

ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ

ПРОБЛЕМЫ РЕСУРСНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ГАЗОДОБЫВАЮЩИХ РАЙОНОВ РОССИИ

Научно-технический
сборник

№ 1 (53) / 2023

Издается

ISSN

Учредитель

Свидетельство
о регистрации СМИ

Главный редактор

Зам. главного редактора

Редакционная коллегия

Научный редактор

Рецензент

Над номером работали

Ответственный редактор

Редактор

Корректор

Редактор перевода

Верстка

Дизайн

Адрес редакции

«Вести газовой науки»

Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России

с 2010 г.

2306-8949

Общество с ограниченной ответственностью
«Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий –
Газпром ВНИИГАЗ»

**Включен в Перечень ВАК российских рецензируемых научных журналов,
в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций
на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук**

ПИ № ФС77-56652
от 26.12.2013 г.

Б.А. Григорьев, член-корреспондент РАН, д.т.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

В.А. Истомин, д.х.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
Л.В. Эдер, д.э.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

А.Н. Дмитриевский, д.г.-м.н., профессор, ИПНГ РАН
А.Г. Потапов, д.т.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
В.А. Скоробогатов, д.г.-м.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
М.М.-Р. Гайдаров, д.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
М.В. Пятахин, д.ф.-м.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
А.М. Лихущин, д.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
М.А. Анисимов, д.ф.-м.н., профессор, Институт физической науки и техники, Университет Мэриленда, США
М.Н. Мансуров, д.т.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
И.Г. Мищенко, д.т.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
Б.А. Сулейманов, д.т.н., профессор, Азербайджанская государственная нефтяная академия
В.Г. Кучеров, д.ф.-м.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина;
доцент, Королевский технологический университет, Швеция
В.В. Харионовский, д.т.н., профессор
В.П. Черный, д.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
О.В. Трифионов, д.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
А.Л. Терехов, д.т.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
А.В. Шевченко, д.т.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
В.С. Сафонов, д.т.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
В.Н. Башкин, д.б.н., профессор, Институт физико-химических и биологических проблем почвоведения РАН
Е.Б. Григорьев, д.т.н., доцент, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
Н.А. Бузников, д.ф.-м.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

В.А. Скоробогатов, д.г.-м.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

О.А. Богданов, к.г.-м.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Т.Г. Осияненко

А.Я. Стефанова

М.В. Бурова

А.Я. Стефанова

Н.А. Владимиров

И.Ю. Белов

142717, Московская область, г.о. Ленинский, п. Развилка,
ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1.

По вопросам подписки и приобретения обращаться:
Тел./факс: + 7 (498) 657-41-73
E-mail: vesti-gas@vniigaz.gazprom.ru
www.vesti-gas.ru

Подписано в печать 11.05.2023 г. Тираж 500 экз.
Подписной индекс по каталогу ОАО Агентство «Роспечать» № 58685.

Отпечатано в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
142717, Московская область, г.о. Ленинский, п. Развилка,
ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1.

© ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2023

Цена свободная.

Правообладатель уведомляет о недопустимости полного или частичного
воспроизведения и распространения материалов сборника (ст. 1233 и 1255 ч. IV ГК РФ).

Слово редактора

Уважаемые читатели! Вашему вниманию предлагается сборник статей геологов и геофизиков ООО «Газпром ВНИИГАЗ», других институтов и организаций, составленный по итогам наиболее значимых исследований последних двух лет в области нефтегазовой геологии как результат выработки новых идей, обмена мнениями, опытом и знаниями специалистов по актуальным проблемам подготовки и освоения минерально-сырьевой базы добычи углеводородов (УВ).

Две тысячи двадцать третий год знаменателен для коллектива ООО «Газпром ВНИИГАЗ»: 75 лет назад, 2 июня 1948 г., был подписан приказ о создании ВНИИГАЗа. И с тех пор институт, как живой организм, функционирует и развивается на благо отрасли и всей России.

Россия – крупнейшая нефтегазовая держава Евро-Азиатского региона. Ее географическое положение в северной части Евразии, экономические, исторические, культурные и прочие связи со странами Европы, Азии, Африки и Латинской Америки требуют выработки глубоко продуманной евро-азиатской доктрины развития и мирной экспансии России на мировом энергетическом рынке с учетом современных геостратегических тенденций. Укрепление политических и экономических связей России со странами Азиатско-Тихоокеанского региона предполагает освоение минерально-сырьевых ресурсов Сибири и Дальнего Востока, создание новых центров газодобычи в этих регионах для обеспечения сырьем газотранспортной системы «Сила Сибири». Газовое будущее России – на шельфах. Возврат позиций России в мировом сообществе, прежде всего в сферах экономики, международной торговли и финансов, а в конечном итоге – и науки, будет происходить в течение второго десятилетия текущего века. Газ, нефть, уголь в XXI в. будут определять развитие топливно-энергетического комплекса России, а значит, и всей ее экономики.

Геология как одна из фундаментальных наук о Земле является основой развития и успешного функционирования нефте- и газодобывающей отраслей промышленности. Именно от состояния разведанных запасов, степени их вовлечения в промышленное производство, объема и достоверности неоткрытых (предполагаемых) – реальных! – ресурсов УВ зависят как условия и темпы промышленного развития отдельных регионов, так и национальное благосостояние целых стран, России прежде всего.

С 2014 г. многое изменилось в газовом мире. Многочисленные санкции Запада против России, стремление англосаксов (США и Англии) заменить российский трубный газ дорогим и экологически вредным сжиженным природным газом (СПГ) из сланцевого газа, недостойная конкуренция на газовом рынке Европы и, наконец, прямые диверсии на газопроводах («Северные потоки -1, -2» в сентябре 2022 г.) с целью вообще убрать российский газ из Западной и Центральной Европы чрезвычайно осложнили положение дел в газовом мире. Однако был бы газ (свободный) в недрах, а его применение всегда найдется. Не сейчас, так потом, «завтра»! Газовая война между Россией и коллективным Западом вступила в новую стадию – из «холодной» перешла в «горячую». Ответ со стороны России на брошенный вызов последует вне всяких сомнений (будет наше время, дайте только срок). Какой? Безусловно, адекватный. Посмотрим... «Да воздастся каждому по делам его!» Во всяком случае, в мегарегионе Евразия предстоит переориентировка газовых потоков... Все большая часть добытого российского газа пойдет в восточном и южном направлениях.



Главный научный сотрудник Лаборатории научно-методического сопровождения и мониторинга геологоразведочных работ Центра геологического сопровождения разработки месторождений Европейской части и Западной Сибири ООО «Газпром ВНИИГАЗ», д.г.-м.н. В.А. Скоробогатов

Введенные ранее и вновь вводимые (в 2022 г. и, возможно, в 2023 г.) санкции осложняют, но не воспрепятствуют росту добычи природного газа в России и увеличению его экспорта по трубопроводам и в виде СПГ, поскольку разведанных запасов газа на суше достаточно для динамичного развития газовой отрасли страны как минимум до 2033–2035 гг., а к тому времени изменится многое и в санкционной политике, и в технико-технологическом обеспечении добычи газа и нефти за счет собственных новаций, не говоря уже о новой расстановке сил на международной арене.

Санкции, преходящие и уходящие, отказы от импорта российского газа и нефти (явно временные) – все это не влияет кардинально на газовую стратегию России: газ, если его меньше добывать, никуда не денется, останется в залежах. Его всегда можно добыть, не сейчас, так «завтра», в ближайшем или «среднем» будущем (если, конечно, запасы и ресурсы свободного газа (СГ) есть в недрах в виде скоплений). Вообще, запасы УВ – высоколиквидный актив любой компании.

Время велит еще больше ориентироваться на собственные силы и возможности! А они у России есть. Огромные природные и национальные возможности, особенно по полезным ископаемым, по добыче газа (СГ плюс попутного нефтяного: в 2021 г. – 529 млрд м³). Россия неизменно занимает первое-второе место по производству газа, текущим запасам и первое по прогнозным ресурсам (соответственно 48 и не менее 100 трлн м³).

Новые идеи, концепции и технико-технологические инновации в области поисков, разведки, освоения и разработки месторождений УВ позволят предприятиям ПАО «Газпром» оптимизировать процесс дальнейшего развития и освоения минерально-сырьевой базы газо- и нефтедобычи на территории России и арктическом шельфе. Настоящий сборник, содержащий информацию о работах, выполненных в 2021–2022 гг., будет интересен геологам и геофизикам, сотрудничающим с научными и производственными организациями нефтяной и газовой промышленности, а также студентам, магистрантам и аспирантам нефтегазовых специальностей высших учебных заведений.

Содержание

- 5 **Зыкин М.Я., Астафьев Д.А., Леонов С.А., Поляков Е.Е., Рыжов А.Е., Скоробогатов В.А., Чичмарева А.В.**
Семьдесят пять лет газовой геологии России: достижения, проблемы, перспективы. Будущее
- 34 **Рыбьяков А.Н., Скоробогатов В.А., Хабибуллин Д.Я.**
Поиски и открытия месторождений углеводородов в осадочных бассейнах Северной Евразии в XX–XXI веках. Итоги. Проблемы. Риски. Перспективы
- 49 **Скоробогатов В.А.**
Газовый потенциал недр осадочных бассейнов России и мира. Величина, структура, перспективы изучения и освоения в XXI веке
- 63 **Хабибуллин Д.Я.**
Фундаментальные законы, основные закономерности и эмпирические правила развития минерально-сырьевой базы газо- и нефтедобычи крупных регионов и компаний России и мира
- 71 **Скоробогатов В.А., Хабибуллин Д.Я.**
Учение об этапности освоения углеводородного потенциала разномасштабных геологических объектов (территорий) в связи с формированием и развитием минерально-сырьевой базы газо- и нефтедобычи
- 82 **Извеков И.Б.**
Современная нефтегазовая геостатистика Ямало-Карского и Гыдано-Енисейского регионов Западной Сибири (в связи с прогнозом новых открытий на суше и шельфе)
- 98 **Соловьёв Н.Н., Скоробогатов В.А.**
Сравнительный анализ тектонодинамики, современного геологического строения и нефтегазоносности молодых плит Северной и Центральной Евразии (в связи с прогнозом новых открытий)
- 115 **Лобусев А.В., Скоробогатов В.А.**
Парадоксы и парадигмы развития нефтегазовой геологии и минерально-сырьевой базы добычи углеводородов России. Исторические аспекты и современность
- 127 **Поляков Е.Е., Пинчук А.В., Ромащенко С.Ю., Чурикова И.В., Слепцова В.М., Чичмарева А.В., Киселева А.М.**
Структурно-литолого-флюидальная модель уникальной газовой залежи горизонта ТП₁₋₆ Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения
- 137 **Гумерова А.Н., Лобусев М.А., Лобусев А.В., Бочкарев А.В.**
Роль сырьевой базы в обеспечении основных направлений хозяйственной деятельности п-ова Ямал и прилегающей акватории
- 148 **Тюрин А.М.**
Геоплотностные характеристики разреза и перспективы нефтегазоносности площадей с контрастным проявлением соляной тектоники (на примере Нагумановско-Вершиновской зоны)
- 168 **Крылов Д.Н.**
Развитие прикладных сейсмических исследований в России в XXI веке
- 173 **Рыбьяков А.Н.**
Закономерности изменения содержания и состава жидких углеводородов в свободном газе месторождений Западной Сибири
- 182 **Пылев Е.А., Пинчук А.В., Поляков Е.Е., Чурикова И.В., Ромащенко С.Ю., Волков Д.С., Творогов М.А., Гачегова Н.Д.**
Комплексная технология построения прогнозных сейсмофациальных и геологических моделей с использованием нейронных сетей для распознавания коллекторов венда в разрезе для оптимизации эксплуатационного бурения при разработке Чаяндинского месторождения
- 206 **Скоробогатов В.А.**
Баженовская нефть Западной Сибири: генезис, запасы, ресурсы, перспективы освоения
- 222 **Абарбанель Е.Г., Сизиков Д.А., Швачко Е.В.**
Особенности применения пассивного сейсмического мониторинга при подготовке к разработке метанугольных месторождений Кузбасса
- 232 **Ступакова А.В., Скоробогатов В.А.**
Угольный ренессанс России в XXI веке: вступление времени? необходимость?
- 243 **Скоробогатов В.А.**
Природный газ России и США в XXI веке: соревновательное противостояние продолжается. Кто победит?
- 253 **Астафьев Д.А., Скоробогатов В.А., Толстиков А.В.**
А будет ли «большая нефть» в недрах морских осадочных бассейнов Северной Евразии?

- 262 **Астафьев Д.А.**
Современные проблемы и альтернативные идеи изучения глубинного строения нефтегазоносных бассейнов, геодинамики и нефтидогенеза
- 278 **Рыбьяков А.Н., Скоробогатов В.А., Хабибуллин Д.Я.**
Крупнейшие, гигантские и уникальные месторождения углеводородов Сибири и Дальнего Востока России. Сколько еще не открыто и где?
- 294 **Скоробогатов В.А., Рыбьяков А.Н., Хабибуллин Д.Я.**
Газовый конденсат осадочных бассейнов России: генезис, запасы, ресурсы, добыча. Будущее

Экспертное мнение

- 309 **Григорьев Б.А., Скоробогатов В.А.**
Глобальная энергетическая геостратегия развития России в XXI веке

К защите диссертаций

- 321 **Ромащенко С.Ю.**
Методика комплексной оценки влияния литологических и структурных факторов на проницаемость пород-коллекторов Чаюдинского нефтегазоконденсатного месторождения
- 337 **Скоробогатова Е.В.**
Роль и значение Ямало-Карского региона в развитии газовой отрасли промышленности Западной Сибири и России до 2060 г.
- 350 **Волков Д.С.**
Возможности и ограничения динамического анализа сейсмических данных при выполнении картирования зон глинизации и прогноза фильтрационно-емкостных свойств на примере конуса выноса ачимовской толщи
- 360 **Сведения об авторах**
- 366 **Information about the authors**

В 38

Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2023. – № 1 (53): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – 365 с. – ISSN 2306-8949.

В состав сборника вошли статьи (26 шт.), написанные геологами и геофизиками ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и их коллегами из других организаций в 2022 г. Издание предназначено для специалистов научно-исследовательских и производственных организаций нефтяной и газовой промышленности, а также студентов, магистрантов и аспирантов нефтегазовых специальностей вузов.

Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2023, no. 1(53): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, 365 pp. ISSN 2306-8949. (Russ.). This collected book contains 26 articles written by the geologists and geophysicists from the Gazprom VNIIGAZ LLC and other institutes in 2022. Revealed information could be interesting for researchers and practitioners employed in scientific and industrial companies of gas and petroleum specialization. It will be also useful for students and postgraduates from correspondent universities.

УДК 55:001

Семьдесят пять лет газовой геологии России: достижения, проблемы, перспективы. Будущее

М.Я. Зыкин¹, Д.А. Астафьев^{1*}, С.А. Леонов¹, Е.Е. Поляков¹, А.Е. Рыжов¹,
В.А. Скоробогатов¹, А.В. Чичмарева¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1

* E-mail: D_Astafiev@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. В историческом аспекте за 75 лет существования прослежена деятельность геологической службы ВНИИГАЗа по созданию основ отечественной геологии горючих ископаемых. Отмечены место и роль газовых геологов во всех направлениях изучения онтогенеза углеводородов, при обосновании направленных поисков газосодержащих месторождений и залежей, в оценках величины и структуры начальных потенциальных ресурсов свободного газа и нефти, развитии и освоение минерально-сырьевой базы газодобычи.

Ученые ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработали авторские концепции формирования месторождений и залежей углеводородов для большинства провинций Северной Евразии: прежде всего, Западно-Сибирской (суша и шельф Карского моря), Предкавказско-Мангышлакской, Прикаспийской, Баренцевоморской и др., из зарубежных – для Североморской, Арабо-Персидской и др.

Научные школы и направления исследований ООО «Газпром ВНИИГАЗ» внесли весомый вклад в успешное развитие отечественной геологии нефти и газа в течение последних десятилетий. Подчеркнуто, что развитие газовой геологии России будет продолжаться еще долгие десятилетия. Это обеспечено огромными традиционными и нетрадиционными ресурсами природного газа во всех осадочных бассейнах Северной Евразии.

Традиционная геология – наука старая как мир. Среди естественных наук она занимает воистину почетное место. Это наука о том, что окружает человека на всем протяжении развития человеческого общества. Нефтегазовая геология (НГГ) – одно из важнейших направлений наук о Земле и общей геологии. Она возникла на рубеже XIX и XX вв. в России, США, странах Западной Европы, развивалась и совершенствовалась по мере открытия новых нефтегазоносных территорий в пределах осадочных (седиментационных) бассейнов и провинций всех континентов мира.

У истоков российской НГГ в 1930–1940 гг. стояли известные ученые – И.О. Брод, И.М. Губкин, А.Д. Архангельский, И.Н. Стрижов, А.Л. Козлов, В.П. Савченко, В.М. Сенюков, Д.В. Наливкин, Н.Ю. Успенская и др. За более чем 100 лет развития российской НГГ опубликованы десятки тысяч научных статей, многие тысячи монографий и сборников, много энциклопедий, справочников и др. литературы по нефти и газу. Некоторые из них приведены в списке литературы [1–72] с упором на важнейшие обобщения газовых геологов, особенно за три последние десятилетия, которые во многом подводили итоги развития НГГ во 2-й половине XX в. Многие идеи, концепции, учения о формировании, эволюции и размещении углеводородных скоплений (УВС) в недрах и потенциальных ресурсах нефти и газа впервые были высказаны и получили развитие в трудах российских исследователей.

НГГ – сложная, многоаспектная, постоянно развивающаяся («живая») наука. Мощный импульс к ее развитию дали открытия новых нефтегазоносных провинций (НПП) и месторождений углеводородов (МУВ) во 2-й половине прошлого столетия. В пятидесятых-шестидесятых и в начале семидесятых годов XX в. большое значение для ее развития в России имели работы И.О. Брода, Н.Б. Вассоевича, И.В. Высоцкого, А.А. Карцева, А.Л. Козлова, В.Д. Наливкина, С.Г. Неручева, В.П. Савченко, В.А. Соколова, В.А. Успенского [5, 7, 8, 31, 33, 44 и др.]. Подлинный расцвет НГГ в России и СССР пришелся на период с конца 1960-х гг. до 1993 г. (великолепное двадцатилетие, точнее, четверть века). Большинство новых идей, концепций, разработок,

Ключевые слова:

геология, геофизика, газ, нефть, углеводороды, уголь, парагенезис, месторождение, залежь, запасы, ресурсы, поиски, разведка, добыча, прогноз, отрасль промышленности, генезис, онтогенез, формирование, скважина, теория, метод, разработка, коллектор, покрывка.

которые развивают и используют до настоящего времени, были предложены именно в эти 20 лет.

Обретение геологической истины в рамках НГГ просто и конкретно: это открытие месторождений и залежей УВ с параметрами, предсказанными до бурения (величина запасов, фазовое состояние углеводородов и др.). Научный прогноз нефтегазоносности может быть правильным и корректным только в результате всестороннего анализа условий формирования УВС и закономерностей их размещения по площади и разрезу седиментационных бассейнов (в объеме осадочного чехла или отдельных структурно-литологических комплексов), иначе возможны просчеты и потери – финансовые, временные, даже имиджевые. Ни одна добывающая отрасль промышленности не может функционировать без подготовленных запасов (под добычу) и прогнозных ресурсов (под поиски и разведку), составляющих минерально-сырьевую базу (МСБ) добычи.

Рождение газовой промышленности СССР, как правило, датируют временем строительства и пуска в эксплуатацию первого магистрального газопровода Саратов – Москва. Это потребовало решения проблемы подготовки и расширения МСБ отрасли. С целью поиска, разведки и разработки газовых месторождений и технического обслуживания газопровода по приказу Главгазтоппрома при Совете министров СССР № 260 от 2 июня 1948 г. был создан Всесоюзный научно-исследовательский институт природных газов – ВНИИГАЗ (ныне ООО «Газпром ВНИИГАЗ»).

Газовая геология (ГГ) как часть более обширной нефтегазовой геологии (НГГ) начала активно формироваться после 1945 г., когда во многих странах процесс открытия и разведки газосодержащих МУВ с залежами свободного газа (СГ) приобрел взрывной характер, однако первые научные труды по ГГ появились еще в 1920–1930-х гг. в США, России и др. странах, но они имели характер теоретических обобщений. До 1940 г. в СССР были открыты всего несколько десятков небольших по запасам месторождений с залежами СГ – попросту нечего было обобщать... и теория направленных поисков залежей газа начала зарождаться только в начале пятидесятых, кстати, в трудах газовых геологов (В.Г. Васильева, И.В. Высоцкого, В.П. Савченко, А.Л. Козлова и др.). А нефтяникам было не до газа. Надо было форсированно

развивать нефтяную отрасль промышленности, начиная с создания ее первоосновы – МСБ нефтедобычи.

Создание, функционирование и дальнейшее развитие любой добывающей отрасли промышленности стран и регионов мира, в том числе России, а также крупных компаний-операторов целиком и полностью зависят от состояния МСБ в виде начальных (с учетом накопленной добычи (НД) и текущих разведанных запасов в недрах (кат. $A+B_1+C_1$), которые и определяют производство того или иного вида полезных ископаемых, в том числе горючих: угля, нефти и газа. Незаработанные запасы категории B_2+C_2 определяют приросты промышленных запасов углеводородов в ходе разведки и доразведки месторождений и залежей. От величины и структуры текущих запасов, степени их выработанности зависят уровни добычи в ближайшем будущем (8–10 лет) и в средней перспективе (14–15 лет). Очень важны также величина и структура начальных потенциальных и неоткрытых ресурсов (НПР), от которых зависят выбор направлений и успешность дальнейших поисково-разведочных работ (ППР) на газ и нефть, а также приросты запасов под добычу на дальнюю перспективу (20–30 лет).

С начала 1950-х гг. до начала 1990-х гг. проблемами подготовки МСБ газо- и нефтедобычи в России (в РСФСР) занимались предприятия трех союзных министерств: геологии (Мингео), нефтяной (Миннефтепром) и газовой (Мингазпром) промышленности. Научным обеспечением и сопровождением ППР на нефть и газ занимались мощные коллективы геологов и геофизиков большого числа отраслевых институтов (Мингео: ВНИГРИ, ВНИГНИ, ЗапСибНИГНИ, СНИИГГиМС и др.; Миннефтепром: ИГИРГИ и ВНИИнефть; Мингазпром: ВНИИГАЗ и ряд его региональных филиалов). Между ними имели место как деловые и профессионально-дружеские контакты, так порой и жесткая конкуренция, и противостояние по ряду вопросов. Специалисты Мингео постоянно завышали оценки величины и структуры НПР газа и нефти и запасов месторождений и залежей, пытаясь передать на баланс добывающих предприятий несуществующие в природе запасы, которые часто потом списывались (в ходе эксплуатационной доразведки) как неподтвердившиеся, бурили очень много лишних глубоких

скважин (метраж ради метража) в целях выполнения плана по бурению и получения премий. Специалисты-геологи добывающих министерств служили своеобразным профессиональным фильтром – «щитом» против попыток, по сути, перенести имевшие место ошибки и провалы при ПРР геологоразведочных предприятий на добывающие путем передачи недоразведанных месторождений, некондиционных запасов, некорректно подсчитанных ресурсов в малоизученных областях, районах и комплексах пород. Достойное место в этих столкновениях интересов занимали и газовые геологи ВНИИГАЗа по всем республикам СССР и прежде всего по регионам России. Здоровая конкуренция интересов и их защита наблюдались именно в те времена (до 1992 г.).

Давно доказано, что без хорошей науки не может быть успешной практики, т.е. рентабельного, экономически целесообразного промышленного производства, и это касается любых видов человеческой деятельности, особенно в горнодобывающих отраслях промышленности. Без науки не может быть и дальнейшего развития во всех сферах материальной и духовной жизни.

В историческом плане первые два десятилетия 1948–1967 гг. были периодом становления газовой науки, в частности, во ВНИИГАЗе. К концу шестидесятых окончательно сформировались четыре основные направления исследований:

- *геология* газонефтеносных территорий и оценка реальных ресурсов углеводородов, поиски и разведка газосодержащих

месторождений (с подсчетом запасов и обоснованием МСБ газодобычи);

- *разработка и эксплуатация* месторождений и залежей СГ и бурение глубоких скважин;
- дальний *транспорт* газа и сооружение подземных хранилищ газа (ПХГ);
- *переработка* газа и конденсата.

НГГ – наука фундаментальная, консервативная (как медицина), одна из сложнейших в спектре естественных наук. Новации в ней появляются редко и приживаются трудно. Этапность и последовательность действий в рамках создания МСБ газо- и нефтедобычи показана на рис. 1.

Гносеологические основы развития НГГ по обеспечению ПРР при создании и развитии сырьевой базы газа и нефти показаны на рис. 2.

Роль отраслевой науки в становлении и развитии МСБ газа

Газовая отрасль промышленности России в начале создавалась на основе открытия и эксплуатации небольших газосодержащих месторождений в Поволжье и Тимано-Печорской провинции (1940-е гг.), в дальнейшем МСБ газа развивалась на Северном Кавказе (1950-е гг.) и в Западной Сибири (с 1960-х гг. донине). В 1950 г. все запасы СГ России составляли 59,7 млрд м³, в 1960 г. – уже 972,3 млрд м³. Малые запасы – малые объемы добычи. Но к 1971 г. запасы увеличились уже до 9,3 трлн м³, в том числе в Западно-Сибирской мегапровинции (ЗСМП) – 7,1 трлн м³, однако на шельфе был разведан только 1 млрд м³ запасов.



Рис. 1. Логистика формирования МСБ газонефтедобычи



Рис. 2. «Дерево» познания, целей и последовательности действий в развитии НГГ и сырьевой базы добычи углеводородов

Лиха беда начало... В 1950-х – начале 1960-х гг. закладывались основы науки о газе, но многие идеи и концепции были сформулированы именно в этот период. Экспансии природного газа на энергетических рынках Западной Европы в 1970-х гг., а в 1980-х гг. и в России, предшествовала целенаправленная работа по созданию МСБ отрасли. С этой целью в начальный период существования ВНИИГАЗа основное внимание уделялось региональным исследованиям на территориях Днепровско-Донецкой и Прикаспийской впадин, Скифской, Туранской, Западно-Сибирской молодых эпигерцинских плит и др. Особое значение придавалось проблеме раздельного прогнозирования газо- и нефтеносности недр и вопросам направленных поисков газовых (газосодержащих) месторождений. Созданием научных основ их прогнозирования еще в 1930-х гг. начали заниматься В.П. Савченко и А.Л. Козлов. С их именами в первую очередь связано создание основ ГГ во ВНИИГАЗе. Именно они заложили

фундамент, на котором в дальнейшем успешно развивались теоретические основы прогнозирования, методов поисков и разведки газовых и газоконденсатных месторождений и решались практические задачи создания геологических моделей объектов разработки.

Основы науки о геологии природного газа и научные школы в области фундаментальных проблем происхождения, генерации и миграции нефти и газа, формирования и закономерностей размещения месторождений в объеме продуктивных литолого-стратиграфических комплексов осадочных бассейнов, прогнозирования, поисков, разведки и освоения залежей углеводородов создавались трудами Г.И. Амурского, К.И. Багринцевой, Г.А. Габриэлянца, А.В. Данова, Н.Д. Елина, В.И. Ермакова, Б.П. Жижченко, А.А. Клименко, Н.Д. Кованько, В.Н. Корценштейна, А.Я. Кремса, И.Б. Кульбакиной, Э.Е. Лондон, Ю.В. Мухина, В.Е. Орла, А.С. Панченко, Р.М. Пистрак, В.Т. Работнова, В.Р. Родыгина, Н.А. Рулева, В.М. Сенюкова, В.Л. Соколова,

О.А. Солнцева, В.И. Старосельского, В.П. Ступакова, В.И. Тарбаева, А.А. Ханина, Э.В. Чайковской и др. [1, 3, 6, 18, 27, 31, 34, 37–39, 44, 60, 64, 68, 71].

Необходимость проведения научных исследований по ГГ при создании ВНИИГАЗа определялась уже тем, что первым его директором был назначен известный геолог Е.Я. Старобинец. С тех пор исследования в области геологии газа стали одним из основных видов деятельности института (в спектре всех научных и технических проблем).

В 1-й половине 1950-х гг. основное внимание уделялось проведению под руководством А.В. Данова, Б.П. Жижченко, Р.М. Пистрак, В.М. Сеньюкова, Л.С. Темина и др. региональных исследований, включавших решение задач палеонтологии, литологии, стратиграфии, тектоники нефтегазоносных комплексов Северного Кавказа, Центральной Азии, Казахстана, Украины, Поволжья. Во 2-й половине 1950-х гг. в число приоритетных задач вошли вопросы качественной и количественной оценки перспектив газоносности. В 1957 г. В.П. Савченко организовал лабораторию поисков и разведки газовых месторождений, в которой решались задачи раздельного прогнозирования нефте- и газоносности. Он был одним из авторов теории дифференциального улавливания углеводородов, которая широко известна как теория Гассоу – Максимова – Савченко («газовые струи» в коллекторских толщах).

Полученные результаты послужили основой подготовки и составления первой карты газоносности СССР и издания первого справочника по газовым месторождениям в 1965 г. Количественная оценка перспектив газоносности под руководством В.Г. Васильева и В.П. Ступакова впервые была выполнена в 1956 г., а ее результаты использовались для организации направленных поисков и разведки газосодержащих месторождений в районах Поволжья, Южного Приуралья, Северного Кавказа, Украины и Центральной Азии. В.Г. Васильев был организатором и руководителем нефтегазопроисловых экспедиций в Западной Сибири, а В.М. Сеньюков стоял у истоков организации опорного бурения в России и проведения региональных геофизических исследований на ее обширной территории, в том числе на юге Восточной Сибири. Именно В.М. Сеньюкову посвящена

книга «Лоцман Кембрийского моря», изданная в 1950-х гг., кстати, интересная книга... (а венд и кембрий – основные продуктивные толщи Сибирской платформы).

Для прогнозирования и направленных поисков газосодержащих месторождений большое значение имели проводившиеся в 1960–1980-х гг. под руководством и при участии В.Г. Васильева, В.И. Ермакова, В.П. Козлова, В.А. Скоробогатова, Л.В. Токарева исследования по обоснованию роли угленосных толщ в процессах газогенерации и формирования преимущественно газосодержащих месторождений (в объеме осадочного чехла) и залежей углеводородов внутри отдельных комплексов пород [6, 19, 20 и др.].

Все начинается с рождения, а в НГГ – с генезиса. Как возникают нефть и газ в земных недрах, как формируются их скопления и «оживают» до наших дней? Это целый спектр проблем онтогенеза углеводородов – от генерации в материнских толщах до эволюции внутри ловушек и разрушения (частичного или полного). Вслед за исследователями МГУ им. М.В. Ломоносова (Н.Б. Вассоевич, И.В. Высоцкий и др.), рассматривающих систему онтогенеза в рамках ГАК (генерация – аккумуляция – консервация), газовые геологи расширили это понятие до генетической цепочки процессов и явлений:

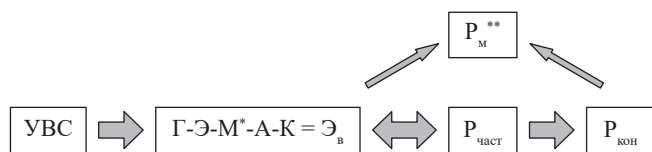
$$\Gamma \text{ЭМАК} = \text{Э}_в - \text{P}(\text{P}_м, \text{P}_{\text{част}}, \text{P}_{\text{кон}}),$$

где Γ – генерация; Э – эмиграция из глин и углей в коллекторы; M – коллекторская (резервуарная) миграция; A – аккумуляция; K – консервация в ловушках; $\text{Э}_в$ – эволюция; P – разрушение ($\text{P}_м$ – ремиграция вверх по разрезу; $\text{P}_{\text{част}}$ и $\text{P}_{\text{кон}}$ – соответственно разрушение частичное и/или полное первичных залежей). Последовательное соподчинение этих процессов показано на рис. 3. В жизненном цикле углеводородов в осадочных толщах самые длительные процессы – это генерация (многие десятки – первые сотни миллионов лет при погружении пород-генераторов – глин и углей – на все большие глубины с повышением геотемператур), а также эволюция УВС внутри ловушек после их формирования (от 10–20 до 150–200 млн лет), самые кратковременные – вторичная миграция в объеме коллекторских толщ и аккумуляция, мгновенное в рамках геологического времени разрушение

(млн лет, иногда действительно почти мгновенное, как землетрясение – минуты и даже секунды) при подвижках по разломам и дегазации недр, вспомним эффект открытия шампанского (газ уходит, жидкость остается), т.е. нарушение герметичности газонасыщенных сред (органоллюидоминеральных комплексов пород).

Проблемами происхождения нефти и газа занимались многие отечественные и зарубежные исследователи – геологи и геохимики нефтегазового профиля (в рамках органической теории углеводородов): Г.А. Амосов, И.И. Аммосов, И.О. Брод, Н.Б. Вассоевич, И.В. Высоцкий, А.Н. Гусева, В.И. Ермаков, С.Г. Неручев, С.П. Максимов, Н.В. Лопатин, Е.А. Рогозина, В.А. Скоробогатов, Б.А. Соколов, В.А. Соколов, В.А. Успенский, В.П. Якуцени и Дай Динсин, Д. Вельте, Б. Тиссо, Дж. Хант, Х. Хедберг, М. Бестужев и мн. др. Эти проблемы изучаются более 100 лет, опубликована обширная литература по всем аспектам происхождения и парагенезиса горючих ископаемых (ГИ), размещения и прогнозирования месторождений угля, газа и нефти, оценкам их геологических и извлекаемых ресурсов [8, 14, 15, 17, 23, 24, 44, 46, 54, 60, 71 и др.].

Нефть и особенно газ – подвижные, миграционноспособные части подземных геоллюидов и редко залегают *in situ* (на месте возникновения). Они образуют скопления после первичной и вторичной собирательной миграции в разнообразных ловушках в водонасыщенной среде природных резервуаров. Поиски их «генетических корней» часто бывают затруднены: в каких материнских толщах были генерированы углеводородные газы и битумоиды? какой путь прошли они до ловушек? с материнским органическим веществом – ОВ – какого типа и состава генетически связаны?



Формула представляет собой развитие знаменитой «триады МГУ» – ГАК (генерация – аккумуляция – консервация)

* миграция резервуарная – латеральная и субвертикальная

** межкомплексная субвертикальная ремиграция

Рис. 3. Генетическая функциональная схема формирования и эволюции углеводородных скоплений в земных недрах

Различные аспекты проблемы генезиса газа и нефти (онтогенеза углеводородов) изучались в России и других странах мира с 1920-х гг., во ВНИИГАЗе и его филиалах – с 1958 г. Г.И. Амурским, Е.Я. Гавриловым, В.И. Ермаковым, А.Л. Козловым, В.П. Козловым, Б.С. Коротковым, В.Н. Корценштейном, Н.Н. Немченко, В.П. Савченко, Ю.Б. Силантьевым, В.Ф. Симоненко, В.А. Скоробогатовым, Н.Н. Соловьёвым, Л.В. Токаревым, Э.В. Чайковской и др.

В 1960-х гг. в рамках отечественной НГГ создавались научные школы ряда НИИ: московских – ВНИГНИ, ИГИРГИ, ВНИИГАЗ, ВНИИЯГТ, МГУ; ленинградских – ВНИГРИ, ВСЕГЕИ, западносибирских – СНИИГГИМС и ИГИГ СО РАН (Новосибирск) и ЗапСибНИГНИ (Тюмень), имевших многочисленные филиалы в России и других республиках СССР, которые обменивались результатами научных исследований (в статьях и устных докладах), взаимодействовали, часто консультировали друг с другом.

Наибольшее внимание в работах газовых геологов уделялось вопросам генерации органических подвижных соединений (ОПС), прежде всего газа, и миграции (первичной и вторичной) – струйной и водорастворенной (для газа). В последние четыре десятилетия во ВНИИГАЗе детально изучались вопросы аккумуляции углеводородов и эволюции скоплений газа и нефти на примере крупнейших осадочных бассейнов и месторождений России и мира. При этом приоритетность исследований геологической школы ВНИИГАЗа по многим вопросам онтогенеза углеводородов, включая эволюцию УВС и оценку коллекторского потенциала продуктивных толщ, очевидна. Она признавалась широкими кругами геологической общественности [14, 19, 23, 24, 31, 44, 52, 54, 59 и др.].

При этом в онтогенетической цепи событий и явлений «генерация – миграция – аккумуляция – консервация = эволюция ↔ разрушение (межкомплексная ремиграция)» фундаментальное значение принадлежит генерационному звену (не может мигрировать то, что изначально не образовалось в материнских – генерирующих – толщах). Эта последовательная цепочка сопряженных в пространстве-времени событий, процессов и явлений, приводящих к формированию, эволюции и сохранности или разрушению скоплений (залежей) углеводородов

в осадочных бассейнах и породах различного типа и возраста, всесторонне рассматривалась исследователями ВНИИГАЗа, в том числе работавшими над отдельными проблемами онтогенеза углеводородов. Различные аспекты и масштабы генерационных процессов изучались В.И. Ермаковым, В.Л. Соколовым, Н.Д. Гуляевой, В.А. Скоробогатовым и др. [3, 19, 52, 54, 60].

Важнейшее значение в работах геологов ВНИИГАЗа (В.Н. Корценштейна, Ю.В. Мухина, В.М. Симоненко, В.П. Савченко и др.) имели исследования процессов первичной и вторичной миграции углеводородов, аккумуляции и сохранности газа и нефти в ловушках. Понятие же эволюции в залежах было введено в науку именно газовыми геологами [52, 59]. Эволюция свободных газовых смесей выражается в изменении содержания метана, тяжелых газов – $C_2 \dots C_4$, неуглеводородных компонентов, изотопного состава метана и др., содержания и свойств конденсата.

Эволюция нефтей в ловушках выражается в изменении их плотности, сернистости, содержания в них твердых алкановых углеводородов – парафинов, смол и асфальтенов, соотношения групп углеводородных компонентов и др. Главными процессами, сопровождающими геохронотермобарическую и геохимическую эволюцию концентрированных форм нахождения углеводородов, в частности нефти, в недрах, являются: удаление гетероэлементов (N, O, S) в виде неуглеводородных газов и асфальтенов, которые при разложении выделяют углеводороды и нерастворимый остаток («мертвый» углерод), осаждающийся на минеральном субстрате; тепловое разрушение (разукрупнение) молекул с разрывом углерод-углеродных связей (нефть и природный газ); диспропорционирование водорода между нафтеновыми, ароматическими и парафиновыми углеводородами и гидрирование за счет внешних источников водорода (главным образом в зоне апокатагенеза в жестких термоглубинных и катагенетических условиях), поднимающегося обычно снизу – из зон тепловой конверсии метана ($CH_4 + 2H_2O \xrightarrow{t} CO_2 + 4H_2 \uparrow$, по А.Л. Козлову). Доказано, что метан (CH_4) – хоть и «космический газ», как и водород (H_2), но он не выдерживает сверхвысоких (критических) геотемператур и разрушается. В высокопреобразованных антрацитах высоких марок метан отсутствует [32].

Главным достижением в области геологии за 2-е двадцатилетие деятельности ВНИИГАЗа (1968–1988 гг.) стало выяснение и научное объяснение условий формирования скоплений углеводородов – СГ, конденсата и нефти – в осадочных бассейнах России и всей Северной и Центральной Евразии (СЕА): как были сформированы месторождения и залежи в породах палеозоя, мезозоя, кайнозоя на молодых плитах СЕА и докембрия (в Восточной Сибири), как эволюционировали скопления углеводородов в ловушках и по каким законам они распределены в земных недрах. Это позволило перейти к прогнозу газонефтеносности и направленным поискам газосодержащих месторождений, а также к оценке реальных ресурсов углеводородов на территории России и сопредельных стран. Осадочные бассейны и мегабассейны, провинции и мегапровинции, в которых работали и работают газовые геологи XX и XXI столетий, показаны на рис. 4.

Значительное место в исследованиях геологов ВНИИГАЗа занимали проблемы формирования размещения и прогнозирования скоплений природных газов в нефтегазоносных бассейнах и направленных поисков залежей сероводородного и бессернистого газа (Г.И. Амурский, Э.С. Гончаров, Э.Е. Лондон, И.Б. Кулибакина, Н.Н. Соловьёв, А.Н. Тимонин, Л.С. Салина и др.), тектонодинамического контроля процессов, составляющих онтогенез нефти и газа (Г.И. Амурский, А.В. Бочкарев, Н.Н. Соловьёв и др.), теории галокинеза (динамики роста соляных куполов) и перспектив нефтегазоносности Прикаспийской и Амударьинской синеклиз (В.Л. Соколов, Г.И. Ледовская, Ю.Б. Силантьев и др.). В 1979 г. коллективом геологов ВНИИГАЗа впервые была составлена карта перспектив поисков сероводородсодержащих газов в нефтегазоносных регионах территории СССР (редакторы Г.И. Амурский, В.И. Ермаков, И.П. Жабрев).

Геологи ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработали действительно оригинальные авторские концепции формирования месторождений и залежей углеводородов для большинства провинций СЕА: прежде всего, Западно-Сибирской (суша и шельф Карского моря), Амударьинской, Предкавказско-Мангышлакской, Прикаспийской, Баренцевоморской и др. Из зарубежных – для Североморской, Арабо-Персидской, ряда



Рис. 4. География поисково-разведочных работ ПАО «Газпром» в Российской Федерации. Нефтегазонасыщенные мегапровинции, провинции и области: 1 – Северо-Кавказская; 2 – Волго-Уральская + Прикаспийская; 3 – Тимано-Печорская; 4 – Западно-Сибирская; 5 – Лено-Тунгусская; 6 – Западно- и Восточно-Баренцевская; 7 – Восточно-Арктическая; 8 – Охотская; 9 – Беринговоморская

нефтегазонасыщенных бассейнов Китая, Индии, Австралии и др. [14, 21, 41, 46, 50, 61 и др.].

Одним из важнейших направлений являлось изучение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород-коллекторов и покрышек, петрофизики и физических процессов, происходивших и происходящих в продуктивных газо- и нефтенасыщенных пластах. Разработанная и экспериментально обоснованная в 1956 г. А.А. Ханиным оценочная классификация пород-коллекторов получила широкое признание и до сих пор востребована на практике. Эта классификация уточнялась до начала 1970-х гг. Под руководством А.А. Ханина исследования проводились на керновом материале всех нефтегазонасыщенных регионов СССР и крупнейших месторождений (Медвежьего, Уренгойского, Оренбургского, Вуктыла, Самотлора и др.). Позднее К.И. Багринцевой принципы построения этой классификации трансформированы применительно к карбонатным коллекторам. Идеи А.А. Ханина получили дальнейшее развитие в работах А.В. Дахнова, З.И. Козловцевой, И.А. Копосова, Я.Р. Морозовича, Н.В. Савченко, А.Е. Рыжова и др. [68, 69 и др.].

Существенную роль в развитии направления геологического обоснования эффективности подземного хранения газа сыграли исследования закономерностей распространения и качества пород-флюидоупоров (покрышек). Важное место в становлении методических подходов к экспериментальным исследованиям экранирующих свойств и в дальнейшей классификации покрышек занимают работы А.А. Ханина, К.А. Абдурахманова и О.Ф. Корчагина.

Во ВНИИГазе в 1970–1980-х гг. разрабатывались методы изучения изотопного состава и соотношений изотопов (углерода, аргона и др.) в природных газах (Е.Я. Гаврилов, Г.И. Теплинский и др.) [15]; геохимические методы контроля при изучении строения и освоении газоконденсатных месторождений (В.Л. Соколов, Н.Д. Гуляева, И.Б. Кулибакина, Е.П. Шишенина и др.); методы поисковой и разведочной гидрогеологии, а также гидрогеологического и гидрохимического контроля разработки (В.С. Гончаров, Л.М. Зорькин, В.П. Ильченко, В.Г. Кирыашкин, В.Г. Козлов, В.Н. Корценштейн, Э.Е. Лондон, А.С. Панченко, Е.В. Стадник, А.С. Филин, Ю.С. Шилов, Ю.И. Яковлев, и др.); методы

использования аэрокосмических снимков при поисках, разведке и эксплуатации газовых месторождений и сооружений (Г.И. Амурский, В.В. Бабаев, Ю.В. Баранов, М.С. Бондарева, В.Н. Пашковский, Н.Н. Соловьёв, В.А. Кузьминов) [34, 44 и др.].

Ученым ВНИИГАЗа принадлежит приоритет в разработке методических основ прогнозирования, подсчета и учета ресурсов полезных компонентов природного газа (этана, пропана, бутана, гелия, сероводорода и др.), которые начали разрабатываться во ВНИИГАЗе с 1960-х гг. (В.Г. Васильев, В.П. Ступаков, В.И. Старосельский). Эти работы впоследствии реализовались в оценке ресурсов полезных компонентов природных газов, подготовке (начиная с 1986 г.) совместно с «Союзгеолфондом» ежегодных выпусков Государственного баланса запасов этана, пропана и бутанов в СГ [63, 64].

Изучение парагенетических связей угля, газа и нефти начиналось во ВНИИГАЗе еще в середине 1950-х – начале 1960-х гг. геологами В.Г. Васильевым, В.И. Ермаковым, А.Л. Козловым, Л.В. Токаревым для целей раздельного прогноза и поисков нефти и газа, однако лишь в конце 1990-х – начале 2000-х гг. сформировалось убеждение в реальности расширения МСБ газовой промышленности за счет нетрадиционных источников газа (газ угольных пластов и плотных коллекторов, сланцевых углеводородов, газовых гидратов и др.) [17, 19, 54]. Неоспорим приоритет ученых ВНИИГАЗа в исследованиях нетрадиционного газа: угольного (В.И. Ермаков, В.П. Ступаков), гидратного (Б.П. Жижченко, А.Г. Ефремова, Ю.Н. Макогон, В.А. Истомина, С.А. Леонов, Е.В. Перлова, В.С. Якушев), «плотных» газонасыщенных коллекторов (Э.В. Чайковская, Л.С. Салина, В.А. Скоробогатов и др.), сланцевых толщ (Е.В. Перлова, В.А. Скоробогатов) [13, 15, 56, 58, 71]. В частности, во ВНИИГАЗе с 1960-х гг. разрабатывались методические приемы оценки ресурсов газа угольных пластов (В.И. Ермаков, В.П. Ступаков, А.Г. Ефремова и др.); критерии гидратности пород в криолитозоне и нахождения газа в гидратном состоянии (Ю.Ф. Макогон, В.А. Истомина, В.С. Якушев и др.); газа и нефти плотных коллекторов (В.А. Скоробогатов, Л.Г. Кузьмук, В.А. Кузьминов, Л.С. Салина и др.) [13, 65, 71 и др.].

Приоритет (1972 г.), признанный в мире, – обнаружение газовых гидратов в донных осадках Черного моря – принадлежит именно сотрудникам института Б.П. Жижченко и А.Г. Ефремовой. Они наблюдали и «живые» газогидраты на дне оз. Байкал (Е.В. Перлова и др.).

Коллективом геологов под руководством В.П. Савченко еще в 1950-е гг. начата разработка новых методов промышленной разведки и оценки запасов газовых месторождений. В дальнейшем эти исследования продолжили М.Я. Зыкин, Л.Г. Кузьмук, А.А. Плотников, В.В. Царев, А.В. Чичмарева и др. Рациональная методика промышленной разведки газовых месторождений первоначально была разработана применительно к небольшим и средним по запасам газовым месторождениям Поволжья. В дальнейшем опытно-промышленная эксплуатация (ОПЭ) как метод доизучения газовых залежей нашла широкое применение на месторождениях в других нефтегазоносных регионах СССР и России. В районах с развитой газодобывающей отраслью и сетью магистральных газопроводов (Украина, Предкавказье, Туркмения, Нижнее Поволжье и др.) после бурения первых поисковых и разведочных газовых скважин осуществлен ускоренный ввод в ОПЭ большого числа газовых месторождений на базе запасов категорий C_1 и C_2 с проведением их доразведки в процессе разработки. Это приводило к экономии средств и позволяло в два-три раза сокращать сроки освоения открытых газовых месторождений (на шесть-семь лет и более) [22, 27, 28, 33, 44 и др.].

В 1995 г., после продолжительного перерыва, во ВНИИГАЗе было вновь создано научное направление, связанное с использованием результатов промыслово-геофизических исследований при решении задач поиска, разведки, моделирования и подсчета запасов углеводородов, эксплуатации газовых месторождений, в первую очередь в Западной Сибири (В.Г. Фоменко, Г.Ф. Пантелеев, Е.Е. Поляков, Е.В. Лигус и др.).

Приведем наиболее крупные, фундаментальные направления исследований. Геологи ВНИИГАЗа вместе с геологами Мингазпрома, а с 1993 г. – геологами РАО «Газпром» (ныне – ПАО «Газпром») принимали участие:

- в прогнозировании газонефтеносности недр крупных территорий и акваторий;
- открытии и разведке крупных и уникальных газосодержащих месторождений СССР

и России (Оренбургское, Карачаганакское, Вуктыльское, Западно-Астраханское, Шатлыкское, Даулетабад-Донмезское и др.);

- сопровождении геологоразведочных работ (ГРР) на газ;
- разведке и создании геолого-промысловых моделей газовых гигантов (Уренгойское, Медвежье, Ямбургское, Бованенковское, Новопортовское, Астраханское газоконденсатные месторождения (ГКМ), в Центральной Азии – Шатлыкское, Даулетабад-Донмезское ГКМ, в Восточной Сибири – группы Вилюйских месторождений, Чайдинского, Ковытинского и др.);
- разработке и обосновании наиболее эффективных направлений ГРР на газ в регионах России (1988–2017 гг.);
- мониторинге запасов и ресурсов углеводородов (постоянно, начиная с середины 1950-х гг.);
- обосновании МСБ газа в рамках генеральных схем развития газовой отрасли России.

Основные достижения в области нефтегазовой геологии ООО «Газпром ВНИИГАЗ» за последние шесть десятилетий (1961–2020 гг.):

1) разработка и обоснование общей теории формирования месторождений горючих ископаемых (парагенезиса угля и газа, битуминозных сланцев и нефти, разрушающихся в жестких термокатагенетических условиях жидких углеводородов и высокотемпературного вторичного по генезису газа) [17, 54, 59];

2) полномасштабное многоаспектное изучение всех звеньев онтогенеза углеводородов с обоснованием масштабов, процессов и явлений, приводящих к формированию и сохранности скоплений СГ и нефти в различных геологических условиях разновозрастных бассейнов и автономных генерационно-аккумуляционных комплексов пород (от рифея до плиоцена).

Наибольший вклад газовые геологи внесли в познание и количественную оценку процессов генерации газа и битумоидов органическим веществом различного типа, микрокомпонентного состава и уровня катагенетической преобразованности, а также процессов миграции (первичной и вторичной) и эволюции [38, 44]. Впервые термин «эволюция» УВС в залежах с описанием этого явления предложен и конкретизирован именно газовыми геологами в 1988–1993 гг. [59];

3) разработка и обоснование метода расчета палеотемператур, в том числе максимальных, на любой отрезок времени; изучение количественных связей современных и максимальных температур со стадиями катагенеза органикофлюидоминеральных комплексов пород, которые позволяют экспрессно оценивать катагенез по данным о современных температурах (в частности, для мезозойских и кайнозойских пород молодых плит СЕА) [21];

4) создание теории формирования газо- и нефтесодержащих месторождений-гигантов с точными количественно-генетическими различиями в образовании, размещении, прогнозировании и поисках уникальных и гигантских скоплений газа и нефти [40, 48, 51];

5) обоснование учения о связи геологических и генетических факторов формирования, размещения и прогнозирования УВС, их дифференцированного влияния на все звенья «цепи онтогенеза» [14]. Взаимосвязь и влияние этих факторов демонстрируются на рис. 5;

6) разработка учения о генетических потенциалах газо- и нефтеносности (генерационном, миграционном и др.), а также об общем потенциале газонефтенакопления, качественной характеристикой которого служит величина начальных потенциальных ресурсов (НПР), газа и нефти [57];

7) разработка ряда методов и способов количественной оценки ресурсов углеводородов [12, 57];

8) всеобъемлющий анализ генезиса и оценки геологических ресурсов нетрадиционных источников газа и нефти всех видов, включая сланцевые углеводороды (работы 1978–2021 гг.) [13, 56, 58].

Сотрудниками ВНИГНИ и ВНИИГАЗа разработаны и обоснованы планы опорного (1948–1971 гг.) и параметрического (1972–2010 гг.) бурения, которые были успешно реализованы (пробурены 45 глубоких и сверхглубоких скважин в европейских регионах России и Сибири). В результате этого открыты Западно-Сибирская и Восточно-Сибирская мегапровинции (ЗСМП и ВСМП соответственно), а также ряд отдельных нефтегазоносных областей (НГО).

Учеными ВНИИГАЗа впервые разработаны и обоснованы:

- научные принципы направленных поисков газовых и газосодержащих месторождений

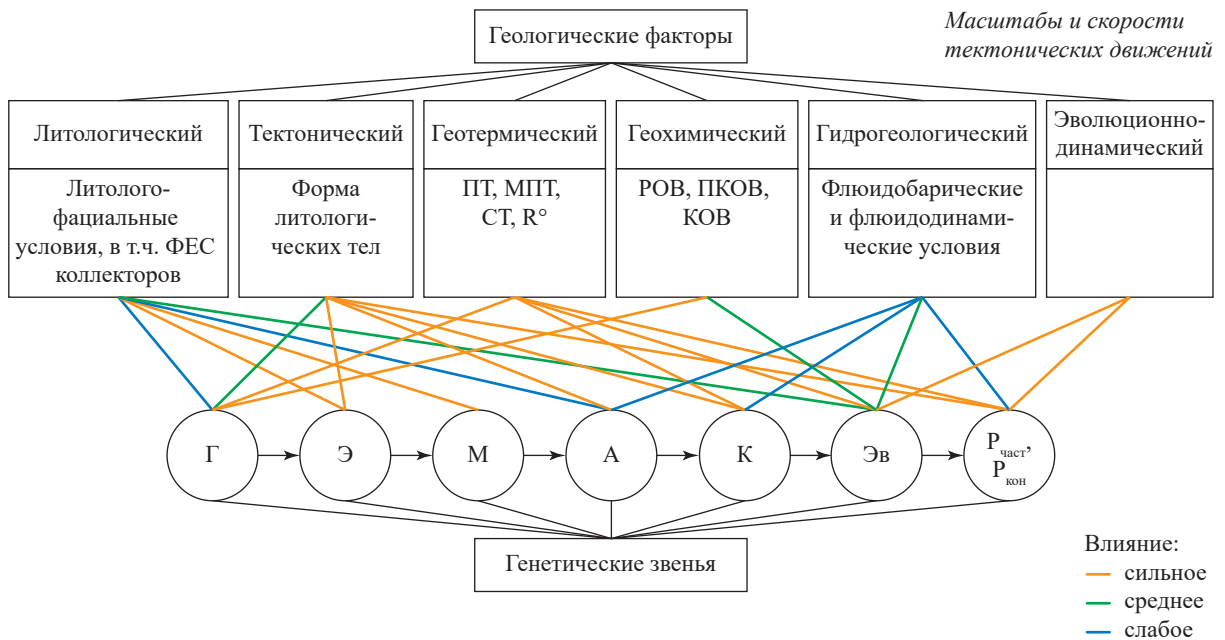


Рис. 5. Соотношение между геологическими и генетическими факторами и условиями онтогенеза углеводородов в земных недрах (В.А. Скоробогатов, 2008 г.): температура современная (СТ), максимальная палео- (МПТ) и разновременная палео- (ПТ); R° – отражательная способность витринита; органическое вещество рассеянное (РОВ), полуконцентрированное (ПКОВ), концентрированное (КОВ)

(В.П. Савченко, А.Л. Козлов, В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов, Г.И. Амурский, Н.Н. Соловьёв, В.И. Старосельский и др.) [6, 26, 38];

- критерии и методы качественного прогноза и количественной оценки перспектив газонефтеносности (ресурсов газа и нефти), ряд новых методов экспертной оценки ресурсов углеводородов (В.Г. Васильев, Т.В. Гудымова, В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов, М.О. Хвилевичкий) [1, 7, 12, 57, 70];

- классификация пород-коллекторов (А.А. Ханин и др.), являющаяся основой дифференциации продуктивных толщ по коллекторским и петрофизическим свойствам [68];

- рациональные методы промышленной разведки и оценки запасов газа (метод ОПЭ), что позволило ускорить разведку и ввод в эксплуатацию ряда базовых месторождений (В.П. Савченко, Н.Д. Елин, М.Я. Зыкин, А.Л. Козлов, В.А. Козлов, Л.Г. Кузьмук, А.А. Плотников, В.Э. Царев), и метод подсчета запасов углеводородов по падению давления (Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых утвержден как обязательный/контрольный) [27, 33, 39, 44 и др.];

- комплекс научно-методических решений по повышению эффективности

ГРП на газ в глубоководных горизонтах (1975–1993 гг. – В.Л. Соколов, Э.В. Чайковская; 2001–2015 гг. – Б.С. Коротков и др.). Внедрение этих решений позволило скорректировать программы ГРП ПАО «Газпром», касающиеся глубоких горизонтов, в районах размещения основных центров добычи газа [36, 42, 43, 55, 72 и др.];

- методические основы прогнозирования, подсчета запасов и ресурсов полезных компонентов природного газа [63, 64].

В 1961–1980 гг. учеными ВНИИГАЗа (В.Н. Корценштейн, Л.М. Зорькин, Э.Е. Лондон, В.П. Ильченко, В.С. Гончаров и др.) были заложены основы нефтегазовой гидрогеологии, позволившие в дальнейшем изучить флюидальную компоненту осадочного чехла и месторождений всех регионов СССР и России (Предкавказье, Западная Сибирь, Прикаспийская впадина, Восточная Сибирь, Амударьинская синеклиза и др.) [34 и др.].

В период открытия уникальных газовых и газоконденсатных месторождений на севере Западной Сибири (1965–1972 гг.) во ВНИИГАЗе разработана и обоснована методика ускоренной разведки сеноманских залежей ограниченным числом присводовых

скважин (В.П. Савченко, В.И. Ермаков, М.Я. Зыкин и др.), внедрение которой в практику ГРП позволило сэкономить значительный объем разведочного бурения и сократить время изучения залежей без снижения качества разведки – бурение десяти-пятнадцати присводовых, вместо сорока-пятидесяти равномерно расположенных скважин [22, 27, 44 и др.]. Это позволило быстро вводить в промышленную эксплуатацию вновь открываемые месторождения (Медвежье – 1966/1972 гг., Уренгой – 1965/1978 гг. и др.).

Важнейшие научно-теоретические достижения ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в области нефтегазовой геологии, создания и развития МСБ газо- и нефтедобычи за период 1948–2022 гг.:

- теория струйной миграции газа по коллекторским толщам и дифференциального улавливания углеводородов в ловушках;
- теория формирования газосодержащих месторождений, эволюции и сохранности/разрушения залежей углеводородов;
- методы отдельного прогнозирования газо- и нефтеносности недр и направленных поисков месторождений газа;
- комплекс методов количественной оценки газонефтеносности недр и подсчета потенциальных и прогнозных (неоткрытых) ресурсов газа, конденсата и нефти. Корпоративные оценки НПР газа получены во ВНИИГАЗе по состоянию материалов на 01.01.1988, 01.01.1993, 01.01.2002, газа и нефти – 01.01.2014; оценка величины и структуры мировых запасов природного газа в 2017–2018 гг.;
- классификация терригенных и карбонатных коллекторов на основе их разделения по пористости и проницаемости (6 классов);
- метод рациональной разведки гигантских газовых месторождений;
- методы изучения всех видов нетрадиционных источников (ресурсов) газа и нефти, расчет величин ресурсов газа в низкопроницаемых коллекторах и газогидратах, сланцевых газа и нефти, угольного газа и др.;
- программы развития МСБ газа России и ПАО «Газпром» до 2030, 2035, 2040 гг. Кстати, первая программа рассмотрена на Правлении ПАО «Газпром» в октябре 2002 г. и принята как руководящая к исполнению.

По направлениям НГГ действовали настоящие научные школы со своими признанными

лидерами, коллективами и разработанными оригинальными методами исследований:

- генезиса газа (с 1976 г. – и нефти) и парагенезиса горючих ископаемых (В.И. Ермаков, В.Л. Соколов, и др.);
- онтогенеза углеводородов: изучение всего спектра процессов формирования и эволюции углеводородных скоплений (В.П. Козлов и Л.В. Токарев, В.П. Савченко и А.Л. Козлов, В.И. Ермаков и В.А. Скоробогатов, В.Л. Соколов и В.Ф. Симоненко);
- тектоногеодинамики (Г.И. Амурский, Я.А. Берето, Н.Н. Соловьёв и др.);
- количественного прогноза газонефтеносности – подсчет и пересчет величины и структуры традиционных ресурсов углеводородов (В.Г. Васильев, В.И. Ермаков, Т.В. Гудымова, В.А. Скоробогатов, В.И. Старосельский, В.П. Ступаков, М.О. Хвилевичкий);
- оценки коллекторских свойств пород природных резервуаров (А.А. Ханин, К.И. Багринцева, М.И. Колоскова, З.И. Козловцева, Н.В. Савченко, А.Е. Рыжов);
- промысловой геологии (В.П. Савченко, М.Я. Зыкин, Н.Д. Кованько, Л.Г. Кузьмук, А.А. Плотников, А.В. Чичмарева);
- нефтегазовой гидрогеологии, гидрохимии и гидродинамики (В.Н. Корценштейн, Л.М. Зорькин, В.С. Гончаров, В.П. Ильченко, Э.Е. Лондон, Р.Г. Семашев, В.С. Стадник и др.);
- изучения литологической неоднородности коллекторских толщ (В.И. Ермаков, В.Б. Вельдер, Л.Г. Кузьмук, А.В. Чичмарева, С.В. Миронова, А.А. Шаля);
- нетрадиционных ресурсов газа и нефти (Ю.Н. Макогон, В.А. Истомина, Е.В. Перлова, С.А. Леонов, В.А. Скоробогатов, В.С. Якушев и др.).

В России геологическая школа ВНИИГАЗа остается передовой в течение последних 55 лет (1968–2022 гг.). В ООО «Газпром ВНИИГАЗ» постоянно уделялось большое внимание вопросам промысловой геологии и геофизики, которые призваны решать основные задачи подготовки месторождений к эффективной разработке и обеспечению полноценного извлечения из недр нефти и газа. Огромный вклад в развитие промысловой геологии внесли выдающиеся ученые В.П. Савченко и А.Л. Козлов – основоположники промыслового направления исследований во ВНИИГАЗе.

Промысловые геологи и геофизики ВНИИГАЗа активно участвовали в пересчете запасов углеводородов, подготовке проектов разработки и авторском сопровождении разработки крупнейших газовых месторождений СССР и России: Астраханского, Оренбургского, Уренгойского, Ямбургского, Бованенковского, Харасавэйского, Крузенштернского, Чаяндинского, а до 1991 г. – Карачаганакского (Казахстан), Даулетабад-Донмезского, Шатлыкского (Туркмения) и др.

Решение сложных проблем, возникающих в процессе эксплуатации, на основе

прослеживания уровня текущего газоводяного контакта (ГВК), построения карт подъема ГВК, изучения возможных путей внедрения в залежь пластовых вод и др., дает возможность повысить эффективность разработки газовых месторождений и в итоге – коэффициент конечного извлечения газа. Пример по сеноману Ямбура приведен на рис. 6.

Важным направлением геологического моделирования стало изучение литолого-фациальной неоднородности залежей углеводородов и характера распространения по площади пород-коллекторов различных типов

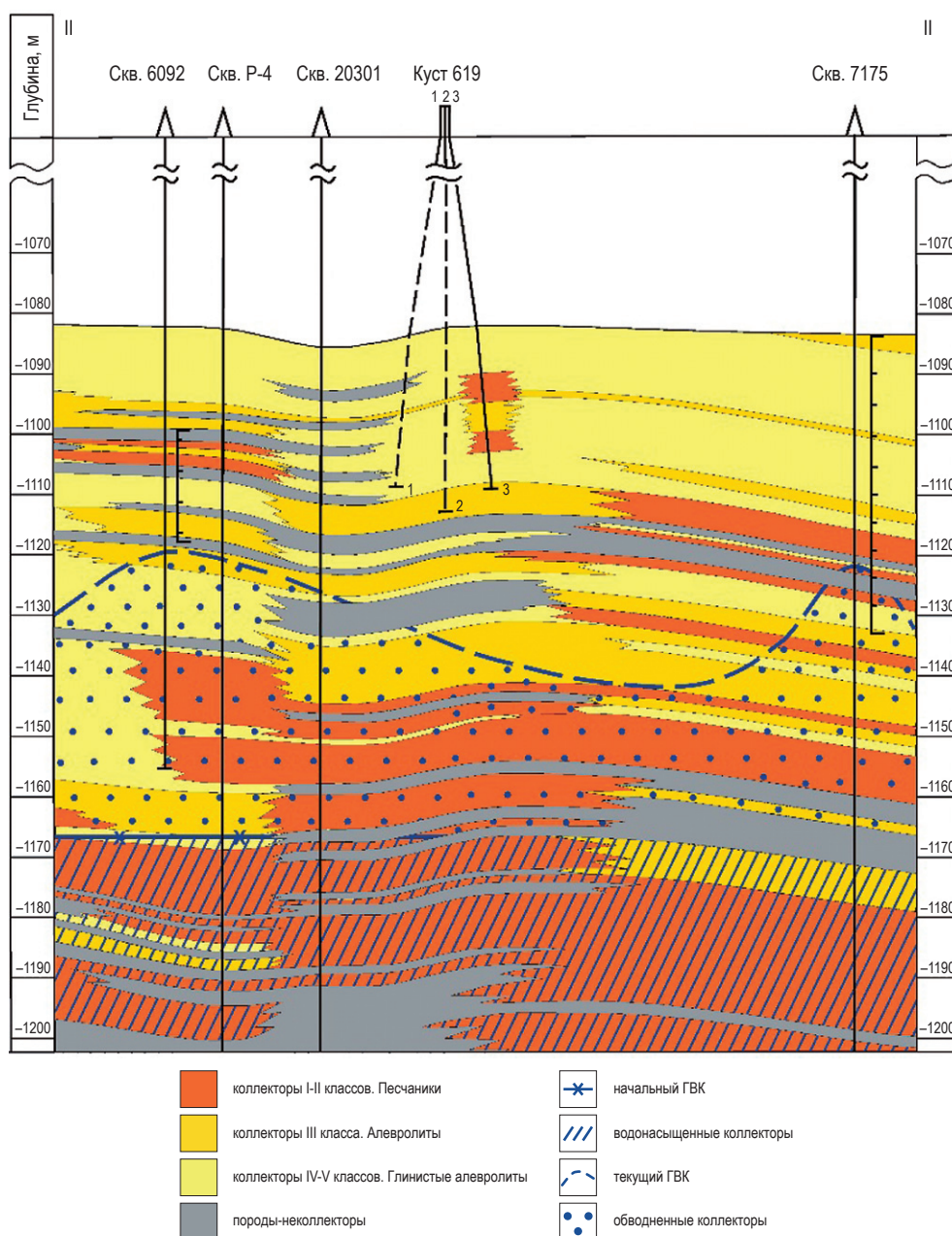


Рис. 6. Геологические условия обводнения сеноманской залежи Ямбургского месторождения (Л.Г. Кузьмук, А.В. Чичмарева и др.)

и классов. Построение палеогеологических профильных разрезов сеноманских залежей Уренгойского и Ямбургского месторождений в сочетании с серией карт-срезом, построенных с учетом литологического состава пород и их ФЕС, позволяло увидеть в трех измерениях форму и протяженность пластовых тел, сложенных проницаемыми породами, а также прерывисто-линзовидный характер непроницаемых отложений [9]. Эффективным методом изучения неоднородности строения продуктивной сеноманской толщи Ямбургского ГКМ стал анализ цикличности осадконакопления в совокупности с поинтервальными определениями ФЕС коллекторов и прослеживанием идентичных типов коллекторов. Очень детально изучены литолого-фациальные и флюидальные условия в залежах мела и юры уникального Бованенковского ГКМ на Ямале (В.А. Панасюк, В.А. Скоробогатов и др.)

Постоянно действующая трехмерная геолого-технологическая модель (ПДГТМ) – это объемная имитация месторождения, хранящаяся в памяти компьютера в виде многомерного объекта. В.В. Стрекозиным, Т.Н. Малютиной, К.М. Семеновой, В.М. Слепцовой, Е.В. Федоровой и др. подготовлены трехмерные геологические модели крупнейших газовых и нефтесодержащих месторождений России: Астраханского, Оренбургского, Тас-Юряхского, Чаяндинского и др. Созданные на их основе ПДГТМ используются для проектирования, анализа и регулирования разработок этих месторождений.

Специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» проведены детальные исследования литолого-фациальной неоднородности вендских отложений Ковыктинского и Чаяндинского месторождений на основе анализа физико-литологических и геофизических характеристик (И.В. Чурикова, Е.А. Силаева, А.В. Чичмарева, 2019–2021 гг.).

Большой практический вклад в развитие газовой отрасли промысловые геологи и геофизики ООО «Газпром ВНИИГАЗ» внесли при выполнении подсчета запасов углеводородов месторождений-гигантов, расположенных в различных регионах России со специфическими геолого-технологическими условиями: Ямбургского (Харвутинский участок), Астраханского, Оренбургского, Чаяндинского и др. В результате выполнения работ по пересчету запасов газа Астраханского ГКМ

(Е.Е. Поляков, Д.Н. Крылов, А.В. Ахияров, В.В. Стрекозин, Б.С. Коротков, Е.А. Федорова, К.М. Семенова, Н.А. Никульникова, Е.А. Лукьянова и др.) существенно уточнены геологическое строение месторождения, контуры и подсчетные параметры продуктивных резервуаров, построены двух- и трехмерные геологические модели. Прирост промышленных запасов СГ продуктивного пласта С2b левобережной части Астраханского ГКМ превысил 600 млрд м³ (за счет категории В₂). Запасы утверждены в ФБУ «ГКЗ».

В 2015 г. проведен пересчет запасов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) (Е.Е. Поляков, И.В. Чурикова, Н.Д. Гачегова, В.В. Стрекозин, В.М. Слепцова и др.), в ходе которого существенно уточнены структурная, фильтрационно-емкостная и флюидальная модели, а также запасы нефти и газа (утверждены в ФБУ «ГКЗ»).

Проведены работы по созданию методики прогноза распространения коллекторов с улучшенными ФЕС в терригенных вендских отложениях Восточной Сибири (на примере Чаяндинского НГКМ) на основе комплексного анализа условий осадконакопления и совместной интерпретации сейсморазведки и геофизических исследований скважин с использованием алгоритмов нейронных сетей в районах проектирования эксплуатационных скважин.

В 2017–2018 гг. промысловые геологи ВНИИГАЗа (Е.Е. Поляков, К.М. Семенова, Е.А. Пылев, И.В. Чурикова, Ю.М. Чуриков, В.В. Стрекозин и др.) активно занимались геологическим обоснованием выбора перспективных объектов для хранения природного газа, обогащенного гелием в Якутском центре газодобычи. Именно благодаря их исследованиям удалось избежать крупных ошибок при подсчете достоверных разведанных запасов и повысить эффективность работ в области обеспечения проектирования, разработки и эксплуатации месторождений углеводородов, контролируемых ПАО «Газпром».

Газовых геологов, начиная с В.Г. Васильева, В.П. Савченко, А.Л. Козлова и др., всегда отличала независимость суждений, самобытность взглядов на все проблемы НГТ России и мира, собственная точка зрения на все процессы, происходящие в недрах осадочных бассейнов и в отдельных комплексах пород, будь то мезозой и кайнозой Предкавказья, сеноман, неоком, ачимовская

толща и юра Западной Сибири, подсолевые толщи Прикаспия, венд и рифей Сибирской платформы, кайнозойские дельтовые толщи Охотского моря и др. Именно это служило и служит основой для существования их особого мнения на оценки традиционных НПР углеводородов и нетрадиционных ресурсов газа и нефти. Оценки газовых геологов газового и углеводородного потенциалов следует рассматривать как оценки «снизу», но они максимально вероятны для подтверждения в ходе ППР.

Профессиональные интересы, совместное участие в полевых работах и экспедициях, крепкая дружба и взаимопомощь связывали многие десятилетия геологов ВНИИГАЗа со многими известными специалистами в области НГГ из МГУ, ВНИГНИ, ВНИГРИ, ИГиРГИ, РГУ: И.И. Аммосовым, А.П. Афанасенковым, О.К. Баженовой, М.Д. Белониным, Ю.К. Бурлиным, Н.Б. Вассоевичем, А.И. Варламовым, И.В. Высоцким, В.И. Высоцким, И.В. Ереминым, В.П. Гавриловым, К.А. Клещевым, К.Н. Кравченко, Б.К. Прошляковым, В.Д. Наливкиным, В.Б. Олениным, С.П. Максимовым, Г.П. Сверчковым, Б.А. Соколовым, А.В. Ступаковой, Н.Ю. Успенской, В.Е. Хаиным, В.А. Чахмачевым и др.

Многие проблемы НГГ, выявленные в XX в., – вечные. Они были актуальны всегда, актуальны сейчас и останутся таковыми в 2023–2040 гг. и далее. Меняется время, условия – меняются подходы, способы и механизмы их решения, проблемы остаются.

Из лучших всегда находятся и самые выдающиеся (патриархи науки). Среди газовых геологов к ним авторы причисляют В.Г. Васильева, И.В. Высоцкого (МГУ), В.И. Ермакова, А.Л. Козлова, В.Н. Корценштейна, В.П. Савченко, В.Л. Соколова, В.П. Ступакова, А.А. Ханнина. Именно их трудами и была создана газовая геология России, так же как нефтяная – усилиями И.О. Брода, Н.Б. Вассоевича, И.М. Губкина, В.Д. Наливкина, С.Г. Неручева, В.А. Успенского и др. Спорно? Безусловно, но это авторское мнение, тем более, что они хорошо знали лично, работали многие десятилетия вместе с большинством геологов-газовиков ВНИИГАЗа, ушедших давно (в 1970-х гг.), недавно (до 2001–2021 гг.), ныне работающих.

Наука не делается одним человеком. Всегда это коллективный труд, и открытие любого месторождения – заслуга

геологов-прогнозистов (теоретиков), поисковиков, бурильщиков, испытателей. Так и в газовой геологии мы работали и работаем вместе. Кто-то генерировал идеи, кто-то их разрабатывал, уточнял, детализировал, воплощал в жизнь, а потом и применял в практических делах. За 75 лет деятельности геологи ВНИИГАЗа опубликовали до 5 тыс. статей и монографий (величина оценочная). В отдельные годы выходило в свет до 100–120 наименований, в том числе две-три монографии. В последние годы темп публикаций снизился до 40–45 наименований, в том числе 20–25 входят в ежегодные сборники «Вести газовой науки», которые издаются с 2008 г. Напомним, что «золотое тридцатилетие» развития российской науки, в том числе и НГГ, пришлось на 1961–1990 гг. Далее – кризис, с 2001 г. – неоднозначное время... В те же три первые десятилетия были открыты все уникальные и сверхгигантские месторождения углеводородов на суше, большинство газовых гигантов и крупнейших месторождений (0,1...1 трлн м³ каждое), общее число месторождений нефти и газа достигло 2650 ед. Сейчас их 3750 ед.

К 2023 г. практически исчерпаны как поисковые целые провинции, области и продуктивные комплексы пород (Предкавказье, в Западной Сибири – Среднее Приобье, неомком, альб-сеноманский комплекс в Надым-Пур-Тазовском регионе и др.). Дальше только море... Для поисков, масштабных приростов новых запасов углеводородов, их добычи...

Большое значение для научного обеспечения практических задач развивающейся газовой отрасли и в том числе в области прогнозирования, поисков, разведки и разработки месторождений имело создание в 1959–1965 гг. сети филиалов в основных газодобывающих районах. Научные коллективы филиалов в городах Ставрополе, Ашхабаде, Ташкенте, Тюмени, Ухте обеспечивали организацию научно-технического сопровождения и контроль внедрения проектных решений по базовым месторождениям и расширению МСБ газодобычи в «своих» регионах. Со временем бывшие филиалы превратились в самостоятельные институты.

Многое всегда и во всем зависит от руководителя, организатора процесса творчества. В науке – точно! В 1957–1988 гг. геологическое направление возглавляли

заместители директора по геологии Н.Д. Елин, Г.А. Габриэлянц, В.Е. Орел, В.И. Ермаков. Под их руководством во ВНИИГАЗе успешно разрабатывались фундаментальные проблемы онтогенеза нефти и газа, совершенствовались методы количественной оценки перспектив газоносности и разведки (доразведки) месторождений, в том числе в глубоких горизонтах. По мере увеличения добычи газа все более востребованными становились работы, связанные с воспроизводством МСБ газовой отрасли промышленности, которые в СССР осуществлялись под эгидой Мингео СССР.

Специалисты ВНИИГАЗа (Т.В. Гудымова, В.И. Ермаков, Е.В. Захаров, Ю.П. Мирончев, В.А. Скоробогатов, Н.Н. Соловьёв, В.И. Старосельский, В.П. Ступаков, М.О. Хвилевичкий и др.) принимали активное участие в оценках НПП на всех этапах их подготовки в рабочих группах и Центральной межведомственной экспертной комиссии по ресурсам, отстаивали «ресурсные» интересы «Газпрома» (1979–2021 гг.). У газовых геологов – экспертов в области ресурсов углеводородов – всегда была своя собственная точка зрения на величину и структуру потенциальных ресурсов газа и нефти по всем регионам России и мира [11, 29, 35]. Она учитывалась при выработке единой точки зрения на ресурсы углеводородов.

Результаты научно-исследовательских работ по основным проблемам газовой геологии постоянно использовались и продолжают использоваться при разработке долгосрочных (до 2010, 2015, 2030, 2035, 2040 гг.) программ развития сырьевой базы газовой промышленности, добычи газа и конденсата ПАО «Газпром» (В.И. Ермаков, Г.А. Зотов, А.К. Пестряков, В.А. Скоробогатов, В.П. Ступаков, В.И. Старосельский, А.А. Плотников, С.Н. Сивков, Н.А. Крылов, Ю.В. Заболотная и др.). Так, в 2002 г. специалисты центра «Газовые ресурсы» подготовили Программу развития МСБ газовой промышленности на период до 2030 года, в 2005 г. – Программу расширенного воспроизводства ОАО «Газпром» основной товарной продукции: газа, газового конденсата и нефти с 2005 по 2020 гг. и на период до 2030 года, в 2011 г. – Программу развития МСБ газовой промышленности на период до 2035 г., в 2016–2017 гг. – Программу развития минерально-сырьевой базы ПАО «Газпром» на период до 2040 г. Начиная с 2006 г. анализ и корректировка выполнения указанных

документов являются обязательными ежегодными работами геологов ВНИИГАЗа, так же как и мониторинг всех изменений в блоке «разведка и добыча».

Науку создают и двигают люди. Высококвалифицированные, опытные, творчески мыслящие, знающие свой предмет исследований. Невозможно перечислить всех, но всем им – честь и хвала! Их трудами и усилиями и была создана отечественная газовая геология, которая все-таки отличается от НГТ – там больше внимания уделяется нефти, особенно нефтяной геохимии, а в газовой геологии – СГ, конденсату и нефти в оторочках в преимущественно газоносных областях и комплексах пород, но главный предмет исследований все же – СГ.

Во ВНИИГАЗе с момента его создания в 1948 г. работал над всеми проблемами развития газовой промышленности целый ряд блистательных ученых мирового, общероссийского и отраслевого уровней, вносящих весомый вклад в решение всего спектра теоретических и научно-методологических проблем развития газовой и нефтяной отраслей промышленности, в том числе в создание и развитие МСБ газонефтедобычи. На протяжении всего своего существования ВНИИГАЗ как головной научный центр газовой отрасли СССР и России формировал единую научно-техническую политику в области обоснования перспектив развития сырьевой базы, поисков, разведки и освоения месторождений углеводородов и геофизических методов их изучения, составления, уточнения и сопровождения геолого-флюидальных моделей месторождений и залежей углеводородов. В последние два десятилетия (после 2002 г.) основными направлениями научно-исследовательской работы являются:

- 1) разработка прогнозов и программ развития сырьевой базы ПАО «Газпром» на основе анализа результатов геологоразведочных работ. Обоснование лицензионной политики и наиболее эффективных направлений поисков, оценки и разведки месторождений газа и жидких углеводородов в районах деятельности ПАО «Газпром» в осадочных бассейнах на суше и в шельфовых областях;

- 2) промыслово-геологический и геолого-экономический мониторинг запасов и ресурсов углеводородов на лицензионных участках и в зонах приоритетных интересов ПАО «Газпром»;

3) оценка перспектив газонефтеносности и пересчет НПР газа и нефти регионов и областей СЕА;

4) анализ современного состояния и тенденций развития сырьевой базы стран и регионов мира, мирового и региональных рынков энергоносителей;

5) оценка ресурсов нетрадиционных источников газа (газовые гидраты, угольные газы, углеводороды плотных коллекторов, сланцевых толщ и др.). Методы разведки и разработки природных газогидратных залежей;

6) использование материалов космических съемок для целей газовой промышленности;

7) геофизическое и гидрогеологическое сопровождение поисков, разведки и освоения газосодержащих месторождений;

8) подсчет (впервые), пересчет и уточнение начальных и текущих запасов СГ, конденсата и нефти базовых месторождений ПАО «Газпром». В последние годы такие расчеты проведены по Астраханскому, Оренбургскому, Чаяндинскому и др. месторождениям, в том числе в Баренцевом море по Штокмановскому ГКМ, на шельфе Обской губы Карского моря (Каменномысское-море, Северо-Каменномысское и др. месторождения).

По общему признанию, геологическая школа ВНИИГАЗа оказала большое влияние на развитие отечественной НГГ. Специалисты института внесли весомый вклад в развитие теоретической и экспериментальной геологии горючих ископаемых, в решение задач прогнозирования, поисков, разведки, освоения газосодержащих месторождений, их разработки и добычи газа. Не одно поколение сотрудников геологического направления института на протяжении многих десятилетий являлось авторитетными экспертами ГКЗ Роснедра (М.Я. Зыкин, Л.Г. Кузьмук, В.Г. Фоменко, Е.Е. Поляков).

В 1970–1980-х гг. ВНИИГАЗ называли «инкубатором» кадров НГГ России. Из стен института вышли академик РАН Ю.Г. Леонов, доктора г.-м.н. А.Г. Габриэлянц (последний министр геологии СССР), В.Е. Орел (зам. директора ИГиРГИ), К.И. Багринцева (ВНИГНИ) и др., к.г.-м.н. Ю.П. Мирончев, В.Ф. Симоненко, Э.В. Чайковская (ВНИГНИ) и др.

У каждого человека в жизни и ученого в его направлении науки есть что-то главное, что отличает его от других людей. Профессионально: а каков его главный вклад в развитие той или

иной науки, в нашем случае, газовой геологии? Рассмотрим кратко эту проблему по наиболее выдающимся газовым геологам России (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»).

В.Г. Васильев (д.г.-м.н.) – главный геолог Министерства газовой промышленности СССР в конце 1960-х – начале 1970-х гг., организатор науки (газовой геологии), выдающийся геолог, руководитель и участник первых пересчетов потенциальных ресурсов газа недр осадочных бассейнов России и др. регионов, главный редактор карт газоносности СССР (вместе с В.И. Ермаковым и др.).

Н.Д. Елин (к.г.-м.н.) – крупный специалист в области геологии европейских районов СССР.

В.И. Ермаков (д.г.-м.н.) – замдиректора ВНИИГАЗа в области геологии (1973–1989 гг.), фактически «главный геолог по науке». Инициатор и участник исследований «живой геологии» в полевых условиях (по обнажениям – в Предкавказье, на Устьорте в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке и др.) и по разведочным скважинам (центральные и северные районы Западной Сибири). Главное научное достижение – обоснование генетической связи скоплений СГ в осадочных бассейнах СЕА с угленосными толщами. По инициативе и при участии В.И. Ермакова в 1970–1980-х гг. во ВНИИГАЗе было организовано изучение геологической неоднородности продуктивных толщ месторождений севера ЗСМП (в Надым-Пур-Тазовском регионе и на Ямале) – по сути, структурно-литолого-флюидалное моделирование залежей сеномана, нижнего мела и средней юры, которое способствовало оптимизации разработки газосодержащих скоплений. В бригаде «литологических модельеров» ВНИИГАЗа успешно и результативно работали В.Б. Вельдер, Л. Г. Кузьмук, С.В. Миронова, В.А. Панасюк, А.В. Чичмарева, А.А. Шаля и др.

А.Л. Козлов (д.г.-м.н.) – видный ученый, исследователь процессов формирования и разрушения углеводородных газов, в том числе в жестких термокатагенетических условиях, занимался направленными поисками газосодержащих месторождений и залежей, геологическим обеспечением разработки скоплений углеводородов. Кстати, с его именем связано создание и такого важнейшего направления, как разработка газовых и газоконденсатных месторождений.

В.Н. Корценштейн (д.г.-м.н.) – видный гидрогеолог, основоположник учения о газовой гидрогеологии.

В.П. Савченко (д.г.-м.н.) – патриарх газовой геологии России, выдающийся теоретик в области НГГ, автор основополагающих идей о газовых струях из углей (СГ), о струйной миграции газа и нефти в коллекторах, многих разработок по промысловой геологии. Жаль, что он ушел одним из первых, в апреле 1970 г.

В.Л. Соколов (д.г.-м.н.) – крупнейший специалист, знаток геологии Прикаспийской впадины. Ему принадлежат первые оценки НПР газа в палеозойских подсолевых толщах впадины.

А.А. Ханин (д.г.-м.н.) – руководитель исследований в области физики пласта, автор первой классификации пород-коллекторов по их ФЕС (пористости, проницаемости). Им выделены пять типов коллекторов: от суперколлекторов – I тип, до полуколлекторов – V тип.

Н.Н. Соловьёв (д.г.-м.н.) – исследователь проблем тектонодинамики земных недр и ее влияния на онтогенез углеводородов, формирование и размещение сероводородсодержащих скоплений (Прикаспий, Центральная Азия и др.).

В.И. Старосельский (д.г.-м.н.) – крупный специалист в области газовой геостатистики и геохимии природного газа. Автор исследований газовых смесей, вариаций состава и свойств СГ в залежах, районирования территории СЕА по составу газа и прогноза свойств в малоизученных районах и комплексах пород.

В.П. Ступаков (к.г.-м.н.) – знаток геологии и газоносности Украины, специалист в области нетрадиционных газовых ресурсов, в частности ресурсов угольного газа и др.

На начало 1993 г. запасы СГ России достигли 49,1 трлн м³ и в дальнейшем до 2002 г. уже не опускались ниже 47,5 трлн м³, несмотря на невысокие приросты новых запасов на фоне продолжающейся масштабной добычи в кризисные 1990-е гг. [29, 36, 63]. По сути, современная МСБ газа на суше России («образца» 2021–2022 гг.) была создана до 1992 г. включительно, поскольку в ряде регионов СЕА в десятилетие 1992–2001 гг. новые открытия, по сути, отсутствовали (по ряду причин). Например, на Ямале и Гыдане с 1993-го по 2017 г. не было открыто ни одного нового месторождения углеводородов.

Производилась только доразведка средней юры (гор. Ю₂...Ю₇) на ряде месторождений.

Весомый вклад в геологическое изучение и освоение недр шельфа России внесли ученые ВНИИГАЗа. Будущее российской газовой промышленности – на шельфе (арктическом и дальневосточном). В 1995 г. в институте был создан отдел освоения морских нефтегазовых ресурсов, который в 2003 г. расширили до Центра морских нефтегазовых месторождений. В 2014 г. Центру присвоен статус Корпоративного научно-технического центра (КНТЦ) освоения морских ресурсов.

Значительный вклад в изучение нефтегазосности и освоение недр шельфа СЕА внесли Ю.П. Ампилов, В.С. Вовк, Е.В. Захаров, П.Б. Никитин, М.Н. Мансуров, Д.А. Мирзоев и др., а в последние 10–15 лет Д.А. Астафьев, О.Е. Богданова, Э.А. Вольгемут, Г.М. Герещ, С.И. Голубин, С.В. Греков, В.Б. Зак, С.В. Зиновкин, М.Ю. Кабалин, Т.Ю. Лукина, Л.А. Наумова, Д.А. Онищенко, А.Н. Тимонин, А.В. Толстикова, С.А. Шаров, В.А. Шеин, Я.И. Штейн и др. [2, 25, 67, 72 и др.].

Для ПАО «Газпром» освоение арктических месторождений является одним из стратегических и приоритетных направлений. В настоящее время КНТЦ обеспечивает научно-методическое сопровождение реализации всех важнейших шельфовых проектов в области разведки и добычи в пределах акваторий арктических и дальневосточных морей: Баренцева, Карского, Восточно-Сибирского и Охотского, а на юге России – в акватории внутренних Каспийского и Азовского морей. При этом научные исследования проводятся и для всех других окраинных и внутренних морей – Лаптевых, Чукотского, Берингова, Японского, Черного и Балтийского.

Работы КНТЦ включают обоснование первоочередных участков проведения ГРП, подсчет (впервые) запасов углеводородов вновь открываемых месторождений и уточнение запасов ранее открытых, разработку технико-экономических показателей и проектов ГРП практически на все морские лицензионные участки, контролируемые институтом. Морскими геологами ВНИИГАЗа еще в 1996–2000 гг. обоснована преимущественная газоносность недр шельфа арктических морей. Эти выводы подтверждаются практикой поисков и открытий в последние два десятилетия.

Благодаря изучению геологического строения и перспектив нефтегазоносности шельфа России наиболее активно и результативно ПРР проводятся с 2000 г., когда в акваториях Обской губы Карского моря были сделаны первые открытия крупных месторождений – Каменномысского-моря (газового), Северо-Каменномысского (газоконденсатного) и др. Далее ПРР успешно продолжились в Тазовской губе на морских участках открытых ранее на суше Семаковского, Антипаютинского и Тота-Яхинского газовых месторождений.

На ямальском шельфе Карского моря после разработки специалистами КНТЦ технико-экономических показателей для освоения двенадцати лицензионных участков, охватывающих практически все выявленные здесь структуры, продолжились ПРР на Русановском и Ленинградском ГКМ, результатом которых стало существенное увеличение запасов газа и конденсата промышленных категорий, а на Русановском лицензионном участке – открытие нового уникального газоконденсатного месторождения им. В.А. Динкова (отделилось от первого). В непосредственной близости от побережья Ямала открыты новые крупные газовые месторождения Нярмейское и «75 лет Победы» на Скуратовской структуре. Доразведаны уникальные Крузенштернское и Харасавэйское месторождения типа суша/море.

В Баренцевом море в настоящее время при геологическом и технико-технологическом сопровождении специалистов КНТЦ силами ПАО «Газпром» работы по освоению ресурсов газа и конденсата выполняются на семи лицензионных участках, в том числе на трех ранее открытых наиболее крупных месторождениях: уникальном по запасам Штокмановском газоконденсатном (1988 г.), подготовленных к разработке крупных Лудловском газовом (1990 г.) и Ледовом газоконденсатном (1992 г.).

Геологи института участвовали в изучении и освоении шельфа Охотского моря. Здесь ПАО «Газпром» проводит ГРР на пяти участках недр. При научном сопровождении КНТЦ на двух участках сахалинского шельфа открыты и разведаны четыре месторождения – Киринское (разведано и введено в разработку), Южно-Киринское, Южно-Лунское и Мынгинское с суммарными запасами 1 трлн м³.

Всего на 01.01.2022 в акватории арктических и дальневосточных морей ПАО «Газпром» и дочерние общества выполняют ГРР на 31 участке, включая транзитные. Здесь компанией открыты 22 морских месторождения углеводородов. Объем открытых запасов газа морских месторождений ПАО «Газпром» составляет 12 трлн м³, в том числе в пределах арктического шельфа по категориям А+В₁+С₁ около 7,9 трлн м³.

В настоящее время на шельфе арктических и дальневосточных морей СЕА всего обнаружены 50 месторождений углеводородов: преобладают газовые и газоконденсатные, чисто нефтяных только семь. Суммарно на шельфах морей, окружающих Россию, открыты 65 месторождений, в том числе 52 газосодержащих и 39 нефтесодержащих (много двухфазных типа газоконденсатнефтяных/нефтегазоконденсатных). В разработке находятся нефтяное Приразломное и Киринское газоконденсатное месторождения.

В Баренцевом и Карском морях обосновано опережающее открытие крупных и уникальных по запасам месторождений углеводородов, прежде всего газа, что обеспечивает высокую геолого-экономическую эффективность всего процесса поисков, разведки и добычи углеводородов в арктических морях России. В ближайшей и среднесрочной перспективе именно в акваториях этих морей продолжится подготовка ресурсной базы газодобычи ПАО «Газпром» и России в целом.

Роль отраслевой науки в достигнутых успехах газовой промышленности все 75 лет оставалась весомой и незыблемой, ее рекомендации позволяли оптимизировать развитие таких секторов нефтегазового производства, как разведка и добыча, дальний транспорт газа и др., преодолевать трудности, кризисные явления, минимизировать всевозможные риски, прежде всего геологические. То же наблюдается и в последние два десятилетия (2001–2022 гг.).

Кадровая статистика такова. С момента организации головного научного центра газовой промышленности (июнь 1948 г.) – многопрофильного института ВНИИГАЗ – через геологические лаборатории прошли около 1100 сотрудников – дипломированных геологов и геофизиков, а также техников и лаборантов (много было ручного труда в науке в первые три десятилетия ее развития). Более точные и конкретные

цифры: с середины 1971 г. до 2021 г. включительно в геологических подразделениях (а сначала существовало два отдела – ресурсов и поисков и промысловой геологии и геофизики, начальники отделов – В.П. Ступаков и М.Я. Зыкин, и до 14 лабораторий по всем направлениям газовой геологии) трудились до 750 сотрудников (учтены только те, кто более года проработал во ВНИИГАЗе, а не те, кто «пришел/ушел», и такое бывало... Их лица запомнились, а дела?...). В 1971 г. во всех геологических лабораториях числились 225 сотрудников, к началу нулевых годов (2002–2005 гг.) – уже 115 чел.

Безусловно, в юбилейной статье должны быть отражены по возможности все достижения газовой геологии ВНИИГАЗа и названо побольше фамилий (вспомнить всех!), правда, упомянуть невозможно даже многих... получится длинный-предлинный... мартиролог. Особо необходимо отметить сотрудников, которые всю свою «сознательную» профессиональную жизнь проработали во ВНИИГАЗе, служили одному богу – газовой промышленности России, кто двадцать-тридцать, а кто и 50 и более лет. Пришли во ВНИИГАЗ... и ушли из ВНИИГАЗа на пенсию или из жизни... Мало уже остается таких...

Верность однажды выбранной профессии, работа на одном предприятии всю профессиональную жизнь – великое благо, великая честь и огромная ответственность. В прошедшие десятилетия было немало сотрудников, кто все время работал во ВНИИГАЗе (некоторые за исключением двух-трех лет). Среди старшего поколения «призыва» 1950–1960-х гг. это: К.А. Абдурахманов, М.С. Андреева, Э.А. Буш, В.Б. Вельдер, Е.И. Гайло, И.В. Гришина, Н.Д. Гуляева, Н.Д. Елин, А.Г. Ефремова, В.И. Ермаков, Б.П. Жижченко, З.В. Кабанова, И.Б. Кулибакина, А.Л. Козлов, А.В. Кутузов, Л.Г. Лаврухина, Я.Р. Морозович, С.В. Мирнова, Г.А. Невская, Е.И. Пашкевич, В.П. Савченко, Н.В. Савченко, В.Л. Соколов, В.И. Старосельский, В.П. Ступаков, Л.В. Токарев, А.А. Ханин, Т.И. Хенвин и др. Среди великовозрастной «молодежи» «призыва» 1960–1980-х гг. – В.А. Бросалина, В.А. Истомин, В.А. Кузьминов, А.Е. Рыжов, Л.С. Салина, Н.Н. Соловьёв, В.А. Скоробогатов, В.А. Толстиков, А.В. Чичмарева и др. В первое двадцатилетие века нынешнего марку газовой геологии ВНИИГАЗа поддерживали Д.А. Астафьев,

С.А. Леонов, В.А. Толстиков, Е.В. Перлова, Е.Е. Поляков и другие геологи и геофизики. В настоящее время в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» работают 70 профессиональных специалистов в области прогнозирования, поисков и разведки месторождений углеводородов, промысловой геологии и геофизики и др.

Логика дальнейшего развития событий в нефтегазовом мире и на ниве МСБ газо- и нефтедобычи России такова: чем дальше, тем сложнее (во всем! по всем показателям = прогнозическим параметрам), а чем сложнее, тем больше должна быть роль науки в этих процессах, тем выше ответственность исследователей за свои рекомендации в области ПРР: ошибки прогноза будут обходиться все дороже (во всех смыслах).

В ходе последующих работ необходимы:

- наращивание объемов и диверсификация направлений ГРП, выход в новые перспективные регионы суши и шельфа («поисковый ренессанс» в области нефти и газа);
- освоение остаточного углеводородного потенциала, а именно прогнозных ресурсов на больших глубинах, в нетрадиционных геологических объектах и нетрадиционных ресурсов в регионах с развитой добывающей инфраструктурой или с наличием потребителей;
- увеличение объемов научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по научному прогнозированию нефтегазоносности территорий и акваторий, обеспечению и сопровождению ГРП в связи с усложнением ресурсной базы и условий поиска новых месторождений (Арктика, Восточная Сибирь, глубины более 4,5 км, шельфы морей России и др.) с повышением ответственности ученых за их прогнозы;
- обоснованная минимизация всевозможных рисков, прежде всего геологических;
- развитие и внедрение новых технологий и технических средств для повышения результативности и информативности ГРП, сокращения сроков и снижения стоимости поисково-разведочного бурения на газ и нефть, повышение качества испытания скважин;
- внедрение инновационных решений в области развития геофизических исследований скважин, мониторинга разработки и эксплуатации месторождений.

Главные задачи научного обеспечения развития сырьевой базы газа и нефти ПАО «Газпром» в третьем десятилетии XXI в.:

- обобщение мирового и отечественного опыта прогнозирования (в том числе оценки потенциальных ресурсов углеводородов), поисков, разведки, освоения и разработки месторождений газа и нефти в различных геологических условиях и различных видов УВС (традиционных, нетрадиционных);

- прогнозирование и обоснование открытия новых зон газонефтенакопления, новых месторождений и залежей углеводородов, прежде всего крупных: крупномасштабный и локальный прогноз;

- обоснование направлений, объектов и объемов ГРП, а также приростов запасов углеводородов на ближнюю, среднюю и дальнюю перспективу (до 2030, 2040, 2050 гг.);

- обоснование и прогнозирование (на дальнюю перспективу) лицензионной политики и развития МСБ газонефтедобычи с целью обеспечения высокого уровня воспроизводства запасов и обеспеченности ПАО «Газпром» сырьевыми ресурсами;

- мониторинг, анализ и обобщение материалов геолого-геофизических исследований недр лицензионных участков и нераспределенного фонда недр;

- повышение эффективности доразведки и освоения месторождений углеводородов за счет совершенствования структурно-литолого-флюидальных моделей месторождений и уточнения промышленных запасов;

- геолого-экономический мониторинг запасов и ресурсов и их структуры на лицензионных участках и в зонах приоритетных интересов ПАО «Газпром» (нераспределенный фонд недр);

- обоснование и научное обеспечение внешнеэкономической деятельности в области расширения контролируемой МСБ в странах ближнего и дальнего зарубежья;

- анализ геологических рисков с целью их минимизации.

Современный период развития сырьевой базы ПАО «Газпром» является переломным: истощаются введенные в разработку легкоизвлекаемые запасы сеноманского газа и неокоской нефти в Западной Сибири, а месторождения Восточной Сибири суперсложны с точки зрения строения, состава и свойств УВС. Для обеспечения национальной добычи углеводородов требуются новые подходы к подготовке и ускоренному освоению новых запасов на суше и шельфе, значительная часть которых является удаленными или трудноизвлекаемыми, дорогими с точки зрения освоения и высокорискованными с точки зрения поиска и оценки. Меняются подходы к оценке величины и структуры потенциальных ресурсов, методам поисков и разведки месторождений газа и нефти. Меняются количественные оценки ресурсов: официальные растут, корпоративные «устаканились» уже лет как пятнадцать на уровне 200 трлн м³ традиционного газа, 75 млрд т традиционной нефти (вместо 288 трлн м³ и 111 млрд т в 2012 г. Сейчас – больше...).

По-настоящему «большой» газ на Земле остался только в недрах Сибири и арктических морей (Карского, Баренцева и др.). Их газовый потенциал полноценно еще не изучен, с полной достоверностью не оценен, в небольшой степени освоен и далек от исчерпания. Работы хватит многим геологам на весь XXI в.

Итак, история геологического изучения недр Северной Евразии (суши и шельфа) и освоения их углеводородного потенциала не закончена, она продолжается. Продолжат ее и газовые геологи нынешних дней, которые воистину «стоят на плечах гигантов»: месторождений и людей – своих предшественников в деле служения нефтегазовой геологии России.

Список литературы

1. Амурский Г.И. Дистанционные методы изучения тектонической трещиноватости пород нефтегазовых территорий / Г.И. Амурский, Г.А. Абраменок, М.С. Бондарева и др. – М.: Недра, 1988. – 164 с.
2. Астафьев Д.А. Газонефтяная геостатистика недр шельфовых бассейнов Северной Евразии в связи с освоением запасов и ресурсов углеводородов до 2050 г. / Д.А. Астафьев, Е.С. Давыдова, Г.Р. Пятницкая и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 72–80.

3. Багринцева К.И. Роль угленосных толщ в процессах генерации газа / К.И. Багринцева, В.Г. Васильева, В.И. Ермаков // Геология нефти и газа. – 1986. – № 6. – С. 18–22.
4. Брехунцов А.М. Нефтегазовая геология Западно-Сибирской Арктики / А.М. Брехунцов, Б.В. Монастырев, И.И. Нестеров и др. – Тюмень: МНП ГЕОДАТА, 2020. – 464 с.
5. Брод И.О. Залежи нефти и газа / И.О. Брод. – М.: Гостоптехиздат, 1951. – 349 с.
6. Васильев В.Г. Перспективы поисков газовых месторождений в угленосных толщах Советского Союза: науч.-техн. обзор / В.Г. Васильев, В.И. Ермаков, Н.Д. Елин и др. – М.: ВНИИЭГазпром, 1971. – 58 с. – (Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений).
7. Васильев В.Г. Ресурсы, добыча природного газа и поисково-разведочное бурение на газ в СССР / В.Г. Васильев, Н.Д. Елин, Н.С. Ерофеев и др. – М.: ЦНИИТЭнефтегаз, 1964. – 170 с.
8. Вассоевич Н.Б. Геохимия органического вещества и происхождение нефти: избр. труды / Н.Б. Вассоевич, – М: Наука, 1986. – 336 с.
9. Газовые и газоконденсатные месторождения: справ. / В.Г. Васильев, В.И. Ермаков, И.П. Жабрев и др.; под ред. И.П. Жабрева. – 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Недра, 1983. – 375 с.
10. Гриценко А.И. Сырьевая база и добыча газа в России в XXI веке / А.И. Гриценко, В.А. Пономарев, Н.А. Крылов и др. – М.: Недра, 2000. – 148 с.
11. Гудымова Т.В. Газовый потенциал осадочных бассейнов России / Т.В. Гудымова, В.А. Скоробогатов // Газовые ресурсы России в XXI веке. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2003. – С. 73–82.
12. Гудымова Т.В. Принципы и методы оценки перспектив газонефтеносности геологических объектов, находящихся на разных этапах изучения / Т.В. Гудымова, В.А. Скоробогатов // Прогноз газонефтеносности России и сопредельных стран. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2000. – С. 43–57.
13. Гулев В.Л. Нетрадиционные ресурсы газа и нефти / В.Л. Гулев, Н.А. Гафаров, В.И. Высоцкий и др. – М.: Недра, 2014. – 284 с.
14. Данилов В.Н. Сравнительный анализ онтогенеза углеводородов в Печорском и других осадочных бассейнах мира / В.Н. Данилов, Н.А. Малышев, В.А. Скоробогатов и др. – М.: Академия горных наук, 1999. – 400 с.
15. Дворецкий П.И. Изотопный состав природных газов севера Западной Сибири: обзор / П.И. Дворецкий, В.С. Гончаров, А.Д. Есиков и др. – М.: ИРЦ ОАО «Газпром», 2000. – 75 с. – (Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений).
16. Ермаков В.И. Газовый потенциал Евразийского мегаконтинента / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов // Газовая промышленность. – 1998. – № 8. – С. 15–18.
17. Ермаков В.И. Геология и геохимия природных горючих газов: справ. / В.И. Ермаков, Л.М. Зорькин, В.А. Скоробогатов, В.И. Старосельский; под ред. И.В. Высоцкого. – М.: Недра, 1990. – 315 с.
18. Ермаков В.И. Закономерности размещения углеводородных скоплений Предкавказья и принципы выделения областей газо- и нефтенакопления: обзор / В.И. Ермаков. – М.: ЦНИИТЭнефтегаз, 1965. – 86 с.
19. Ермаков В.И. Образование углеводородных газов в угленосных и субугленосных отложениях / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра, 1984. – 205 с.
20. Ермаков В.И. Особенности образования и накопления природного газа в угленосных формациях: обзор / В.И. Ермаков. – М.: ВИЭМС, 1972. – 42 с. – (Геология, методы поисков и разведки месторождений нефти и газа).
21. Ермаков В.И. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра, 1986. – 221 с.
22. Ермаков В.И. Совершенствование методов ускоренной разведки газовых месторождений – трудовой вклад разведчиков недр к 60-летию Октября: науч.-техн. обз. / В.И. Ермаков, М.Я. Зыкин // Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭГазпром, 1977. – № 11. – 32 с.
23. Жабрев И.П. Генезис газа и прогноз газонефтеносности / И.П. Жабрев, В.И. Ермаков, В.Е. Орел и др. // Геология нефти и газа. – 1974. – № 9. – С. 1–8.
24. Жижченко Б.П. Углеводородные газы / Б.П. Жижченко. – М.: Недра, 1984. – 113 с.
25. Захаров Е.В. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности шельфа морей России / Е.В. Захаров, М.Н. Холодилов, Б.А. Мансуров и др. – М.: Недра, 2011. – 181 с.
26. Зыкин М.Я. Место и роль ВНИИГАЗа в становлении и развитии нефтегазовой геологии России / М.Я. Зыкин, А.Е. Рыжов, Н.В. Савченко и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4с: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 8–16.

27. Зыкин М.Я. Методика ускоренной разведки газовых месторождений / М.Я. Зыкин, В.А. Козлов, А.А. Плотников. – М.: Недра, 1984. – 183 с.
28. Зыкин М.Я. Научные школы ВНИИГАЗа в области нефтегазовой геологии / М.Я. Зыкин, В.А. Истомин, Н.Г. Паршикова и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 4–32.
29. Карнаухов С.М. Эра сеноманского газа: «от рассвета до заката» / С.М. Карнаухов, В.А. Скоробогатов, О.Г. Кананыхина // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.: сб. науч. ст. / под ред. В.А. Скоробогатова. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С. 15–25. – (Вести газовой науки).
30. Карта газоносности СССР / Г.И. Амурский, Я.А. Берето, З.В. Кабанова и др.; под ред. В.И. Ермакова, И.П. Жабрева. – 1:2500000. – М.: ГУГК, 1983.
31. Козлов А.Л. О закономерностях формирования и размещения нефтяных и газовых залежей. – М.: Гостоптехиздат, 1959. – 164 с.
32. Козлов А.Л. Превращения нефти и газа в глубоких зонах седиментационных бассейнов // Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа: сб. – М.: Наука, 1978. – С. 145–169.
33. Козлов А.Л. Рациональные методы промышленной разведки газовых месторождений / А.Л. Козлов, В.П. Савченко – М.: ВНИИГАЗ, 1966. – 24 с.
34. Корценштейн В.Н. Методика гидрогеологических исследований нефтегазоносных районов / В.Н. Корценштейн. – М.: Недра, 1976. – 309 с.
35. Люгай Д.В. Концептуальные основы стратегии развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности России и ПАО «Газпром» до 2050 г. / Д.В. Люгай, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – С. 4–15.
36. Люгай Д.В. Развитие минерально-сырьевой базы газовой отрасли промышленности России и ПАО «Газпром»: итоги, проблемы, перспективы / Д.В. Люгай, В.В. Рыбальченко, А.Е. Рыжов и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 33–45.
37. Мухин Ю.В. Гидрогеологические условия первичной миграции газа и нефти / Ю.В. Мухин // Бюллетень МОИП. Отд. геологическое. – 1974. – Т. 49. – Вып. 2. – С. 107–124.
38. Панченко А.С. Раздельное прогнозирование залежей нефти и газа / А.С. Панченко. – М.: Недра, 1985. – 199 с.
39. Плотников А.А. Дифференциация запасов газа в неоднородных коллекторах / А.А. Плотников. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2003.
40. Поляков Е.Е. Где искать новые крупнейшие, гигантские и уникальные газосодержащие месторождения в Северной Евразии? / Е.Е. Поляков, В.В. Рыбальченко, А.Е. Рыжов и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 45–57.
41. Пятницкая Г.Р. Изучение и освоение углеводородного потенциала нижне-среднеюрской толщи северных областей Западной Сибири: итоги и перспективы / Г.Р. Пятницкая, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 86–104.
42. Ремизов В.В. Состояние и перспективы развития сырьевой базы газовой промышленности России / В.В. Ремизов, В.А. Пономарев, В.А. Скоробогатов // Минеральные ресурсы России. – 1998. – № 4. – С. 11–17.
43. Рыбальченко В.В. Поиски и разведка месторождений и залежей углеводородов предприятиями ПАО «Газпром» в России / В.В. Рыбальченко, А.Е. Рыжов, В.А. Скоробогатов и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 46–57.
44. Савченко В.П. Формирование, разведка и разработка месторождений газа и нефти / В.П. Савченко. – М.: Недра, 1977. – 410 с.
45. Скоробогатов В.А. Будущее российского газа и нефти / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 31–43.
46. Скоробогатов В.А. Генетические причины уникальной газо- и нефтеносности меловых и юрских отложений Западно-Сибирской провинции / В.А. Скоробогатов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 2003. – № 8. – С. 8–14.

47. Скоробогатов В.А. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов, В.Д. Копеев. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 352 с.
48. Скоробогатов В.А. Гигантские газосодержащие месторождения мира: закономерности размещения, условия формирования, запасы, перспективы новых открытий / В.А. Скоробогатов, Ю.Б. Силантьев. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – 240 с.
49. Скоробогатов В.А. Гыдан. Геологическое строение, ресурсы углеводородов, будущее / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов. – М.: Недра, 2006. – 261 с.
50. Скоробогатов В.А. Енисей-Ленская мегапровинция: формирование, размещение и прогнозирование месторождений углеводородов / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2017. – № 3. – С. 3–17.
51. Скоробогатов В.А. Крупнейшие, гигантские и уникальные осадочные бассейны мира и их роль в развитии газовой промышленности в XXI веке / В.А. Скоробогатов // Деловой журнал Neftegaz.ru. – 2018. – № 10. – С. 126–141.
52. Скоробогатов В.А. Онтогенез газа и нефти в осадочных бассейнах и породах различного типа и возраста / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов // Газовые ресурсы России в XXI веке: сб. науч. трудов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2003. – С. 43–67.
53. Скоробогатов В.А. Опыт оценок потенциальных ресурсов свободного газа осадочных бассейнов России и их подтверждаемость при поисково-разведочных работах / В.А. Скоробогатов, Г.Р. Пятницкая, Д.А. Соин и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 59–65.
54. Скоробогатов В.А. Парагенезис горючих ископаемых в осадочных бассейнах и породах различного типа и возраста / В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 4 (41): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 4–17.
55. Скоробогатов В.А. Поиски месторождений и залежей углеводородов в осадочных бассейнах Северной Евразии: итоги, проблемы, перспективы / В.А. Скоробогатов, В.В. Рыбальченко, Д.Я. Хабибуллин и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 4 (41): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 18–34.
56. Скоробогатов В.А. Потенциальные ресурсы нетрадиционного газа недр России (суша и шельф) и перспективы их промышленного освоения до 2050 г. / В.А. Скоробогатов, Е.В. Перлова // Геология нефти и газа. – 2014. – № 5. – С. 48–57.
57. Скоробогатов В.А. Потенциальные ресурсы углеводородов: методы и практика оценок величины и структуры, достоверность и подтверждаемость при поисково-разведочных работах / В.А. Скоробогатов, Д.А. Соин. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – 166 с.
58. Скоробогатов В.А. Ресурсы газа в низкопроницаемых коллекторах осадочных бассейнов России и перспективы их промышленного освоения / В.А. Скоробогатов, В.А. Кузьминов, Л.С. Салина // Газовая промышленность. – 2012. – Спецвыпуск: Нетрадиционные ресурсы нефти и газа. – С. 43–47.
59. Скоробогатов В.А. Термобарогеохимическая эволюция скоплений углеводородов / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 1991. – № 8. – С. 23–29.
60. Соколов В.Л. Экспериментальная оценка эволюции газообразования при углефикации / В.Л. Соколов, В.Ф. Симоненко, Н.Д. Гуляева // Условия образования нефти и газа в осадочных бассейнах: сб. – М.: Наука, 1977. – С. 80–90.
61. Соловьёв Н.Н. Тектонодинамическая оценка условий формирования месторождений – новое направление изучения нефтегазоносных территорий / Н.Н. Соловьёв // Геология нефти и газа. – 1986. – № 1. – С. 6–11.
62. Старосельский В.И. История развития и современное состояние сырьевой базы газовой промышленности России: обзор / В.И. Старосельский, Г.Ф. Пантелеев, В.П. Ступаков и др.; под ред. А.Д. Седых. – М.: ИРЦ Газпром, 2000. – 117 с.
63. Старосельский В.И. Структура запасов и ресурсов природного газа России / В.И. Старосельский, Г.Ф. Пантелеев и др. // Перспективы развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности России: сб. науч. трудов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2008. – С. 33–44.
64. Старосельский В.И. Этан, пропан, бутан в природных газах нефтегазоносных бассейнов / В.И. Старосельский. – М.: Недра, 1986. – 190 с.
65. Ступаков В.П. Структура ресурсов и перспективы добычи метана в угольных месторождениях СНГ / В.П. Ступаков, А.Г. Ефремова, Б.М. Зимаков // Оценка прогнозных ресурсов УВ газов в угольных бассейнах СНГ. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 1994. – С. 3–10.

66. Тер-Саркисов Р.М. Концепция развития минерально-сырьевой базы ОАО «Газпром» на период до 2030 г. / Р.М. Тер-Саркисов, В.А. Скоробогатов, А.А. Плотников // ВНИИГАЗ на рубеже веков – наука о газе и газовых технологиях: сб. науч. трудов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2003. – С. 9–24.
67. Толстикова А.В. Запасы и ресурсы углеводородов, перспективы изучения и промышленного освоения недр морей России в XXI в. / А.В. Толстикова, Д.А. Астафьев, Я.И. Штейн и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4. – С. 73–85.
68. Ханнин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение / А.А. Ханнин. – М.: Недра, 1969.
69. Ханнин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций СССР. – М.: Недра, 1972. – 296 с.
70. Хвилевичкий М.О. Количественный прогноз газонефтеносности на разных этапах изучения регионов: обзор / М.О. Хвилевичкий, Т.В. Гудымова, В.И. Ермаков и др. // Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭГазпром, 1983. – Вып. 8. – 42 с.
71. Чайковская Э.В. Катагенез органического вещества осадочных пород и свойства нефтей и газов / Э.В. Чайковская, И.Б. Кулибакина // Геохимия современных и ископаемых осадков: сб. – М.: Наука, 1973. – С. 83–87.
72. Черепанов В.В. Российский газ в XXI веке / В.В. Черепанов, С.М. Карнаухов, В.А. Скоробогатов // Теоретические основы и технологии поисков и разведки нефти и газа. – М.: РГУНГ, 2012. – № 1. – С. 20–23.

75th anniversary of Russian gas geology: achievements, challenges, outlooks. Future

M.Ya. Zykin¹, D.A. Astafyev^{1*}, S.A. Leonov¹, Ye.Ye. Polyakov¹, A.Ye. Ryzhov¹,
V.A. Skorobogatov¹, A.V. Chichmareva¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Gazovikov street, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
E-mail: D_Astafiev@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. In the space of 75 years, authors retrace the activities of the VNIIGAZ's geological service related to creation of a national geology of fossil fuels. They highlight the contribution of the gas geologists in studying the ontogenesis of the hydrocarbons, substantiation of the targeted searching of the gas-bearing deposits and fields, in assessment of amounts and structure of the initial potential resources of free gas and petroleum, enlargement of the resource base of gas production.

The scientists from the Gazprom VNIIGAZ LLC have worked out the original concepts concerning generation of the hydrocarbon deposits in the most of the gas-bearing provinces in Northern Eurasia: first of all, in the Western-Siberian one (onshore and in the Kara Sea), Pre-Caucasian–Mangyshlak, Pre-Caspian, Barents-sea provinces, etc., as well as for such foreign provinces as the North-sea and Arabian-Persian and others.

The scientific schools and leads of the Gazprom VNIIGAZ made a lot for the successful development of the domestic petroleum geology for last decades. Authors state that the gas geology in Russia will advance for many years long in future. It will be insured by the enormous amounts of either traditional, or alternative resources of natural gas in all the sedimentary basins of Northern Eurasia.

Keywords: geology, geophysics, gas, oil, hydrocarbons, coal, paragenesis, field, deposit, reserves, resources, searching, prospecting, production, prediction, branch of industry, ontogenesis, well, reservoir.

References

1. AMURSKIY, G.I., G.A. ABRAMENOK, M.S. BONDAREVA, et al. *Methods for remote studying tectonic fracturing of rocks from oil-and-gas bearing territories* [Distantsionnyye metody izucheniya tektonicheskoy treshchinovatosti porod neftegazonosnykh territoriy]. Moscow: Nedra, 1988. (Russ.).
2. ASTAFYEV, D.A., Ye.S. DAVYDOVA, G.R. PYATNITSKAYA, et al. In-situ gas-and-oil statistics of the offshore basins in Northern Eurasia in relation to development of hydrocarbon reserves and resources till 2050 [Gazoneftyanaya geostatistika neдр shelfovykh basseynov Severnoy Yevrazii v svyazi s osvoyeniyem zapasov i resursov uglevodorodov do 2050 g.]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 3(35): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 72–80. ISSN 2306-9849. (Russ.).
3. BAGRINTSEVA, K.I., V.G. VASILYEVA, V.I. YERMAKOV. Function of coal-bearing strata in processes of gas generation [Rol uglenosnukh tolshch v protsessakh generatsii gaza]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 1986, no. 6, pp. 18–22. ISSN 0016-7894. (Russ.).

4. BREKHUNTSOV, A.M., B.V. MONASTYREV, I.I. NESTEROV, et al. *Oil-gas geology of West-Siberian Arctic* [Neftegazovaya geologiya Zapadno-Sibirskoy Arktiki]. Tyumen: MNP Geodata, 2020. (Russ.).
5. BROD, I.O. *Oil and gas deposits* [Zalezhi nefi i gaza]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1951. (Russ.).
6. VASILYEV, V.G., V.I. YERMAKOV, N.D. YELIN, et al. Outlooks for searching gas fields in coal-bearing strata of the Soviet Union [Perspektivy poiskov gazovykh mestorozhdeniy v ugleonosnykh tolshchakh Sovetskogo Soyuz]: review. Series: *Geology and prospecting of gas and gas-condensate fields* [Geologiya i razvedka gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy]. Moscow: VNIIGazprom, 1971. (Russ.).
7. VASILYEV, V.G., N.D. YELIN, N.S. YEROFEYEV, et al. *Resources, production of natural gas and gas exploratory drilling in the USSR* [Resursy, dobycha prirodnogo gaza i poiskovo-razvedochnoye bureniye na gaz v SSSR]. Moscow: TsNIITneftegaz, 1964. (Russ.).
8. VASSOYEVICH, N.B. *Geochemistry of organic matter and origin of oil* [Geokhimiya organicheskogo veshchestva i proiskhozhdeniye nefi]: selectas. Moscow: Nauka, 1986. (Russ.).
9. VASILYEV, V.G., V.I. YERMAKOV, I.P. ZHABREYEV (ed.), et al. *Gas and gas-condensate fields* [Gazovyye i gazokondensatnyye mestorozhdeniya]: reference book. 2nd edition, revised. Moscow: Nedra, 1983. (Russ.).
10. GRITSENKO, A.I., V.A. PONOMAREV, N.A. KRYLOV et al. *A base of raw materials and production of gas in Russia in XXI century* [Sryevaya baza i dobycha gaza v Rossii v XXI veke]. Moscow: Nedra-Biznesstsent, 2000. (Russ.).
11. GUDYMOVA, T.V., V.A. SKOROBOGATOV. Gas potential of sedimentary basins in Russia [Gazovyy potentsial osadochnykh basseynov Rossii]. In: *Gas resources of Russia in XXI century* [Gazovyye resursy Rossii v XXI veke]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2003, pp. 73–82. (Russ.).
12. GUDYMOVA, T.V., V.A. SKOROBOGATOV. Principles and methods used to estimate prospects for gas and oil presence in geological objects having different exploration maturity [Printsipy i metody otsenki perspektiv gazoneftnosnosti geologicheskikh obyektov, yakhodyashchikhsys na raznykh etapakh izucheniya]. In: *Prediction of gas and oil presence in Russia and contiguous countries* [Prognoz gazonosnosti Rossii i sopredelnykh stran]: collected bk. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2000, pp. 43–57. (Russ.).
13. GULEV, V.L., N.A. GAFAROV, V.I. VYSOTSKIY, et al. *Alternative gas and oil resources* [Netraditsionnyye resursy gaza i nefi]. Moscow: Nedra, 2014. (Russ.).
14. DANILOV, V.N., N.A. MALYSHEV, V.A. SKOROBOGATOV et al. *Comparative analysis of hydrocarbon ontogenesis in Pechora and other sedimentary basins of the World* [Srvnitelnyy analiz ontogeneza uglevodorodov v Pechorskom i drugikh osadochnykh basseynakh mira]. Moscow: Academy of Mining Sciences, 1999. (Russ.).
15. DVORETSKIY, P.I., V.S. GONCHAROV, A.D. YESIKOV, et al. Isotope abundance of natural gases at north of Western Siberia [Izotopnyy sostav prirodnnykh gazov severa Zapadnoy Sibiri]: review. Series: *Geology and prospecting of gas and gas-condensate fields* [Geologiya i razvedka gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy]. Moscow: IRTS OAO “Gazprom”. (Russ.).
16. YERMAKOV, V.I., V.A. SKOROBOGATOV. Gas potential of Eurasian megacontinent [Gazovyy potentsial Evraziyskogo megakontinenta]. *Gazovaya Promyshlennost*. 1998, no. 8, pp. 15–18. ISSN 0016-5581. (Russ.).
17. YERMAKOV, V.I., V.A. SKOROBOGATOV, V.I. STAROSELSKIY. Geology and geochemistry of natural combustion gases [Geologiya i geokhimiya prirodnnykh goryuchikh gazov]: reference book. Moscow: Nedra, 1990. (Russ.).
18. YERMAKOV, V.I. Consistent patterns of hydrocarbon agglomerations disposition in Ciscaucasia and principles of demarcating areas of gas and oil accumulation [Zakonomernosti razmeshcheniya uglevodorodnykh skopleniy Predkavkazya i printsipy vydeleniya oblastey gazo- i neftenakopleniya]: review. Moscow: TsNIITneftegaz, 1965. (Russ.).
19. YERMAKOV, V.I., V.A. SKOROBOGATOV. *Generation of hydrocarbon gases in carboniferous and subcarboniferous sediments* [Obrazovaniye uglevodorodnykh gazov v ugleonosnykh i subuglenosnykh otlozheniyakh]. Moscow: Nedra, 1984. (Russ.).
20. YERMAKOV, V.I. Specifics of natural gas origin and accumulation in carboniferous formations [Osobennosti obrazovaniya i nakopleniya prirodnogo gaza v ugleonosnykh formatsiyakh]: review. Series: *Geology, methods for searching and prospecting oil and gas fields* [Geologiya, metody poiskov i razvedki mestorozhdeniy nefi i gaza]. Moscow: All-Union Scientific-Research Institute of Mineral Resources, 1972. (Russ.).
21. YERMAKOV, V.I., V.A. SKOROBOGATOV. *Thermal field of the young plates in the USSR* [Teplovoye pole molodykh plit SSSR]. Moscow: Nedra, 1986. (Russ.).
22. YERMAKOV, V.I., M.Ya. ZYKIN. Perfecting methods of boosted prospecting of gas fields – work contribution of subsoil prospectors to 60th anniversary of October [Sovershenstvovaniye metodov uskorennoy razvedki gazovykh mestorozhdeniy – trudovoy vklad razvedchikov nedr k 60-letiyu Oktyabrya]: review. Series: *Geology, methods for searching and prospecting oil and gas fields* [Geologiya, metody poiskov i razvedki mestorozhdeniy nefi i gaza]. Moscow: VNIIGazprom, 1977. (Russ.).
23. ZHABREYEV, I.P., V.I. YERMAKOV, V.Ye. OREL, et al. Genesis of gas and prediction of gas presence [Genezis gaza i prognos gazonosnosti]. *Geologiya Nefi i Gaza*, 1974, no. 9, pp. 1–8, ISSN 0016-7894. (Russ.).
24. ZHIZHCENKO, B.P. *Hydrocarbon gases* [Uglevodorodnyye gazy]. Moscow: Nedra, 1984. (Russ.).

25. ZAKHAROV, Ye.V., M.N. KHOLODILOV, B.A. MANSUROV, et al. *Geological structure and outlooks for oil and gas presence offshore Russia* [Geologicheskoye stroeniye i perspektivy neftegazonosnosti shelfa morey Rossii]. Moscow: Nedra, 2011. (Russ.).
26. ZYKIN, M.Ya., A.Ye. RYZHOV, N.V. SAVCHENKO, et al. Position and role of the VNIIGAZ in start-up and development of gas-and-petroleum geology in Russia [Mesto i rol VNIIGAZa v stanovlenii i razvitiit neftegazovoy geologii Rossii]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 4s: 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 8–16. ISSN 0016-7894. (Russ.).
27. ZYKIN, M.Ya., V.A. KOZLOV, A.A. PLOTNIKOV. *Procedure of boosted prospecting of gas fields* [Metodika uskorennoy razvedki gazovykh mestorozhdeniy]. Moscow: Nedra, 1984. (Russ.).
28. ZYKIN, M.Ya., V.A. ISTOMIN, N.G. PARSHIKOVA, et al. VNIIGAZ's science schools for petroleum geology [Nauchnyye shkoly VNIIGAZa v oblasti neftegazovoy geologii]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 3(35): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 4–32. ISSN 2306-9849. (Russ.).
29. KARNAUKHOV, S.M., V.A. SKOROBOGATOV, O.G. KANANYKHINA. The age of Cenomanian gas: "From the dawn to the sunset" [Era senomanskogo gaza: "ot rassveta do zakata"]. In: *Challenges of supplying resources to gas producing regions of Russia to 2030*: collection of sc. articles. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2011, pp. 15–25. (Russ.).
30. AMURSKIY, G.I., Ya.A. BERETO, Z.V. KABANOVA, et al. *USSR chart of gas presence* [Karta gazonosnosti SSSR]. 1:2500000. Moscow: General Administration for Geodesy and Cartography ГИГК, 1983. (Russ.).
31. KOZLOV, A.L. *On consistent patterns of generation and location of oil and gas deposits* [O zakonomernostyakh formirovaniya i razmeshcheniya neftyanykh i gazovykh zalezhey]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1959. (Russ.).
32. KOZLOV, A.L. Transitions of oil and gas within deep-berried zones of sedimentary basins [Prevrashcheniya nefti i gaza v glubokikh zonakh sedimentatsionnykh basseynov]. In: *Sediments and migration theory of oil and gas origination* [Osadochno-migratsionnaya teoriya obrazovaniya nefti i gaza]: collected bk. Moscow: Nauka, 1978, pp. 145–169. (Russ.).
33. KOZLOV, A.L., V.P. SAVCHENKO. *Rational methods for commercial prospecting of gas fields* [Ratsionalnyye metody promyshlennoy razvedki gazovykh mestorozhdeniy]. Moscow: VNIIGAZ, 1966. (Russ.).
34. KORTSENSHTEYN, V.N. *Procedure for hydrogeological exploration of oil-gas-bearing regions* [Metodika gidrogeologicheskikh issledovaniy neftegazonosnykh rayonov]. Moscow: Nedra, 1976. (Russ.).
35. LYUGAY, D.V., V.A. SKOROBOGATOV. Conceptual foundation of strategy for development of minerals and raw materials reserves for gas industry and PAO «Gazprom» up to 2050 [Kontseptualnyye osnovy strategii razvitiya mineralno-syryevoy bazy gazovoy promyshlennosti Rossii i PAO "Gazprom" do 2050 g.]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016, no. 1 (25): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 4–15. ISSN 2306-8949. (Russ.).
36. LYUGAY, D.V., V.V. RYBALCHENKO, A.Ye. RYZHOV, et al. Developing a base of raw materials for gas industry of Russia and the Gazprom PJSC: overall results, issues, outlooks [Razvitiye mineralno-syryevoy bazy gazovoy otrasli promyshlennosti Rossii i PAO "Gazprom": itogi, problem, perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 3(35): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 33–45. ISSN 2306-9849. (Russ.).
37. MUKHIN, Yu.V. Hydrogeological conditions of initial oil and gas migration [Gidrogeologicheskiye usloviya pervichnoy migratsii gaza i nefti]. *Bulleten MOIP. Otdeleniye Geologicheskoye*, 1974, vol. 49, is. 2, pp. 107–124, ISSN 0366-1318. (Russ.).
38. PANCHENKO, A.S. *Separate forecasting of oil and gas deposits* [Razdelnoye prognozirovaniye zalezhey nefti i gaza]. Moscow: Nedra, 1985. (Russ.).
39. PLOTNIKOV, A.A. *Differentiation of gas reserves in heterogeneous reservoirs* [Differentsiatsiya zapasov gaza v neodnorodnykh kollektorakh]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2003.
40. POLYAKOV, Ye.Ye., V.V. RYBALCHENKO, A.Ye. RYZHOV, et al. Where must the new the biggest, gigantic and unique gas-bearing fields be looked for in Northern Eurasia? [Gde iskat novyye krupneyshiy, gigantskiye i unikalnyye gazosoderzhashchiye mestorozhdeniya v Severnoy Evrazii?] *Geologiya Nefti i Gaza*. 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 45–57. ISSN 0016-7894. (Russ.).
41. PYATNITSKAYA, G.R., V.A. SKOROBOGATOV. Studying and developing hydrocarbon potential of Lower-Middle-Jurassic deposits in northern areas of Western Siberia: resume and perspectives [Izucheniya i osvoyeniye uglevodorodnogo potentsiala nizhne-sredneyurskoy tolshchi severnykh oblastey Zapadnoy Sibiri: itogi i perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 3(35): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 86–104. ISSN 2306-9849. (Russ.).
42. REMIZOV, V.V., V.A. PONOMAREV, V.A. SKOROBOGATOV et al. State and development trends of mineral resource base for gas industry in Russia [Sostoyaniye i perspektivy razvitiya syryevoy bazy gazovoy promyshlennosti Rossii]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*. 1998, no. 4, pp. 11–17. ISSN 0869-3188. (Russ.).

43. RYBALCHENKO, V.V., A.Ye. RYZHOV, V.A. SKOROBOGATOV, et al. Searching and prospecting of hydrocarbon fields and deposits by the enterprises of the Gazprom PJSC in Russia [Poiski i razvedka mestorozhdeniy i zalezhey uglevodorodov predpriyatiyami PAO "Gazprom" v Rossii]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 3(35): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 46–57. ISSN 2306-9849. (Russ.).
44. SAVCHENKO, V.P. *Evolution of gas and oil fields, their prospecting and development* [Formirovaniye, razvedka i razrabotka mestorozhdeniy gaza i nefiti]. Moscow: Nedra, 1977. (Russ.).
45. SKOROBOGATOV, V.A. Future of Russian gas and oil [Budushcheye rossiyskogo gaza i nefiti]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 31–43. ISSN 0016-7894. (Russ.).
46. SKOROBOGATOV, V.A. Genetic reasons for unique gas and oil presence in Cretaceous and Jurassic sediments of West-Siberian province [Geneticheskiye prichiny unikalnoy gazo- i neftenosnosti melovykh i yurskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy provintsii]. *Geologiya, Geofi zika i Razrabotka Neftnykh i Gazovykh Mestorozhdeniy*, 2003, no. 8, pp. 8–14, ISSN 2413-5011. (Russ.).
47. SKOROBOGATOV, V.A., L.V. STROGANOV, V.D. KOPEYEV. *Geological structure and gas-oil-bearing capacity of Yamal* [Geologicheskoye stroyeniye i gazoneftenosnost Yamala]. Moscow: Nedra-Bisnessentr, 2003. (Russ.).
48. SKOROBOGATOV, V.A., Yu.B. SILANTYEV. *Gigantic gas-bearing fields of the World: patterns of allocation, conditions for generation, reserves, prospects for new discoveries* [Gigantskiye gazosoderzhshchiye mestorozhdeniya mira: zakonomernosti razmeshcheniya, usloviya formirovaniya, zapasy, perspektivy novykh otkrytiy]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. (Russ.).
49. SKOROBOGATOV, V.A., L.V. STROGANOV. *Gydan. Geological structure, hydrocarbon resources, future* [Gydan. Geologicheskoye stroyeniye, resursy uglevodorodov, budushcheye]. Moscow: Nedra, 2006. (Russ.).
50. SKOROBOGATOV, V.A. Yenisey-Lena megaprovince: generation, location and prediction of hydrocarbon fields [Yenisey-Lenskaya megaprovinciya: formirovaniye, razmeshcheniye i prognozirovaniye mestorozhdeniy uglevodorodov]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2017, no. 3, pp. 3–17. ISSN 0016-7894. (Russ.).
51. SKOROBOGATOV, V.A. The biggest, gigantic and unique sedimentary basins of the World and their impact to development of the gas industry in the XXI century [Krupneyshiye, gigantskiye i unikalnyye osadochnyye basseyny mira i ikh rol v razvitiy gazovoy promyshlennosti v XXI veke]. *Delovoy zhurnal Neftegaz.ru*. 2018, no. 10, pp. 126–141. ISSN 2410-3837. (Russ.).
52. SKOROBOGATOV, V.A. and L.V. STROGANOV. Ontogenesis of gas and oil in sedimentary basins and rocks of different types and ages [Ontogenez gaza i nefiti v osadochnykh basseynakh i porodakh razlichnogo tipa i vozrasta]. In: *Gas resources of Russia in XXI century* [Gazovyye resursy Rossii v XXI veke]: collected sci. papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2003, pp. 43–67. (Russ.).
53. SKOROBOGATOV, V.A., G.R. PYATNITSKAYA, D.A. SOIN, et al. Practice of estimation of potential resources of the free gas in sedimentary basins of Russia and their validation during prospecting works [Opyt otsenok potentsialnykh resursov svobodnogo gaza osadochnykh basseynov Rossii i ikh podtverzhdayemost pri poiskovo-razvedochnykh rabotakh]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 59–65. ISSN 0016-7894. (Russ.).
54. SKOROBOGATOV, V.A. Paragenesis of fossil fuels in sedimentary basins and rocks of different types and ages [Paragenezis goryuchikh iskopayemykh v osadochnykh basseynakh i porodakh razlichnogo tipa i vozrasta]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, no. 4 (41): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 4–17. ISSN 2306-9849. (Russ.).
55. SKOROBOGATOV, V.A., V.V. RYBALCHENKO, D.Ya. KHABIBULLIN, et al. Searching hydrocarbon fields and deposits in sedimentary basins of Northern Eurasia: results, issues and outlooks [Poiski mestorozhdeniy i zalezhey uglevodorodov v osadochnykh basseynakh Severnoy Yevrazii: itogi, problem, perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, no. 4 (41): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 18–34. ISSN 2306-9849. (Russ.).
56. SKOROBOGATOV, V.A., Ye.V. PERLOVA. Potential resources of non-traditional gas of subsoil resources of Russia (band and shelf) and its industrial development prospects by 2050 [Potentsialnyye resursy netraditsionnogo gaza neдр Rossii (susha i shelf) i perspektivy ikh promyshlennogo osvoyeniya do 2050 g.]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2014, no. 5, pp. 48–57, ISSN 0016-7894. (Russ.).
57. SKOROBOGATOV, V.A., D.A. SOIN. *Potential hydrocarbon resources: methods, practice of quantitative and structural assessment, validity and confirmability in course of prospecting* [Potentsialnyye resursy uglevodorodov: metody i praktika otsenok velichiny i struktury, dostovernost i podtverzhdayemost pri poiskovo-razvedochnykh rabotakh]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2018. (Russ.).
58. SKOROBOGATOV, V.A., V.A. KUZMINOV, L.S. SALINA. Gas resources in the low-permeable reservoirs of the sedimentary basins of Russia, and outlooks for their industrial development [Resursy gaza v nizkopronitsayemykh kollektorakh osadochnykh basseynov Rossii i perspektivy ikh promyshlennogo osvoyeniya]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2012. Spec. is.: Alternative resources of oil and gas [Netraditsionnyye resursy nefiti i gaza], pp. 43–47. ISSN 0016-5581. (Russ.).

59. SKOROBOGATOV, V.A. Thermobaric-geochemical evolution of hydrocarbon agglomerations [Termobarogeokhimicheskaya evolutsiya skopleniy uglevodorodov]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 1991, no. 8, pp. 23–29. ISSN 0016-7894. (Russ.).
60. SOKOLOV, V.L., V.F. SIMONENKO, N.D. GULYAYEVA. Experimental assessment of gas genesis evolution at carbomorphism of coals [Eksperimentalnaya otsenka evolutsii gazoobrazovaniya pri uglefikatsii]. In: *Conditions for oil and gas generation in sedimentary basins* [Usloviya obrazovaniya nefiti i gaza v osadochnykh basseynakh]: collected bk. Moscow: Nauka, 1977, pp. 80–90. (Russ.).
61. SOLOVYEV, N.N. Tectonic and dynamics assessment of field origination conditions as a new trend in studying oil-gas-bearing territories [Tektonodinamicheskaya otsenka usloviy formirovaniya mestorozhdeniy – novoye napravleniye izucheniya neftegazonosnykh territoriy]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 1986, no. 1, pp. 6–11, ISSN 0016-7894. (Russ.).
62. STAROSELSKIY, V.I., G.F. PANTELEYEV, V.P. STUPAKOV et al. *History and modern state of the Russian gas industry base of mineral and raw materials* [Istoriya razvitiya i sovremennoye sostoyaniye syr'evoy bazy gazovoy promyshlennosti Rossii]: sci.-tech. review. Moscow: IRTs Gazprom, 2000. (Russ.).
63. STAROSELSKIY, V.I., G.F. PANTELEYEV, et al. Structure of natural gas reserves and resources in Russia [Struktura zapasov i resursov prirodnogo gaza Rossii]. In: *Outlooks for development of mineral resources for gas industry of Russia* [Perspektivy razvitiya mineralno-syr'evoy bazy gazovoy promyshlennosti Rossii]: collected scientific papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2008, pp. 33–44. (Russ.).
64. STAROSELSKIY, V.I. *Ethane, propane, butane in natural gases of oil-gas-bearing basins* [Etan, propan, butan v prirodnykh gazakh neftegazonosnykh basseynov]. Moscow: Nedra, 1986. (Russ.).
65. STUPAKOV, V.P., A.G. YEFREMOVA, B.M. ZIMAKOV. Structure of resources and outlooks for methane recovering in SIS coal fields [Struktura resursov i perspektivy dobychi metana v ugolnykh mestorozhdeniyakh SNG]. In: *Assessment of predicted resources of hydrocarbon gases in coal basins of SIS* [Otsenka prognoznykh resursov UV gazov v ugolnykh basseynakh SNG]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 1994, pp. 3–10.
66. TER-SARKISOV, R.M., V.A. SKOROBOGATOV, A.A. PLOTNIKOV. Concept of Gazprom OJSC mineral resource base development till 2030 [Kontseptsiya razvitiya mineralno-syr'evoy bazy OAO “Gazprom” na period do 2030 g.]. In: *VNIIGAZ on the turn of century – science about gas and gas technologies* [VNIIGAZ na rubezhe vekov – nauka o gازه i gazovykh tekhnologiyakh]: collected bk. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2003, pp. 9–24. (Russ.).
67. TOLSTIKOV, A.V., D.A. ASTAFYEV, Ya.I. SHTEYN, et al. Reserves and resources of hydrocarbons, outlooks for exploration and commercial development of the seabed subsoil in Russia in 21st century [Zapasy i resursy uglevodorodov, perspektivy izucheniya i promyshlennogo osvoyeniya nedr morey Rossii v XXI v.]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2018, no. 4, pp. 73–85. ISSN 0016-7894. (Russ.).
68. KHANIN, A.A. *Rock reservoirs of oil and gas and their studying* [Porody-kollektory nefiti i gaza i ikh izucheniye]. Moscow: Nedra, 1969. (Russ.).
69. KHANIN, A.A. *Rock reservoirs of oil and gas in the USSR oil-gas-bearing provinces* [Porody-kollektory nefiti i gaza neftegazonosnykh provintsiy SSSR]. Moscow: Nedra, 1972. (Russ.).
70. KHVILEVITSKIY, M.O., T.V. GUDYMOVA, V.I. YERMAKOV, et al. Quantitative forecast of gas and oil presence at different stages of studying regions [Kolichestvennyy prognoz gazoneftenosnosti na raznykh etapakh izucheniya regionov]: review. Series: *Geology and prospecting of gas and gas-condensate fields* [Geologiya i razvedka gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy]. Moscow: VNIIEGazprom, 1983, is. 8. (Russ.).
71. CHAYKOVSKAYA, E.V., I.B. KULIBAKINA. Catagenesis of organic matter of sedimentary rocks and properties of oils and gases [Katagenez organicheskogo veshchestva osadochnykh porod i svoystva neftey i gazov]. In: *Geochemistry of contemporary and fossil sediments* [Geokhimiya sovremennykh i iskopayemykh osadkov]: collected bk. Moscow: Nauka, 1973, pp. 83–87. (Russ.).
72. CHEREPANOV, V.V., S.M. KARNAUKHOV, V.A. SKOROBOGATOV. Russian gas in the XXI century [Rossiyskiy gaz v XXI veke]. *Teoreticheskiye Osnovy i Tekhnologii Poiskov i Razvedki Nefti i Gaza*. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas (national research university), 2012, no. 1, pp. 20–23. ISSN 2307-9411. (Russ.).

УДК 553.98:550.8

Поиски и открытия месторождений углеводородов в осадочных бассейнах Северной Евразии в XX–XXI веках. Итоги. Проблемы. Риски. Перспективы

А.Н. Рыбьяков¹, В.А. Скоробогатов^{2*}, Д.Я. Хабибуллин¹

¹ ПАО «Газпром», Российская Федерация, 190900, г. Санкт-Петербург, BOX 1255

² ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1

* E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: месторождение, залежь, запасы, ресурсы, углеводороды, газ, нефть, поиски, разведка, приросты, Евразия, Западная Сибирь, шельф.

Тезисы. В работе приведены результаты многолетних исследований авторов в области поиска месторождений газа и нефти в регионах Северной Евразии (Россия и прилегающий шельф) – генерализованно в отношении первой половины XX в. и более детально по периоду с 1946-го по 1991 г., а также за два десятилетия XXI в. Рассмотрена новейшая нефтегазовая геостатистика открытий и приростов разведанных запасов углеводородов по новым месторождениям. Приведена авторская точка зрения на закономерности и особенности поискового процесса. Приведены рекомендации по планированию и проведению поисковых работ в малоизученных регионах суши и арктического шельфа. Дан прогноз новых открытий до 2040 г.

Настоящая работа продолжает цикл публикаций авторов по проблемам развития минерально-сырьевой базы (МСБ) газо- и нефтедобычи и проведения поисково- и геологоразведочных работ (ППР и ГРР соответственно) с целью обнаружения месторождений (МУВ) и залежей углеводородов, приростов новых запасов газа и жидких углеводородов (УВ).

Главное в научно-геологической деятельности в рамках нефтегазовой геологии (НГГ) – аналитически осмысленное и обоснованное предсказание будущих открытий МУВ (газа, нефти) и новых залежей в разведываемых МУВ, пропущенных в изученном разрезе и в невоскрываемых горизонтах. Это и есть суть научного прогноза: предсказать, какие месторождения (по величине запасов и фазовому состоянию), где, на каких глубинах, с какими добычными возможностями и с какой геолого-экономической эффективностью будут открыты, разведаны и освоены для промышленной добычи газа и нефти. Хороший, правильный, адекватный природным реалиям прогноз повышает результативность поисков благодаря снижению геологических рисков неоткрытия новых месторождений и залежей, а значит, повышает эффективность ППР.

И действительно, самое важное в НГГ – предсказание (прогноз), поиски и открытия МУВ и залежей. Все остальное вторично: и разведка открытых скоплений, и конструирование геолого-флюидальных моделей, и подсчет запасов. Да, важно, необходимо, но... вторично. Главный рубеж между неизвестным (прогнозные ресурсы), но предполагаемым, и известным (запасы УВ) – это открытие МУВ в результате поисков. Но чтобы удачными (эффективными, результативными) были поиски, необходим правильный, доверительный и профессионально корректный прогноз новых открытий с научными предположениями (предсказаниями):

- а будут ли открытия углеводородных скоплений (УВС) в данном геологическом объекте (комплексе пород, в области/районе)?
- каковы объемы предполагаемых запасов – конечных (к завершению полномасштабной разведки)?
- каково будет фазовое состояние УВС, объемно-массовые соотношения между свободным газом (СГ) и нефтью (Н) и др.?

Поискам и открытиям, разведке и освоению месторождений и залежей СГ и Н в России и мире посвящены достаточно много работ, в том числе и труды авторов данной статьи [1–32]. Проблемы динамической геостатистики открытий МУВ в России

и современном мире в XX – начале XXI вв. обсуждаются в работах А.П. Афанасенкова, А.М. Брехунцова, В.Г. Васильева, А.И. Варламова, И.В. Высоцкого, В.И. Высоцкого, Н.А. Крылова, С.М. Карнаухова, И.И. Нестерова, И.И. Нестерова (мл.), В.П. Орлова, А. Перродона, Е.Е. Полякова, В.В. Рыбальченко, Ю.Б. Силантьева, В.А. Скоробогатова, А.В. Ступаковой, Д.Я. Хабибуллина, А.М. Хитрова, П.А. Хлебникова и мн. др. [1, 2, 5, 9, 10, 12, 13, 16, 21, 23, 28–30, 32 и др.]. Последовательность процесса освоения и изучения недр показана на рис. 1.

Главное связующее звено этой цепочки – поиски. Самое трудное и ответственное в НГГ – предсказав (научно обосновав существование в недрах углеводородных скоплений – УВС), найти, открыть новое месторождение или залежь УВ. Гораздо легче и с меньшими рисками его разведать и далее освоить, исключение здесь составляют трудноизвлекаемые запасы. Без научно обоснованного прогноза и оценки перспективных объектов поиски оказываются чаще всего малорезультативными и высокочрезвычайными (бурение вместо одной-двух-трех, до 5, иногда более поисковых скважин до первой успешной – первооткрывательницы месторождения/залежи) [3, 23. 29. 30].

Чем сложнее геологическое строение, фазовое состояние УВС и интервал продуктивности

(этажность поисков), тем большие объемы глубокого бурения необходимы для подготовки месторождений к промышленному освоению. Вообще, в НГГ чем сложнее, тем хуже (меньше ресурсы, труднее поиски... и т.д.). Сравните альб-сеноманский (уникальный) и юрский продуктивные нефтегазоносные комплексы (НГК) Западной Сибири. Ресурсы и возможности последнего на порядок ниже, чем первого, хотя общие количества месторождений с газо- и нефтепродуктивностью в этих НГК сопоставимы (около 100) [26].

Мировая геостатистика открытий (краткий анализ)

За 150-летний период активных поисков и развития нефтяной и газовой отраслей промышленности в мире (1871–2020 гг.) в среднем открывались 500...520 МУВ в год. Среднее число вновь открываемых месторождений в мире в XX в. составляло уже 600...650 в год, при этом до 1940 г. во всех странах обнаруживались единицы и первые десятки МУВ, среди них уникальные и крупнейшие по запасам (в США и др.). В России темпы новых открытий в первой половине XX в. были невелики, особенно в 1922–1940 гг. – до четырех-пяти в год.

Во второй половине XX в. число открываемых в мире месторождений увеличилось до 700...800, однако их размер стал прогрессивно снижаться. Общее число открытых МУВ

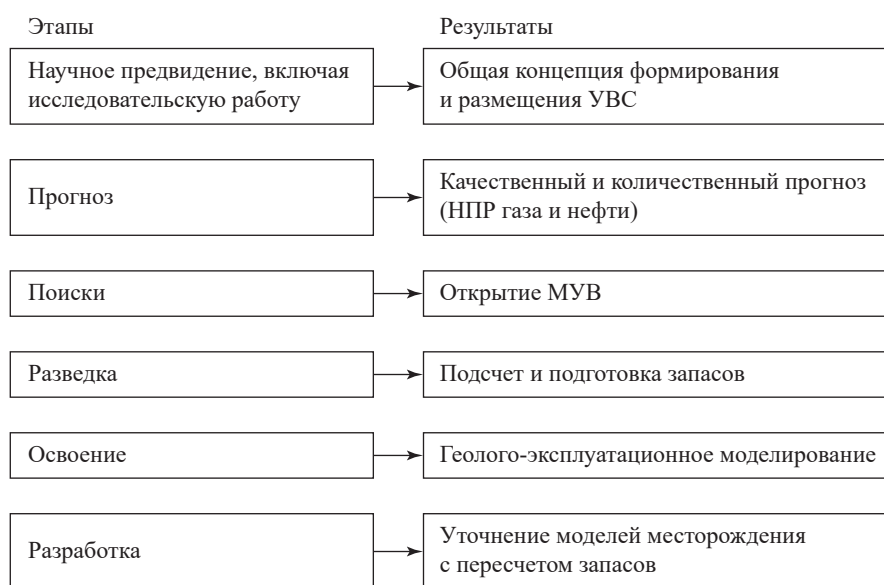


Рис. 1. Схема последовательности исследований в рамках изучения и освоения углеводородного потенциала (УВП) любых геологических объектов:

НПР – начальные потенциальные ресурсы – это и есть углеводородный потенциал недр (УВП)

в мире оценивается в 77 тыс. (2020 г.), наибольшее количество – в США и России (соответственно 3,3 и 3,7 тыс.).

Основные проблемы мировой НГГ: сколько всего природа «породила» МУВ в недрах Земли? сколько еще неоткрыто месторождений с традиционными запасами УВ (по величине и добывным возможностям) в осадочных бассейнах (ОБ) и мегабассейнах мира и каковы их суммарные запасы? где их искать с оптимальными затратами на открытие (временными и финансовыми)? То же относится и к Северной Евразии (России, суша и арктические + дальневосточные моря).

История поисков, разведки и освоения МУВ на севере мегаконтинента Евразия (Российская империя, СССР, Россия современная) насчитывает более 150 лет с конца 1860-х – начала 1870-х гг. История и результаты поисков и разведки УВ в России, в том числе гигантских МУВ, достаточно детально проанализированы рядом ученых, начиная с И.М. Губкина [1, 5, 6, 12, 26]. Кстати, по ОБ России на момент выхода первого издания его книги (1932 г.) было настолько мало открытых месторождений, что книга базировалась преимущественно на зарубежных данных о МУВ (США и др.).

В отличие от периодизации всего мирового ТЭК – по пятидесятилетним интервалам времени, для ПРР на нефть и газ вполне подходят двадцатилетние периоды (10 лет мало, 30 лет многовато...).

Периодизация ПРР для развития МСБ добычи УВ в России:

- 1890–1910 гг. – период становления нефтяной отрасли в России. Редкие открытия месторождений СГ (до этого редкие открытия приповерхностных скоплений Н на малых глубинах до 100 м);

- 1911–1920 гг. – период войн и революций;

- 1921–1940 гг. – допромышленный период развития МСБ газа. Медленное развитие нефтяной промышленности. Открытие новых нефтегазоносных провинций (НГП). Мелкие открытия газовых скоплений в европейских регионах РФ. Добыча менее 10 млрд м³/год (путный газ);

- 1941–1950 гг. – Вторая мировая война и восстановление, первые значимые открытия нефтесодержащих МУВ в Волго-Уральской НГП;

- 1951–1970 гг. – период открытия уникальных и гигантских месторождений в европейских регионах и Западной Сибири;

- 1971–1990 гг. – «золотое» двадцатилетие развития МСБ УВ. Современная база нефтедобычи и газодобычи была подготовлена к 1989–1990 гг.;

- 1991–2000 гг. – период падения нефтедобычи и стагнации производства газа и развития МСБ УВ;

- 2001–2020 гг. – медленное возрождение нефтяной промышленности. Рост газодобычи, но на основе МУВ, открытых до 1991 г. Разведочный период на суше, поисковый на шельфе;

- 2021–2040 гг. – предполагаемый поисковый ренессанс на суше. Интенсивные поиски и разведка в акваториях. Открытие последних газовых гигантов в Северной Евразии (с запасами 0,3...1,0 трлн м³ и более) – безусловно, на шельфе. Более 70 % новых приростов запасов предстоит получить в Арктике (суша + шельф). Трудно предсказуемые открытия в Восточной Арктике и на Дальнем Востоке (шельф) [2, 7, 8, 11, 17, 22, 24, 28].

В период между двумя мировыми войнами развитие МСБ нефтедобычи происходило медленно. В европейской части России открывались новые провинции (в 1929 г. – Волго-Уральская, в 1932 г. – Тимано-Печорская), а в их пределах крупные открытия отсутствовали, да и сама НГГ и ее прогностическое направление находились, по сути, в «младенческом» состоянии, ее «юность» пришлось на двадцатилетие 1951–1970 гг., «зрелость» – на 1971–1990 гг. Далее... известно, что...

В Северной Евразии большинство крупнейших *нефтяных гигантов* обнаружены в двадцатилетие 1948–1967 гг.: Ромашкино, Усть-Балыкское, Самотлорское, Новопортовское и др. Время газовых гигантов наступило после 1961 г., особенно «урожайные» годы: с 1965-го по 1985 г. на суше, с 1985-го по 1991 г. на шельфе (первые открытия: Штокман, Русановское и др.).

В России в 1960–1970-х гг. многое диктовалось принципом «необходимо делать быстро все: открыть, разведать МУВ, начать эксплуатацию – добычу УВ, прежде всего, нефти». Нефть по разным причинам была нужнее, чем газ... Все уникальные (более 3 трлн м³ начальных запасов) и сверхгигантские (1...3 трлн м³) газосодержащие месторождения на суше

Северной Евразии открыты в период с 1965-го по 1990 г. включительно. Очень успешным стало двенадцатилетие 1965–1976 гг., когда на суше были выявлены все уникальные, шесть из восьми сверхгигантских и 15 из 25 гигантских месторождений с залежами СГ (более 300 млрд м³). Единственное на шельфе Северной Евразии уникальное по запасам Штокмановское газоконденсатное месторождение (3,9 трлн м³) открыто в 1988 г. (похоже, больше уже не предвидится уникальных месторождений... и на шельфе, и тем более на суше).

В «золотой период» развития ПРР темп открытия новых МУВ в России составлял в среднем 55...65 ед. в год.

До 1990 г. включительно общее число открытых в России МУВ составило 2320. В кризисном десятилетии темп открытия новых месторождений в России снизился до 25...30 ед. в год в силу известных причин [1].

ПРР в России в XXI в. В период 2001–2014 гг. в мире ежегодно открывали до 600...650 новых МУВ, в том числе в России – 55...62. По данным Роснедр, в пятилетие 2001–2005 гг. в России обнаружены 273 новых МУВ, в 2006–2010 гг. – 300 МУВ, за период 2011–2015 гг. – 212 МУВ, в 2016–2018 гг. ежегодно открывали по 45...52 МУВ. Год от года на суше неуклонно снижается крупность вновь открываемых МУВ. Например, на севере Западной Сибири в 2002–2013 гг. всеми компаниями-операторами обнаружены 37 месторождений (в среднем 3 в год), в том числе 20 газосодержащих: 1 газовое (Г), 11 газоконденсатных (ГК), 8 нефтегазоконденсатных / газоконденсатнефтяных (ГКН), среди них два крупных (более 30 млрд м³), 4 средних (3...30), 11 мелких и мельчайших (менее 3 млрд м³). Произошел явный «надлом» крупности вновь открываемых МУВ.

Показательна динамика открытия нефтесодержащих МУВ в центральных областях Западно-Сибирской мегапровинции (ЗСМП) – ХМАО: с 2002-го по 2011 г. (10 лет), по данным А.В. Шпильмана и др., всего обнаружены 69 месторождений с суммарными запасами 144,3 млн т, в том числе 4 средних (~ по 10...14 млн т каждое), ни одного в диапазоне 3...10 млн т, 17 мелких (1...3 млн т), 35 мельчайших (0,1...1,0 млн т) и 3 формально непромышленных (42...92 тыс. т). Регион ХМАО по всем комплексам, кроме

доюрского, находится явно на IV этапе (заключительном) освоения нефтяного потенциала недр (этап мелких и мельчайших открытий – самый длительный и минимально результативный). Он может продолжаться сколь угодно долго: и 10, и 20 лет, и... но тенденция постоянного неуклонного снижения крупности вновь открываемых МУВ останется неизменной. Причины очевидны: избирательность процесса поисков и рост общей изученности недр.

По данным ВНИГНИ (2019 г.), число вновь открываемых в России *газосодержащих* месторождений типа Г, ГК, ГКН и др. изменялось следующим образом (между двумя официальными пересчетами ресурсов по состоянию на 01.01.2009 и 01.01.2017): 2009 г. – 6; 2010 г. – 10; 2011 г. – 3; 2012 г. – 5; 2013 г. – 0; 2014 г. – 4; 2015 г. – 4; 2016 г. – 3; 2017 г. – 10; 2018 – 8. Всего за 10 лет – 53 (в среднем 5 в год). За тот же период выявлены 473 нефтесодержащих МУВ, в том числе: в 2009 г. – 67, в 2017 г. – 64, минимум в 2013 г. – 32, в среднем по 47 месторождений в год.

По проверенным данным, в 2020 г. в России открыты 39 МУВ, в 2021 г. – 37 МУВ. Больше всего открытий приходится на такие компании, как «Татнефть» (18...22 МУВ в год), «Роснефть» и «Новатэк» (по 5...12 МУВ в год). За 2021 г. предприятиями ПАО «Газпром» открыто одно месторождение – Зап.-Варавенское (Н) в Предкавказье. Общее число МУВ на начало 2021 г. в России достигло 3720 ед.: в том числе Г+ГК – 450 ед. (без залежей нефти); чисто нефтяных (Н) – 2830 ед.; смешанных по фазовому состоянию НГК/ГКН – 540 ед. Наибольшее число открываемых в новейшее время нефтесодержащих месторождений приурочено к Волго-Уральской провинции, 20...25 ед. и более в год, однако все они мельчайшие (менее 1 млн т), редко – мелкие (1...3 млн т). Таким образом, в новейший период производства ГРР (2018–2021 гг.) средний темп открытия новых МУВ составлял около 50 ед. в год.

Интересна геостатистика результатов ПРР в XXI в. по такой компании, как ПАО «Газпром». В 2000 г. (переходном) объем бурения был минимальным – 57,4 тыс. м, приросты аналогичными: +81,7 млрд (СГ); 10,9 млн т и 6,7 млн т (К+Н). В 2005 г. – уже 136,3 тыс. м, +583,4 млрд м³ и 33 млн т жидких УВ, в 2010 г. – 204,9 тыс. м / 581,4 млрд м³ / 115,5 млн т (по жидким УВ – максимум!).

В 2015 г. пробурены 144 тыс. м глубоких скважин, приросты: 531 млрд м³ газа и 88 млн т жидких УВ, 68 – конденсат (ачимовская толща + неоком). В эти годы значительно большие объемы бурения были у многих нефтедобывающих компаний (по 150... 250 тыс. м у каждой), но приросты по суммарным УВ значительно меньше. Эти компании проводили ПРР в традиционных областях нефтедобычи, уже существенно опосредованных до фундамента.

Всего по Группе «Газпром» в 2020 г. объем бурения составил 162 тыс. м (построены 34 скважины), прирост по газу составил 486 млрд м³ плюс 20,7 млн т (К + Н). Были открыты 3 МУВ – газовое «75 лет Победы» и два нефтяных плюс 22 новых залежи УВ на известных месторождениях. За 2021 г. предприятиями ПАО «Газпром» открыто одно мелкое нефтяное месторождение – Зап. Варавенское – в Предкавказье. Прирост разведанных запасов за 2021 г. составил: газа – 523 млрд м³, жидких УВ – 12 млн т. Интересно, что и НК «Роснефть» в этом же году открыла только три месторождения (после 8...12 ед. ежегодно в предыдущие годы), но зато 200 новых залежей (почти все мелкие по запасам, несколько средних). Очень похоже, что на ранее приобретенных лицензированных участках фонд неоткрытых МУВ всех компаний быстро сокращается, особенно в ЗСМП (суша).

Буровая и поисковая геостатистика России: тенденции развития. За все годы проведения ПРР в пределах ОБ, мегабассейнов и суббассейнов Северной Евразии в глубокое бурение было введено, по разным оценкам, 6300...6700 перспективных площадей, открыты более 3,7 тыс. МУВ, число пробуренных поисковых и разведочных скважин достигло 75 тыс., в том числе в Западной Сибири – 21 тыс. (930 МУВ), в Предкавказье¹ – 570 (350 МУВ), в Волго-Уральской НГП¹ – 18 тыс. скв. (1720 МУВ) и т.д. Наименьшее число скважин и открытий – на шельфе (65 МУВ). В Восточной Сибири открыты всего 106 МУВ, некоторые из них оценены только по кат. С₂. Средний коэффициент успеха в поисковом бурении – около 0,5 (от 0,2...0,3 на суше до 1,0 на шельфе).

Новейший период развития ПРР на газ и нефть, проводимых компаниями-операторами

в России и в ее важнейших регионах, характеризуется:

- усложнением геолого-поискового пространства и, как следствие, увеличением геологических и технологических рисков производства работ;
- усложнением фазового состояния УВС и строения их залежей на повышенных и больших глубинах (3,2...4,5 км);
- измельчением запасов вновь открываемых на суше месторождений, расширением поисков и открытий на шельфе;
- появлением многочисленных нефтяных оторочек даже в преимущественно газоносных районах – отрицательный фактор с точки зрения разведки и освоения УВС, разработки и добычи и газа, и нефти;
- проведением на суше преимущественно разведочных работ с получением тактической выгоды за счет прироста запасов;
- отсутствием в большинстве регионов суши крупных перспективных для поиска объектов, достойных внимания крупных компаний-операторов (для будущих ПРР);
- минимальным увеличением текущих промышленных запасов за счет «чистых открытий» и новых, недавно введенных объектов;
- повсеместно очень высокой площадной изученностью и глубинной разбуренностью перспективных земель в Западной Сибири и на юге Сибирской платформы (до глубины 3,0...4,5 км, ниже область сухих коллекторов...);
- ухудшением структуры перспективных и прогнозных ресурсов СГ и особенно нефти: в большинстве регионов суши открытие крупнейших газосодержащих (> 100 млрд м³) и крупных нефтяных (более 30 млн т, извлек.) уже не прогнозируется или имеет малую вероятность реализации, даже в таких регионах, как Обь-Енисейское арктическое междуречье Западной Сибири и северо-запад Лено-Тунгусской провинции;
- открытием скоплений газа и нефти с пограничными по добычным возможностям запасами газа и конденсата (с дебитами 20...50 тыс. м³/сут и 3...5 т/сут соответственно), большую часть которых следует относить к нетрадиционным (в низкопроницаемых, «бывших» – на малых и средних глубинах – коллекторах) – на севере ЗСМП (ачимовская толща и юра), на юге Восточной Сибири (терригенный венд) и др.

¹ Оценка.

Проблемы ПРР на газ и нефть в России.

Главная проблема ПРР в XXI в. – отсутствие новых массовых открытий крупных МУВ не только в мире, но и на суше России. Общероссийской проблемой является высокая (более 60 %) и очень высокая (более 80 %) степень структурно-буровой изученности всех европейских и большинства сибирских регионов и областей суши (до глубин 4 км), кроме Гыдана и северо-запада Сибирской платформы (Восточно-Сибирская мегапровинция – СМП), однако изученность шельфа глубоким бурением остается невысокой и низкой (по разным морям). Число вновь открываемых месторождений снизилось до 40...45 ед. и менее в год.

По экспертной оценке авторов, в Северной Евразии прогнозируется всего 6000...6300 МУВ крупнее 0,1 млн т нефти и 0,1 млрд м³ газа, в том числе неоткрытых 2300...2500, из них не менее 800...1000 – месторождения преимущественно СГ и смешанные, с нефтяными оторочками. Кроме того, прогнозируется еще не менее 1200...1500 мельчайших месторождений менее 0,1 млн т либо 0,1 млрд м³, как правило, однозалежных, однако по величине начальных запасов они относятся уже к нетрадиционным. Поиски и разведка месторождений и залежей УВ продлятся весь XXI в., однако максимум открытий (по числу новых месторождений), по-видимому, придется на двадцатилетие 2031–2050 гг.

Два года – 2021 и 2022 гг. – для крупных компаний представляются как переходные от этапа большой разведки к этапу массовых поисков (к периоду поискового ренессанса). Опыт, накопленный компаниями-операторами в последние 30 лет (после 1991 г.) с учетом результатов предыдущих ПРР в XX в., позволил авторам сформулировать некоторые закономерности и особенности, а также правила ведения поисковых работ на газ и нефть.

Особенности проведения ПРР. Чем больше по площади и сложнее по строению МУВ, тем длительнее процесс его опоскования, тем больше поисковых, а в дальнейшем и разведочных скважин требуется для перевода реальных начальных локализованных ресурсов газа и нефти в разведанные запасы. То же справедливо и в отношении районов и областей нефтегазонакопления, а также целых НПП. Число необходимых поисковых скважин для открытия новых месторождений/залежей определяется следующими факторами:

1) сложностью геологического строения перспективных площадей (локальных поднятий), включая структурные особенности, литологическую неоднородность, развитие либо отсутствие разломов – в итоге уровне геолого-поисковой сложности. Всего авторами выделяются четыре таких уровня (I...IV). Характерные примеры по ЗСМП: I – Заполярное нефтегазоконденсатное месторождение, Малыгинское газоконденсатное месторождение и др. (все просто...); II – Бованенковское, Уренгойское, Утреннее (разломы затрагивают в основном юрскую часть разреза и не влияют на современную обстановку в залежах), Ю.-Русское в Надым-Пур-Тазовском регионе; III – Геофизическое (на Гыдане); IV – Русское, Новопортовское. В Восточной Сибири вследствие интенсивной разломной тектоники все МУВ имеют III и IV уровни сложности (сложные и очень сложные);

2) числом перспективно нефтегазоносных проницаемых комплексов пород, разделенных региональными и областными покровными (глубинно-стратиграфическими уровнями поисков), по сути, «этажностью» строения МУВ;

3) термобароглубинными условиями локализации УВС;

4) глубинным положением кровли «мертвой» зоны коллекторов (проницаемость менее 0,1 мД).

Правила поисков

Бурить *первые* поисковые скважины как на суше, так и особенно на шельфе необходимо исключительно в присводовых частях валов, куполовидных поднятий и перспективных локальных структур. В 85...90 % случаев следует открытие нового МУВ (естественно, внутри ареала промышленной нефтегазоносности). После этого осторожно «спускаться по склонам с ползущей разведкой». Несоблюдение этого очевидного правила приводило к бурению непродуктивных поисковых скважин. Даже на шельфе...

С открытием отдельных залежей несколько сложнее: внутри автономных комплексов пород не все, даже крупные залежи, находятся в присводовом ареале перспективной структуры. Характерный пример – ачимовские ГК-залежи на востоке Уренгойского района, однако это достаточно редкое явление...

Не следует бурить во впадинах и прогибах, в зонах высокой глинизации разреза, в окраинных частях бассейнов (до начала IV – заключительного – этапа освоения УВП, на котором начинает действовать уже не структурный выбор объектов поиска, а площадной).

Нужно учитывать развитие и влияние разломов (установленных и предполагаемых) на формирование, сохранность, размещение и прогнозирование УВС. Изолирующие разломы часто превращают первоначально единое МУВ в несколько самостоятельных МУВ. Все усложняется: и ПРР, и последующая добыча УВ.

Если в первых поисковых скважинах (двух-трех) при испытаниях получены только нефтегазовые проявления и/или непромышленные притоки УВ, то это еще не значит, что в дальнейшем не будут открыты промышленные МУВ или залежи. Другое дело, что они точно не будут крупными. Подумать: продолжать ли поиски на данном объекте, или...

Если в каком-либо перспективном районе или зоне опосредованное непродуктивных («первых») четырех-пяти (до шести-семи) самых крупных по морфологическим размерам локальных структур не привело к открытию МУВ промышленных масштабов, то поиски здесь необходимо (рекомендуется) на время приостановить и перенести объемы глубокого бурения в более выигрышные районы или зоны до лучших времен, когда в изучаемой области не останется непоискованных (до средних и больших глубин) высоко- и среднеперспективных нефтегазоносных районов и зон. Тогда – возврат с поисками в малоизученный недоопоскованный ранее район (объект). И риски неоткрытия становятся максимальными в конце III и в течение всего IV этапа.

Правило «сколько бурим, столько и приращиваем запасов УВ» не действует в течение I этапа освоения УВП. Прекрасный пример – опоскование ЗСМП, когда в период 1948–1952 гг. было пробурено много непродуктивных, «пустых» поисковых скважин. Правило верно в конце этапа II и в течение всего III этапа, но нарушается на завершающем этапе IV. Однако всегда стоят две проблемы: 1) не перебуриваем ли? 2) остаются ли еще неоткрытыми крупные и средние месторождения? Мелкие наверняка остаются... но их «отлов» дорог, долог, малорезультативен. И риски

неоткрытия становятся максимальными и в конце III, и в течение всего IV этапа.

Общегеологическое правило: чем дальше, тем сложнее! всегда! везде! во всем! При производстве ПРР тоже. А сложность перспективных объектов выливается в сложность проведения ПРР.

Эмпирические правила прогностических возможностей при поисках МУВ, а именно: первые два-три МУВ – в зоне нефтегазонакопления; три-четыре МУВ – в НГР; пять-семь МУВ – в области; восемь-двенадцать МУВ – в провинции; пятнадцать-двадцать МУВ – в мегапровинции, позволяют судить:

- а) о крупности МУВ и сложности их строения в данном поисково-геологическом объекте;
- б) фазовом состоянии месторождений и залежей и соотношениях в запасах СГ и нефти;
- в) потенциальных ресурсах УВ и раздельно газа и нефти;
- г) добычных возможностях;
- д) возможных геологических рисках, а также путях их преодоления (снижения).

Так было повсеместно в Западной Сибири и ее отдельных областях. Такое случилось и в Восточной Сибири.

Главные прогностические параметры на стадии прогноза, планирования и поисков МУВ в разномасштабных геологических объектах:

- каковы риски неоткрытия месторождений?
- будет ли вообще нефтегазоносность? в каких комплексах пород?
- фазовое состояние МУВ (отдельных залежей): Г, ГК, Н, НГ, ГН и т.д.;
- ожидаемая величина геологических и извлекаемых запасов (млн т, млрд м³);
- на каких глубинах и в каких термобарических условиях?
- каковы будут добычные возможности (высокие, средние, малые, отсутствовать)?

При сравнении величин неоткрытых ресурсов и газа, и нефти со структурно-буровой изученностью ряда конкретных геологических поисковых объектов вырисовывается явный диссонанс: часто при высокой и очень высокой изученности / разбуренности (на уровне 80...90 %), когда уже становится очевидно, что искать в общем-то уже и нечего, официальные (корпоративные) прогнозные ресурсы остаются весьма значительными (30...40 %

от НПП), чего быть попросту не должно быть! Это вселяет во многих геологов неоправданные надежды на обнаружение новых МУВ (а вдруг?), но с точки зрения авторов свидетельствует только об одном: начальные подсчитанные ресурсы были попросту резко и необоснованно завышены. Весьма часто явление, особенно если ориентироваться на официальные оценки ресурсов УВ после 2002 г.

При планировании и выборе объектов и объемов приростов в относительно малоизученных областях необходимо исходить из реальных оценок величины и структуры неоткрытых (прогнозных) ресурсов УВ. Чего нет в природе, того не откроешь... и тем более не прирастишь запасов.

Что в будущем?

Все меньше на суше России остается мало- и вовсе неисследованных областей, районов и комплексов пород. Во многих районах процесс ПРП близится к завершению в силу исчерпания возможностей для обнаружения крупных, средних и даже небольших неоткрытых залежей УВ на глубинах менее 4,5 км. Многие даже уникальные газо- и нефтеносные комплексы практически «закончились» (или «заканчиваются») как поисковые объекты (газоносный альб-сеноман на суше ЗСМП, неокм ХМАО, верхняя юра в Томской области и др.) [18, 25, 26, 32].

В двадцатилетие 2021–2040 гг. развитие этого процесса в России, в частности предприятиями ПАО «Газпром», будет характеризоваться следующими условиями:

- завершением поисков на суше последних крупнейших (более 100 млрд м³), а также ряда крупных (более 30 млрд м³) газосодержащих месторождений в Западной и Восточной Сибири, их дифференцированной разведкой (в зависимости от крупности вновь открываемых залежей);

- повсеместным поиском нефтяных месторождений любой величины (но чем крупнее, тем лучше) всеми компаниями-операторами во всех регионах суши (и чем больше по числу и запасам, тем лучше!);

- масштабным опосредованным приямальского и присахалинского шельфов в 2021–2030 гг. и баренцевоморского шельфа (с 2026–3035 гг.) на новых перспективных структурах по схеме: одна-две поисковые

присводовые (в том числе одна – подтверждающая открытие МУВ) и одна оценочно-разведочная скважины на восточных склонах на реально возможную глубину (низы неокма выше региональной глинистой покрывки в Южно-Карской области, верхи триаса в Баренцевом море и т.д.). Цели – открытие крупнейших и гигантских МУВ и залежей УВ, оценка геологических запасов газа и нефти (с соотношением кат. $C_2 > V_1 + C_1$). При обнаружении относительно небольших по предполагаемым запасам морских месторождений (менее 100 и особенно менее 30 млрд м³) – временная консервация работ;

- завершением массовых поисков на глубокие горизонты (более 4,0 км) в большинстве областей суши России в связи с высокими рисками неполучения положительных результатов в виде новых открытий и приростов промышленных запасов газа и особенно нефти.

Наименее изученные геологические объекты (области, районы, автономные комплексы пород) на суше России по состоянию на 01.01.2022:

1) среди европейских районов:

а) Предкавказье: глубокопогруженный юрский комплекс западной части Скифской плиты и альпийских прогибов. Риски – высокие вследствие экстремальных термодинамических условий поиска;

б) Тимано-Печорская провинция: Коротайхинская впадина – угленосные формации перми. Предполагаются мелкие, редко средние ГК-месторождения, газ угольного генезиса;

в) подсолевой палеозой Прикаспийской впадины: карбонатный средний карбон и терригенный девон, но высоки геологические риски;

2) в Западной Сибири:

а) средние и нижние горизонты юры в Ямбургском районе Надым-Пур-Тазовского региона;

б) низы юры и триаса Пур-Тазовской области (ниже гор. Ю₂...Ю₃);

в) низы юры в Северо-Ямальском районе (нет ни одной поисковой скважины, вскрывшей базальные горизонты юры и триаса);

г) юрский комплекс Ямало-Карского региона в целом;

д) вся центральная часть Гыдано-Енисейского субрегиона ЗСМП (белое пятно с точки зрения буровой изученности);

Вероятности открытия новых гигантских, сверхгигантских и уникальных газосодержащих месторождений по регионам России (суша и шельф) до 2040 г.
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2015 г., с уточнением 2022 г.)

Количество предполагаемых гигантских МУВ		Вероятность открытия
Суша		
Европейские районы России	Прикаспийская впадина: 2 гиганта в пограничных с Казахстаном районах	Пониженная
Западная Сибирь	Ямал + Гыдан: 3...4 МУВ (до 250...300 млрд м ³ каждое)	Высокая
Сибирская платформа	3...4 гиганта (300...800 млрд м ³)	Средняя
Енисей-Хатангский мегапрогиб	2 МУВ (300...400 млрд м ³)	Средняя
Шельф		
Западно-Арктический сектор (включая губы и заливы)	4...5 сверхгигантских (от 1,0 до 2,0 трлн м ³)	Средняя
	10 гигантских (300...1000 млрд м ³)	Высокая
Восточно-Арктический сектор	7 гигантских (300...700 млрд м ³)	Высокая
Охотское море	2 гигантских (300...500 млрд м ³)	Средняя
Суммарные конечные разведанные запасы новых гигантских МУВ составят ~ 25 трлн м ³ (после тотального опоискования недр с частичной разведкой)		

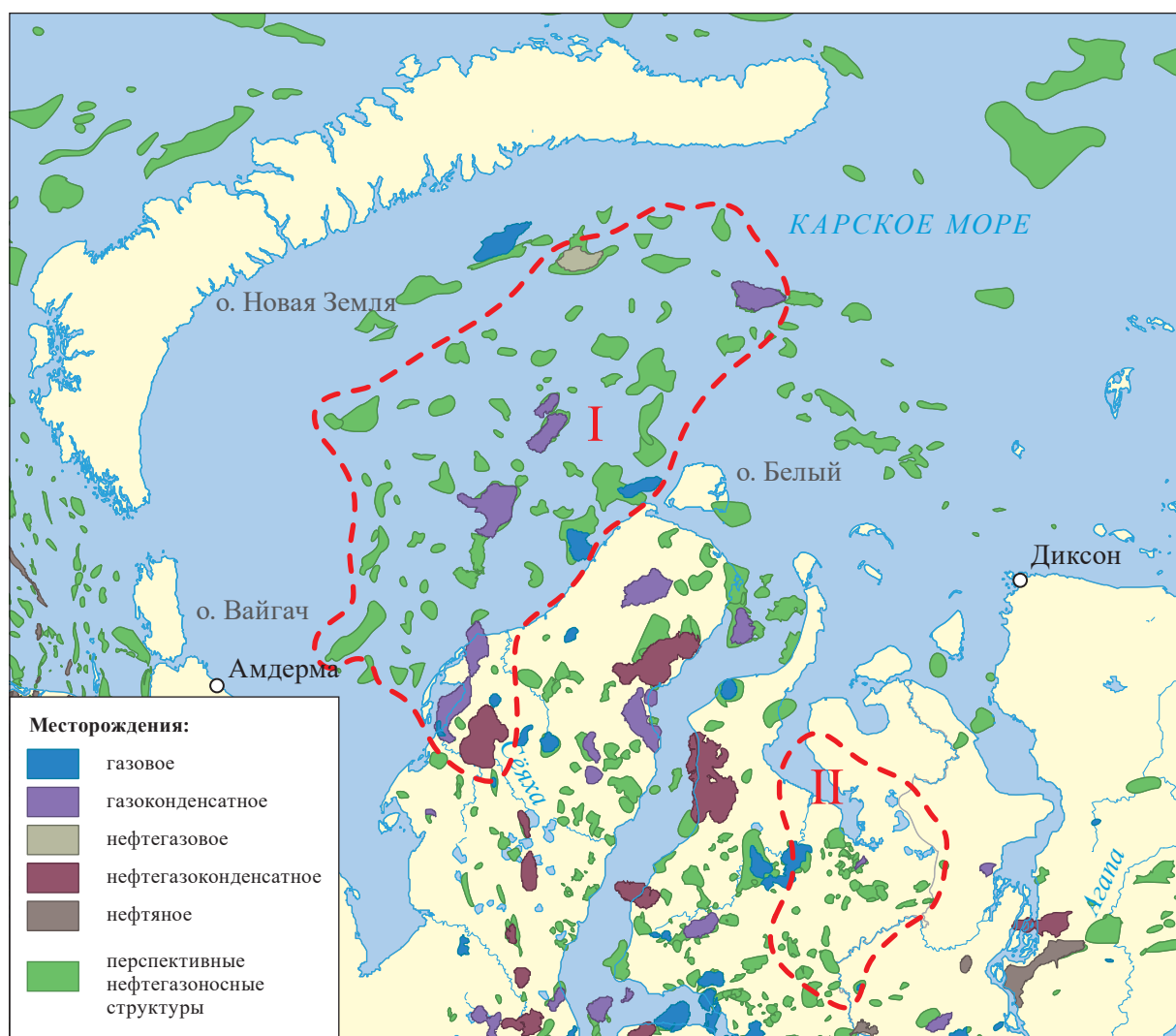


Рис. 2. Схема нефтегазоносности северных областей Западной Сибири (Ямало-Ненецкий автономный округ и шельф). Ареалы масштабных ПРР и новых открытий:
I – Центрально-Карская область Ямало-Карского региона; II – Гыдано-Енисейский район

е) юра и триас правобережной части Енисей-Хатангского мегапрогиба. Высокие риски неоткрытия МУВ (размывы, разломы);

3) на Сибирской платформе (ВСМП):

а) переходный комплекс рифея южной половины (малоперспективный на газ и особенно на нефть объект – жесткие термобароглубинные и катагенетические условия);

б) Северо-Тунгусская область (средний и нижний палеозой), однако высоки геологические риски;

в) Северо-Восток (пермь и средний палеозой). Здесь уже пробурены пять скважин без признаков нефтегазоносности.

В таблице приведена точка зрения авторов на число и крупность оставшихся неоткрытыми месторождений.

Открытий новых уникальных газосодержащих месторождений в Северной Евразии, похоже, уже не предвидится... закончились, как 10 тыс. лет назад мамонты [1, 18].

Новая концепция проведения ГРП в России до 2040 г. (версия 2022 г.)

1. Прогнозирование и поиски сверхгигантских и гигантских газовых месторождений на арктическом шельфе (традиционный газ малых и средних глубин до 3 км).

2. Поиски и разведка оставшихся неоткрытыми отдельных крупных, но преимущественно средних и малых по запасам традиционных газовых и нефтяных месторождений и залежей – во всех бассейнах суши севера Евразии и на всех достижимых и экономически целесообразных глубинах (до 4,8...5,2 км).

3. Выборочная разведка открытых месторождений и залежей, зависящая от их предполагаемой крупности, глубин залегания, прогнозных добывных возможностей и главным образом от планируемых сроков их промышленного освоения (введения в разработку).

Области, где предстоят наиболее успешные поиски новых МУВ в Западной Сибири, показаны на рис. 2.

Представляется, что к 2050 г. во всем мире будут открыты всего 102...105 тыс. МУВ (с учетом современных 77 тыс.). Для этого ежегодно необходимо открывать во всех странах от 700...800 до 1000 МУВ в год, в том числе в России 80...90, но, безусловно, в открытиях будут резко преобладать мельчайшие по запасам (< 3 млн т условного топлива) месторождения на суше и уже средние и мелкие (менее 10 млн т условного топлива) на шельфе. Последнее сверхгигантское газосодержащее месторождение в Арктике (более 1 трлн м³) будет открыто до 2030 г., гигантское (> 300 млрд м³) до 2040 г., крупнейшее (> 100 млрд м³) – до 2050 г.

После открытия МУВ и необходимой паузы – бурение опережающих разведочно-эксплуатационных скважин до ввода в разработку МУВ и эксплуатационно-доразведочных в период начала и стабилизации добычи газа и нефти с двойными функциями: доразведка с уточнением запасов и эксплуатация. Они будут уточнять реальные извлекаемые запасы УВ.

И пусть повезет в ближайшие два десятилетия тем компаниям-операторам в области ГРП, которые отнесутся серьезно к ненавязчивым советам авторов настоящей статьи.

Список литературы

- Афанасенков А.П. Развитие минерально-сырьевой базы нефтегазового комплекса России и мира в XX–XXI вв.: итоги, проблемы, перспективы / А.П. Афанасенков, В.И. Высоцкий, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 3 (48): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 21–40.
- Брехунцов А.М. Прогноз и поиск крупных и уникальных месторождений нефти и газа на севере Западной Сибири / А.М. Брехунцов, В.С. Бочкарев, Н.П. Дешня // Приоритетные направления поисков крупных и уникальных месторождений нефти и газа. – М.: Геоинформмарк, 2004. – С. 72–80.
- Брехунцов А.М. Нефтегазовая геология Западно-Сибирской Арктики / А.М. Брехунцов, Б.В. Монастырев, И.И. Нестеров и др. – Тюмень: МНП Геодата, 2020. – 464 с.
- Варламов А.И. Состояние и пути наращивания сырьевой базы углеводородов в Российской Федерации / А.И. Варламов, А.П. Афанасенков, М.Ю. Виценовский и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 3. – С. 5–25.
- Высоцкий В.И. Нефтегазовая промышленность мира в 2010–2016 гг.: инф.-аналит. обзор / В.И. Высоцкий. – М.: ВНИИзарубежгеология, 2017. – 59 с.

6. Клещев К.А. Основные направления поисков нефти и газа в России / К.А. Клещев // Геология нефти и газа. – 2007. – № 2. – С. 18–23.
7. Ковалева Е.Д. Западно-Сибирская Арктика: новый взгляд на перспективы освоения углеводородного потенциала недр в XXI веке / Е.Д. Ковалева, О.Г. Кананыхина, В.А. Скоробогатов // Наука и техника в газовой промышленности. – 2015. – № 3. – С. 3–11.
8. Коваленко В.С. Арктические районы Западной Сибири: запасы и ресурсы углеводородов, проблемы поисков, разведки и освоения месторождений газа и нефти / В.С. Коваленко, В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр / под ред. Б.А. Соколова, Э.А. Абля. – М.: ГЕОС, 2002. – Кн. 1. – С. 233–237.
9. Крючков В.Е. Поисково-разведочные работы в Восточной Сибири: итоги, проблемы, риски, перспективы / В.Е. Крючков, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 4 (41): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 35–48.
10. Минерально-сырьевая база топливно-энергетического комплекса России. Состояние и прогноз / под ред. В.З. Гарипова, Е.А. Козловского. – М.: ИГЭП РАЕН, 2004. – 548 с.
11. Недзвецкий М.Ю. Минерально-сырьевая база газовой отрасли промышленности России, крупных регионов и компаний: современное состояние и перспективы развития в первой половине XXI века / М.Ю. Недзвецкий, В.В. Рыбальченко, А.Н. Рыбьяков и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 3 (48): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 4–20.
12. Орлов В.П. О дефиците открытий в нефтегазовой геологии / В.П. Орлов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – № 5. – С. 18–25.
13. Поляков Е.Е. Где искать новые крупнейшие, гигантские и уникальные газосодержащие месторождения в Северной Евразии? / Е.Е. Поляков, В.В. Рыбальченко, А.Е. Рыжов и др. // Геология нефти и газа. 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 45–57.
14. Прищепа О.М. Углеводородный потенциал Арктической зоны России и перспективы его освоения / О.М. Прищепа, Д.М. Меткин, И.С. Боровиков // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2019. – № 3. – С. 14–28.
15. Пятницкая Г.Р. Изучение и освоение углеводородного потенциала нижне-среднеюрской толщи северных областей Западной Сибири: итоги и перспективы / Г.Р. Пятницкая, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 86–104.
16. Рыбальченко, В.В. Поиски и разведка месторождений и залежей углеводородов предприятиями ПАО «Газпром» в России / В.В. Рыбальченко, А.Е. Рыжов, В.А. Скоробогатов, Д.Я. Хабибуллин // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 46–57.
17. Рыбьяков А.Н. Газовое будущее России – Арктика: суша и шельф. Ресурсы и запасы, поиски и открытия, разведка и добыча углеводородов / А.Н. Рыбьяков, В.А. Скоробогатов, Д.Я. Хабибуллин // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 3 (48): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 41–60.
18. Скоробогатов В.А. Будущее российского газа и нефти / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 31–43.
19. Скоробогатов В.А. Геология и газонефтеносность юго-востока Западно-Сибирской мегапровинции. Итоги семи десятилетий исследований (1951–2020 гг.). Проблемы и перспективы / В.А. Скоробогатов, В.Н. Ростовцев, М.С. Паровинчак // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 3 (48): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 232–251.
20. Скоробогатов В.А. Гигантские газосодержащие месторождения мира: закономерности размещения, условия формирования, запасы, перспективы новых открытий / В.А. Скоробогатов, Ю.Б. Силантьев. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – 240 с.
21. Скоробогатов В.А. Енисей-Ленская мегапровинция: формирование, размещение и прогнозирование месторождений углеводородов / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2017. – № 3. – С. 3–17.
22. Скоробогатов В.А. Западно-Арктический шельф Северной Евразии: запасы, ресурсы и добыча углеводородов до 2040 и 2050 гг. / В.А. Скоробогатов, М.Ю. Кабалин // Деловой журнал Neftegaz.ru. – 2019. – № 11(95). – С. 36–51.

23. Скоробогатов В.А. Поиски месторождений и залежей углеводородов в осадочных бассейнах Северной Евразии: итоги, проблемы, перспективы / В.А. Скоробогатов, В.В. Рыбальченко, Д.Я. Хабибуллин и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 4 (41): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 18–34.
24. Скоробогатов В.А. Опыт оценок потенциальных ресурсов свободного газа осадочных бассейнов России и их подтверждаемость при поисково-разведочных работах / В.А. Скоробогатов, Г.Р. Пятницкая, Д.А. Соин и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 59–65.
25. Скоробогатов В.А. Роль сеноманского газа Западной Сибири в становлении и развитии газовой отрасли промышленности России в XX–XXI веках / В.А. Скоробогатов, Д.Я. Хабибуллин // Научный журнал Российского газового общества. – 2021. – № 2(30). – С. 6–16.
26. Старосельский В.И. История развития и современное состояние сырьевой базы газовой промышленности России: науч.-техн. обзор / В.И. Старосельский, Г.Ф. Пантелеев, В.П. Ступаков и др.; под ред. А.Д. Седых. – М.: ИРЦ Газпром, 2000. – 117 с.
27. Ступакова А.В. Перспективы открытия новых месторождений в пределах арктического шельфа / А.В. Ступакова, А.А. Сулова, Р.С. Сауткин и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28). – С. 154–166.
28. Толстикова А.В. Запасы и ресурсы углеводородов, перспективы изучения и промышленного освоения недр морей России в XXI в. / А.В. Толстикова, Д.А. Астафьев, Я.И. Штейн и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 73–85.
29. Хабибуллин Д.Я. Новая парадигма ведения поисково-разведочных работ в России в 2021–2040 гг. для развития минерально-сырьевой базы газодобычи / Д.Я. Хабибуллин, В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 67–73.
30. Хабибуллин Д.Я. О целесообразности поисков месторождений углеводородов в малоизученных областях Восточной Сибири в период 2021–2040 гг. / Д.Я. Хабибуллин, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 4 (41): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 49–58.
31. Шейн В.А. Перспективы нефтегазоносности Западной Арктики и рекомендации по проведению геологоразведочных работ на газ и нефть / В.А. Шейн // Геология нефти и газа. – 2014. – № 4. – С. 15–31.
32. Шпильман А.В. Актуальные задачи геологоразведочных работ в Югре в XXI веке / А.В. Шпильман // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского округа – Югры. – Ханты-Мансийск, 2014. – Т. 1. – С. 33–43.

Searching and discovering hydrocarbon fields in sedimentary basins of Northern Eurasia in 20th–21st centuries. Outcomes. Challenges. Risks. Prospects

A.N. Rybyakov¹, V.A. Skorobogatov^{2*}, D.Ya. Khabibullin¹

¹ Gazprom PJSC, BOX 1255, St. Petersburg, 190900, Russian Federation

² Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Gazovikov street, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

* E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The paper covers the outcomes of longstanding authors' studies related to searching the oil and gas deposits in Northern Eurasia (onshore and offshore Russia). The information concerning the 1st half of the 20th century is generalized, and the further periods are described in details (1946–1991, two decades of the 21st century). Authors examine the state-of-the-art geological statistics on discovering the deposits and incrementing the assured reserves. There is the authors' vision of the patterns and the peculiarities of the geological prospecting. Moreover, there are few recommendations about planning and arrangement of the surveys in the previously poorly studied lands and Arctic waters. Authors suggest a forecast of the new discoveries up to 2040.

Keywords: hydrocarbons, field, deposit, reserves, resources, gas, oil, search, prospecting, increments, Eurasia, Siberia, continental shelf.

References

1. AFANASENKOV, A.P., V.I. VYSOTSKIY, V.A. SKOROBOGATOV. Evolution of mineral resource base for petroleum industry in Russia and abroad in 20th and 21st centuries: results, challenges and outlooks [Razvitiye mineralno-syryevoy bazy neftegazovogo kompleksa Rossii i mira v XX–XXI vv.: itogi, problem, perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 3(48): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 21–40. ISSN 2306-8949. (Russ.).
2. BREKHUNTSOV, A.M., V.S. BOCHKAREV, N.P. DESHENYA. Forecast and search of big and unique oil and gas fields at north of Western Siberia [Prognoz i poisk krupnykh i unikalnykh mestorozhdeniy nefii i gaza na severe Zapadnoy Sibiri]. In: *Preferred directions for searching big and unique fields of oil and gas* [Prioritetnyye napravleniya poiskov krupnykh i unikalnykh mestorozhdeniy nefii i gaza]. Moscow: Geoinformmark, 2004, pp. 72–80. (Russ.).
3. BREKHUNTSOV, A.M., B.V. MONASTYREV, I.I. NESTEROV, et al. *Oil-gas geology of West-Siberian Arctic* [Neftegazovaya geologiya Zapadno-Sibirskoy Arktiki]. Tyumen: MNP Geodata, 2020. (Russ.).
4. VARLAMOV, A.I., A.P. AFANASENKOV, M.Yu. VITSENOVSKIY, et al. Status of a base of raw hydrocarbons in Russian Federation and ways to increase it [Sostoyaniye i puti narashchivaniya syryevoy bazy uglevodorodov v Rossiyskoy Federatsii]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 3, pp. 5–25. ISSN 0016-7894. (Russ.).
5. VYSOTSKIY, V.I. *Global petroleum industry in 2010–2016* [Neftegazovaya promyshlennost mira v 2010–2016 gg.]: analytical review. Moscow: VNIIZarubezhgeologiya, 2017. (Russ.).
6. KLESHCHEV, K.A. Major leads of oil and gas searching in Russia [Osnovnyye napravleniya poiskov nefii i gaza v Rossii]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2007, no. 2, pp. 18–23, ISSN 0016-7894. (Russ.).
7. KOVALEVA, Ye.D., O.G. KANANYKHINA, V.A. SKOROBOGATOV. West-Siberian Arctic: new vision of the outlooks for developing subsoil hydrocarbon potential in 21st century [Zapadno-Sibirskaya Arktika: novyy vzglyad na perspektivy osvoyeniya uglevodorodnogo potentsiala nedr v XXI veke]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*, 2015, no. 3, pp. 3–11, ISSN 2070-6820. (Russ.).
8. KOVALENKO, V.S., V.A. SKOROBOGATOV, L.V. STROGANOV. Arctic regions of Western Siberia: reserves and resources of hydrocarbons, challenges of searching, prospecting and developing oil and gas fields [Arkticheskiye rayony Zapadnoy Sibiri: zapasy i resursy uglevodorodov, problemy poiskov, razvedki i osvoyeniya mestorozhdeniy gaza i nefii]. In: SOKOLOV, B.A., E.A. ABL (eds.). *Fresh ideas in geology and geochemistry of oil and gas. To creation of a general theory of subsoil oil and gas presence* [Novyye idei v geologii i geokhimii nefii i gaza. K sozdaniyu obshchey teorii neftegazonosnosti nedr]. Moscow: GEOS, 2002, bk. 1, pp. C. 233–237. (Russ.).
9. KRYUCHKOV, V.Ye., V.A. SKOROBOGATOV. Searching and prospecting hydrocarbons in Eastern Siberia: results, challenges, risks, and outlooks [Poiskovo-razvedochnyye raboty v Vostochnoy Sibiri: itogi, problem, riski, perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, no. 4(41): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 35–48. ISSN 2306-9849. (Russ.).
10. GARIPOV, V.Z., Ye.A. KOZLOVSKIY (eds.). *Mineral resources of Russian fuel & energy industry. Contemporary state and prediction* [Mineralno-syryevaya baza toplivno-energeticheskogo kompleksa Rossii. Sostoyaniye i prognoz]. St. Petersburg: Institute of Geological Economic Problems Ltd, 2004. (Russ.).
11. NEDZVETSKIY, M.Yu., V.V. RYBALCHENKO, A.N. RYBYAKOV, et al. Mineral resource base for gas industry, big regions and companies in Russia: contemporary status and promising trends up to a midpoint of 21st century [mineralno-syryevaya baza gazovoy otrasli promyshlennosti Rossii, krupnykh regionov i kompaniy: sovremennoye sostoyaniye i perspektivy razvitiya v pervoy polovine XXI veka]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 3(48): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 4–20. ISSN 2306-8949. (Russ.).
12. ORLOV, V.P. On defit cit of discoveries in petroleum geology [O defi tsite otkrytiy v neftegazovoy geologii]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*. 2015, no. 5, pp. 18–25, ISSN 0869-3188. (Russ.).
13. POLYAKOV, Ye.Ye., V.V. RYBALCHENKO, A.Ye. RYZHOV, et al. Where must the new the biggest, gigantic and unique gas-bearing fields be looked for in Northern Eurasia? [Gde iskat novyye krupneyshiye, gigantkiye i unikalnyye gazosoderzhashchiye mestorozhdeniya v Severnoy Evrazii?]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 45–57. ISSN 0016-7894. (Russ.).
14. PRISHCHEPA, O.M., D.M. METKIN, I.S. BOROVNIKOV. Hydrocarbon potential of Russian Arctic zone and outlooks for its development [Uglevodorodnyy potentsial Arkticheskoy zony Rossii i perspektivy yego osvoyeniya]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*, 2019, no. 3, pp. 14–28, ISSN 0869-3188. (Russ.).
15. PYATNITSKAYA, G.R., V.A. SKOROBOGATOV. Studying and developing hydrocarbon potential of Lower-Middle-Jurassic deposits in northern areas of Western Siberia: resume and perspectives [Izucheniya i osvoyeniye uglevodorodnogo potentsiala nizhne-sredneyurskoy tolshchi severnykh oblastey Zapadnoy Sibiri: itogi i perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 3(35): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 86–104. ISSN 2306-9849. (Russ.).

16. RYBALCHENKO, V.V., A.Ye. RYZHOV, V.A. SKOROBOGATOV, et al. Searching and prospecting of hydrocarbon fields and deposits by the enterprises of the Gazprom PJSC in Russia [Poiski i razvedka mestorozhdeniy i zalezhey uglevodorodov predpriyatiyami PAO "Gazprom" v Rossii]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 3(35): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 46–57. ISSN 2306-9849. (Russ.).
17. RYBYAKOV, A.N., V.A. SKOROBOGATOV, D.Ya. KHABIBULLIN. Onshore and offshore Arctic as the future of Russian gas. Resources and reserves, search and discoveries, prospecting and production of hydrocarbons [Gazovoye budushcheye Rossii – Arktika: susha i shelf. Resursy, zapasy, poiski i otkrytiya, razvedka i dobycha uglevodorodov]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 3(48): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 41–60. ISSN 2306-8949. (Russ.).
18. SKOROBOGATOV, V.A. Future of Russian gas and oil [Budushcheye rossiyskogo gaza i nefiti]. *Geologiya Nefi i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 31–43. ISSN 0016-7894. (Russ.).
19. SKOROBOGATOV, V.A. Geology and oil & gas presence towards the south-east of West-Siberian Megaprovince. Summarizing seven decades of studies (1951–2020). Challenges and outlooks [Geologiya i gazoneftenosnost yugo-vostoka Zapadno-Sibirskoy megaprovintsi. Itogi semi desyatiletiy issledovaniy (1951–2020 gg.). Problemy i perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 3(48): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 232–251. ISSN 2306-8949. (Russ.).
20. SKOROBOGATOV, V.A., Yu.B. SILANTYEV. *Gigantic gas-bearing fields of the World: patterns of allocation, conditions for generation, reserves, prospects for new discoveries* [Gigantskiye gazosoderzhashchiye mestorozhdeniya mira: zakonomernosti razmeshcheniya, usloviya formirovaniya, zapasy, perspektivy novykh otkrytiy]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. (Russ.).
21. SKOROBOGATOV, V.A. Yenisey-Lena megaprovince: generation, location and prediction of hydrocarbon fields [Yenisey-Lenskaya megaprovintsiya: formirovaniye, razmeshcheniye i prognozirovaniye mestorozhdeniy uglevodorodov]. *Geologiya Nefi i Gaza*, 2017, no. 3, pp. 3–17. ISSN 0016-7894. (Russ.).
22. SKOROBOGATOV, V.A., M.Yu. KABALIN. West-Arctic shelf of Northern Eurasia – reserves, resources and production of hydrocarbons up to 2040 and 2050 [Zapadno-Arkticheskiy shelf Severnoy Evrazii: zapasy, resursy i dobycha uglevodorodov do 2040 i 2050 gg.]. *Delovoy zhurnal Neftegaz.ru*, 2019, no. 11, pp. 36–51. ISSN 2410-3837. (Russ.).
23. SKOROBOGATOV, V.A., V.V. RYBALCHENKO, D.Ya. KHABIBULLIN, A.N. RYBYAKOV. Searching hydrocarbon fields and deposits in sedimentary basins of Northern Eurasia: results, issues and outlooks [Poiski mestorozhdeniy i zalezhey uglevodorodov v osadochnykh basseynakh Severnoy Yevrazii: itogi, problem, perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, no. 4 (41): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 18–34. ISSN 2306-9849. (Russ.).
24. SKOROBOGATOV, V.A., G.R. PYATNITSKAYA, D.A. SOIN, et al. Practice of estimation of potential resources of the free gas in sedimentary basins of Russia and their validation during prospecting works [Opyt otenok potentsialnykh resursov svobodnogo gaza osadochnykh basseynov Rossii i ikh podtverzhdayemost pri poiskovo-razvedochnykh rabotakh]. *Geologiya Nefi i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 59–65. ISSN 0016-7894. (Russ.).
25. SKOROBOGATOV, V.A., D.Ya. KHABIBULLIN. Contribution of Cenomanian gas from Western Siberia to rise and evolution of Russian gas industry in XX and XXI centuries [Rol senomanskogo gaza Zapadnoy Sibiri v stanovlenii i razvitiy gazovoy otrasli promyshlennosti Rossii v XX–XXI vekakh]. *Nauchnyy Zhurnal Rossiyskogo Gazovogo Obshchestva*, 2021, no. 2(30), pp. 6–16, ISSN 2412-6497. (Russ.).
26. STAROSELSKIY, V.I., G.F. PANTELEYEV, V.P. STUPAKOV et al. *History and modern state of the Russian gas industry base of mineral and raw materials* [Istoriya razvitiya i sovremennoye sostoyaniye syryevoy bazy gazovoy promyshlennosti Rossii]: sci.-tech. review. Moscow: IRTs Gazprom, 2000. (Russ.).
27. STUPAKOVA, A.V., A.A. SUSLOVA, R.S. SAUTKIN, et al. Outlooks for discovery of new fields within the framework of Arctic continental shelf [Perspektivy otkrytiya novykh mestorozhdeniy v predelakh arkticheskogo shelfa]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016, no. 4 (28): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 154–164. ISSN 2306-8949. (Russ.).
28. TOLSTIKOV, A.V., D.A. ASTAFYEV, Ya.I. SHTEYN, et al. Reserves and resources of hydrocarbons, outlooks for exploration and commercial development of the seabed subsoil in Russia in 21st century [Zapasy i resursy uglevodorodov, perspektivy izucheniya i promyshlennogo osvoyeniya nedr morey Rossii v XXI v.]. *Geologiya Nefi i Gaza*. 2018, no. 4, pp. 73–85. ISSN 0016-7894. (Russ.).
29. KHABIBULLIN, D.Ya., V.A. SKOROBOGATOV. New paradigm of prospecting and exploration operations in Russia in 2021–2040 aimed at development of mineral resource base of gas production [Novaya paradigma vedeniya poiskovo-razvedochnykh rabot v Rossii v 2021–2040 dlya razvitiya mineralno-syryevoy bazy gazodobychi]. *Geologiya Nefi i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 67–73. ISSN 0016-7894. (Russ.).

30. Khabibullin, D.Ya., V.A. Skorobogatov. On expediency to search hydrocarbon fields in poorly studied regions of Eastern Siberia in 2021–2040 [O tselesoobraznosti poiskov mestorozhdeniy uglevodorodov v maloizuchennykh oblastiakh Vostochnoy Sibiri v period 2021–2040 gg.]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, no. 4 (41): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 49–58, ISSN 2306-9849. (Russ.).
31. Shein, V.A. Oil and gas potential prospects of the western arctic and recommendations on oil and gas exploration work [Perspektivy neftegazonosnosti Zapadnoy Arktiki i rekomendatsii po provedeniyu geologorazvedochnykh rabot na gaz i nef't]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2014, no. 4, pp. 15–31, ISSN 0016-7894. (Russ.).
32. Shpilman, A.V. Topical tasks of geological prospecting in Yugra in 21st century [Aktualnyye zadachi geologorazvedochnykh rabot v Yugre v XXI veke]. In: Ways to realize gas-petroleum and ore potential of Khanty-Mansiysk district – Yugra [Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala Khanty-Mansiyskogo okruga – Yugry]. Khanty-Mansiysk, 2014, vol. 1, pp. 33–43. (Russ.).

УДК: 553.98(571)

Газовый потенциал недр осадочных бассейнов России и мира. Величина, структура, перспективы изучения и освоения в XXI веке

В.А. Скоробогатов

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1
E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. В статье на основе многолетнего опыта оценки, переоценки и уточнения традиционных и нетрадиционных ресурсов природного, в том числе свободного, газа России и мира во второй половине XX в. и в первое двадцатилетие XXI в., представлены результаты проведенного в 2018–2022 гг. критического анализа их величины и структуры по важнейшим регионам Северной Евразии (суша и шельф), а также мира в целом. Показано, что газовый потенциал России составляет до 40 % общемирового газового потенциала. Он достаточен, чтобы добывать газ в ближайшие 40...50 лет в объеме до 1 трлн м³ в год из всех источников его получения.

Запасы и ресурсы определяют развитие всех добывающих отраслей промышленности мира и отдельных стран. Особенно в газовой отрасли. От текущих запасов и реальных прогнозных ресурсов углеводородов зависит их добыча в ближней, средней и дальней перспективе.

Ключевые слова: газ, нефть, месторождение, залежь, потенциал, традиционные и нетрадиционные ресурсы, Россия, мир, перспективы, добыча.

Под традиционным газовым потенциалом (ГП) недр тех или иных перспективных геологических объектов – осадочных бассейнов (ОБ) и мегабассейнов (МБ), провинций (НПП) и мегапровинций (МП), областей (НГО), районов (НГР), автономных генерационно-аккумуляционно-консервационных (нефтегазоносных) комплексов пород (АГАК) – автор понимает общий объем свободного газа (СГ) в месторождениях (МУВ) и залежах определенной величины геологических запасов ($> 0,1$ млрд м³) с дебитами в поисковых и разведочных скважинах не менее 30...40...50 тыс. м³/сут (на глубинах погружения 3...4...5 км). Это объем начальных потенциальных традиционных ресурсов газа (НТР), который может быть переведен в начальные открытые запасы после тотальной разведки недр (накопленная добыча (НД) + кат. А + кат. В₁ + кат. С₁ + кат. В₂ + кат. С₂), после которой ни новых открытий, ни прироста запасов уже не предвидится (все открыли и прирастили – к завершению IV, завершающего, этапа изучения и освоения недр). Мельчайшие скопления СГ с «пограничными» добычными возможностями (10...30 тыс. м³) – это уже нетрадиционные запасы и ресурсы, но по экономическим условиям освоения. Такие в России открывают и... «закрывают» до лучших времен, их запасы не попадают на государственный баланс.

К нетрадиционной части ГП недр относится газ в плотных низкопроницаемых коллекторах («плотный» газ), угольный (УГ) и сланцевый (С_дГ) газ, а также газогидраты (ГГ). Уже во многих странах геологические ресурсы нетрадиционных источников газа (НТРГ) успешно осваиваются, однако не от хорошей жизни: запасы и ресурсы обычного, традиционного, газа исчерпаны или близки к исчерпанию (США, страны Западной и Центральной Европы, Китай и др.).

Более того, извлекаемые ресурсы С_дГ в США и Китае рассматриваются уже совместно с остаточными запасами и ресурсами традиционного природного газа

(СГ, нефтерастворенного, попутного (НПГ)), за счет чего увеличивается величина ГП (ресурсов и запасов изученных и частично разбуренных газовых полей). Генетически это некорректно. Кстати, в этих странах и ресурсы C_nG уже два десятилетия рассматриваются вместе с ресурсами «обычного» газа. Отметим, что России до этой «плачевной» ситуации еще далеко.

Итак, ресурсы, или ГП. У российских геологов «весь мир на ладони», особенно у геологов ПАО «Газпром»... Они всегда изучали недра не только Северной Евразии (СЕА), но и мира в целом. Автор занимается проблемами оценки ресурсов и поисков скоплений углеводородов (УВС) – газа, конденсата и нефти – более 40 лет. О ресурсах знает не понаслышке... Сначала это был качественный прогноз (лучше – хуже / больше – меньше), далее и количественные оценки. С 1978 г. геологи ВНИИГАЗа под руководством В.И. Ермакова неоднократно переоценивали НПР СГ и конденсата (ГК), не забывая и о нефти: в преимущественно газоносных областях СЕА и Центральной Евразии (Россия с омывающими ее морями + Казахстан + Центральная Азия). Нефти геологической и здесь, в этих областях, хватает, однако в основном в виде подгазовых нефтяных оторочек и редких, обычно небольших по запасам самостоятельных месторождений и залежей.

Геологи «Газпрома» участвовали в прогнозировании, поисках МУВ и оценке ресурсов и запасов газа целого ряда стран: Китая, Индии, Вьетнама, Мьянмы, мегарегиона Арабско-Персидского залива (АПМБ/П), в том числе Ирана, Сирии и др., Египта, Алжира и Марокко в Африке, Венесуэлы, Бразилии, Аргентины, Кубы в Латинской Америке. Изучали геологическое строение и нефтегазоносность стран и бассейнов, оценивали ресурсы и направления поисково-разведочных работ (ПРР). Конечно, главными были и остаются осадочные бассейны СЕА. Данные о многих странах анализировали по публикациям, докладам и путем личных контактов, хотя в отношении Китая, Вьетнама и ряда других стран оперировали авторскими оценками.

Оценка величины и структуры НПР и неоткрытых в данный момент перспективных + прогнозных ресурсов (ПРР) углеводородов (УВ), а именно СГ, ГК и нефти, НПГ, – сложнейшая и самая важная проблема нефтегазовой геологии (НГГ), ее решение,

по сути, – высший пилотаж в области нефти и газа. Проблемы количественной оценки недр ОБ и НПГ России и мира обсуждаются в последние два десятилетия в работах А.П. Афанасенкова, А.М. Брехунцова, А.И. Варламова, В.И. Высоцкого, В.А. Скоробогатова, Д.А. Соина и др. [1–30].

Реальные, т.е. существующие в природе достоверные и доверительные оценки НПР/ПРР, – основа планирования и проведения ПРР на газ и нефть, в результате которых и происходят открытие новых МУВ и залежей и прирост разведанных запасов (кат. $A+B_1+C_1$) – первоосновы, фундамента всего нефтегазового производства и бизнеса. Ресурсы – основа прогнозирования, поисков и открытия МУВ. Разведанные запасы – основа разработки и добычи, предварительно оцененные запасы кат. B_2+C_2 – объект для разведки и доразведки выявленных скоплений. Все это составляет открытую часть ресурсов (начальные запасы – вместе с НД, и текущие, на данный момент). Запасы кат. B_2+C_2 – буферная категория запасов/ресурсов. Это еще и не промышленные запасы, на которые можно ориентироваться при планировании добычи, но уже и не ресурсы прогнозируемые, т.е. неоткрытые. По сути, это спекулятивная часть запасов, при оценке величины которых допускаются очень значительные ошибки, вольные или невольные, и их подтверждаемость при переводе в промышленные запасы варьирует в очень широких пределах (от 10 до 100...120 %, а нередко и до нуля – полное списание как неподтвердившихся). Примеров, по крайней мере по России, много и для газа, и особенно для нефти. Неоткрытые ресурсы кат. D_0, D_n, D_1 и D_2 – основа для планирования поисковых работ.

Формула ресурсов УВ:

$$НД + (A + B_1 + C_1) + (B_2 + C_2) + (D_0 + D_1 + D_2) = НПР УВ (СГ+Н).$$

Опыт, накопленный в ходе проведения ПРР и эксплуатации УВС в XX в. показывает, что даже при определении НД ошибки могут достигать 1...3 (до 5) %, при подсчетах разведанных запасов – 8...10 % (иногда 15...20 %, а есть случаи существенного списания даже запасов кат. B_1+C_1), предварительно оцененных запасов – 20 % (обычно в сторону уменьшения), локализованных ресурсов D_n , – 25...30 % и т.д. Таким образом, оценки ресурсов и запасов

имеют вероятностный характер [7, 24], и лучше в качестве результирующих приводить их интервальные – минимаксные – величины.

Главный онтогенетический закон НГГ – повсюдность в недрах газа, в том числе углеводородного, и дискретность нефти, нефтяных скоплений в природных резервуарах ОБ в пластах песчаников, алевролитов, карбонатов, хотя предшественники нефти – битумоиды – рассеяны во многих осадочных породах (сероцветных), прежде всего в битумогенерирующих (= нефтематеринских) толщах глин, глинистых алевролитов и редко битуминозных известняков. Действительно, природный газ встречается от поверхности земли (в болотах, озерах, морях, океанах) до очень больших глубин (8...10 км) в жестких термокатагенетических условиях (в метагенезе, на стадии антрацитов высоких марок, когда и метан разрушается), нефть – от приповерхностных скоплений сверхтяжелых нефтей до глубин 5...6 (7) км, редко более.

Верхнюю приповерхностную часть земной коры осложняет ряд ОБ, МБ и суббассейнов. По данным В.И. Высоцкого [5], общее число ОБ – 550...570, из них 250 являются нефтегазоносными (НГБ) с промышленными залежами и запасами УВ. К ним приурочены НГП, МП, НГО, НГР и т.д.

К МБ (МП) мирового значения (площадью более 2 млн км²) относятся всего пять: Восточно-Сибирский (Енисей-Ленский), Западно-Сибирский, АПМБ/П, МБ Мексиканского залива, Баренцево-Карский. Крупнейшие бассейны (провинции) имеют площадь от 1 до 2 млн км², крупные – 0,3...1 млн км², средние – 0,1...0,3 млн км², мелкие, в том числе суббассейны, – менее 100 тыс. км² [17, 19].

Однако вернемся к ресурсам. Начальные (НЗ) и текущие запасы (ТЗ) газа и нефти отдельных скоплений (залежей) составляют суммарные запасы МУВ, обычно многозалежных (от двух до 40...50, редко более в вертикальном разрезе и внутри внешней – огибающей все залежи – границы месторождения). Совокупность запасов всех месторождений района, области, провинции или АГАК составляют газовый и нефтяной потенциалы, в сумме – углеводородный потенциал (УВП) недр геологических объектов, текущий, если есть что еще открывать, или конечный, если открытия и приросты прекратились при очень высокой (= предельной) изученности недр перспективного

объекта. В таком случае НЗ должны быть равны НПР газа/нефти, оценка величины которых давалась изначально и уточнялась по мере геолого-геофизического изучения и разбуривания объекта, освоения его УВП. В идеальном случае (корректный, «правильный», всесторонне обоснованный прогноз) реальные = существующие в природе величины ресурсов подтверждаются полностью (100 ± 5 %) при 85...90 % структурно-буровой изученности (без учета впадин и прогибов... особенно для газа, для скоплений которого они неперспективны). Однако хорошо, если оценки ресурсов подтверждаются на 80...85 %, чаще всего – намного меньше, в тех случаях, когда ресурсы считали «ура-патриоты» в области ресурсологии, преследовавшие личные и/или ведомственные, но не государственные, интересы. Однако и для компаний-операторов в области нефти и газа «завиральные» – завышенные против реальных – оценки ресурсов в районах их деятельности противопоказаны (излишние надежды на открытия и приросты вредны).

Кстати, очень некорректно оперировать всеми запасами обнаруженных МУВ, особенно нефтяных, – суммарных (кат. C₁+C₂), как это делается в последнее десятилетие. Промышленная значимость таких открытий остается неопределенной до их масштабной доразведки и часто весьма небольшой по итоговому запасам кат. В₁+C₁ с малым подтверждением и массовыми списаниями запасов кат. C₂ (часто с подтверждаемостью даже до 20 % и менее). Во всех случаях в НГГ следует оперировать только разведанными запасами в оперативных и перспективных планах развития минерально-сырьевой базы газовой и нефтедобычи. Современное состояние добычи и текущих запасов мира и важнейших стран приведено в табл. 1.

В мире к 2022 г. известны 105 нефтегазодобывающих стран. Для них важнейшей общегосударственной задачей является оценка и переоценка (уточнение) ресурсов УВ, отдельно нефти и СГ, т.е. определение нефтяного и газового потенциалов недр ОБ, расположенных в пределах национальных территорий и прилегающих контролируемых акваторий. Эти оценки даются опытными экспертами в области ресурсов и/или коллективами экспертов (различных организаций и научных институтов), часто по заказу государственных органов и крупных компаний (официальные и корпоративные

Таблица 1

Общемировые данные о запасах (добыче) нефти и газа (2021 г.):

СПГ – сжиженный природный газ

	Нефть	Газ
Мир в целом	236,3 млрд т (4,4 млрд т/год)	205,3 трлн м ³ (4,0 трлн м ³ /год)
США	83 млрд т (сланцевая 819 млн т/год)	12,3 трлн м ³ (сланцевый 954 млрд м ³ /год)
Россия	11...19 млрд т (530 млн т/год)	47,8 трлн м ³ (729 млрд м ³ /год)
Саудовская Аравия	35,8 млрд т (526 млн т/год)	8,4 трлн м ³ (НПГ 78 млрд м ³ /год)
Иран	28,6 млрд т (154 млн т/год)	34,1 трлн м ³ (308 млрд м ³ /год)
Катар	3,5 млрд т (87 млн т/год)	23,8 трлн м ³ (СПГ 191 млрд м ³ /год)

оценки, нередко по одним и тем же объектам прогноза, у разных подсчетчиков оцененные величины НПР УВ чаще всего существенно различаются). Начнем с России как великой мировой газовой державы, контролирующей 17,1 млн км² суши и до 5,0 млн км² шельфа арктических и дальневосточных морей.

В пределах СЕА расположены 30 ОБ и суббассейнов, 12 из которых относятся к крупным и уникальным. Особое значение для России имеют Западно- и Восточно-Сибирский МБ и одноименные мегапровинции, граничащие по субмеридиональной системе глубинных разломов, по которой течет р. Енисей [2, 12, 13, 16, 18]. Эти две мегапровинции – настоящее и ближайшее будущее газовой промышленности России. Им на смену придут шельфовые области СЕА [13, 16, 27, 29].

Основной российской школы НГГ служила оценка геологических запасов и ресурсов СГ, геологических и извлекаемых запасов и ресурсов нефти. Такое разделение важно для жидких УВ и не очень-то принципиально для газа: извлекаемые ресурсы СГ изменяются в интервале от 88...90 % геологических для сеноманских залежей Западно-Сибирской МП до 80...75 % геологических для средне- и глубокопогруженных скоплений (вплоть до 65...70 % для юрского НГК на севере мегапровинций). В последние годы и в России начался постепенный переход к извлекаемым запасам и ресурсам СГ. В большинстве зарубежных стран интегральные оценки по природному газу включают запасы и ресурсы СГ + НПГ, что генетически неверно: сугубо прагматический подход. Часто для ряда стран трудно выделить долю СГ (в самостоятельных фазообособленных скоплениях типа Г, ГК, ГКН и т.д. без и с оторочками нефти), особенно для таких, в которых добывается много нефти (Иран, Саудовская Аравия и др. арабские страны, США, Китай и др.).

В разных странах количественные рубежи, отделяющие традиционные ресурсы (ТРГ) и НТРГ, существенно разнятся. Например, в Китае дебиты СГ 10...15 тыс. м³/сут считаются приемлемыми, в США НЗ отдельных скоплений в десятки миллионов метров кубических также относят к промышленным (но на малых и средних глубинах, иначе экономика добычи не выдержит), а рентабельные дебиты начинаются с 2...3 тыс. м³/сут.

К НТРГ относят газ в плотных низкопроницаемых резервуарах – бывших коллекторах проницаемостью менее 0,1 мД и дебитами до 20(30) тыс. м³/сут, так называемый «плотный» газ (ПлГ), УГ (из углей и микроскоплений СГ в угленосных толщах) и СлГ, рассеянный в высокопреобразованных глинисто-сапропелевых породах – бывших битумогенирующих (нефтематеринских), переклотившихся с генерации жидких продуктов деградации органического вещества (ОВ) сапропелевого типа в морских и озерных глинистых и карбонатно-глинистых породах (находящихся на высоких стадиях катагенеза МК₃...МК₄...МК₅ и выше: жирно-коксовые, коксовые и отощенно-спекающиеся угли в неморских толщах при показателе отражения витринита R^o > 1,25...1,30 %) на вторичную газогенерацию. В России это баженовская свита Западно-Сибирской МП, доманик Волго-Урала и др., в США – свита Баккен на севере и мн. др. [1, 8, 11, 14, 25].

Традиционный СГ, как и ПлГ, образует гомогенные скопления в коллекторах, нетрадиционный – объемно рассеян в морских и континентально-угленосных слабопроницаемых толщах. Строго говоря, ПлГ занимает своеобразное промежуточное положение в структуре ГП недр: он тождествен ТРГ по фазообособленному состоянию, а по добычным возможностям относится и по сути, и технологически к НТРГ.

Среди многих десятков тысяч статей и многих тысяч монографий по проблемам НГГ в России и мире насчитывается менее ста работ по ресурсологии. Последние посвящены методикам оценки [7, 8, 23, 24 и др.] и результатам расчетов и оценок традиционных [2, 3, 6, 10, 12, 20–23, 26, 28, 29] и нетрадиционных [1, 8, 9, 11, 14, 23, 25] ресурсов УВ.

Оценки величины и структуры ресурсов газа бассейнов СЕА

Вопросами методического обоснования и практики ресурсных исследований по газу занимались начиная с середины 1950-х гг. В.Г. Васильев, В.И. Ермаков, Т.В. Гудымова, Ю.П. Мирончев, Н.А. Крылов, В.А. Скоробогатов, Д.А. Соин, В.И. Старосельский, В.П. Ступаков и др. [6, 7, 16, 20, 28]. Изменение официальных оценок НПРГ России показано в табл. 2.

Необходимо отметить, что оценки НПР газа длительное время изменялись медленно, в сравнительно узком интервале 180...212 трлн м³ (округленно), в среднем 196 (=200) трлн м³. Заметим, что при оценках ресурсов невязки в 9...10 трлн м³ не имеют ровным счетом никакого значения, учитывая в целом невысокую точность частных (по отдельным провинциям и областям) и интегральных оценок по России в целом. Также заметим, что, по мнению большинства экспертов, наиболее серьезным, корректным и обоснованным был подсчет геологами ВНИИГАЗа (В.И. Ермаков, Т.В. Гудымова, В.А. Скоробогатов, М.О. Хвилевичкий и др.) ресурсов НПР газа Западной Сибири, результаты которого обсуждались и были

приняты в 1990 г. – к концу «золотого двадцатилетия» развития нефтяной и газовой отраслей промышленности России и НГГ как науки [10, 24, 28]. Подсчет выполнялся двумя методами (аналогий и геолого-математическим) по состоянию геолого-геофизических материалов на 01.01.1988, трлн м³:

- Западно-Сибирская МП без Енисей-Хатангской области (ЕХО) – 76,2;
 - в том числе Тюменская обл. – 75,4;
 - в том числе северные области (суша) – 72,2;
 - в том числе альб-сеноман (+ турон) – 35,2;
 - неоком-апт – 25,4;
 - ачимовская толща – 3,8;
 - юра + палеозой – 9,3;
 - прочие районы (Ханты-Мансийский автономный округ – ХМАО и др.) – 3,2.

Отметим, что явно недооцененным оказался ГП ачимовской песчано-глинистой толщи. Коллективная авторская оценка ГП Западной Сибири может рассматриваться в качестве корпоративной (оценка «снизу»), в отличие от официальной оценки (по сути, «сверху»). Вместе с ЕХО начальные ресурсы всей мегапровинции составляли около 85 трлн м³ (только суша).

Любопытны различия в подходах к определению величины ресурсов различных коллективов подсчетчиков на примере суперсложного юрского комплекса пород (ЮК) (табл. 3). После обсуждения межведомственной экспертной комиссией ресурсы газа ЮК всей мегапровинции были приняты в объеме 16 трлн м³ (однако многовато с позиций сегодняшнего дня...).

Таблица 2

Динамика официальных оценок НПРГ России, трлн м³

	1958 г.	1965 г.	1975 г.	1984 г.	1988 г.	1993 г.	2002 г.
РФ в целом	12,0	46,1	178,8	184,9	211,7	236,2	248,6
В том числе Западно-Сибирская МП	3,8	16,4	73,1	75,9	95,1	97,8	103,7
В том числе суша	12,0	46,1	139,9	138,3	159,3	160,3	174,8
В том числе шельф	–	–	40,6	46,7	52,3	75,8	73,8

Таблица 3

Оценка ресурсов ЮК без учета ЕХО, трлн м³

Начальные запасы (1988 г.)			НПРГ	
НД + разведанные запасы	C ₂	Открытые запасы	ЗапСибНИГНИ (В.И. Шпильман и др.)	ВНИИГАЗ (В.И. Ермаков и др.)
0,8	1,2	2,0	~48,0	10,2

Отметим, что структурно-буровая изученность наиболее перспективных с точки зрения наличия газа северных областей (Надым-Пур-Тазовский регион – НПТР, Ямал) к 1988 г. по верхним горизонтам юры уже превышала 50...60 %, т.е. реальную оценку «снизу» ресурсов ЮК пород и тогда можно было оценить не более чем в 4...5 трлн м³ традиционного газа. Отметим, что даже к 2022 г. открытые запасы СГ юры составили 1,5 трлн м³ (после бурения 5 тыс. глубоких скважин на юру и палеозой по всей территории мегапровинции), поэтому даже 10 трлн м³ ресурсов представляются как завышенная оценка. Но... оставим пока эту оценку. Поиски УВС в породах ЮК продолжаются... Правда, повсеместно не очень-то успешные... [12].

Оценки 1993 г. (официально приняты в 1994 г.) по суше продублировали оценки 1988 г., а общее увеличение ресурсов газа произошло за счет шельфа с 52,3 до 75,8 трлн м³, однако уже в те годы НПР газа Восточно-Сибирского и Дальневосточного регионов (древней Сибирской платформы с окружающими мезозойскими впадинами и прогибами) представлялись как существенно завышенные против реальных. Они составляли 44,2 трлн м³ и в 1988 г., и в 1993 г. и таковыми являлись уже с 1970–1975 гг. – 39,4...45 трлн м³ при минимальных суммарных запасах открытых месторождений газа [6, 28]. Уже в XXI в. началось безудержное, не обоснованное новыми *принципиальными* открытиями увеличение НПР газа по России и ее отдельным регионам:

- 2002 г. (приняты в 2005 г.) – 248,6 трлн м³ (Восточная Сибирь – 51,9 трлн м³, безобразно завышенная, спекулятивная оценка! Западная Сибирь – 103,7 трлн м³ и т.д.);

- 2009 г. (приняты в 2012 г.) – 287,5 трлн м³ с резким увеличением оценок по Западной Сибири (до 165 трлн м³ суша + Южно- и Северо-Карская области шельфа) и шельфу в целом (с 73,8 до 109 трлн м³).

В табл. 4 приведены структура официальных оценок ресурсов газа России и их критический анализ. После пересчета 2018–2020 гг. (по состоянию на 01.01.2017) НПР газа увеличились до 317 трлн м³. Величина и структура ресурсов СГ России по состоянию на 01.01.2019 показаны на рис. 1.

Безусловно, эти супероптимистические оценки ГП недр СЕА не подтвердятся никогда, сколько ни бури... потому что такого не существует в природе. Как говорили когда-то, этого не может быть, потому что не может быть никогда. Итак, спекуляции в области ресурсов УВ продолжаются. Зачем? Вот в чем вопрос!

Каковы же реальная интегральная величина и структура традиционных ресурсов СГ недр России и ее отдельных областей и прилегающего шельфа? По состоянию на 01.01.2019 НД газа по всем ОБ СЕА составила 23,6 трлн м³, а на 01.01.2022 – уже более 25 трлн м³, разведанные запасы – 51 трлн м³ (геол.), предварительно оцененные – 23,8 трлн м³ (завышено по юре Тамбейской группы Ямала на 4...5 трлн м³). Вместе с нефтяным газом

Таблица 4

Официальные оценки традиционных ресурсов СГ недр осадочных бассейнов СЕА «образца» 2009/2012 гг., трлн м³

НГП, НГО	НД	Запасы			Ресурсы*			Примечание автора
		кат. A+B ₁ +C ₁	кат. C ₂	Σ	D ₁	D ₂ **	НПР	
Волго-Уральская	1,5	1,0	0,1	1,1	2,0	–	4,6	Завышено на 1,0
Тимано-Печорская	0,4	0,6	0,1	0,7	1,0	1,1	3,2	Завышено на 1,0
Прикаспийская (суша)	0,2	2,6	2,1	4,7	2,9	2,8	10,6	Завышено на 2,5
Северо-Кавказская	0,7	0,3	0,1	0,4	0,5	0,1	1,7	Достоверно
Западно-Сибирская (суша)	16,0	32,8	9,4	42,2	40,0	18,1	116,3	Завышено как минимум на 30
Лено-Тунгусская	–	3,1	4,0	7,1	17,6	14,4	39,1	Завышено как минимум на 20
Лено-Вилуйская	0,1	0,4	–	0,5	1,0	1,5	3,0	Завышено как минимум на 2,0
Охотоморская (о. Сахалин)	0,1	0,1	–	0,1	0,1	0,3	0,6	Завышено как минимум на 0,2
Притихоокеанская	–	–	–	–	–	0,3	0,3	Достоверно
Самостоятельные НГО, НГР	–	–	–	–	0,2	1,1	1,3	Завышено на 0,8
Шельф	0,2	8,0	3,7	11,7	33,6	61,2	106,7	Завышено как минимум на 30
Всего	19,1	48,8	19,6	68,5	98,9	101,0	287,5	Завышено на 88

* По состоянию на 01.01.2009, приняты в качестве официальных в 2012 г., по данным ВНИГНИ (А.И. Варламов и др.).

** Спекулятивные ресурсы с низкой степенью подтверждаемости в будущих запасах.

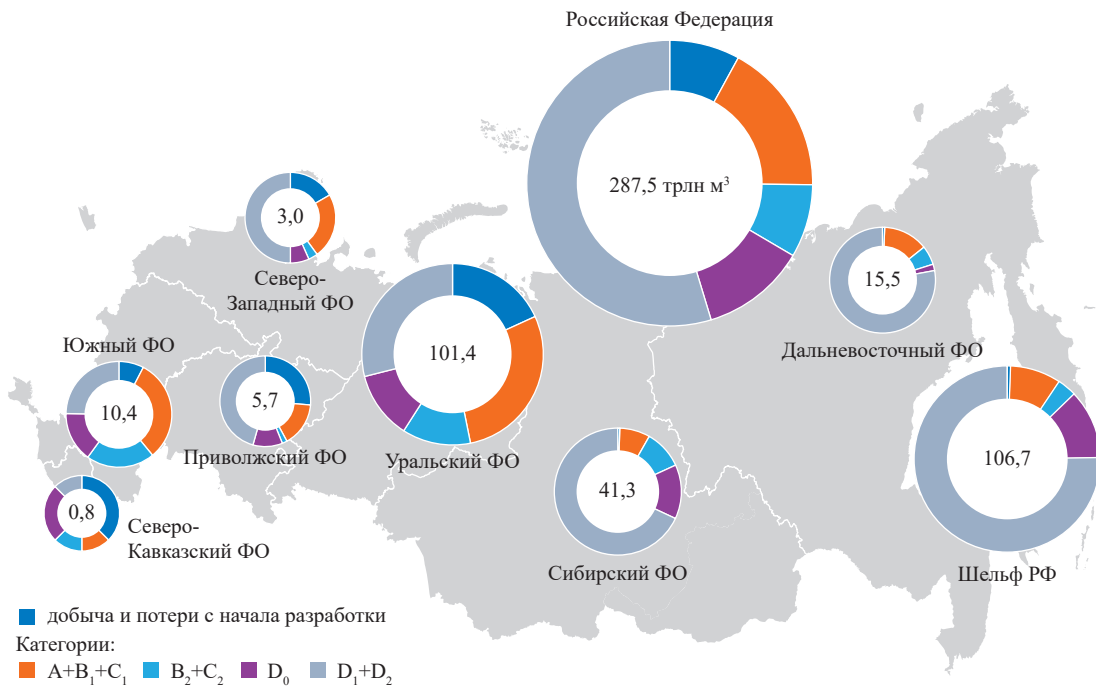


Рис. 1. Структура, %, и официальные оценки, трлн м³, запасов и ресурсов СГ России на 01.01.2019

ТЗ России оцениваются в 42 трлн м³ с учетом обоснованных коэффициентов извлечения газа (0,65...0,90 по разным ОБ и комплексам пород). Таким образом, начальные открытые запасы СГ России – 97,8 трлн м³, т.е. без малого 100 трлн м³, в том числе подтверждаемые в будущих НЗ: разведанных – 83...84 трлн м³; извлекаемых – ~ 67...68 трлн м³.

По мнению автора, реальная подтверждаемая величина ТРГ России – 200...205 трлн м³ (геол.) (ранее – 200 ± 10 трлн м³) и 170...175 трлн м³ (извлек.), в том числе Западная Сибирь – 98...102 трлн м³, в том числе альб-сеноманский комплекс с газалинской пачкой турона – 38...39 трлн м³, собственно сеноман – 36...37 трлн м³ и т.д., в том числе шельф – 68...70 трлн м³ (по шельфу оценка автора значительно меньше официальной – на 40 трлн м³), с вероятностью подтверждения в ходе будущих ППР на уровне 80...85 %, что вполне удовлетворительно именно для ресурсных оценок. Однако величина извлекаемых НПР газа в 230...235 трлн м³ имеет меньшую (на уровне 45...50 %) вероятность «конечной реализации» в конечных запасах.

Оценки ресурсов Западной и Восточной Сибири и шельфа также представляются автору резко завышенными. С вероятностью 95...100 % в НЗ подтверждаемые величины

НПР газа по ведущему газоносному региону России – Западной Сибири таковы, трлн м³ (извлек.):

- всего, интервальная оценка – 85...90;
 - в том числе ХМАО и южные области – 2,5...3,0;
- Ямало-Ненецкий автономный округ – ЯНАО – 62...65,
 - в том числе Ямал – 15...16;
 - Гыдан – 5...6;
 - НПТР – 51...54;
- Южно-Карская НГО (с губами и заливами) – 16,5...17,0;
- Красноярский край (ЕХО и Таз-Енисейское междуречье) – 4...5.

Подчеркнем, что несогласие в размере в 78 трлн м³ между официальной и авторской оценками ресурсов СГ России можно отнести к НТР газа, в основном к ресурсам ПЛГ – не пропадать же... «ресурсам».

Итоговая формула газового баланса России на 2022 г. показана в табл. 5 (геол., округл.).

Таблица 5

Газовый баланс России на 2022 г., трлн м³

НД	Кат. A+B ₁ +C ₁	Кат. B ₂ +C ₂	Кат. D ₀ +D ₁ +D ₂	НПР
25	51	24	100...105	200...215

Напомним, что согласно замечаниям ряда геологов – специалистов в области оценки ресурсов США (Х. Хедберг и др., 1978 г.) величины НПП и газа, и нефти должны выражаться круглыми, очень круглыми числами, и высокая точность попросту неуместна (из области «самообмана» и лукавства).

Таким образом, около 50 % газового потенциала недр СЕА переведено в начальные открытые запасы, а прогнозные (неоткрытые) ресурсы СГ России оцениваются в 100 трлн м³: есть что открывать, разведывать и промышленно осваивать еще в течение ряда десятилетий XXI в. (вероятно, до 2065–2070 гг.). Даже по осторожной оценке газовых геологов.

Оценка традиционных ресурсов природного газа всех ОБ мира – задача чрезвычайно сложная, во многом неопределенная в силу ряда причин (смещения в зарубежных источниках СГ и НПП, постоянно меняющихся конечных величин нефте- и газоотдачи/извлечения по ряду стран и регионов и т.д.). Эта проблема занимает автора уже более 30 лет. Например, в целом по миру на 01.01.1988 НД составляла 34 трлн м³, ТЗ – 100 трлн м³, неоткрытые ресурсы, по разным оценкам, – от 276 до 306 трлн м³, в сумме начальные ТРГ мира – 400...440 трлн м³. По состоянию на 01.01.1991 НПП газа оценивались автором в диапазоне 406...474 трлн м³ (извлек., по России – геол.). По состоянию на 01.01.1994 мировые ресурсы были определены уже в объеме в 508 трлн м³, в том числе по РФ – 236 трлн м³ (официальная оценка).

Интересна эволюция взглядов на величину общемировых ресурсов газа В.И. Высоцкого – одного из ведущих экспертов России в этой области, трлн м³: 1996 г. – 546; 2017 г. – 720;

2020 г. – 684; 2022 г. – 686. Вообще, в последние десятилетия прошлого века оценки мирового ГП постепенно увеличивались, достигли максимума на рубеже нулевых и десятых годов и далее стали неуклонно снижаться: эксперты по ресурсам «трезвели» в своих оценках... Не вдаваясь в полемику, отметим, что НПП обычного газа, приводимые В.И. Высоцким [5], по ряду стран явно и существенно завышены, примеры приведены в табл. 6.

Во многих странах мира, ориентированных более на добычу нефти, ресурсы, запасы и добыча СГ и НПП часто в целом сопоставимы, или преобладает даже НПП (в ряде арабских стран, в Венесуэле и др.) В России традиционно оперируют запасами и ресурсами СГ, так как во многие годы отмечались значительные потери НПП. В последнее десятилетие в национальной добыче учитываются оба вида природного газа (добыча + потери). Тем не менее, согласно традиции отечественной геологической школы, автор оценил начальные мировые ресурсы СГ (извлек.), но с учетом геологических ресурсов по России (рис. 2). В итоге ресурсы СГ мира составили 540...568 (в среднем 554) трлн м³, но если учесть извлекаемые НПП газа и по России, эта величина составит 524 трлн м³. Предыдущая авторская оценка ресурсов СГ – 474 трлн м³ – не сильно отличается от современной (в среднем по двум оценкам около 500 трлн м³).

Формула газового баланса мира (традиционные запасы и ресурсы, 2021 г.), трлн м³: НД – 157; текущие запасы – 205; прогнозные ресурсы – 192; НПП – 554.

В последние два десятилетия некоторые исследователи публиковали результаты оценки НТР природного газа (извлек.) [1, 8, 9, 11,

Таблица 6

Критический анализ имеющихся оценок ресурсов газа, трлн м³, по важнейшим странам и регионам

	НПП (начальные / прогнозные – неоткрытые)	Завышение
США (страна почти исчерпала ресурсы не только обычного газа, но и «плотного»)	84,3 / 40,3	30
Канада	20,2 / 10,5	5
Россия	291,1 / 218,2	≥ 80...90
Туркменистан	26,2 / 13,5	10
Саудовская Аравия	19,8 / 8,1	4
Китай	12,5 / 7,1	4
Антарктида (оценка в целом малодостоверная)	6,9 / –	?
	Σ	133...143

14, 20, 22, 23, 25]. Такие оценки были сделаны и для России. Различия в подходах к оценке ресурсов различных стран таковы. В России к НТР относят ПЛГ (газ в практически непроницаемых, «бывших», коллекторах, потерявших проницаемость в ходе погружения и уплотнения пород природных резервуаров), УГ, СлГ и ГГ. Интервальная авторская оценка всех видов НТР газа в России (извлеч., 2021 г.), трлн м³: ПЛГ – 42...50 (в основном север Западно-Сибирской МП); СлГ – 3...4; УГ – 5...6, всего – 50...60. Геологические ресурсы газа в твердых газогидратах – около 500 трлн м³, однако существует громадная проблема – как их освоить?

В большинстве других стран НТР газа не отделяются четко от обычного СГ: и запасы, и ресурсы, и добыча подсчитываются совместно. Они составили 290 трлн м³ (без ГГ, извлекаемые ресурсы которых пока не оцениваются, а только «прикидываются», отсутствуют корректные методы подобных оценок).

Оценки величин НТР газа (извлеч.), предлагаемые зарубежными исследователями, с точки зрения автора, мало обоснованы, одни существенно занижены, другие завышены. Прежде всего это относится к ресурсам СлГ – 206...220 трлн м³ (извлеч.), реальная величина которых вряд ли превышает 100...110 трлн м³. Ресурсы же УГ занижены в целом по миру – 47 трлн м³: в мире 70...100 трлн м³ (извлеч., до глубины 7 км).

В силу обусловленной повсюдности природного газа условия для формирования газосланцевых полей выполняются для многих ОБ всех континентов Земли, кроме СЕА... [1, 8, 11, 14].

Страны – лидеры по НТР газа:

- ПЛГ – Россия, США, Китай, Канада;
- УГ – Китай, США, Россия, Австралия;
- СлГ – Китай, Аргентина, Алжир, США;
- ГГ – Россия, Япония, Канада.

Четыре страны лидируют в мире по оценкам всех видов НТР: Россия, США, Китай, Аргентина.

ОБ, наиболее обогащенные ресурсами СлГ – Предаппалачский, Уиллистон (США), Неукен (Аргентина), Сычуань (КНР); сланцевой нефти – Западно-Сибирский, Уиллистон, Неукен. В конечном итоге общий ГП ОБ мира оценен в 1000 трлн м³ (табл. 7).

Давать какие-либо оценки извлекаемых ресурсов ГГ и по миру, и по отдельным странам и регионам явно преждевременно, пока не начнется промышленная добыча метана из приповерхностных газогидратных скоплений, будь то арктическая суша или дно морей и океанов, хотя оценки геологических объемов метана Мирового океана даны, но в очень широких пределах: от $2 \cdot 10^{14}$ м³ (В.А. Соловьев, 2002 г.) до $(2,0...9,1) \cdot 10^{16}$ м³ (ряд авторов, 1977–1999 гг.). Даже в Японии пока «не рискуют» разрабатывать морские природные ГГ в желобе Нанкай, несмотря на полное

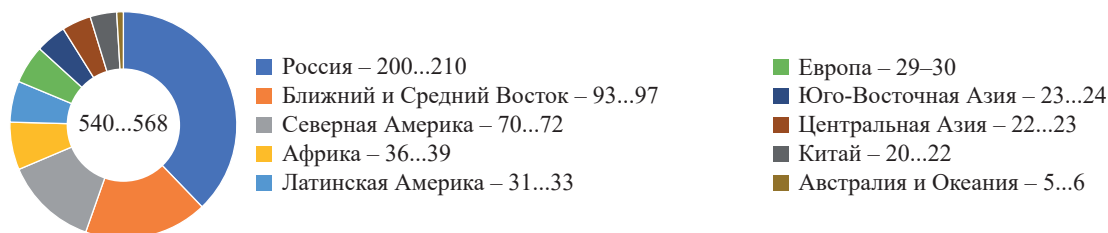


Рис. 2. Величина и структура НТР СГ (геолог.) в ОБ мира на 01.01.2016

Таблица 7

Интервальная величина ГП ОБ мира, трлн м³

ТРГ УВС (СГ + НТР)	630...650
НТР, в том числе ПЛГ	350...400 180...200
УГ	70...100
СлГ	100...110
Сумма разнотипных газов	980...1050
В среднем, около	1000...1020

отсутствие ресурсов и запасов обычного газа на суше страны [8]. По-видимому, ГГ – это ресурсы газа середины, если не конца XXI в. Итак, до 2050 г. ГП недр ОБ мира оценивается в 1000 трлн м³ (извлеч.), не менее 800 трлн м³, но и не более 1200 трлн м³, что достаточно для ежегодной добычи не в 4,0...4,5 трлн м³ (современной и в ближней перспективе), а до 7...8 трлн м³ и более в течение многих десятков лет XXI в., имея в виду, что НД природного газа уже превышает 150 трлн м³ (до 85...90 % – это обычный традиционный СГ).

Автор вполне сознает невысокую достоверность оценки величины и структуры мирового ГП, особенно НТР газа, особенно объемов рассеянного УГ и СлГ. Отсутствуют и строгие всесторонне обоснованные оценки ПлГ по большинству стран и регионов мира, в том числе и по России. Вместе с тем порядок интегральных величин, вероятно, достоверен, прежде всего традиционных запасов и ресурсов СГ. Здесь трудно ошибиться в полтора и тем более в два раза.

Многолетний опыт показывает, что, как ни странно, экспертные оценки, в том числе и ресурсов УВ, бывают часто более достоверными и доверительными, чем рассчитанные предложенными и используемыми методами [24].

Перспективы изучения и освоения ГП недр и России, и мира, в том числе открытия новых газосодержащих месторождений, обсуждаются в работах [4, 8, 9, 13, 15–17, 23, 27, 30]. Среди НТР в России наиболее востребованным станет, безусловно, ПлГ уже к 2033–2035 гг., как и сланцевая нефть баженновской свиты Западной Сибири к 2028–2030 гг. [1, 8, 9, 11, 23, 25].

Итак, развитие газовой отрасли промышленности России и мира в целом обеспечено текущими и реальными будущими запасами СГ, которые будут получены в ходе дальнейших ПРР, а НТР газа полномасштабно «заиграют» в десятилетие 2041–2050 гг. и далее, однако за счет России и стран Ближнего и Среднего Востока, включая Центральную Азию.

Список литературы

1. Афанасенков А.П. Сланцевая нефть России: от мифов к реальности / А.П. Афанасенков, В.И. Пырьев, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – С. 87–101.
2. Брехунцов А.М. Нефтегазовая геология Западно-Сибирской Арктики / А.М. Брехунцов, Б.В. Монастырев, И.И. Нестеров и др. – Тюмень: МНП Геодата, 2020 – 464 с.
3. Варламов А.И. Ресурсный потенциал углеводородов – основа развития топливно-энергетического комплекса России / А.И. Варламов, А.П. Афанасенков, М.И. Лоджевская и др. // Геология нефти и газа. – 2016. – № 3. – С. 3–13.
4. Высоцкий В.И. Гигантские месторождения углеводородов России и мира. Перспективы новых открытий / В.И. Высоцкий, В.А. Скоробогатов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2021. – № 1-6. – С. 20–25.
5. Высоцкий В.И. Нефтегазовая промышленность мира: инф.-аналит. обзор / В.И. Высоцкий. – М.: ВНИИзарубежгеология, 2017. – 59 с.
6. Гудымова Т.В. Газовый потенциал осадочных бассейнов России / Т.В. Гудымова, В.А. Скоробогатов // Газовые ресурсы России в XXI веке. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2003. – С. 73–82.
7. Гудымова Т.В. Принципы и методы оценки перспектив газонефтеносности геологических объектов, находящихся на разных этапах изучения / Т.В. Гудымова, В.А. Скоробогатов // Прогноз газоносности России и сопредельных стран. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2000. – С. 43–57.
8. Гулев В.Л. Нетрадиционные ресурсы газа и нефти / В.Л. Гулев, Н.А. Гафаров, В.И. Высоцкий и др. – М.: Недра, 2014. – 284 с.
9. Леонов С.А. Газ в плотных низкопроницаемых коллекторах – основной резерв освоения газового потенциала недр осадочных бассейнов России в 2031–2070 гг. / С.А. Леонов, В.А. Скоробогатов, Д.Я. Хабибуллин // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 3 (48): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 203–212.
10. Минерально-сырьевая база топливно-энергетического комплекса России. Состояние и прогноз / под ред. В.З. Гарипова, Е.А. Козловского. – М., 2004. – 548 с.

11. Прищепа О.М. Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ – резерв сырьевой базы углеводородов России / О.М. Прищепа, О.Ю. Аверьянова, А.А. Ильинский и др.; под ред. О.М. Прищепы. – СПб.: ВНИГРИ, 2014. – 323 с. – (Труды ВНИГРИ).
12. Пятницкая Г.Р. Изучение и освоение углеводородного потенциала нижне-среднеюрской толщи северных областей Западной Сибири: итоги и перспективы / Г.Р. Пятницкая, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 86–104.
13. Рыбьяков А.Н. Газовое будущее России – Арктика: суша и шельф. Ресурсы и запасы, поиски и открытия, разведка и добыча углеводородов / А.Н. Рыбьяков, В.А. Скоробогатов, Д.Я. Хабибуллин // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 3 (48): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 41–60.
14. Скоробогатов В.А. А есть ли сланцевый газ в недрах осадочных бассейнов России? / В.А. Скоробогатов // Деловой журнал Neftegaz.ru. – 2020. – № 4. – С. 54–62.
15. Скоробогатов В.А. Будущее российского газа и нефти / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 31–43.
16. Скоробогатов В.А. Газовый потенциал недр осадочных бассейнов Северной и Восточной Евразии: стратегия освоения / В.А. Скоробогатов, С.М. Карнаухов // Газовая промышленность. – 2007. – № 3. – С. 16–21.
17. Скоробогатов В.А. Гигантские газосодержащие месторождения мира: закономерности размещения, условия формирования, запасы, перспективы новых открытий / В.А. Скоробогатов, Ю.Б. Силантьев. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – 240 с.
18. Скоробогатов В.А. Изучение и освоение углеводородного потенциала недр Западно-Сибирского осадочного мегабассейна: итоги и перспективы / В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – 2014. – № 3 (19). – С. 8–26.
19. Скоробогатов В.А. Крупнейшие, гигантские и уникальные осадочные бассейны мира и их роль в развитии газовой промышленности в XXI веке / В.А. Скоробогатов // Деловой журнал Neftegaz.ru. – 2018. – № 10. – С. 126–141.
20. Скоробогатов В.А. Мировые запасы и ресурсы природного газа / В.А. Скоробогатов, В.И. Старосельский, В.С. Якушев // Газовая промышленность. – 2000. – № 7. – С. 17–20.
21. Скоробогатов В.А. Опыт оценок потенциальных ресурсов свободного газа осадочных бассейнов России и их подтверждаемость при поисково-разведочных работах / В.А. Скоробогатов, Г.Р. Пятницкая, Д.А. Соин и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 7s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 59–65.
22. Скоробогатов В.А. О соотношении традиционных и нетрадиционных ресурсов газа в осадочных бассейнах России (суша и арктический шельф) в связи с обоснованием перспективных направлений поисков и разведки до 2020 и 2030 гг. / С.Н. Сивков, В.С. Якушев // XV Координационное геологическое совещание. – М.: Газпром экспо, 2010. – С. 236–255.
23. Скоробогатов В.А. Потенциальные ресурсы углеводородов: методы и практика оценок величины и структуры, достоверность и подтверждаемость при поисково-разведочных работах / В.А. Скоробогатов, Д.А. Соин. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – 166 с.
24. Скоробогатов В.А. Потенциальные ресурсы углеводородов Северной Евразии (суша и шельф) и перспективы их освоения в первой половине XXI века / В.А. Скоробогатов // Труды ИПНГ РАН. Серия: Конференция. – М.: ИПНГ РАН, 2017. – Вып. 2 (1): Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности. – С. 142–143.
25. Скоробогатов В.А. Ресурсы газа в низкопроницаемых коллекторах осадочных бассейнов России и перспективы их промышленного освоения / В.А. Скоробогатов, В.А. Кузьминов, Л.С. Салина // Газовая промышленность. – М., 2012. – Спецвыпуск: Нетрадиционные ресурсы нефти и газа. – С. 43–47.
26. Скоробогатов В.А. Роль сеноманского газа Западной Сибири в становлении и развитии газовой отрасли промышленности России в XX–XXI веках / В.А. Скоробогатов, Д.Я. Хабибуллин // Научный журнал Российского газового общества. – 2021. – № 2(30). – С. 6–16.
27. Скоробогатов В.А. Энергетический мир в 2040 году. Взгляд из две тысячи двадцатого / В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 3 (48): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 218–231.

28. Старосельский В.И. Структура запасов и ресурсов природного газа России / В.И. Старосельский, Г.Ф. Пантелеев и др. // Перспективы развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности России: сб. науч. трудов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2008. – С. 33–44.
29. Толстиков А.В. Запасы и ресурсы углеводородов, перспективы изучения и промышленного освоения недр морей России в XXI в. / А.В. Толстиков, Д.А. Астафьев, Я.И. Штейн и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4с: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 73–85.
30. Черепанов В.В. Минерально-сырьевая база газодобычи России и ПАО «Газпром»: современное состояние и перспективы развития в XXI веке / В.В. Черепанов, Д.В. Люгай // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4с: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 17–30.

Gas potential of subsoil sedimentary basins in Russia and in the world. Amounts, structure, outlooks for exploration and development in 21st century

V.A. Skorobogatov

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Gazovikov street, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. On the grounds of the longstanding practice (latter half of the 20th century and the first two decades of the 21st century) related with assessment, reassessment and specification of traditional and alternative domestic and global gas resources including the free gas, author presents an up-to-the-minute critical analysis of the amounts and structure of such resources in Northern Eurasia (onshore and offshore) and in the world as a whole. He shows that Russian gas potential runs up to 40 % of the correspondent global amounts. This quantity is enough for 10¹² cu m production per year during the nearest forty or fifty years from all the sources of gas recovery.

Keywords: gas, petroleum, field, deposit, potential, traditional and alternative resources, Russia, world, hydrocarbon recovery, prospects.

References

1. AFANASENKOV, A.P., V.I. PYRYEV, V.A. SKOROBOGATOV. Shale oil in Russia: from myths to reality [Slantsevaya neft Rossii: ot mifov k realnosti]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016, no. 1 (25): Issues for resource provision of gasextractive regions of Russia, pp. 87–101. ISSN 2306-8949. (Russ.).
2. BREKHUNTSOV, A.M., B.V. MONASTYREV, I.I. NESTEROV, et al. *Oil-gas geology of West-Siberian Arctic* [Neftegazovaya geologiya Zapadno-Sibirskoy Arktiki]. Tyumen: MNP Geodata, 2020. (Russ.).
3. VARLAMOV, A.I., A.P. AFANASENKOV, M.I. LODZHEVSKAYA, et al. Resource potential of hydrocarbons as a foundation of the fuel & energy industry in Russia [Resursnyy potentsial uglevodorodov – osnova razvitiya toplivno-energeticheskogo kompleksa Rossii]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2016, no. 3, pp. 3–13. ISSN 0016-7894. (Russ.).
4. VYSOTSKIY, V.I., V.A. SKOROBOGATOV. Giant hydrocarbon fields of Russia and the world. Prospects for new discoveries [Gigantskiye mestorozhdeniya uglevodorodov Rossi i mira. Perspektivy novykh otkrytiy]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*, 2021, no. 1-6, pp. 20–25, ISSN 0869-3188. (Russ.).
5. VYSOTSKIY, V.I. *Global petroleum industry in 2010–2016* [Neftegazovaya promyshlennost mira v 2010–2016 gg.]: analytical review. Moscow: VNIIZarubezhgeologiya, 2017. (Russ.).
6. GUDYMOVA, T.V., V.A. SKOROBOGATOV. Gas potential of sedimentary basins in Russia [Gazovyy potentsial osadochnykh basseynov Rossii]. In: *Gas resources of Russia in XXI century* [Gazovyye resursy Rossii v XXI veke]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2003, pp. 73–82. (Russ.).
7. GUDYMOVA, T.V., V.A. SKOROBOGATOV. Principles and methods used to estimate prospects for gas and oil presence in geological objects having different exploration maturity [Printsipy i metody otsenki perspektiv gazoneftnosnosti geologicheskikh obyektov, yakhodyashchikhsy na raznykh etapakh izucheniya]. In: *Prediction of gas and oil presence in Russia and contiguous countries* [Prognoz gazonosnosti Rossii i sopredelnykh stran]: collected bk. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2000, pp. 43–57. (Russ.).
8. GULEV, V.L., N.A. GAFAROV, V.I. VYSOTSKIY, et al. *Alternative gas and oil resources* [Netraditsionnyye resursy gaza i nefti]. Moscow: Nedra, 2014. (Russ.).

9. LEONOV, S.A., V.A. SKOROBOGATOV, D.Ya. KHABIBULLIN. Gas in tight low-permeable reservoirs as a major reserve for development of subsoil gas potential at sedimentary basins of Russia in 2031–2070 [Gaz v plotnykh nizkopronitsayemykh kollektorakh – osnovnoy rezerv osvoyeniya gazovogo potentsiala nedr osadochnykh basseynov Rossii v 2031–2070 gg.]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 3(48): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 203–212. ISSN 2306-8949. (Russ.).
10. GARIPOV, V.Z., Ye.A. KOZLOVSKIY (eds.). *Mineral resources of Russian fuel & energy industry. Contemporary state and prediction* [Mineralno-syryevaya baza toplivno-energeticheskogo kompleksa Rossii. Sostoyaniye i prognoz]. St. Petersburg: Institute of Geological Economic Problems Ltd, 2004. (Russ.).
11. PRISHCHEPA, O.M. (ed.), O.Yu. AVERYANOVA, A.A. ILYNSKIY, et al. Oil and gas of poorly permeable slate rock masses as a reserve of raw hydrocarbon resources in Russia [Neft i gaz nizkopronitsayemykh slantsevnykh tolshch – rezerv syryevoy bazy uglevodorodov Rossii]. *Proceedings of the VNIGRI*. St. Petersburg: All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), 2014. (Russ.).
12. PYATNITSKAYA, G.R., V.A. SKOROBOGATOV. Studying and developing hydrocarbon potential of Lower-Middle-Jurassic deposits in northern areas of Western Siberia: resume and perspectives [Izucheniya i osvoyeniye uglevodorodnogo potentsiala nizhne-sredneyurskoy tolshchi severnykh oblastey Zapadnoy Sibiri: itogi i perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 3(35): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 86–104. ISSN 2306-9849. (Russ.).
13. RYBYAKOV, A.N., V.A. SKOROBOGATOV, D.Ya. KHABIBULLIN. Onshore and offshore Arctic as the future of Russian gas. Resources and reserves, search and discoveries, prospecting and production of hydrocarbons [Gazovoye budushcheye Rossii – Arktika: susha i shelf. Resursy, zapasy, poiski i otkrytiya, razvedka i dobycha uglerodov]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 3(48): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 41–60. ISSN 2306-8949. (Russ.).
14. SKOROBOGATOV, V.A. Is there any shale gas in sedimentary basins of Russia? [A yest li slantsevyy gaz v nedrakh osadochnykh basseynov Rossii?] *Delovoy Zhurnal NEFTEGAZ.RU*, 2020, no. 5, pp. 66–74. ISSN 2410-3837. (Russ.).
15. SKOROBOGATOV, V.A. Future of Russian gas and oil [Budushcheye rossiyskogo gaza i nefti]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 31–43. ISSN 0016-7894. (Russ.).
16. SKOROBOGATOV, V.A., S.M. KARNAUKHOV. Subsoil gas potential of the sedimentary basins at Northern and Eastern Eurasia: strategy of development [Gazovyy potentsial nedr osadochnykh basseynov Severnoy i Vostochnoy Evrazii: strategiya osvoyeniya]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2007, no. 3, pp. 16–21. ISSN 0016-5581. (Russ.).
17. SKOROBOGATOV, V.A., Yu.B. SILANTYEV. *Gigantic gas-bearing fields of the World: patterns of allocation, conditions for generation, reserves, prospects for new discoveries* [Gigantskiye gazosoderzhashchiye mestorozhdeniya mira: zakonomernosti razmeshcheniya, usloviya formirovaniya, zapasy, perspektivy novykh otkrytiy]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. (Russ.).
18. KOROBOGATOV, V.A. Research and development of the hydrocarbons potential of the soils of the Western Siberian sedimentary megabasin: results and perspectives [Izucheniye i osvoyeniye uglevodorodnogo potentsiala nedr Zapadno-Sibirskogo osadochnogo megabasseyina: itogi i perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014, no. 3 (19): Resource support problems of Russian oil-producing regions, pp. 8–26. ISSN 2306-8949. (Russ.).
19. SKOROBOGATOV, V.A. The biggest, gigantic and unique sedimentary basins of the World and their impact to development of the gas industry in the XXI century [Krupneyshiye, gigantskiye i unikalnyye osadochnyye basseyny mira i ikh rol v razvitiy gazovoy promyshlennosti v XXI veke]. *Delovoy zhurnal Neftegaz.ru*. 2018, no. 10, pp. 126–141. ISSN 2410-3837. (Russ.).
20. SKOROBOGATOV, V.A., V.I. STAROSELSKIY, V.S. YAKUSHEV. Global reserves and resources of natural gas [Mirovyye zapasy i resursy prirodnogo gaza]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2000, no. 7, pp. 17–20. ISSN 0016-5581. (Russ.).
21. SKOROBOGATOV, V.A., G.R. PYATNITSKAYA, D.A. SOIN, et al. Practice of estimation of potential resources of the free gas in sedimentary basins of Russia and their validation during prospecting works [Opyt otsenok potentsialnykh resursov svobodnogo gaza osadochnykh basseynov Rossii i ikh podtverzhdayemost pri poiskovo-razvedochnykh rabotakh]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 59–65. ISSN 0016-7894. (Russ.).
22. SKOROBOGATOV, V.A., S.N. SIVKOV, V.S. YAKUSHEV. On ratio of traditional and alternative gas resources within sedimentary basins of Russia (dry lands and Arctic shelf) regarding substantiation of promising leads for search and prospecting till 2020 and 2030 [O sootnoshenii traditsionnykh i netraditsionnykh resursov gaza v osadochnykh basseynakh Rossii (susha i arkticheskiy shelf) v svyazi s obosnovaniyem perspektivnykh napravleniy poiskov i razvedki do 2020 i 2030 gg.]. *XV Coordinating geological meeting*. Moscow: Gazprom expo, 2010, pp. 236–255. (Russ.).

23. SKOROBOGATOV, V.A., D.A. SOIN. *Potential hydrocarbon resources: methods, practice of quantitative and structural assessment, validity and confirmability in course of prospecting* [Potentsialnyye resursy uglevodorodov: metody i praktika otsenok velichiny i struktury, dostovernost i podtverzhdayemost pri poiskovo-razvedochnykh rabotakh]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2018. (Russ.).
24. SKOROBOGATOV, V.A. Potential hydrocarbon resources of Northern Eurasia (onshore and offshore) and outlooks for their development in 1st half of 21st century [Potentsialnyye resursy uglevodorodov Severnoy Evrazii (susha i shelf) i perspektivy ikh osvoyeniya v pervoy polovine XXI veka]. In: Trudy IPNG RAN Series: Conference. Moscow: Oil and gas research institute of Russian Academy of Sciences (IPNG), 2017, is. 2 (1): Fundamental basis of technological novelties in petroleum industry [Fundamentalnyy bazis innovatsionnykh tekhnologiy neftyanoy i gazovoy promyshlennosti], pp. 142–143. (Russ.).
25. SKOROBOGATOV, V.A., V.A. KUZMINOV, L.S. SALINA. Gas resources in the low-permeable reservoirs of the sedimentary basins of Russia, and outlooks for their industrial development [Resursy gaza v nizkopronitsayemykh kollektorakh osadochnykh basseynov Rossii i perspektivy ikh promyshlennogo osvoyeniya]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2012. Spec. is.: Alternative resources of oil and gas [Netraditsionnyye resursy nefti i gaza], pp. 43–47. ISSN 0016-5581. (Russ.).
26. SKOROBOGATOV, V.A., D.Ya. KHABIBULLIN. Contribution of Cenomanian gas from Western Siberia to rise and evolution of Russian gas industry in XX and XXI centuries [Rol senomanskogo gaza Zapadnoy Sibiri v stanovlenii i razvitiy gazovoy otrasli promyshlennosti Rossii v XX–XXI vekakh]. *Nauchnyy Zhurnal Rossiyskogo Gazovogo Obshchestva*, 2021, no. 2(30), pp. 6–16, ISSN 2412-6497. (Russ.).
27. SKOROBOGATOV, V.A. Global power industry in 2040. Vision from 2020 [Energeticheskiy mir v 2040 godu. Vzgl'yad iz dve tysyachi dvadtsatogo]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 3(48): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 218–231. ISSN 2306-8949. (Russ.).
28. STAROSELSKIY, V.I., G.F. PANTELEYEV, et al. Structure of natural gas reserves and resources in Russia [Struktura zapasov i resursov prirodnogo gaza Rossii]. In: *Outlooks for development of mineral resources for gas industry of Russia* [Perspektivy razvitiya mineralno-syryevoy bazy gazovoy promyshlennosti Rossii]: collected scientific papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2008, pp. 33–44. (Russ.).
29. TOLSTIKOV, A.V., D.A. ASTAFYEV, Ya.I. SHTEYN, et al. Reserves and resources of hydrocarbons, outlooks for exploration and commercial development of the seabed subsoil in Russia in 21st century [Zapasy i resursy uglevodorodov, perspektivy izucheniya i promyshlennogo osvoyeniya neдр morey Rossii v XXI v.]. *Geologiya Nefi i Gaza*, 2018, no. 4, pp. 73–85. ISSN 0016-7894. (Russ.).
30. CHEREPANOV, V.V., D.V. LYUGAY. Mineral resource base of gas production by Russia and the Gazprom PJSC: modern status and outlooks for development in the XXI century [Mineralno-syryevaya basa gazodobychi Rossi i PAO “Gazprom”: sovremennoye sostoyaniye i perspektivy razvitiya v XXI veke]. *Geologiya Nefi i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 17–30. ISSN 0016-7894. (Russ.).

УДК 553.04:553.98

Фундаментальные законы, основные закономерности и эмпирические правила развития минерально-сырьевой базы газо- и нефтедобычи крупных регионов и компаний России и мира

Д.Я. Хабибуллин

ПАО «Газпром», Российская Федерация, 190900, г. Санкт-Петербург, BOX 1255
E-mail: d.khabibullin@adm.gazprom.ru

Тезисы. В статье на основании накопленного газовыми геологами опыта (в том числе автором) уточнены онтогенетические и ресурсно-поисковые (в рамках проведения поисково-разведочных работ на газ и нефть и освоения углеводородного потенциала перспективных объектов) законы, закономерности и эмпирические правила развития минерально-сырьевой базы газо- и нефтедобычи. Отдельные из них уточнены, некоторые сформулированы впервые.

Сделан вывод об универсальности большинства из них, применимости для опоискования нефтегазоносных и перспективных регионов и комплексов пород России и мира.

Ключевые слова: закон, закономерность, правило, газ, нефть, углеводороды, месторождение, поиск, разведка.

Настоящая статья является логическим продолжением публикаций по результатам исследований газовых геологов и геохимиков России в рамках теории формирования углеводородных скоплений (УВС) и развития минерально-сырьевой базы (МСБ) газа и нефти [1–12] с продолжением и конкретизацией высказанных в них мыслей, идей и концепций.

Любая теория, претендующая на систематизацию знаний в той или иной области человеческой деятельности, должна иметь следующий аппарат:

- понятийную базу, т.е. определения, понимаемые однозначно и принимаемые большинством исследователей в ее рамках;
- терминологию, которая, как правило, постоянно расширяется, совершенствуется, обновляется. Некоторые термины устаревают и исчезают из употребления. Другие появляются;
- законы, закономерности и правила, предложенные именно в ее рамках, которые вырабатываются чаще всего эмпирически [7, 8, 10];
- принципы развития.

Если есть теория, то должны быть и законы, ею управляющие. Известно, что научный закон – это нечто непреложное: то, что разработано, доказано и выполняется неукоснительно, всегда, независимо от меняющихся обстоятельств, с малым числом исключений (а исключения нередко бывают). Закономерность – это выявленная, достаточно устойчивая тенденция, которая при множестве закономерных повторений и массовых проявлениях может превратиться в закон. Правило – не вполне «вызревшая» закономерность. Наблюдаются исключения из правил. Выражение «как правило...» используют, говоря о том, что может и не подтвердиться, но с большой вероятностью подтверждается...

В предыдущих работах В.А. Скоробогатова и автора первоначально были сформулированы 10 фундаментальных законов развития нефтегазовой геологии и сырьевой базы газа и нефти, в том числе семь из них касались в основном онтогенеза углеводородов (УВ) в земных недрах и только три – собственно МСБ добычи УВ. В настоящей работе они дополнены новыми, «наработанными» в 2021–2022 гг., соображениями по вопросам формирования месторождений углеводородов (МУВ) и залежей (онтогенеза) и развития МСБ.

Как правило, законы должны носить универсальный характер.

Онтогенетические законы газо- и нефтенакопления в недрах осадочных бассейнов Земли, действие которых обеспечивает формирование МСБ газо- и нефтедобычи разномасштабных геологических объектов

Во многом онтогенетические законы разработаны газовыми геологами на примере Западно-Сибирского и др. нефтегазоносных бассейнов и мегабассейнов (ЗСМБ) и провинций и уточнены авторами [1, 4, 5, 7, 10].

1. *Закон непрерывности генерации органических подвижных соединений* (ОПС) – различных по составу газов, в том числе углеводородных, высокомолекулярных веществ, в том числе битумоидов – «рассеянной микронфти». Во всех бассейнах седиментации, в разрезе осадочного чехла которых присутствуют сероцветные, обычно терригенные и угленосные, толщи, содержащие рассеянное (РОВ) и концентрированное (КОВ) органическое вещество (в том числе угли) любого типа – гумусового (Г), сапропелевого (С) и смешанного (ГС/СГ) – в концентрациях более 0,5...0,6 % (необходимый минимум), происходит генерация ОПС – природного газа и жидких битумоидов, отрывающихся от органического субстрата и мигрирующих в объеме материнских толщ. Газогенерация (ГГ) происходит непрерывно, битумогенерация (БГ) ограничена рамками «нефтяного окна» (по шкале катагенеза – показателю отражения витринита – R^o от 0,45 до 1,20...1,35 %) [4, 14, 21]. Чем больше масса органического вещества (ОВ), тем больше образованные объемы и массы ОПС. В красноцветных и соленосных толщах генерация отсутствует, в светлых карбонатах минимальна. Седиментологический закон накопления ОВ в осадочных бассейнах и породах различного типа и возраста в гумидных климатических условиях: во влажном климате в терригенных толщах по мере их погружения происходят фоссилизация остатков органики и ее накопление в различных концентрациях, при этом чем медленнее темпы осадконакопления и меньше привнос терригенной составляющей, тем выше концентрация захороненного ОВ. Предельные случаи – торф (предшественник угля) и озерные глины на равнинах, вдали от горных сооружений, первоначальное содержание фоссилизированной органики может достигать и даже превышать 20 % масс. То же относится и к баженовской свите верхней юры морского

генезиса Западной Сибири (содержание РОВ – от 5 до 25 %). Сероцветные породы просто обязаны содержать генерационно способное ОВ в тех или иных количествах (от 0,5...0,7 % до 90 % в малозольных углях).

2. *Закон миграции* (М). Если в осадочных толщах есть природные резервуары, а в их составе – коллекторские толщи на малых, средних и повышенных глубинах, миграция ОПС непременно состоится: первичная – эмиграция (ЭМ) в объеме материнских генерирующих толщ (глин и глинистых алевролитов) и через первично-собирающую аккумуляцию на границе глины и коллектора («стартовую массу / объем»); вторичная М – по коллекторским горизонтам. Без первичной ЭМ невозможна вторичная М, так как в объеме коллекторских толщ содержание РОВ, как правило, низкое (доли процента). В углистых сланцах и углях с содержанием ОВ ($C_{орг}$) соответственно более 30 и 50 % вплоть до 80...85 %, редко более, Г непосредственно трансформируется в М в связи с их высокой газогенерационной способностью и природной трещиноватостью. То же происходит и в карбонатах (известняках, доломитах), когда они обогащены РОВ от 0,5 до 2...3 % (весьма редкое явление в природе). Суть М в широком смысле – отрыв подвижных веществ (жидких и газообразных) от твердого субстрата, из которого они и возникли под воздействием повышающихся геотемператур и интегрального импульса тепла, а именно, катагенеза органо-флюидо-минеральных комплексов пород (результата совместного влияния температур и геологического времени). Если в каком-либо комплексе пород в пределах осадочного бассейна (ОБ), области, района ловушки отсутствуют (редко, но случается, чаще всего на моноклиналях, обычно во впадинах), миграция завершается полным рассеиванием УВ (разрушение без аккумуляции). Такое происходит в окраинных моноклиальных областях бассейнов, и поэтому-то площадь провинции всегда меньше площади ОБ (внутри границы площади провинции есть МУВ, пусть даже «бывшие» – разрушенные, вне они отсутствуют).

3. *Закон аккумуляции*, без которой нет формирования УВС в ловушках с их консервацией. Если есть ловушки любого генезиса, формы, размеров, в объеме которых пролицируемые природные резервуары перекрыты (экранируются) непроницаемыми покрывками

(обычно глинистыми, соленосными), непременно происходит разновременная и разномасштабная аккумуляция газа и нефти в их объеме, которая, в свою очередь, невозможна без условий, способствующих консервации скоплений подвижных веществ, – наличия флюидонепроницаемых экранов минимальной мощности (не менее 5 м) и нарушенности. Аккумуляция и консервация сопряжены в рамках пространства и времени. По сути, это единый процесс УВ-накопления.

4. *Закон эволюции* и эволюционной сохранныости скоплений в виде залежей и месторождений (совокупности залежей внутри автономных генерационно-аккумуляционных комплексов пород).

Как только подвижные УВ оказываются в ловушке и постепенно увеличиваются по массе (нефть) и объему (свободный газ – СГ), начинается эволюция внутри ловушек – самый длительный и сложный процесс в рамках онтогенеза (многие миллионы и десятки миллионов лет), сопровождающийся приходом и уходом подвижных соединений. Выполняется так называемое динамическое равновесие, благодаря которому и сохраняются УВС внутри ловушек.

5. *Закон (неизбежного) разрушения УВС*, частичного либо полного. Ничто не вечно под луною... и в недрах земных тоже... Проблемы разрушения месторождений и залежей детально рассматриваются в работах И.В. Высоцкого, В.Д. Наливина, В.А. Скоробогатова и др. [7, 9].

Консервационные условия существования УВС в ловушках часто нарушаются в силу ряда причин (движения по разломам, общего подъема и размыва крупных участков земной коры, воздействия высоких геотемператур, или стадий катагенеза, на само вещество УВ и коллекторы, их вмещающие), когда скопления разрушаются (полностью или частично). Это происходит чаще в революционные эпохи тектогенеза (тектонодинамического развития ОБ или их частей): физическое (P_{ϕ}) или, наоборот, термохимическое ($P_{\text{тх}}$) разрушение при плавном последовательном погружении вмещающих комплексов пород на большие или сверхбольшие глубины. Только те УВС, которые были мало подвержены разрушению (частичному, полному), доживают до наших дней и обнаруживаются в ходе поисково-разведочных работ (на этапе поисков и открытий).

6. *Закон ремиграции* (ремиграционного рассеивания УВС, по И.В. и В.И. Высоцким). Часто повторяющиеся подвижки по долгоживущим разломам, «прошибающим» региональные, областные и зональные покрывки над первичными УВС, сопровождаются ремиграционными «вспрыскиваниями» тех или иных объемов (масс) ОПС в вышележащие коллекторские толщи, субвертикальной миграцией газа (нефти) и частичным либо полным их рассеиванием в коллекторских толщах выше продуктивных (нефтегазоносных – НГК) комплексов, иногда лишенных собственных пород или пластов – генераторов. В таком случае образуются вторичные УВС, иногда в больших количествах (2...10 и более залежей, в зависимости от наличия ловушек и пар пластов «покрывка – коллектор»). Однако суммарные запасы этих вторичных залежей, как правило, много меньше запасов материнских, или донорских, залежей, так как значительная часть УВ попросту рассеивается вплоть до земной поверхности. Имеются многочисленные примеры в Амударьинской провинции (Центральная Азия), в различных областях, в том числе окраинных – ЗСМП, в Предкавказье и др. регионах [3, 5, 9].

7. *Онтогенетический закон сохранения материи* в условиях земных недр. Одни флюиды уходят из ловушек, другие приходят: нет «флюидальной пустоты» ниже приповерхностного зеркала, особенно в терригенных толщах, в карбонатных бывают подземные пещеры (с озерами, реками, сталактитами и др.). Все поры и трещины заполнены водой или УВ.

8. *Закон единства и борьбы противоположностей в нефтегазовой геологии*: СГ и нефть в недрах – природные антиподы: что хорошо для одного, то плохо для другого, и наоборот. Это было подмечено уже в конце прошлого столетия и отражено в ряде работ, но в качестве онтогенетического закона сформулировано относительно недавно [3, 7].

Если газ оказался в ловушке, никакая сила его оттуда не вытеснит, пока он сам не утечет в процессе эволюции залежей УВ и тектонических встрясок, инициирующих процессы дегазации.

Правила онтогенеза:

1) нет органики в породах – вообще ничего нет;

2) нет покрывки – нет газа в коллекторе. Нет коллектора – нет нефти (промышленной)

в ловушке. Точнее, она, возможно, и есть, но экономически целесообразно ее не добудешь (из плотных непроницаемых коллекторов);

3) эмпирико-статистическое *правило нефтегазонакопления*: самые крупные по запасам УВ – и нефтесодержащие, и газосодержащие месторождения (лидеры) – располагаются в центре нефтегазоносных провинций или областей (НГП или НГО соответственно). Объяснение этому простое: именно в центральных районах сочетаются все (или почти все) благоприятные для крупного УВ-накопления геологические и генетические условия, которые к окраинам существенно ухудшаются. Существование гиганта на окраине бассейна осадконакопления – это скорее нонсенс (парадокс), чем правило. Примеров по миру и России множество (ЗСМП – Уренгой и Самотлор, Волго-Уральская НГП – Ромашкинское нефтяное месторождение и др.).

Законы развития МСБ

1. *Закон «неизбежной» необходимости создания и развития МСБ добычи УВ.* Если в странах и регионах, в пределах которых развиты ОБ (на суше или в море), и известны открытые и/или прогнозируемые (реально) МУВ, которые можно открыть, разведать и освоить в ходе поисково-разведочных работ в будущем, сырьевая база УВ должна быть создана. Иначе нефть и газ придется импортировать, что хуже (и дороже), чем осваивать собственные недра с производством УВ в коммерческих объемах. Есть ряд стран, в которых геологические условия в недрах не позволили сформироваться УВС: Швеция, Швейцария и Финляндия в Европе, Непал и Шри-Ланка в Азии, Уругвай в Южной Америке и др. Тут уж ничего не поделаешь... Однако большинство стран в мире все же обладают природными возможностями для образования УВС в их недрах. В таком случае создание и развитие МСБ газа и нефти вполне очевидно, они неизбежны!

2. *Закон ограниченности ресурсов* (по массе и объему – нефти и СГ) в недрах конкретных ОБ, областей, в объеме автономных генерационно-аккумуляционных (продуктивных) комплексов пород.

Если в каких-либо нефтегазоносном бассейне (НГБ) или НГО когда-либо было открыто первое месторождение, то после тотального опоскования перспективных объектов и разведки обнаруженных МУВ и залежей когда-то

будет открыто и последнее среди них, когда *неоткрытые* ресурсы УВ будут полностью исчерпаны (перейдут в начальные разведанные запасы) через «промежуточные» категории В₂ и С₂, подтверждаемость которых находится в огромном диапазоне – от нуля (полное неподтверждение) до 100 %, редко до 110...120 % («перевыполненное» подтверждение). Крайне редко случается, когда подсчитанные предварительные запасы были первоначально недооценены. Цикл «открытия – разведки – разработки – окончания эксплуатации» месторождений и залежей завершится.

3. *Закон концентрации ресурсов*, составляющих основу МСБ. Чем проще тектонодинамическое развитие и современное геологическое строение НГБ / НГО / НГК, тем больше абсолютная величина ресурсов, крупнее месторождения-лидеры, выше степень концентрации запасов и ресурсов в немногочисленных крупнейших по запасам месторождениях, а внутри НГК – в залежах газа и нефти. Сравните: в ЗСМБ 930 разных по запасам месторождений, в Восточно-Сибирском мегабассейне (ВСМБ) 106 МУВ, в Предкавказье 250 МУВ, однако только два крупнейших по запасам МУВ, остальные средние, но преимущественные мелкие; среди НГК – альбсеноманский газоносный и юрский нефтегазоносный комплексы Западной Сибири и др. (разница в запасах суммарных УВ (СГ + нефть) более чем на порядок).

4. *Закон пространственной сегрегации ресурсов газа и нефти* (в объеме ОБ). Примеров много: Среднее Приобье (нефть) и север ЗСМП (СГ), Предкавказье (на северо-западе, в центре и на востоке – газ, на юго-западе и юго-востоке – нефть + СГ, чисто нефтяные районы отсутствуют) и др.

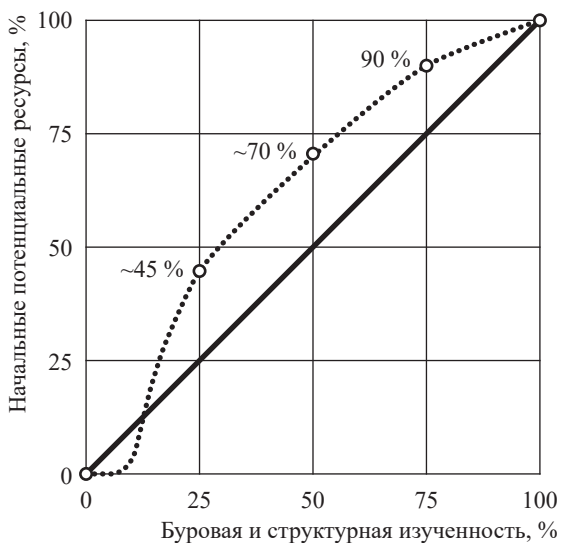
5. *Закон этапности освоения углеводородного потенциала недр* (УВП) для развития сырьевой базы газо- и нефтедобычи. Ничто не создается мгновенно и не тратится очень быстро, хотя построить храм долго – годы (а в Западной Европе – столетия...), а его разрушить – один взрыв (секунды).

Сырьевая база создается медленно, долго, трудно, обычно с большими затратами, а растратить ее можно в течение нескольких лет – в ходе форсированной, а часто и ничем не оправданной по высоким темпам добычи. Пример: Вуктыл (Тимано-Печорская НГП), когда быстрая добыча газа «на форсаже»

посадила пластовые давления и в объеме первоначальной залежи выпал конденсат (85 млн т). Его уже не вырвешь из недр... Никакими технологиями.

6. *Закон несоответствия степени освоения ресурсов уровню изученности геологических объектов*, выражающегося в опережении уровнем (и темпами) освоения (и освоенности) УВП уровня объемно-буровой изученности недр. Освоение УВП – процесс не равномерный, но импульсно-скачкообразный. Освоенность ресурсов в большинстве регионов выше степени их разбуренности (рисунок). Все просто: большинство газовых и нефтяных гигантов открывают на II этапе освоения УВП недр – этапе крупнейших открытий и приростов, когда общая разбуренность еще невысока (менее 25...30 %), а суммарные открытые запасы увеличиваются до 40...50 % от реальной величины начальных потенциальных ресурсов.

Установлена универсальная общемировая закономерность (правило) в области МСБ: если страна или регион и их недра богаты углем, то обеднены углеводородами (УВС), прежде всего, нефтью – жидкими УВ; если богаты нефтью, то обеднены газом и наоборот. Некоторые исключения составляют Саудовская Аравия (есть нефть и газ, но нет угля), Иран (газа больше, чем нефти, угля нет). Только Россия обладает всем спектром горючих ископаемых, прежде всего углем и газом, и хотя нефти меньше, чем СНГ, но ее запасы и ресурсы весьма значительны [1, 5–8, 12 и др.].



Закон несоответствия степени освоения ресурсов уровню изученности геологических объектов

Итак, с учетом ранее обнаруженных результатов [1–4, 8] предложены основные – фундаментальные – законы и закономерности формирования и развития МСБ газо- и нефтедобычи:

- закон *необходимости* создания МСБ;
- *этапности* освоения УВП и развития МСБ газа и нефти;
- *концентрации* ресурсов УВ;
- *конечности* ресурсов и ограниченности запасов;
- *несоответствия* темпов освоения УВП и буровой изученности геологических объектов.

Отсутствует только «достаточность»: как и денег, запасов и ресурсов УВ не может быть много, их бывает, как правило, мало... меньше, чем необходимо и чем ожидалось когда-то.

Установлен и ряд закономерностей развития и освоения МСБ газа и нефти. К ним относятся:

1) *закономерность первых открытий*. Практически во всех НГП и НГО первыми открываются самые необычные, нехарактерные МУВ и залежи в НГК. Примеры: Березовское в Западной Сибири (1953 г.), Усть-Вилуйское на востоке Восточной Сибири (1956 г.), Новопортовское на Ямале (1962 г.), Геофизическое на Гыдане (1974 г.), Тазовское НГМ в Пур-Тазовской НГО, Мессояхское в Енисей-Хатангской области и др. [3, 17];

2) *закономерность концентрации запасов и ресурсов УВ в кровельных горизонтах комплексов*. В песчано-глинистых толщах континентального генезиса, где пласты глинистых алевролитов имеют небольшую мощность и малую протяженность по латерали с повышенной песчаностью разреза, большая часть залежей и суммарных запасов УВ концентрируются в кровельных частях комплексов в одном-двух горизонтах, залегающих непосредственно под региональными или областными мощными протяженными покровными. Еще более эта закономерность подтверждается в карбонатных толщах, лишенных внутренних экранов, где и 100 % запасов могут концентрироваться под верхней региональной покровной. Примеры по Западной Сибири: альб-сеноманский комплекс северных районов (гор. ПК₁₋₆) – до 90 % и более запасов газа, до 70 % – нефти; аптский комплекс Ямала и Гыдана (гор. ТП₁₋₆ под нижнеальбской областной покровной) – 80...85 %

запасов УВ; юрский комплекс – гор. Ю₁ ваюганской свиты восточных районов мегапровинции, гор. Ю₂₋₃ в центрально-северных районах (70...95 % суммарных запасов всей юры) и т.д.; Астраханское газоконденсатное месторождение в Прикаспийской впадине и др.;

3) *закономерность конечности запасов и ресурсов УВ в недрах тех или иных геологических объектов.* Начальные потенциальные ресурсы, запасы (начальные и текущие) плюс добыча когда-нибудь да и заканчиваются, по крайней мере, большая часть извлекаемых запасов. В завершение процессов изучения и освоения УВП тех или иных перспективных объектов накопленная добыча в совокупности с малыми остаточными запасами УВ должны быть равны практически начальным потенциальным ресурсам газа или нефти, когда-то подсчитанным на начальном и зрелом этапах освоения недр (II этап – начало III этапа), если, конечно, результаты оценки ресурсов были адекватны природным реалиям и отражали то, что действительно «сложилось» в недрах... без чрезмерного завышения или, наоборот, занижения величины УВП (ресурсов).

Правила развития МСБ УВ:

1) *правило избирательности первых открытий.* Обычно в числе первых открытий МУВ в пределах конкретных НГО, НГР (два-три и до пяти-шести, редко более) присутствует и месторождение-лидер (по запасам СГ / нефти). Для крупных провинций все сложнее. Они «начинаются» с открытия большого числа мелких месторождений, а до уникамов

дело доходит через 10...16 лет после начала поисково-разведочных работ;

2) *чем больше – тем лучше, чем сложнее – тем хуже.* Правило относится и к запасам, и к ресурсам УВ, и к их структуре, т.е. к распределению по всем элементам структурирования: величине месторождений и залежей, фазовому состоянию, объемному размещению и распределению, строению месторождений, их добычным возможностям залежей (УВС) по газу и нефти и др.;

3) *чем медленнее идет освоение конкретных МУВ и залежей, тем больше можно извлечь из их недр газа и особенно нефти.* Яркий пример – открытие и освоение самого крупного газосодержащего месторождения Северный Америки – Панхэндл-Хьюготона (2,1 трлн м³), открытого в 1919 г. и разрабатывавшегося до конца XX в. с очень высокими конечными коэффициентами извлечения газа и нефти [10, 21].

Настоящая статья имеет теоретическую направленность, чем обусловлена краткая форма изложения идей и мыслей. Желательно применение разработанных предложений в практике создания и развития МСБ газа и нефти в малоизученных регионах и комплексах пород в пределах Северной Евразии. Впрочем, многие разработанные положения, по мнению автора, имеют универсальный характер и применимы к любому нефтегазоносному региону мира. Использовать или не использовать их в практике поисков и разведки МУВ с целью развития сырьевой базы – право геологов тех или иных компаний-операторов.

Список литературы

1. Афанасенков А.П. Развитие минерально-сырьевой базы нефтегазового комплекса России и мира в XX–XXI вв.: итоги, проблемы, перспективы / А.П. Афанасенков, В.И. Высоцкий, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 3 (48): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 21–40.
2. Высоцкий В.И. Нефтегазовая промышленность мира: инф.-аналит. обзор / В.И. Высоцкий. – М.: ВНИИзарубежгеология, 2017. – 59 с.
3. Карнаухова С.М. Развитие минерально-сырьевой базы газовой промышленности / С.М. Карнаухова, В.С. Коваленко, В.С. Парасына и др. // Газовая промышленность. – 2007. – № 3. – С. 22–25.
4. Недвецкий М.Ю. Минерально-сырьевая база газовой отрасли промышленности России, крупных регионов и компаний: современное состояние и перспективы развития в первой половине XXI века / М.Ю. Недвецкий, В.В. Рыбальченко, А.Н. Рыбьяков и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 3 (48): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 4–20.

5. Рыбальченко В.В. Поиски и разведка месторождений и залежей углеводородов предприятиями ПАО «Газпром» в России / В.В. Рыбальченко, А.Е. Рыжов, В.А. Скоробогатов и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 46–57.
6. Рыбьяков А.Н. Газовое будущее России – Арктика: суша и шельф. Ресурсы и запасы, поиски и открытия, разведка и добыча углеводородов / А.Н. Рыбьяков, В.А. Скоробогатов, Д.Я. Хабибуллин // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 3 (48): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 41–60.
7. Скоробогатов В.А. Гигантские газосодержащие месторождения мира: закономерности размещения, условия формирования, запасы, перспективы новых открытий / В.А. Скоробогатов, Ю.Б. Силантьев. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – 240 с.
8. Скоробогатов В.А. Опыт оценок потенциальных ресурсов свободного газа осадочных бассейнов России и их подтверждаемость при поисково-разведочных работах / В.А. Скоробогатов, Г.Р. Пятницкая, Д.А. Соин и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 7s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 59–65.
9. Скоробогатов В.А. Поиски месторождений и залежей углеводородов в осадочных бассейнах Северной Евразии: итоги, проблемы, перспективы / В.А. Скоробогатов, В.В. Рыбальченко, Д.Я. Хабибуллин, А.Н. Рыбьяков // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 4 (41): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 18–34.
10. Хабибуллин Д.Я. Новая парадигма ведения поисково-разведочных работ в России в 2021–2040 гг. для развития минерально-сырьевой базы газодобычи / Д.Я. Хабибуллин, В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 67–73.
11. Хабибуллин Д.Я. О целесообразности поисков месторождений углеводородов в малоизученных областях Восточной Сибири в период 2021–2040 гг. / Д.Я. Хабибуллин, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 4 (41): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 49–58.
12. Черепанов В.В. Минерально-сырьевая база газодобычи России и ПАО «Газпром»: современное состояние и перспективы развития в XXI веке / В.В. Черепанов, Д.В. Люгай // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 17–30.

Fundamental laws, main patterns and empiric rules related with development of mineral resource base of gas and petroleum production for big regions and operators in Russia and in the world

D.Ya. Khabibullin

Gazprom PJSC, BOX 1255, St. Petersburg, 190900, Russian Federation
E-mail: d.khabibullin@adm.gazprom.ru

Abstract. On the grounds of the experience earlier accumulated by the gas geologists, author specifies the ontogenetic and exploratory (within the framework of hydrocarbon searching and prospecting and development of the promising deposits) laws, patterns and empiric rules for advancing a mineral resource base of hydrocarbons recovery. Few laws are improved, some of them are original.

Author concludes that most of the named concepts are universal and could be applied for studying the oil-gas-bearing and the potentially productive regions and rock series in Russia and in the world.

Keywords: law, regularity, rule, gas, oil, hydrocarbons, field, search, prospecting.

References

1. AFANASENKOV, A.P., V.I. VYSOTSKIY, V.A. SKOROBOGATOV. Evolution of mineral resource base for petroleum industry in Russia and abroad in 20th and 21st centuries: results, challenges and outlooks [Razvitiye mineralno-syryevoy bazy neftegazovogo kompleksa Rossii i mira v XX–XXI vv.: itogi, problem, perspektivy]. Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 3(48): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 21–40. ISSN 2306-8949. (Russ.).

2. VYSOTSKIY, V.I. *Global petroleum industry in 2010–2016* [Neftegazovaya promyshlennost mira v 2010–2016 gg.]: analytical review. Moscow: VNIIZarubezhgeologiya, 2017. (Russ.).
3. KARNAUKHOV, S.M., V.S. KOVALENKO, V.S. PARASYNA, et al. Development of mineral and raw material resources of gas industry [Razvitiye mineralno-syryevoy bazy gazovoy promyshlennosti]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2007, no. 3, pp. 22–25. ISSN 0016-5581. (Russ.).
4. NEDZVETSKIY, M.Yu., V.V. RYBALCHENKO, A.N. RYBYAKOV, et al. Mineral resource base for gas industry, big regions and companies in Russia: contemporary status and promising trends up to a midpoint of 21st century [mineralno-syryevaya baza gazovoy otrasli promyshlennosti Rossii, krupnykh regionov i kompaniy: sovremennoye sostoyaniye i perspektivy razvitiya v pervoy polovine XXI veka]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 3(48): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 4–20. ISSN 2306-8949. (Russ.).
5. RYBALCHENKO, V.V., A.Ye. RYZHOV, V.A. SKOROBOGATOV, et al. Searching and prospecting of hydrocarbon fields and deposits by the enterprises of the Gazprom PJSC in Russia [Poiski i razvedka mestorozhdeniy i zalezhey uglevodorodov predpriyatiyami PAO “Gazprom” v Rossii]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 3(35): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 46–57. ISSN 2306-9849. (Russ.).
6. RYBYAKOV, A.N., V.A. SKOROBOGATOV, D.Ya. KHABIBULLIN. Onshore and offshore Arctic as the future of Russian gas. Resources and reserves, search and discoveries, prospecting and production of hydrocarbons [Gazovoye budushcheye Rossii – Arktika: susha i shelf. Resursy, zapasy, poiski i otkrytiya, razvedka i dobycha uglerodov]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 3(48): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 41–60. ISSN 2306-8949. (Russ.).
7. SKOROBOGATOV, V.A., Yu.B. SILANTYEV. *Gigantic gas-bearing fields of the World: patterns of allocation, conditions for generation, reserves, prospects for new discoveries* [Gigantskiye gazosoderzhshchiye mestorozhdeniya mira: zakonomernosti razmeshcheniya, usloviya formirovaniya, zapasy, perspektivy novykh otkrytiy]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. (Russ.).
8. SKOROBOGATOV, V.A., G.R. PYATNITSKAYA, D.A. SOIN, et al. Practice of estimation of potential resources of the free gas in sedimentary basins of Russia and their validation during prospecting works [Opyt otsenok potentsialnykh resursov svobodnogo gaza osadochnykh basseynov Rossii i ikh podtverzhdayemost pri poiskovo-razvedochnykh rabotakh]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 59–65. ISSN 0016-7894. (Russ.).
9. SKOROBOGATOV, V.A., V.V. RYBALCHENKO, D.Ya. KHABIBULLIN, et al. Searching hydrocarbon fields and deposits in sedimentary basins of Northern Eurasia: results, issues and outlooks [Poiski mestorozhdeniy i zalezhey uglevodorodov v osadochnykh basseynakh Severnoy Yevrazii: itogi, problem, perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, no. 4 (41): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 18–34. ISSN 2306-9849. (Russ.).
10. KHABIBULLIN, D.Ya., V.A. SKOROBOGATOV. New paradigm of prospecting and exploration operations in Russia in 2021–2040 aimed at development of mineral resource base of gas production [Novaya paradigm vedeniya poiskovo-razvedochnykh rabot v Rossii v 2021–2040 dlya razvitiya mineralno-syryevoy bazy gazodobychi]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 67–73. ISSN 0016-7894. (Russ.).
11. KHABIBULLIN, D.Ya., V.A. SKOROBOGATOV. On expediency to search hydrocarbon fields in poorly studied regions of Eastern Siberia in 2021–2040 [O tselesoobraznosti poiskov mestorozhdeniy uglevodorodov v maloizuchennykh oblastiakh Vostochnoy Sibiri v period 2021–2040 gg.]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, no. 4 (41): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 49–58. ISSN 2306-9849. (Russ.).
12. CHEREPANOV, V.V., D.V. LYUGAY. Mineral resource base of gas production by Russia and the Gazprom PJSC: modern status and outlooks for development in the XXI century [Mineralno-syryevaya basa gazodobychi Rossi i PAO “Gazprom”: sovremennoye sostoyaniye i perspektivy razvitiya v XXI veke]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 17–30. ISSN 0016-7894. (Russ.).

УДК:55.622

Учение об этапности освоения углеводородного потенциала разномасштабных геологических объектов (территорий) в связи с формированием и развитием минерально-сырьевой базы газо- и нефтедобычи

В.А. Скоробогатов^{1*}, Д.Я. Хабибуллин²

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1

² ПАО «Газпром», Российская Федерация, 190900, г. Санкт-Петербург, BOX 1255

* E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. На основании опыта авторов по изучению месторождений и залежей углеводородов, оценке и освоению углеводородного потенциала (УВП) недр ряда регионов (Западно- и Восточно-Сибирского, Охотоморского и др.) Северной Евразии (СЕА) предложено разбиение всего длительного и сложного процесса освоения УВП на четыре этапа с количественными критериями (графоаналитическими) их выделения и разделения. Важнейшим является этап II – открытия наиболее крупных месторождений и приростов разведанных запасов углеводородов. На результирующей кривой освоения показано «этапное» положение конкретных областей севера Западной Сибири и всех важнейших регионов СЕА.

Великое – истинное! – предназначение науки – объяснять достаточно логично, стройно и адекватно (без лишних фантазий) накопленные эмпирические факты (в любой сфере науки, на разных этапах развития конкретного научного направления) и на этой основе, например, в нефтегазовой геологии (НГГ) *предсказывать* новые открытия, а также ход и результативность поисково-разведочных работ (ПРР) в процессе изучения и освоения прогностических объектов. Нет фактов – нечего изучать, объяснять и предсказывать. Сначала их надо накопить, чистые умозаключения хороши только в философии. Достаточно сложно и многообразно этот процесс протекает в рамках НГГ, а именно по мере изучения и освоения углеводородного потенциала (УВП), поисков и открытий месторождений нефти и газа. Все происходит постепенно, медленно... Этапно [1–22].

УВП составляет все, что может быть предсказано (до глубокого бурения) и оценено количественно, открыто при поисках, разведано и освоено для промышленной эксплуатации, а именно совокупность всех запасов месторождений углеводородов (МУВ) и углеводородных скоплений (УВС), реально существующих в недрах (в объеме изучаемого объекта), которые можно в конечном итоге выявить для промышленного использования. Площадная иерархия нефтегазоносных геологических объектов (территорий) по крупности выглядит следующим образом:

- провинция (НГП, площадь от 0,3 до 3,0 млн км²);
- область (НГО, 30...300 тыс. км²);
- район (НГР, 10...30 тыс. км²);
- зона (НГЗ – 3...10 тыс. км²);
- участок недр (менее 3 тыс. км²).

Площадь проекции большинства МУВ на поверхность земли составляет от 2...5 км² (мельчайшие МУВ) до 1...3 тыс. км² (гиганты и уникальные МУВ), очень редко – до 4...5 тыс. км² (Красноленинская единая зона нефтенакопления по юре – 6 тыс. км²).

Глубинная иерархия геологических объектов:

- автономные структурно-литолого-стратиграфические комплексы пород (между региональными и областными покрывками);

Ключевые слова:

этап, углеводороды, потенциал, газ, нефть, месторождение, залежь, освоение, прогноз, шельф.

- подкомплекс пород (проницаемые толщи, разделенные областными или зональными покрывками);

- проницаемый горизонт.

Например, в *Западно-Сибирской мегапровинции* (ЗСМП) по разрезу осадочного чехла сверху вниз выделяются комплексы: альб-сеноманский; неоком-аптский; юрский; доюрский, включая зону контакта (НГЗК) юры с триас-палеозойскими породами. В *Предкавказье*: неогеновый; палеогеновый; верхнемеловой карбонатный; нижнемеловой (терригенно-карбонатный); юрский (терригенно-карбонатно-соленосный); триасовый. В *Восточно-Сибирской (ВС) МП = Енисей-Ленской (ЕЛ) МП* (Сибирская платформа + Вилюйская впадина): триас-юрский; пермский; венд-нижнекембрийский; рифейский (переходный – промежуточный).

Отдельные важнейшие подкомплексы в ЗСМП: аптский (на Ямале, Гыдане и в Южно-Карской области – ЮКО); нижне-среднеюрский (повсеместно). В ВСМП (ЕЛМП) в разрезе венда: карбонатный венд (верхний, подсолевой); терригенный.

Толщи и пачки: ачимовская толща Западной Сибири; газ-салинская пачка (по сути, толща). Горизонты: баженовская свита (волжский – низы берриаса) с нефтеносным гор. Ю₀ (развит неповсеместно); горизонт/зона контакта юры с доюрскими породами – НГЗК (повсеместно в ЗСМП).

Этапы изучения и освоения недр и их УВП

Освоение УВП – это перевод прогнозных ресурсов в открытые запасы (кат. А+В+С) посредством ПРР, проводимых с той или иной эффективностью. При этом часть открытых запасов «теряется» – не переводится в разведанные (промышленные) запасы, т.е. не подтверждается [2, 4, 10, 14, 16, 17]. Освоение запасов – это перевод их в накопленную добычу.

Этапы изучения и освоения:

- рекогносцировочный (региональные работы, включая полевые – по обнажениям – и бурение параметрических скважин);

- поисковый – открытие месторождений и залежей;

- разведочный: разведка залежей, оценка их запасов, построение структурно-литолого-флюидалных моделей МУВ и залежей;

- доразведочно-добычной – окончание изучения УВС уже в процессе разработки

с уточнением запасов, часто с их частичным списанием как не подтверждающихся при эксплуатации.

В.И. Ермаков и В.А. Скоробогатов [8, 9] ввели в науку понятие жизненного цикла залежи, месторождения (совокупности отдельных залежей), НГР, НГО и НГП от начала – «рождения» (открытие, опосредование, разведка с запасами) – через «расцвет» (добычной этап) к угасанию (исчезновению), когда нечего становится сначала искать, потом разведывать, а в дальнейшем и добывать в связи с «забрасыванием» месторождений и целых областей добычи газа и нефти. То же относится к освоению УВП разномасштабных геологических объектов и к минерально-сырьевой базе газовой и нефтедобычи (МСБ) крупных регионов и добывающих компаний.

Геологами «Газпрома» установлено еще в 1988–2000 гг., что весь процесс освоения УВП (газового + нефтяного) разномасштабных объектов разбивается на ряд этапов [6, 9]:

- *нулевой* (до глубокого бурения) – теоретико-прогностический (свобода экспертных фантазий, часто абсурдных, нередко подтверждаемых в ходе поисков УВС);

- *первый* (I) – рекогносцировочно-параметрический (бурение опорных, параметрических и первых поисковых скважин и первые открытия УВС) со следующими подэтапами: I(а) – до открытия первого промышленного по запасам и добычным возможностям МУВ (бурение производится иногда в течение весьма продолжительного периода, а открытий нет); I(б) – подэтап массовых открытий мелких и отдельных средних по предполагаемым «конечным» запасам УВ (к завершению их полномасштабной разведки). В разных регионах этот этап продолжается обычно несколько лет (редко до 10 лет);

- *второй* (II) – поисковый. Этап наиболее крупных открытий (крупнейших, гигантских и уникальных по суммарным запасам газовой и нефтесодержащих МУВ) и максимальных приростов разведанных запасов (кат. А+В₁+С₁), относимых, кстати, к году открытия МУВ, хотя их разведка может продолжаться еще не один десяток лет... Этот этап обычно кратковременный – 10...15 лет, например, на суше огромной по площади ЗСМП он продолжался всего 17 лет (с 1962-го по 1978 г.) [1–3, 7];

- *третий* – разведочный, с открытием «разнокалиберных» МУВ, т.е. различных

по величине запасов, – отдельных крупных и большого числа средних и мелких. Этап более длительный, чем второй (с разведкой всех крупных МУВ). Кстати, наибольшие ежегодные суммарные приросты по разведке происходят именно на этом этапе, продолжающемся обычно 15...20 лет. Сейчас он продолжается в северных областях суши ЗСМП и в южной половине ВСМП [2, 22];

- *четвертый* – завершающий. Самый длительный (от 15...18 до 40 лет и более). Доразведочно-поисковый с разведкой практически всех сколько-нибудь значительных месторождений и массовыми поисками и открытием уже мелких и мельчайших УВС – менее 1 млн т условного топлива (пропущенных ранее в интервалах продуктивности и в непоискованных глубоких горизонтах и приуроченных к мелким по размерам и экзотическим объектам). Яркий пример – нефтеносные области Западной Сибири (Среднеобская, Красноленинская и др.).

Целесообразно выделение и V этапа – этапа «нулевых» открытий, но вялотекущей разведки, когда компании продолжают на свой страх и риск поисковое бурение, затраты идут, а открытий МУВ нет или они крайне редки... Этап подобен I этапу изучения и освоения недр.

На рис. 1 показана кривая этапности освоения УВП крупных геологических объектов. На нулевом и I этапах освоения УВП тех или иных геологических объектов разного

возраста и масштаба данных о геологическом строении и нефтегазоносности еще мало, недостаточно для прогнозирования даже на областном уровне, но возможны суждения на уровне крупных регионов и провинций (крупномасштабных объектов), не говоря уже о локальном прогнозе и прогнозировании даже гигантских МУВ.

На II этапе наиболее крупных открытий и максимальных приростов разведанных запасов УВ возможно объяснение условий формирования и закономерностей размещения (и прогнозирования!) гигантских, сверхгигантских и уникальных по запасам МУВ. Необходим и реален прогноз нефтегазоносности на областном и районном уровнях: качественный и «первые пробы» количественной оценки УВП, в том числе газового потенциала – совокупности месторождений и залежей свободного газа (СГ) – и нефтяного потенциала. Как по столице можно судить о всей стране (во многом – не обо всем!), так и по месторождениям – лидерам в НПП и НГО – можно судить о большинстве параметров геологического строения и нефтегазоносности этих провинций и областей. Примеры:

- Самотлор (1965 г.) и Среднее Приобье (центральные районы ЗСМП);
- Уренгой (1966 г.) – Надым-Пур-Тазовский регион (НПТР) и северные области ЗСМП;
- Бованенковское газоконденсатное месторождение – Ямал, а также, в меньшей степени,

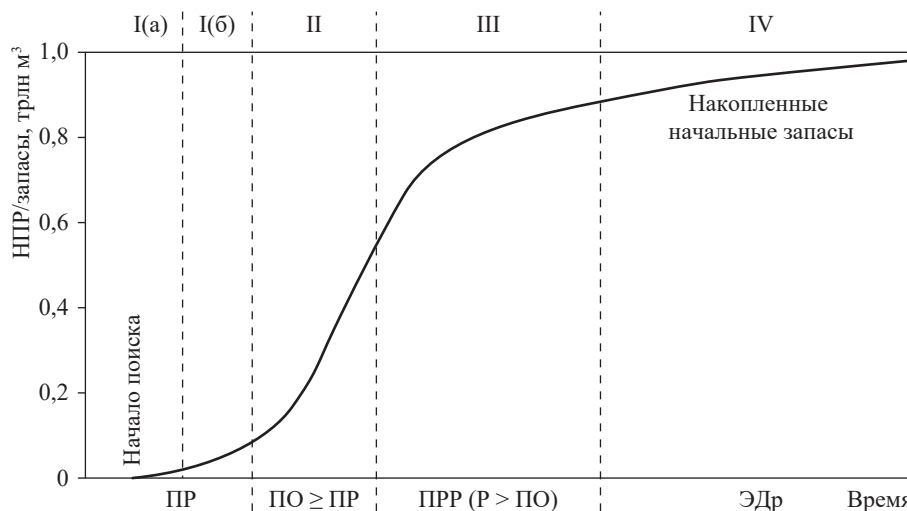


Рис. 1. Типовая кривая этапности освоения газового потенциала осадочных бассейнов, автономных областей и генерационно-аккумуляционных комплексов пород:

НПП – начальные потенциальные ресурсы; ПР – поиски и разведка; ПО – поиски и оценка;

Р – разведка; ЭДр – эксплуатационная доразведка

арктические области суши в целом и во многом приямалокарский, ближний, шельф;

- Утреннее газоконденсатонефтяное месторождение – Гыдано-Енисейский регион Арктики (своя специфика, несколько отличная от Ямала);
- Ленинградское газоконденсатное месторождение и ЮКО шельфа в целом (только меловые комплексы).

Уже в конце II этапа многие параметры поддаются прогнозированию и картированию (экстраполяционному на мало- и неизученные районы).

В течение достаточно длительного (часто) III этапа освоения УВП, когда открываются различные по величине и фазовому состоянию МУВ, кроме уникальных, сверхгигантских (более 300 млн т условного топлива каждое) ПРР бывают охвачены все НГО и большинство НГР в пределах НГП и МП и на первое место выходят районный и особенно локальный прогноз. Многие закономерности нефте- и газонакопления уже к середине III этапа бывают объяснены и понятны (в рамках всех аспектов НГГ). Ошибки локального прогноза случаются (бурение «пустых» скважин), но чаще всего по субъективным причинам. Объективные уже не позволяют их делать.

Во второй половине этапа III число открываемых МУВ достигает максимума за счет отдельных крупных и крупнейших, но в основном за счет средних (10...30 млн т условного топлива – т у.т.), мелких (1...10 млн т у.т.) и мельчайших (менее 1 млн т у.т.) месторождений. Суммарно приросты за счет «чистых» открытий (и частичной разведки вновь обнаруженных месторождений) экспоненциально снижаются, а в развитии МСБ газо- и нефтедобычи «господствует» пересчет (и уточнение) запасов в ходе разведки и доразведки давно открытых УВС. В первой половине этапа суммарные приросты запасов чаще всего превышают отборы газа и нефти из недр, во второй они, как правило, не восполняют добычи («расширенное» восполнение успешно заканчивается...).

Формирование МСБ газо- и нефтедобычи завершается в середине этапа III, когда в начальные запасы переведены 78...80 % реального УВП.

Необходимо подчеркнуть, что в зависимости от первоначальной (природной) степени концентрации запасов (и НПП)

в месторождениях и залежах разной крупности к началу этапа IV (мелких открытий и резкого снижения эффективности ПРР и приростов разведанных запасов за счет всех источников их получения) степень освоения УВП (= НПП нефти и свободного газа) достигает 82...90 % и более).

На IV этапе происходит доосвоение ресурсов недр. Он заключительный, может продолжаться многие годы, но обычно несколько десятилетий (два-три). На последнем этапе нечего уже объяснять (в рамках всего спектра проблем НГГ) и чаще всего нечего прогнозировать и искать: почти все залежи крупнее 1...3 млн т условного топлива (традиционные по критерию величины геологических запасов) уже открыты, но можно долго «гоняться» за единичными мельчайшими скоплениями с запасами 0,05...1,0 млн т условного топлива, тратя по две-три и более поисковые скважины на их открытие: наступает предел геолого-экономической целесообразности проведения дальнейших работ.

Экспертная оценка этапности освоения УВП и проведения ПРР на газ и нефть, в том числе по шельфовым областям, дана в табл. 1.

Тем не менее результаты ПРР в виде открытий и испытаний, анализы керна и геофлюидов и др. фактические материалы постепенно накапливаются, необходимо их обобщать, объяснять даже отрицательные результаты поисков и разведки (почему?) на *всех* этапах изучения недр – от нулевого до четвертого, в рамках которого часто остается целый ряд нерешенных проблем, трудно объяснимых фактов и проч.: научное обоснование необходимо, и чем больше науки участвует в этих процессах, тем лучше для всех, в том числе и для добывающих компаний-операторов.

На рис. 2 приведена экспертная оценка положения различных областей и продуктивных комплексов ЗСМП на кривой освоения их УВП. Как очень характерный пример («классика жанра»), на рис. 3 показано освоение газового потенциала альб-сеноманского комплекса Западной Сибири.

На разных этапах ставятся и решаются разные проблемы НГГ и ее поискового направления (табл. 2).

Безусловно, в любой провинции и области одновременно не бывает одинаково изученных областей или районов: какие-то находятся уже в конце IV этапа завершения ПРР (например,

Таблица 1

Примеры областей и провинций, находящихся на разных этапах и подэтапах изучения и освоения ресурсов УВ (Россия) [1, 3, 5, 10, 12, 15, 20, 22]

Нулевой этап	I этап	II этап		III этап	IV этап	
		I(a), I(б)			IV(a)	IV (б)
Северо-Тунгусская	Алданская	ЮКО, Баренцево-морская (шельф)		НПТР, Ямал	Прикаспийская, Среднеобская	Волго-Уральская
Восточно-арктические моря	Берингово-морская			Гыдан	Тимано-Печорская	
Северокарская область шельфа	Шельф Черного моря			Западно-Охотоморская, Присахалинская (шельф)	Северо-Кавказская	
				Непско-Ботубобинская	Байкитская, Верхояно-Вилуйская субпровинция	
				Ангаро-Ленская		

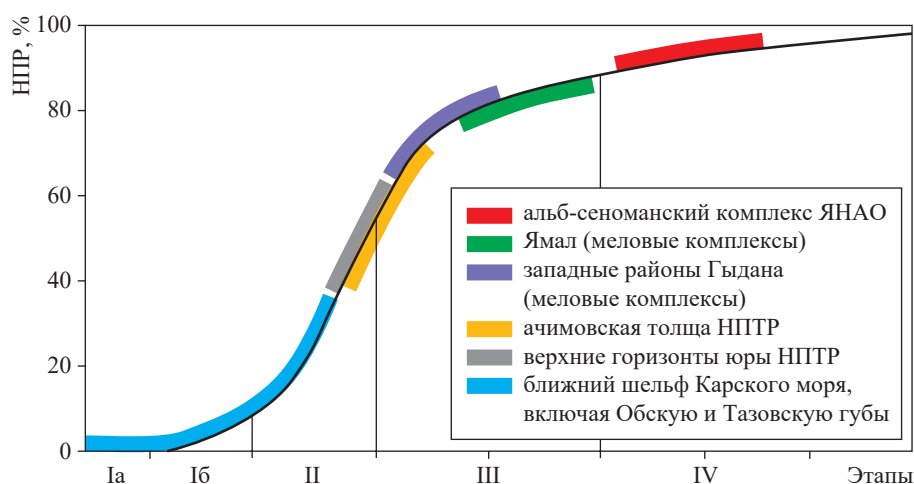


Рис. 2. Принципиальный график этапности реализации УВП и ресурсная изученность геологических объектов различного уровня (на примере северных областей Западной Сибири, 2021 г.)

сеноман на суше ЗСМП), а какие-то – в начале второго и даже первого этапов. Например в ЗСМП: Приуральская НГО сейчас в середине / конце этапа IV; ЮКО в самом начале этапа II; восточные районы Енисей-Хатангской области на подэтапе I(б). То же относится и к разновозрастным генерационно-аккумуляционно-консервационным комплексам пород (по разрезу осадочного чехла тех или иных областей). В качестве примера приведем Ямал. Альб-сеноманский комплекс находится явно в конце этапа IV, аптский подкомплекс – на стадии завершения этапа III, неокомский – в начале этапа III, юрский в целом – на стадии завершения этапа II (начала этапа III?), доюрский комплекс – в начале этапа II [3, 18, 19].

Тем не менее в первом приближении (экспертно) можно оценивать тот этап освоения

УВП, на котором реально находится данная территория – НГП, НГО. Например, Северо-Кавказская и Волго-Уральская НГП в целом находятся явно на четвертом этапе ресурсного изучения (ближе к его окончанию ПРР), регионы и области суши ЗСМП – на третьем, Енисей-Ленская МП (Восточно-Сибирская) – вероятно, в конце второго и т.д. [14–16].

По экспертной оценке авторов настоящей работы, все восточноарктические моря находятся на нулевом этапе геологического изучения и освоения УВП недр (нет пробуренных скважин, нет открытых МУВ), Берингово море и большинство областей Охотского моря – на подэтапе I(a) (есть первые пробуренные скважины, но пока нет открытий на шельфе), Северо-Япономорская НГО (Татарский пролив) – на подэтапе I(б), присахалинский шельф

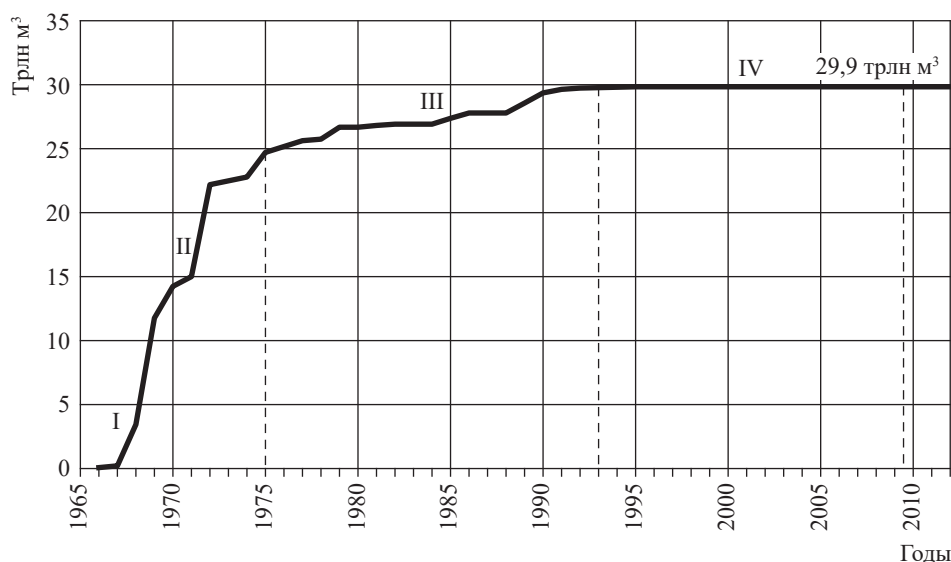


Рис. 3. Динамика увеличения начальных разведанных запасов газа альб-сеноманского комплекса Ямало-Ненецкого автономного округа (суша) по годам открытия месторождений (накопительная кривая): I, II, III, IV – этапы освоения газового потенциала комплекса. После 2010 г. новые открытия (крупные и средние по запасам) отсутствовали, прирост запасов составил всего 0,3 трлн м³ (преимущественно по пересчету)

Таблица 2

Важнейшие вопросы, подлежащие решению на разных этапах освоения УВП

Этап освоения УВП	Проблема
Нулевой, I(a)	А будет ли данный осадочный бассейн, НГП, автономный НГК промышленно нефте-и/или газоносным, или все ограничится нефтегазопроявлениями (если они вообще есть или будут)?
I(б)	После первых открытий: какие по фазовому состоянию месторождения и залежи будут преобладать в данных НГП, НГО, комплексе? Какими будут вероятные соотношения между свободным газом и нефтью в структуре общих геологических запасов и ресурсов?
II	Как провести правильно и корректно нефтегазогеологическое районирование перспективных территорий (и акваторий)? Как провести корректно* границы НГО? Сколько и где можно открыть гигантских и уникальных МУВ с единичными запасами более 300 млн т условного топлива? Каковы могут быть «конечные» запасы месторождений-лидеров (по нефти и свободному газу), определяющие довольно точно величину нефтяного и газового потенциалов недр бассейнов и провинций (с соотношением НПР: запасы лидера 9...12:1 – в среднем 10:1)? К завершению** этапа II: где и как искать оставшиеся неоткрытыми нефтяные и газовые гиганты (если таковые еще остались и предполагаются в недрах)?
III	Каковы истинные (реально существующие в природе) ресурсы УВ, как они распределяются в объеме осадочного чехла (по областям и комплексам пород)?
IV	Сколько всего МУВ в «промышленном» диапазоне 0,0001...10 млрд т условного топлива может «разместиться» в пределах НГП или НГО к полному завершению ПРР? Когда предположительно будет открыто последнее месторождение с традиционными запасами УВ? Сколько по факту – к концу проведения работ – может быть реально открыто месторождений в пределах конкретной области, района, зоны (залежей в объеме нефтегазоносного комплекса)?

* Очень важный момент. Новое решение этой проблемы рассматривается в работе [15].

** Кстати, «надлом» кривой приростов и переход к открытию большого числа различных по запасам МУВ как раз и знаменует переход к этапу III.

Охотского моря – вероятно, в начале этапа III, суша и о. Сахалин (суша) – в середине этапа IV (если не в конце) [1, 16, 20].

И наиболее востребованы научные изыскания, мысли, концепции, прогнозы, обоснования (от направлений работ до положения точек поисковых скважин и др.) в течение всего второго и в первой половине третьего этапов освоения недр, а хорошая наука не бывает напрасной: всегда что-нибудь когда-нибудь да пригодится, не при ПРР, так при освоении и эксплуатации залежей УВ. Она не прокидается..., не выветривается... Кстати, написание и защита диссертаций (кандидатских, докторских) уместны на всех этапах изучения и освоения УВП геологических объектов любой масштабности, вплоть до районов и зон газовой и нефтенакпления. Но только не по одному-двум открытым месторождениям (и такое случается...)!

По мере изучения и освоения УВП тех или иных геологических объектов происходит движение ресурсов и запасов:

- I(a): $D_2 > D_1 > D_n$;
- I(б): $D_1 + D_0 > B_2 + C_2 > A + B_1 + C_1$;
- II(a): $(D_0 + C_1 + C_2) \geq C_1 + B_1 + A$ (А – мало...);
- II(б): $B_2 + C_2 > A + B_1 + C_1$;
- III: накопленная добыча + $(A + B_1 + C_1) > B_2 + C_2$;
- IV: накопленная добыча > текущих запасов кат. $B_1 + C_1 + B_2 + C_2$;
- завершение работ: накопленная добыча = УВП. Все реальные ресурсы переходят в начальные запасы, а они в свою очередь – в добычу.

В идеальном случае все должно подтверждаться на 100 % (реально – на 85...95 %): от «ранних» и «зрелых» оценок ресурсов на нулевом, первом и до середины второго этапов. Чем меньше материалов, тем больше диапазон оценок, даваемых различными исследователями, хотя изученность прогностических объектов – очень важный, решающий фактор – едина для всех (близка по разным оценкам). Субъективизм также сильно влияет на результаты. Характерный пример: в 1988–1989 гг. НПР газа юрского комплекса всей ЗСМП оценивались по суше в интервале 12...48 трлн м³ соответственно коллективами ВНИИГАЗа и ЗапСибНИГНИ. К 2020 г. разведанные запасы юры составляют менее 1 трлн м³,

а открытые превысили 3 трлн м³ (вместе с завышенными запасами кат. C₂ Ямальской области «благодаря» оценкам А.А. Нежданова, В.А. Огибенина и др., 2018 г. Страна должна знать своих «героев»!). Выходит, первоначально ошиблись оба коллектива исследователей. Прошло 30 лет. По современным воззрениям, традиционные НПР газа юрского комплекса всей мегапровинции оцениваются в диапазоне 9...10 трлн м³ (В.А. Скоробогатов и др., 2019 г., суша и шельф). И даже это, похоже, многовато...

Конечная подтверждаемость ресурсов и запасов УВ (раздельно для свободного газа и нефти) в конце этапа IV проведения ПРР в значительной степени определяется уровнем профессионализма (знания + опыт) и профессиональной порядочностью – неангажированностью подсчетчиков, что последние два десятилетия наблюдается нечасто, особенно по отношению к ресурсам («профболезнь» многих прогнозистов – хроническое завышение величин ресурсов $D_1 + D_2$ и особенно запасов кат. $B_2 + C_2$).

Этапность освоения УВП разновозрастных, разнокалиберных (по величине ресурсов) и разноизученных крупных объектов СЕА в последние годы (2020–2022 гг.) конкретизирована (см. табл. 1) [2, 10, 12, 21, 22]. В прогностическом смысле экспертное определение этапа освоения УВП, на котором находится изучаемый перспективный объект, позволяет определить (в первом приближении) величину неоткрытых ресурсов УВ, возможности для открытия новых различных по величине МУВ и даже число неоткрытых, но только крупных месторождений газа и нефти.

Только в начале этапа IV можно реально оценить общее число отдельно газо- и нефтесодержащих месторождений вплоть до мелких (но крупнее 0,1 млн т условного топлива), а также всех МУВ в данном объекте (области, провинции, комплексе пород) исходя из величины реальных, т.е. существующих в природе, НПР газа и нефти, числа уже открытых месторождений и вероятной структуры неоткрытой части УВП. Это позволяют сделать разработанные во ВНИИГАЗе модификации геолого-математических методов оценки величины и структуры НПР свободного газа [6, 7, 9, 17]. С нефтью сложнее, как, впрочем, всегда, везде, во всем...

Список литературы

1. Астафьев Д.А. Газонефтяная геостатистика недр шельфовых бассейнов Северной Евразии в связи с освоением запасов и ресурсов углеводородов до 2050 г. / Д.А. Астафьев, Е.С. Давыдова, Г.Р. Пятницкая и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 72–80.
2. Афанасенков А.П. Развитие минерально-сырьевой базы нефтегазового комплекса России и мира в XX–XXI вв.: итоги, проблемы, перспективы / А.П. Афанасенков, В.И. Высоцкий, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 3 (48): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 21–40.
3. Брехунцов А.М. Нефтегазовая геология Западно-Сибирской Арктики / А.М. Брехунцов, Б.В. Монастырев, И.И. Нестеров и др. – Тюмень: МНП Геодата, 2020. – 464 с.
4. Варламов А.И. Состояние и пути наращивания сырьевой базы углеводородов в Российской Федерации / А.И. Варламов, А.П. Афанасенков, М.Ю. Виценовский и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 3. – С. 5–25.
5. Гаврилов В.П. Состояние и перспективы доосвоения газового потенциала недр Западной Сибири / В.П. Гаврилов, С.М. Карнаухов, В.А. Скоробогатов и др. // Газовая промышленность. – 2010. – № 1. – С. 12–16.
6. Гудымова Т.В. Принципы и методы оценки перспектив газонефтеносности геологических объектов, находящихся на разных этапах изучения / Т.В. Гудымова, В.А. Скоробогатов // Прогноз газоносности России и сопредельных стран. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2000. – С. 43–57.
7. Гудымова Т.В. Газовый потенциал осадочных бассейнов России / Т.В. Гудымова, В.А. Скоробогатов // Газовые ресурсы России в XXI веке. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2003. – С. 73–82.
8. Ермаков В.И. Газовый потенциал Евразийского мегаконтинента / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов // Газовая промышленность. – 1998. – № 8. – С. 15–18.
9. Ермаков В.И. Анализ структуры сырьевой базы газовой промышленности основных газодобывающих регионов страны: обзор / В.И. Ермаков, О.М. Григорьева, Т.В. Гудымова и др. // Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭГазпром, 1988. – № 12. – 43 с.
10. Недзвецкий М.Ю. Минерально-сырьевая база газовой отрасли промышленности России, крупных регионов и компаний: современное состояние и перспективы развития в первой половине XXI века / М.Ю. Недзвецкий, В.В. Рыбальченко, А.Н. Рыбьяков и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 3 (48): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 4–20.
11. Подюк В.Г. Стратегические задачи и геологические возможности развития сырьевой базы газодобычи в России / В.Г. Подюк, Н.А. Крылов, В.А. Скоробогатов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – С. 8–12.
12. Рыбальченко В.В. Поиски и разведка месторождений и залежей углеводородов предприятиями ПАО «Газпром» в России / В.В. Рыбальченко, А.Е. Рыжов, В.А. Скоробогатов и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 46–57.
13. Скоробогатов В.А. Генетические причины уникальной газо- и нефтеносности меловых и юрских отложений Западно-Сибирской провинции / В.А. Скоробогатов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 2003. – № 8. – С. 8–14.
14. Скоробогатов В.А. Изучение и освоение углеводородного потенциала недр Западно-Сибирского осадочного мегабассейна: итоги и перспективы / В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – 2014. – № 3 (19). – С. 8–26.
15. Скоробогатов В.А. Некоторые нерешенные проблемы нефтегазовой геологии Сибири и Дальнего Востока России / В.А. Скоробогатов, В.А. Лобусев, Д.Я. Хабибуллин // Территория нефтегаз. – 2021. – № 7-8. – С. 14–28.
16. Скоробогатов В.А. Опыт оценок потенциальных ресурсов свободного газа осадочных бассейнов России и их подтверждаемость при поисково-разведочных работах / В.А. Скоробогатов, Г.Р. Пятницкая, Д.А. Соин и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 59–65.

17. Скоробогатов В.А. Потенциальные ресурсы углеводородов: методы и практика оценок величины и структуры, достоверность и подтверждаемость при поисково-разведочных работах / В.А. Скоробогатов, Д.А. Соин. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – 166 с.
18. Скоробогатов В.А. Роль сеноманского газа Западной Сибири в становлении и развитии газовой отрасли промышленности России в XX–XXI веках / В.А. Скоробогатов, Д.Я. Хабибуллин // Научный журнал Российского газового общества. – 2021. – № 2(30). – С. 6–16.
19. Скоробогатов В.А. Юрский продуктивный комплекс Западной Сибири: прошлое, настоящее, будущее / В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 3 (31): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 36–58.
20. Толстиков А.В. Запасы и ресурсы углеводородов, перспективы изучения и промышленного освоения недр морей России в XXI в. / А.В. Толстиков, Д.А. Астафьев, Я.И. Штейн и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4. – С. 73–85.
21. Хабибуллин Д.Я. Новая парадигма ведения поисково-разведочных работ в России в 2021–2040 гг. для развития минерально-сырьевой базы газодобычи / Д.Я. Хабибуллин, В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 67–73.
22. Хабибуллин Д.Я. О целесообразности поисков месторождений углеводородов в малоизученных областях Восточной Сибири в период 2021–2040 гг. / Д.Я. Хабибуллин, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 4 (41): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 49–58.

Doctrine of stage-by-stage development of hydrocarbon potential of different-scale geological objects (territories) in context of synthesis of mineral base for gas and oil production

V.A. Skorobogatov^{1*}, D.Ya. Khabibullin²

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Gazovikov street, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

² Gazprom PJSC, BOX 1255, St. Petersburg, 190900, Russian Federation

* E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. On the grounds of own experience in either studying hydrocarbon fields and deposits or assessing and development of the subsoil hydrocarbon potential (HP) in few regions of Northern Eurasia (namely: Western and Eastern Siberia, Okhotskoye sea, etc.), authors suggest to decompose a process of HP development into four stages and set the quantitative criteria (tabular-analytical) for their distinguishing. The most important stage is the 2nd one, which embraces the discoveries of the biggest fields and the maximal increments of the proven reserves. A resulting temporal curve demonstrates the contemporary stages of development for all the most important areas in Northern Eurasia.

Keywords: stage, hydrocarbons, potency, gas, oil, field, deposit, development, forecast, continental shelf.

References

1. ASTAFYEV, D.A., Ye.S. DAVYDOVA, G.R. PYATNITSKAYA, et al. In-situ gas-and-oil statistics of the offshore basins in Northern Eurasia in relation to development of hydrocarbon reserves and resources till 2050 [Gazoneftyanaya geostatistika neдр shelfovykh basseynov Severnoy Yevrazii v svyazi s osvoyeniyem zapasov i resurov uglevodorodov do 2050 g.]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 3(35): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 72–80. ISSN 2306-9849. (Russ.).
2. AFANASENKOV, A.P., V.I. VYSOTSKIY, V.A. SKOROBOGATOV. Evolution of mineral resource base for petroleum industry in Russia and abroad in 20th and 21st centuries: results, challenges and outlooks [Razvitiye mineralno-syryevoy bazy neftegazovogo kompleksa Rossii i mira v XX–XXI vv.: itogi, problem, perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 3(48): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 21–40. ISSN 2306-8949. (Russ.).
3. BREKHUNTSOV, A.M., B.V. MONASTYREV, I.I. NESTEROV, et al. *Oil-gas geology of West-Siberian Arctic* [Neftegazovaya geologiya Zapadno-Sibirskoy Arktiki]. Tyumen: MNP Geodata, 2020. (Russ.).
4. VARLAMOV, A.I., A.P. AFANASENKOV, M.Yu. VITSENOVSKIY, et al. Status of a base of raw hydrocarbons in Russian Federation and ways to increase it [Sostoyaniye i puti narashchivaniya syryevoy bazy uglevodorodov v Rossiyskoy Federatsii]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 3, pp. 5–25. ISSN 0016-7894. (Russ.).

5. GAVRILOV, V.P., S.M. KARNAUKHOV, V.A. SKOROBOGATOV, et al. Status and prospects for further exploration of subsoil gas potential in Western Siberia [Sostoyaniye i perspektivy doosvoyeniya gazovogo potentsiala neдр Zapadnoy Sibiri]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2010, no. 1, pp. 12–16. ISSN 0016-5581. (Russ.).
6. GUDYMOVA, T.V., V.A. SKOROBOGATOV. Principles and methods used to estimate prospects for gas and oil presence in geological objects having different exploration maturity [Printsipy i metody otsenki perspektiv gazoneftenosnosti geologicheskikh obyektoy, yakhodyashchikhsys na raznykh etapakh izucheniya]. In: *Prediction of gas and oil presence in Russia and contiguous countries* [Prognoz gazonosnosti Rossii i sopredelnykh stran]: collected bk. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2000, pp. 43–57. (Russ.).
7. GUDYMOVA, T.V., V.A. SKOROBOGATOV. Gas potential of sedimentary basins in Russia [Gazovyy potentsial osadochnykh basseynov Rossii]. In: *Gas resources of Russia in XXI century* [Gazovyie resursy Rossii v XXI veke]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2003, pp. 73–82. (Russ.).
8. YERMAKOV, V.I., V.A. SKOROBOGATOV. Gas potential of Eurasian megacontinent [Gazovyy potentsial Evraziyskogo megakontinenta]. *Gazovaya Promyshlennost*. 1998, no. 8, pp. 15–18. ISSN 0016-5581. (Russ.).
9. YERMAKOV, V.I., O.M. GRIGORYEVA, T.V. GUDYMOVA, et al. Structural analysis of raw materials for gas industry in major gas producing domestic regions [Analiz struktury syryevoy bazy gazovoy promyshlennosti osnovnykh gazodobyvayushchikh regionov strany]: review. In: *Geology and prospecting of gas and gas-condensate fields* [Geologiya i razvedka gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy]. Moscow: VNIIGazprom, 1988, no. 12. (Russ.).
10. NEDZVETSKIY, M.Yu., V.V. RYBALCHENKO, A.N. RYBYAKOV, et al. Mineral resource base for gas industry, big regions and companies in Russia: contemporary status and promising trends up to a midpoint of 21st century [mineralno-syryevaya baza gazovoy otrasli promyshlennosti Rossii, krupnykh regionov i kompaniy: sovremennoye sostoyaniye i perspektivy razvitiya v pervoy polovine XXI veka]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 3(48): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 4–20. ISSN 2306-8949. (Russ.).
11. PODYUK, V.G., N.A. KRYLOV, V.A. SKOROBOGATOV. Strategic tasks and geological opportunities to develop raw materials sources for gas production in Russia [Strategicheskiye zadachi i geologicheskiye vozmozhnosti razvitiya syryevoy bazy gazodobychi Rossii]. *Geologiya, Geofi zika i Razrabotka Neftyanikh i Gazovykh Mestorozhdeniy*, 2004, pp. 8–12. ISSN 2413-5011. (Russ.).
12. RYBALCHENKO, V.V., A.Ye. RYZHOV, V.A. SKOROBOGATOV, et al. Searching and prospecting of hydrocarbon fields and deposits by the enterprises of the Gazprom PJSC in Russia [Poiski i razvedka mestorozhdeniy i zalezhey uglevodorodov predpriyatiyami PAO “Gazprom” v Rossii]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 3(35): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 46–57. ISSN 2306-9849. (Russ.).
13. SKOROBOGATOV, V.A. Genetic reasons for unique gas and oil presence in Cretaceous and Jurassic sediments of West-Siberian province [Geneticheskiye prichiny unikalnoy gazo- i neftenosnosti melovykh i yurskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy provintsii]. *Geologiya, Geofi zika i Razrabotka Neftyanikh i Gazovykh Mestorozhdeniy*, 2003, no. 8, pp. 8–14, ISSN 2413-5011. (Russ.).
14. SKOROBOGATOV, V.A. Research and development of the hydrocarbons potential of the soils of the Western Siberian sedimentary megabasin: results and perspectives [Izucheniye i osvoyeniye uglevodorodnogo potentsiala neдр Zapadno-Sibirskogo osadochnogo megabasseyna: itogi i perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014, no. 3 (19): Resource support problems of Russian oil-producing regions, pp. 8–26. ISSN 2306-8949. (Russ.).
15. SKOROBOGATOV, V.A., V.A. LOBUSEV, D.Ya. KHABIBULLIN. Some unsolved problems of oil and gas geology in Siberia and Russian Far East [Nekotoryye nereshennyye problem neftegazovoy geologii Sibiri i Dalnego Vostoka Rossii]. *Territoriya Neftegaz*, 2021, no. 7-8, pp. 14–28, ISSN 2072-2745. (Russ.).
16. SKOROBOGATOV, V.A., G.R. PYATNITSKAYA, D.A. SOIN, et al. Practice of estimation of potential resources of the free gas in sedimentary basins of Russia and their validation during prospecting works [Opyt otsenok potentsialnykh resursov svobodnogo gaza osadochnykh basseynov Rossii i ikh podtverzhdayemost pri poiskovo-razvedochnykh rabotakh]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 59–65. ISSN 0016-7894. (Russ.).
17. SKOROBOGATOV, V.A. Potential hydrocarbon resources of Northern Eurasia (onshore and offshore) and outlooks for their development in 1st half of 21st century [Potentsialnyie resursy uglevodorodov Severnoy Evrazii (susha i shelf) i perspektivy ikh osvoyeniya v pervoy polovine XXI veka]. In: *Trudy IPNG RAN Series: Conference*. Moscow: Oil and gas research institute of Russian Academy of Sciences (IPNG), 2017, is. 2 (1): Fundamental basis of technological novelties in petroleum industry [Fundamentalnyy bazis innovatsionnykh tekhnologiy neftyanoy i gazovoy promyshlennosti], pp. 142–143. (Russ.).
18. SKOROBOGATOV, V.A., D.Ya. KHABIBULLIN. Contribution of Cenomanian gas from Western Siberia to rise and evolution of Russian gas industry in XX and XXI centuries [Rol senomanskogo gaza Zapadnoy Sibiri v stanovlenii i razvitiy gazovoy otrasli promyshlennosti Rossii v XX–XXI vekakh]. *Nauchnyy Zhurnal Rossiyskogo Gazovogo Obshchestva*, 2021, no. 2(30), pp. 6–16, ISSN 2412-6497. (Russ.).

19. SKOROBOGATOV, V.A. Jurassic productive complex of Western Siberia: past, present and future [Yurskiy produktivnyy kompleks Zapadnoy Sibiri: proshloye, nastoyashcheye, budushcheye]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017, no. 3 (31): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 36–58. ISSN 2306-9849. (Russ.).
20. TOLSTIKOV, A.V., D.A. ASTAFYEV, Ya.I. SHTEYN, et al. Reserves and resources of hydrocarbons, outlooks for exploration and commercial development of the seabed subsoil in Russia in 21st century [Zapasy i resursy uglevodorodov, perspektivy izucheniya i promyshlennogo osvoyeniya neдр morey Rossii v XXI v.]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2018, no. 4, pp. 73–85. ISSN 0016-7894. (Russ.).
21. KHABIBULLIN, D.Ya., V.A. SKOROBOGATOV. New paradigm of prospecting and exploration operations in Russia in 2021–2040 aimed at development of mineral resource base of gas production [Novaya paradigm vedeniya poiskovo-razvedochnykh работ v Rossii v 2021–2040 dlya razvitiya mineralno-syryevoy bazy gazodobychi]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 67–73. ISSN 0016-7894. (Russ.).
22. KHABIBULLIN, D.Ya., V.A. SKOROBOGATOV. On expediency to search hydrocarbon fields in poorly studied regions of Eastern Siberia in 2021–2040 [O tselesoobraznosti poiskov mestorozhdeniy uglevodorodov v maloizuchennykh oblastiakh Vostochnoy Sibiri v period 2021–2040 gg.]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, no. 4 (41): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 49–58. ISSN 2306-9849. (Russ.).

УДК: 553.98.04 (571.121)

Современная нефтегазовая геостатистика Ямало-Карского и Гыдано-Енисейского регионов Западной Сибири (в связи с прогнозом новых открытий на суше и шельфе)

И.Б. Извеков

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский,
пос. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1
E-mail: I_Izvekov@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова:
Ямало-Карский
регион,
Гыдано-Енисейский
регион,
Арктика,
Западная Сибирь,
газ,
нефть,
запасы,
ресурсы,
месторождение,
залежь,
прирост,
добыча.

Тезисы. В работе рассмотрены два важнейших нефтегазоносных региона России: Ямало-Карский и Гыдано-Енисейский. Безусловно, наиболее важным газовым регионом является именно Ямало-Карский, поскольку Гыдано-Енисейский обладает существенно меньшими запасами углеводородов (УВ). В настоящее время в рассматриваемых регионах открыты 67 месторождений УВ, из них 26 газовых, 23 газоконденсатных, 11 нефтегазоконденсатных, 3 нефтяных, 2 газоконденсатнефтяных, одно нефтегазовое и одно газонефтяное. Суммарный ресурсный потенциал Ямало-Карского и Гыдано-Енисейского регионов, по данным экспертных оценок, предполагается в объеме около 50 млрд т условного топлива (свободного газа значительно больше, чем жидких УВ).

По изучаемым регионам приведена современная геостатистика, увязанная с прогнозом новых открытий. В работе представлены данные о запасах газа, конденсата, нефти открытых месторождений, показано распределение фазового состояния залежей по продуктивным горизонтам, выявлены закономерности размещения залежей УВ по площади и разрезу в объеме нефтегазоносных комплексов, спрогнозированы вероятные перспективы открытия новых углеводородных скоплений.

Россия является крупнейшей страной – лидером среди всех стран мира по доказанным запасам и начальным ресурсам природного газа. На 2021 г. запасы природного газа месторождений РФ составляли 49 трлн м³, добыча газа в 2021 г. – 729 млрд м³, из которых около 70 % добыто на лицензионных участках (ЛУ) ПАО «Газпром».

Основной регион газодобычи в России – Надым-Пур-Тазовский (НПТР) Западно-Сибирской мегапровинции (ЗСМП), в котором добыча природного газа за последнее десятилетие ежегодно превышает 500 млрд м³. Начальные запасы углеводородов (УВ) региона составляют: газа – 40,2 трлн м³, конденсата – 1,8 млрд т и нефти – 5,2 млрд т. При этом доля выработанных запасов газа достигла 46 %, большая часть крупнейших месторождений находится на стадии падающей добычи. В силу высокой геолого-геофизической изученности недр до глубин 3,5...4,0 км какого-либо значительного прироста новых запасов газа в данном регионе ожидать не стоит. В перспективе на смену НПТР придут Ямало-Карский (ЯКР) и Гыдано-Енисейский (ГЕР) регионы арктической части Западной Сибири. Безусловно, наиболее важным газовым регионом является именно ЯКР (суша и шельф), поскольку ГЕР обладает существенно меньшими запасами УВ и особенно жидких – нефти и конденсата (Н + К).

В ЯКР входят южная часть акватории Карского моря – Южно-Карская область (ЮКО), п-ов Ямал и Обская губа. ГЕР включает п-ов Гыдан (южное окончание которого соответствует границе Гыданской нефтегазоносной области (НГО)), акваторию Тазовской губы и территорию, прилегающую с запада к р. Енисей в границах Енисей-Хатангской НГО. Обзорная схема арктической части Западной Сибири с границами НГО и открытыми в ее пределах месторождениями УВ представлена на рис. 1.

Ресурсный газовый потенциал ЯКР и ГЕР, по экспертным оценкам, предполагается в объеме ~ 52,0 трлн м³ (традиционные ресурсы, В.А. Скоробогатов и др.).

В настоящее время в рассматриваемых регионах открыто 67 месторождений УВ, из них 26 газовых (ГМ), 23 газоконденсатных (ГКМ), 11 нефтегазоконденсатных



Рис. 1. Обзорная схема арктической части Западной Сибири с открытыми месторождениями

(НГКМ), три нефтяных (НМ), два газоконденсатнонефтяных (ГКНМ) и по одному нефтегазовому (НГМ) и газонефтяному (ГНМ). Начальные суммарные извлекаемые запасы (накопленная добыча + кат. $A+B_1+B_2+C_1+C_2$) по ним составляют: газа – 26,9 трлн m^3 , конденсата – 1,2 млрд т, нефти – 2,8 млрд т (см. Государственный баланс запасов полезных ископаемых РФ, 2021 г.). Исходя из величины и структуры запасов газа и жидких УВ рассматриваемых регионов и их соотношения с прогнозными вероятными ресурсами УВ данных регионов, можно судить о значительном суммарном УВ-потенциале арктических областей ЗСМП.

Результаты исследований геологического строения ЯКР и ГЕР и анализа причин преимущественной газоносности пород мела и юры в последние три десятилетия обсуждаются в ряде работ [1–12]. Перспективы дальнейших поисков и разведки скоплений нефти и газа в изучаемых регионах определяются рядом благоприятных факторов, таких как

особенности тектонического строения, условия осадконакопления, тип и степень катагенетической преобразованности органического вещества, механизмы и масштабы вертикальной и латеральной миграции, аккумуляции и сохранности УВ в залежах [1, 3, 4, 8, 10–12].

Морской частью изучаемого региона является ЮКО на северо-западе ЗСМП. На 01.01.2022 здесь открыты 6 месторождений в акватории Карского моря (НГМ «Победа», ГКМ Русановское, ГКМ им. В.А. Динкова, ГКМ Ленинградское, ГМ «75 лет Победы», ГМ Нярмейское). Два месторождения относятся к пограничным – типа суша/море (ГКМ Харасавэйское, ГКМ Крузенштернское). В табл. 1 показаны количество залежей и их фазовое состояние в продуктивных горизонтах ЮКО.

В альб-сеноманских и верхнеаптских отложениях обнаружены газовые залежи. Газ данного комплекса преимущественно «сухой» метановый (CH_4 – 96...98 %), редко встречаются низкоконденсатные залежи

Таблица 1

Распределение залежей УВ по фазовому состоянию и продуктивным горизонтам в ЮКО

Система	Отдел	Ярус	Количество продуктивных пластов							
			НГМ «Победа»	ГКМ Русановское	ГКМ им. В.А. Динкова	ГКМ Ленинградское	ГМ Нярайское	ГМ «75 лет Победы»	ГКМ Харасавэйское	ГКМ Крузенштерновское
МЕЛОВАЯ	Верхний (K ₂)	Сеноманский (K _{2s})	1		4	2	1	1	1	1
		Альбский (K _{1al})	1	3	2	5		5	1	3
	Нижний (K ₁)	Аптский (K _{1a})	1	4	4	6			3	3 5
		Барремский (K _{1br})							11	
		Готеривский (K _{1g})							6	1
		Валанжинский (K _{1v})								
		Берриасский (K _{1b})								
ЮРСКАЯ	Верхний (J ₃)	Титонский (J _{3tt})								
		Кимериджский (J _{3km})								
		Оксфордский (J _{3o})								
	Средний (J ₂)	Келловейский (J _{2k})								
		Батский (J _{2bt})	1						2	
		Байосский (J _{2b})								
		Ааленский (J _{2a})								
	Нижний (J ₁)	Тоарский (J _{1t})								
		Плинсбахский (J _{1p})	1							
		Синемюрский (J _{1s})								
Геттангский (J _{1h})										

Фазовое состояние УВ: ■ газ; ■ газовый конденсат; ■ нефть

(пласты ТП₁₋₃ Русановского ГКМ – 20 г/м³, пласты ХМ₈₋₉ ГКМ им. В.А. Динкова – 8 г/м³, пласты ТП₇₋₈ Харасавэйского ГКМ – 6 г/м³). В отложениях апта в основном отмечаются газоконденсатные залежи, по содержанию конденсата половина из них среднеконденсатные (от 25 до 100 г/м³), другие – низкоконденсатные (менее 25 г/м³). Содержание азота в газах аптальб-сеноманских отложений не превышает 1,5 %, углекислого газа – 1 %, тяжелых УВ – менее 5 %.

Следует отметить, что в разрезе шести месторождений, открытых в акватории Карского моря, глубже аптальб-сеноманского комплекса выявлены, но не опробованы лишь две нефтяные залежи в отложениях юры на месторождении «Победа», на других же площадях юрские отложения бурением не вскрыты. Два месторождения – Харасавэйское ГКМ и Крузенштерновское ГКМ – в силу своего

расположения на границе суши и моря изучены значительно лучше, чем месторождения, целиком находящиеся в акватории Карского моря. На первом из них открыты многочисленные газоконденсатные залежи в барремских и готеривских отложениях нижнего мела и две залежи в батских отложениях средней юры (Ю₂, Ю₃). На Крузенштерновском месторождении открыта газоконденсатная залежь в пласте БЯ₂ (готерив). Содержание конденсата в залежах Харасавэйского месторождения с глубиной увеличивается от низкоконденсатных залежей в пластах ТП₁₀₋₁₁ до среднеконденсатных в пластах ТП₁₂₋₁₆ и высококонденсатных в пластах ТП₂₆, БЯ₁₋₈, Ю₂₋₃ (содержание конденсата – 137...175 г/м³).

В стратиграфическом плане палеозойские и, вероятно, мезозойско-кайнозойские отложения в континентальной части севера Западной Сибири (Ямала) и в южной части

Карского моря имеют аналогичное строение. В пределах ЯКР с юго-востока на северо-запад (от Новопортовского мегавала до Южно-Карской мегавпадины) прослеживается тенденция к увеличению мощности всех осадочных толщ (в два-три раза), а также к возрастанию глинистости всего разреза и прежде всего толщи нижней глинистой покрывки верхней юры-валанжина (от 50 до 600 м). Данный факт можно выделить в качестве одной из главных литолого-фациальных особенностей региона. Выше этого регионального экрана развит ряд зональных глинистых покрывок в верхнем альбе и неокоме а также региональная нижнеальбская покрывка над аптом (40...70 м), что способствовало формированию большого числа залежей УВ.

В тектоническом плане большинство локальных структур имеют конседиментационный генезис и развивались в течение всего послепортовского времени. Все открытые месторождения ЮКО приурочены к положительным структурным элементам II порядка (валам и куполовидным поднятиям), максимальные площади поднятий которых часто картируются по аптским отложениям. С выявлением таких структур и связан главный тектонический критерий поиска месторождений УВ в изучаемом регионе: есть замкнутая ловушка (локальная положительная структура) – весьма высока вероятность наличия месторождения УВ.

Анализ сейсмических материалов показал, что крупные апт-альб-сеноманские залежи находят отражение в волновых сейсмических полях. В частности, массивные сеноманские залежи хорошо выделяются по контактам газо- и водонасыщенных песчаников горизонта ПК₁. Апт-альбские пластовые залежи отображаются на временных разрезах резким увеличением амплитуд сейсмической записи и формированием сейсмической аномалии «яркого пятна». При наличии серии залежей в близко расположенных пластах данный эффект существенно усиливается. Все эти особенности фиксируются на месторождениях как Карского моря, так и всего ЯКР.

Запасы УВ, числящиеся на месторождениях акватории Карского моря (без учета запасов Харасавэйского и Крузенштернского месторождений), составляют: 3 трлн м³ газа по кат. С₁+С₂, 17,6/14,2 млн т конденсата и 867/130 млн т нефти по кат. С₁+С₂ (геол./извлеч.). Экспертные же оценки

начальных потенциальных ресурсов газа ЮКО, по разным источникам, достигают 16 трлн м³, возможно, более (до 18...20 трлн м³), в этой связи потенциал ЮКО в части прироста новых запасов УВ остается очень высоким.

Таким образом, с учетом приведенных геолого-геофизических критериев поиска месторождений УВ и низкой площадной изученности Южно-Карского бассейна (менее 10 %) можно заключить, что область преимущественно газоносная, однако по мере приближения к архипелагу Новая Земля возможны открытия нефтяных скоплений в юре, скорее всего, в виде оторочек газоконденсатнефтяных или газонефтяных залежей. В пределах положительных тектонических структур с большой долей уверенности прогнозируется открытие новых месторождений с рядом газоконденсатных залежей в отложениях апта, неокома и юры в пределах уже известных, а также вновь открываемых месторождений.

В отличие от ЮКО п-ов Ямал характеризуется высокой степенью изученности [1, 4, 5, 8, 10]. В его пределах открыты 27 месторождений. Извлекаемые запасы, числящиеся на государственном балансе РФ на 01.01.2021 по месторождениям п-ова Ямал (накопленная добыча + кат. А+В₁+В₂+С₁+С₂), составляют: газа – 18,8 трлн м³, конденсата – 869,5 млн т, нефти – 350,1 млн т. Следует отметить, что указанная сумма запасов включает запасы морской части месторождений Харасавэйского, Крузенштернского, Южно-Тамбейского, Каменномысского, а также запасы газа и конденсата кат. С₂ Тамбейского НГКМ, числящиеся в акватории. Из открытых на территории п-ова Ямал месторождений по четырем месторождениям (Харасавэйскому, Бованенковскому, Новопортовскому и Каменномысскому) все запасы переведены в кат. А+В₁+В₂ и ведется добыча УВ сырья. Суммарные извлекаемые запасы разрабатываемых месторождений кат. А+В₁+В₂: газа – 5,5 трлн м³, конденсата – 144,3 млн т, нефти – 204,1 млн т; суммарная накопленная добыча газа – 582 млрд м³, нефти – 28,7 млн т. Таким образом, на территории полуострова в разработку вовлечены чуть более 30 % открытых запасов УВ, а добыто всего около 3 % разведанных запасов.

В ближайшей перспективе территория п-ова Ямал станет крупным газодобывающим центром РФ, и ямальский газ постепенно будет замещать объемы добычи выбывающих

из разработки месторождений НПТР. С учетом значительной сырьевой базы уже открытых месторождений (суммарные запасы ~ 20 млрд т условного топлива – у.т.) на территории полуострова также существуют перспективы открытия как новых месторождений, пусть и не гигантских, так и новых залежей в пределах уже известных месторождений.

В табл. 2 показаны геостатистика продуктивных пластов и фазовое состояние залежей в перспективных горизонтах Ямальской области (месторождения распределены с северо-запада на юго-восток). Анализ фактических данных о фазовом составе залежей и количестве нефтегазоносных пластов в комплексах меловых и юрских отложений позволяет сделать следующие выводы. Газоносными в первую очередь являются отложения альб-сеномана, газ данного комплекса в большинстве залежей бесконденсатный, редко низкоконденсатный. Содержание азота и углекислого газа не превышает 2,5 %, за исключением пласта ХМ₅ Среднеямальского месторождения с содержанием азота 15 % и углекислого газа – 4,5 %. Отложения апта, неокома и юры в основном содержат газоконденсатные скопления, особенно в северной части полуострова, где отмечается их наибольшее количество. В южном направлении снижается общее число залежей и происходит смена фазового состояния: в южной части полуострова снижается количество газоконденсатных залежей и растет число нефтяных и газоконденсатнонефтяных. По содержанию конденсата газовые залежи апта среднеконденсатные, залежи неокома и юры высококонденсатные, содержание конденсата в отложениях неокома в среднем составляет 100...150 г/м³, в юрских отложениях – не превышает 250 г/м³ (исключение – залежи ЮЯ₂₋₃ Малыгинского месторождения с содержанием конденсата 282 г/м³).

На п-ове Ямал газопродуктивен весь разрез сеномана, нижнего мела и юры в пределах положительных поднятий, внеструктурные залежи УВ отсутствуют (не выявлены. Пока?...). Перспективными в отношении жидких УВ (конденсат + нефть) являются неоконская и ниже-среднеюрская толщи. Также следует отметить, что в южной части Ямала открыты газоконденсатная и газовая залежи в палеозойских отложениях (Новопортовское и БлижнеНовопортовское месторождения).

Как отмечалось выше, северная часть полуострова характеризуется наибольшим количеством залежей УВ в верхнем газоносном надкомплексе (Малыгинское ГКМ, Тамбейское НКМ, Южно-Тамбейское ГКМ), в южном направлении количество залежей снижается. Данная закономерность связана с уменьшением мощности осадочных толщ в южном направлении (Нурминский нефтегазоносный район), а также с опесчаниванием разреза танопчинской и яронгской свит, в результате чего сокращаются количество и мощность зональных глинистых покровов и, как следствие, уменьшается число газонасыщенных резервуаров.

Размещение залежей УВ в отложениях неокома связано с литолого-фациальными условиями образования толщ. Неоконские отложения по особенностям строения существенно отличаются от выше- и нижезалегающих толщ наиболее резко выраженной фациальной и литологической неоднородностью (изменчивостью) как по разрезу, так и по площади. Комплекс имеет клиноформное, косослоистое строение, представлен песчано-глинистыми образованиями ахской свиты, отложениями нижнетанопчинской подсвиты. Коллекторами являются плохо выдержанные по площади и разрезу пласты песчаников и алевролитов нижнетанопчинской (ТП₁₇...ТП₂₀), новопортовской (пласты НП₀ и НП₁₀), ямальской (пласты БЯ₁₀...БЯ₁₆) толщ. Преобладающий тип ловушек – литологически экранированные в пределах локальных поднятий. В плане фазового состояния в северной части п-ова Ямал залежи в отложениях неокома газоконденсатные, в южной части полуострова появляются залежи типа нефтегазоконденсатных и нефтегазовых.

Отложения ниже-среднеюрского подкомплекса развиты повсеместно, но залегают обычно на больших глубинах (кровля 2,0...3,7 км), вскрыты в пределах структур единичными скважинами и в целом изучены относительно слабо. Исключение составляют месторождения, в значительной степени опоскованные, такие как разрабатываемые месторождения Харасавэйское, Бованенковское, Новопортовское а также месторождения Тамбейской группы, в пределах которых выполнен значительный объем поисково-разведочного бурения на юру. Важным критерием для поисков скоплений УВ является наличие в ниже-среднеюрском

разреze пространственно выдержанных ритмично чередующихся глинистых и песчано-алевролитовых толщ.

Таким образом, основные остаточные перспективы нефтегазоносности п-ова Ямал в первую очередь связаны с доразведкой нижнемеловых и юрских отложений в пределах уже открытых месторождений. Также на территории полуострова в нераспределенном фонде недр закартированы 20 небольших по размерам положительных тектонических структур, в пределах которых можно предполагать открытие еще ряда мелких, средних, в меньшей степени крупных по запасам месторождений (но явно меньше 100 млн т у.т. каждое).

Помимо ЮКО и п-ова Ямал в регионе отдельного рассмотрения заслуживает акватория Обской губы. Непосредственно в ее пределах открыты четыре месторождения (Северо-Обское ГКМ, Северо-Каменномыское ГКМ, Обское ГМ и Каменномыское-море ГМ). Пять месторождений суши имеют

продолжение в акватории губы – Тамбейское, Южно-Тамбейское, Салмановское (Утреннее), Геофизическое, Каменномыское, в том числе три нефтесодержащих. Суммарные извлекаемые запасы (накопленная добыча + кат. $A+B_1+B_2+C_1+C_2$) первых четырех месторождений составляют 1,1 трлн м³ газа и 18,6 млн т конденсата, запасы сухопутно-морских месторождений, относящиеся к акватории, составляют 492,8 млрд м³ газа и 24,8 млн т конденсата. Два месторождения – Северо-Каменномыское ГКМ и Каменномыское-море ГМ – переведены в разряд разрабатываемых, хотя пока газ здесь не добывается.

В табл. 3 представлены количество нефтегазоносных пластов и фазовое состояние залежей в перспективных горизонтах Обской губы (месторождения распределены с севера на юг). Также следует отметить, что в табл. 3 по месторождениям, расположенным на границе суши и моря, отражены только те залежи, запасы которых числятся в акватории.

Таблица 3

Распределение нефтегазоносных пластов и фазового состояния залежей УВ в перспективных горизонтах акватории Обской губы:
здесь и далее в табл. 4–6 см. экспликацию к табл. 2

Система	Отдел	Ярус	Количество продуктивных пластов							
			Северо-Обское ГКМ	Тамбейское НПКМ	Южно-Тамбейское ГКМ	Салмановское (Утреннее) НПКМ	Геофизическое НПКМ	Северо-Каменномыское ГКМ	Каменномыское-море ГМ	Обское ГМ
МЕЛОВАЯ	Верхний (K ₂)	Сеноманский (K _{2s})	1		1	1	1	1	1	1
		Альбский (K _{1al})			4	1	2			
	Нижний (K ₁)	Аптский (K _{1a})	6	2	2 18	9	5 5			
		Барремский (K _{1br})	1	1	13	7 1	3	1		
		Готеривский (K _{1g})								
		Валанжинский (K _{1v})				1				
		Берриасский (K _{1b})								
ЮРСКАЯ	Верхний (J ₃)	Титонский (J _{3tt})								
		Кимериджский (J _{3km})								
		Оксфордский (J _{3o})								
	Средний (J ₂)	Келловейский (J _{2k})								
		Батский (J _{2bt})			1	1	1			
		Байосский (J _{2b})			3	1				
		Ааленский (J _{2a})								

Исходя из анализа структуры запасов месторождений Обской губы, фазового состояния и количества залежей в отложениях мела и юры в стратиграфическом плане наблюдается все та же закономерность распределения залежей в объеме нефтегазоносных комплексов, что и на всей территории ЯКР.

В силу сокращения мощностей осадочных толщ в южном направлении, а также опесчивания разреза снижается количество зональных глинистых покрышек, уменьшается число газонасыщенных резервуаров. В северной части Обской губы наблюдается значительное количество газоконденсатных пластов в отложениях апта и неокома, на юге их число снижается. Отсутствие залежей в нижнемеловых отложениях в южной части Обской губы также связано, вероятно, с тектоническими особенностями данной территории. Южная часть Обской губы, так же как и акватория Тазовской губы и южная часть п-ова Гыдан, приурочены к Тазовско-Мессояхскому мегавалу, представляющего систему валов субширотного простирания, осложненных в свою очередь рядом поднятий. Площади, приуроченные к данному тектоническому элементу, характеризуются чрезвычайно сложным геологическим строением. Основной особенностью является наличие ряда дизъюнктивных нарушений (разломов), которые в большей степени являются структурообразующим фактором. Разломы прослеживаются в интервале от кровли сеномана до доюрского комплекса пород включительно. Данный тектонический фактор как отрицательным образом сказался на сохранности месторождений УВ в южной части Обской губы, так и значительно повлиял на формирование и сохранность залежей УВ в пределах всего мегавала.

В залежах сеномана и альба в акватории Обской губы присутствует исключительно «сухой» газ. На Южно-Тамбейском месторождении залежи в пластах $X_{M_{1-3}}$ газоконденсатные с начальным содержанием конденсата $3...10 \text{ г/м}^3$. Газ аптских отложений на Салмановском месторождении низкоконденсатный (содержание менее 11 г/м^3), на Южно-Тамбейском и Тамбейском месторождениях (расположенных чуть севернее) примерно на таких же глубинах газ уже среднеконденсатный ($32...80 \text{ г/м}^3$) и высококонденсатный в пластах $ТП_{12,14-15}$ ($107...131 \text{ г/м}^3$). Газ отложений неокома в центральной и южной частях

акватории содержит меньше конденсата, чем в северной части, где получен высококонденсатный газ ($105...195 \text{ г/м}^3$). В центральной и южной областях газ содержит в среднем 85 г/м^3 конденсата (наиболее глубокая залежь $B_{Г_{13}}$ – $2800...2950 \text{ м}$ – Салмановского месторождения с начальными содержанием стабильного конденсата 140 г/м^3). Вместе с тем в отложениях юры Салмановского и Геофизического месторождений ($155,3...174 \text{ г/м}^3$), в отличие от расположенного севернее Южно-Тамбейского месторождения ($104...150 \text{ г/м}^3$), газ более конденсатный при близких глубинах залегания юрских пластов на Салмановском ($3605...3941 \text{ м}$ – 174 г/м^3) и Южно-Тамбейском ($3527...3559 \text{ м}$ – $149,7 \text{ г/м}^3$, $3723...3808 \text{ м}$ – $104,7 \text{ г/м}^3$) месторождениях.

Таким образом, перспективы газоносности акватории Обской губы в первую очередь связаны с сеноманским комплексом отложений, в северной части губы высоки перспективы открытия газоконденсатных залежей в отложениях апта-альба. Малоизученными бурением остаются горизонты неокома и юры.

На сегодняшний день акватория Обской губы достаточно хорошо изучена сейсморазведкой МОГТ¹ 2D, 3D. Учитывая значительную сеть дизъюнктивных нарушений, развитых в южной части акватории, перспективы дальнейших поисков скоплений УВ связаны с выявлением в зонах разломов тектонически и литологически экранированных ловушек в отложениях неокома и юры. В центральной и северной частях акватории с большой степенью вероятности прогнозируется открытие залежей УВ в апт-альб-сеноманских отложениях в пределах Бухаринской, Западно-Быстрицкой, Северо-Сеяхинских структур, близбереговых площадей.

В целом начальные суммарные геологические ресурсы акватории Обской губы оцениваются в 3,5 млрд т у.т. при разведанных на 01.01.2021 запасах в объеме 1,6 млрд т у.т. (см. Государственный баланс запасов полезных ископаемых РФ). Остается еще значительный потенциал для прироста запасов в акватории Обской губы.

Анализ структуры запасов и перспектив нефтегазоносности ЯКР показал, что регион обладает огромным потенциалом как в плане разработки уже открытых, так и в плане

¹ Метод общей глубинной точки.

прироста новых запасов. Начальные суммарные ресурсы ЯКР оцениваются в объеме порядка 40 млрд т у.т. На начало 2021 г. запасы, числящиеся на месторождениях, открытых в его пределах, составляют 24,1 млрд т у.т., из которых газ составляет 92 % (22,2 трлн м³). В категории разрабатываемых месторождений числятся запасы в объеме 6,7 млрд т у.т., что составляет 28 % от разведанных запасов региона, из них добыты 614,6 млн т у.т. (9 %).

Наименее изученной областью с наибольшими перспективами в плане прироста запасов является ЮКО, где основной прирост запасов будет осуществляться в первую очередь за счет открытия новых крупных месторождений. Доразведка нижнемеловых и юрских отложений в пределах уже открытых месторождений также будет весьма успешной. П-ов Ямал и акватория Обской губы в значительной степени опоискованы, но в их пределах также существуют перспективы в отношении прироста запасов, в большей части за счет доразведки низележащих горизонтов в пределах уже открытых месторождений. Перспективы поиска залежей газа, «сухого» и конденсатсодержащего, связаны с апт-альб-сеноманской толщей преимущественно неморского генезиса, угленосной. В отложениях неокома перспективы связаны с открытием газоконденсатных залежей в литологически экранированных ловушках в пределах локальных поднятий. Перспективы нефтегазоносности юрского нефтегазоносного комплекса рядом исследователей оцениваются как невысокие [1, 3, 4].

Рассмотрим теперь ГЕР [4, 6, 8, 11]. Его территория до недавнего времени оставалась наименее изученной частью суши Западной Сибири. В настоящее время территория практически полностью разделена на ЛУ ведущих нефтегазодобывающих предприятий РФ (рис. 2), в пределах которых активно ведется геолого-геофизическое изучение недр.

В регионе открыты 32 месторождения, из которых четыре – в акватории Тазовской губы, 17 – на территории ЯНАО, 11 – в Красноярском крае, из них 14 ГМ, 9 ГКМ, 3 НМ, 3 НГКМ, 2 ГКНМ и 1 ГНМ. Начальные суммарные извлекаемые запасы месторождений региона составляют 4,4 трлн м³ газа, 147,8 млн т конденсата, 536,8 млн т нефти. Добыча УВ ведется на четырех месторождениях региона, из них 3 расположены в ЯНАО (Мессояхское ГМ, Восточно-Мессояхское

ГКНМ, Северо-Соленинское ГКМ, Южно-Соленинское ГКМ) и одно в Красноярском крае (Пеляткинское ГКМ). Начальные извлекаемые запасы разрабатываемых месторождений составляют 899,4 млн т у.т., т.е. порядка 18 % от разведанных запасов в регионе. Начальные потенциальные ресурсы данного региона оцениваются в 12 трлн т у.т., что говорит о значительных перспективах региона в части прироста запасов, добычи УВ и, как следствие, развития минерально-сырьевой базы газа и нефти.

Основным критерием, определяющим различия в формировании структур и характере осадконакопления в изучаемом ГЕР, является тектонодинамика и современное развитие рассматриваемой территории. Месторождения УВ, открытые в регионе, по тектонической приуроченности условно можно подразделить на три группы: 1) приуроченные к восточной части Ямало-Гыданской синеклизы, 2) к Енисей-Хатангскому мегапрогибу (ЕХМП) и 3) к Тазовско-Мессояхскому мегавалу (рис. 3). Более подробно остановимся на каждой из них отдельно.

К восточной части Ямало-Гыданской синеклизы относится п-ов Гыдан, расположенный в границах ЯНАО, за исключением его южного окончания, относящегося (согласно границам нефтегазогеологического районирования) к Мессовскому нефтегазоносному району. Также следует отметить что к данной области относится и небольшая часть Тазовской губы (Чугорьяхинское ГКМ).

В этом районе открыты восемь месторождений УВ на суше (Штормовое, Салмановское, Гыданское, Ладертойское, Геофизическое, Трехбугорное, Восточно-Бугорное, Солетско-Ханавэйское) и одно в акватории Тазовской губы (Чугорьяхинское), из них только два относятся к типу НГКМ.

В табл. 4 показаны количество нефтегазоносных пластов и фазовое состояние залежей УВ в перспективных горизонтах Гыданской области (месторождения расположены с севера на юг).

В геологическом отношении данная территория схожа с описанной выше территорией п-ова Ямал за исключением того, что на востоке Гыдана структурная поверхность кровли сеномана отличается не характерным для ЗСМП выровненным рельефом, что оказало влияние на формирование залежей газа в сеноманских отложениях. Вследствие этого на территории

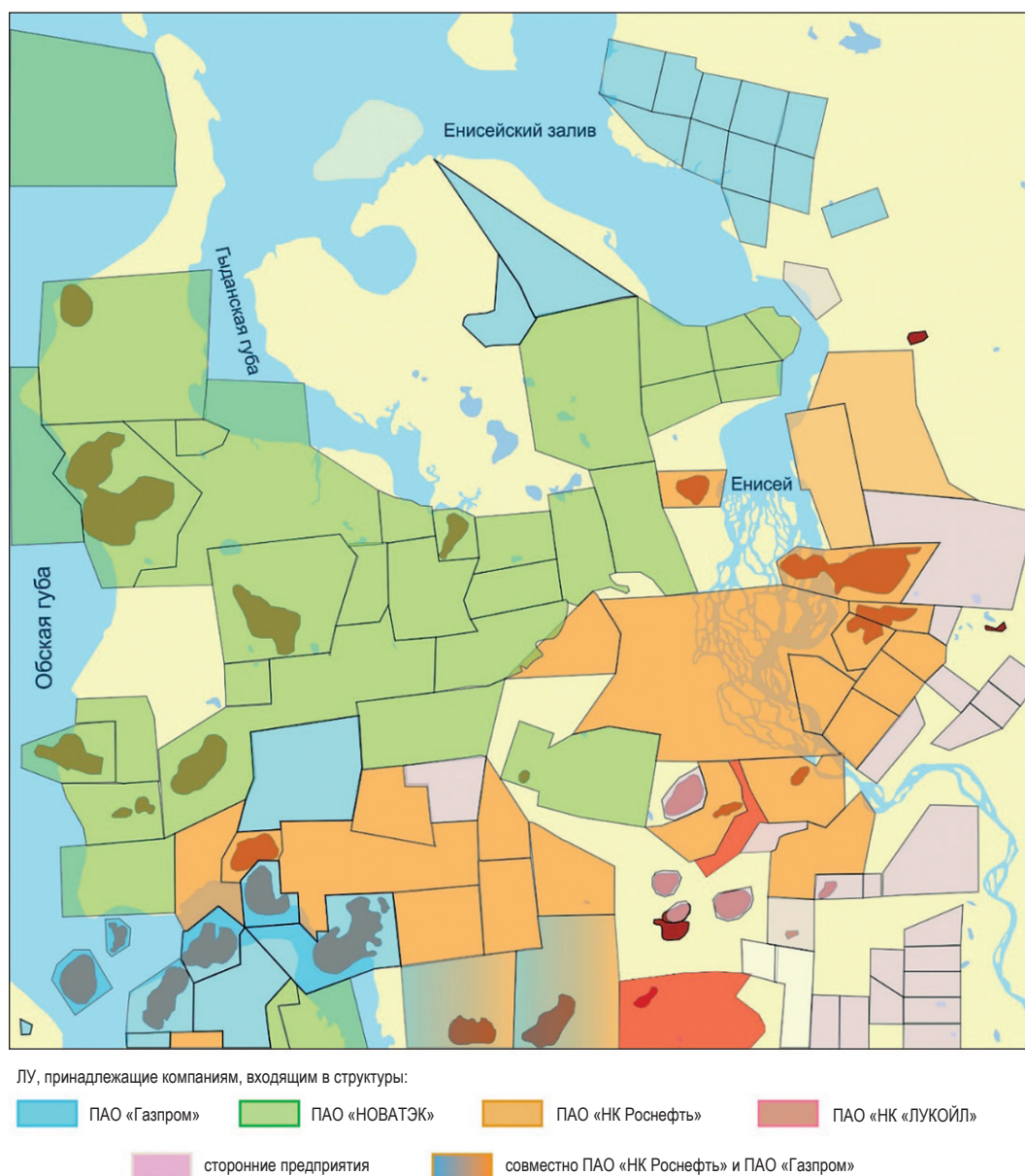


Рис. 2. Схема расположения ЛУ недр в ГЕР

полуострова залежи в отложениях сеномана встречаются только в половине открытых месторождений (на западе и юге).

Так же как на Ямале, газоносны отложения апт-альб-сеноманского надкомплекса. Породы неокома и юры в основном содержат газоконденсатные залежи, наибольшее количество которых отмечается в северо-западной части полуострова, в юго-восточном направлении количество залежей снижается. Содержание конденсата в залежах аптского возраста с глубиной изменяется от 1,8 до 85,5 г/м³ (75 % – низкоконденсатные залежи до 10,5 г/м³), неокомского возраста – от 84 до 150 г/м³, в отложениях юры газоконденсатные залежи открыты

на Салмановском и Геофизическом месторождениях, содержание конденсата в них составляет 145...174 г/м³, наибольшее содержание конденсата отмечается в ачимовских залежах Гыданского ГКМ – 301,4 г/м³.

Таким образом, в Гыданской области основные перспективы газоносности связаны с аптскими отложениями (гор. ТП₁...ТП₁₅). Перспективными в отношении открытия скоплений жидких УВ являются неокомские, ачимовские и ниже-среднеюрские отложения, которые в настоящее время характеризуются низкой буровой изученностью в пределах изучаемой области. Размещение залежей УВ в отложениях неокома связано с литолого-фациальными

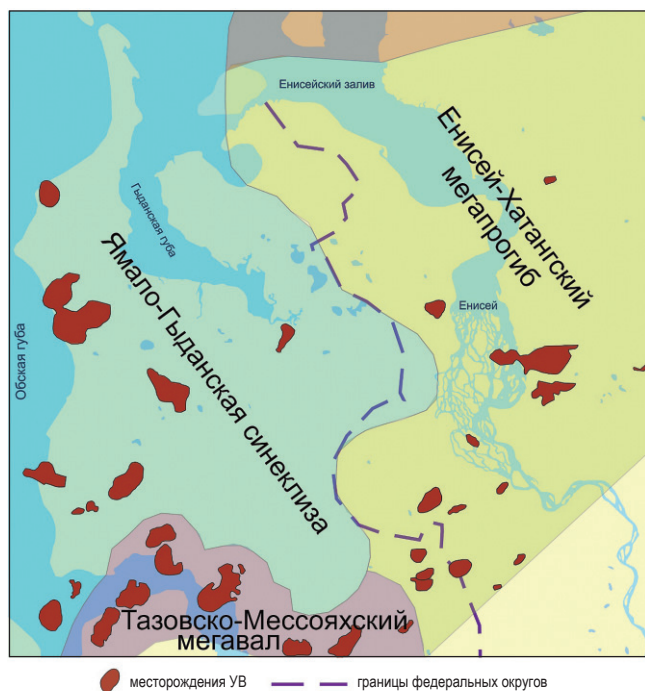


Рис. 3. Схема тектонического районирования ГЕР

условиями образования толщ. Неокомский комплекс имеет клиноформное косослоистое строение. Коллекторами служат плохо выдержанные по площади и разрезу пласты песчаников и алевролитов. Отложения нижне-среднеюрского подкомплекса залегают на глубинах более 3,2 км, в целом изучены слабо.

Рассмотрим перспективы ЕХМП (восток ГЕР). В изучаемой части региона открыты 15 месторождений УВ: Хабейское, Дерябинское, Байкаловское, Пайяхское, Озерное, Западно-Иркинское, Пеляткинское, Ушаковское, Казанцевское, Новосоленинское, Северо- и Южно-Соленинские, Мессояхское, Горчинское, Зимнее, из них 9 ГМ, 2 ГКМ, 1 ГНМ (но запасы нефти только кат. С₂), 1 НГКМ. В пределах мегапрогиба выделяются следующие нефтегазоперспективные комплексы: триас-юрский, неокомский, апт-альб-сеноманский.

В табл. 5 показаны количество нефтегазонасыщенных пластов и фазовое состояние залежей

Таблица 4

Распределение нефтегазонасыщенных пластов и фазового состояния залежей УВ на Гыдане и шельфе Тазовской губы

Система	Отдел	Ярус	Количество продуктивных пластов								
			Шгормовое ГМ	Салмановское (Утреннее) НГКМ	Гыданское ГКМ	Ладертойское ГКМ	Геофизическое НГКМ	Солетско-Ханавэйское ГКМ	Трехбугорное ГКМ	Восточно-Бугорное ГМ	Чугоряхинское ГКМ
МЕЛОВАЯ	Верхний (K ₂)	Сеноманский (K ₂ s)		1	1		2		1		1
		Альбский (K ₁ al)		6			1	1			
	Нижний (K ₁)	Аптский (K ₁ a)	1	22	3		7	6	2	1	
		Барремский (K ₁ br)		13	1		2	1	2		
				6			3	1			3
		Готеривский (K ₁ g)		2							
		Валанжинский (K ₁ v)				1					
Берриасский (K ₁ b)			2								
ЮРСКАЯ	Средний (J ₂)	Келловейский (J ₂ k)									
		Батский (J ₂ bt)		1			1				
		Байосский (J ₂ b)		1							
		Ааленский (J ₂ a)									
	Нижний (J ₁)	Тоарский (J ₁ t)									
		Плинсбахский (J ₁ p)									
		Синемюрский (J ₁ s)									
	Геттангский (J ₁ h)										

Таблица 5

Распределение нефтегазоносных пластов и фазового состояния залежей УВ в пределах ЕХМП

Система	Отдел	Ярус	Хайбейское ГМ	Дерябинское ГКМ	Байкаловское НГКМ	Пайяхское НМ	Озерное ГМ	Западно-Иркинское НМ	Пеляткинское ГКМ	Ушаковское ГМ	Казанцевское ГМ	Новосоленинское ГНМ	С-Соленинское ГКМ	Ю-Соленинское ГКМ	Мессояхское ГМ	Горчинское ГМ	Зимнее ГМ	
МЕЛОВАЯ	Верхний (K ₂)	Сеноманский (K _{2s})													1			
		Альбский (K _{1al})												3			3	
	Нижний (K ₁)	Аптский (K _{1a})					1		1					3	1		3	
		Барремский (K _{1br})			3										2		3	
		Готеривский (K _{1g})							6	4	3						3	
		Валанжинский (K _{1v})	1	4	3	3	3						2	1	3			
		Берриасский (K _{1b})			1									3	4			1

УВ в перспективных горизонтах ЕХМП (месторождения расположены с севера на юг).

Триас-юрский комплекс бурением изучен слабо: в основном в пределах бортовых частей, где разрезы терригенного триаса и юры сильно сокращены. По результатам анализа сейсмических данных в разрезе триас-юрских отложений выделяется серия параллельных сейсмогоризонту Б (верхняя юра) отражений, позволяющих выделить серию сейсмогеологических нефтегазоперспективных комплексов, приуроченных к кровлям отражающих горизонтов Б, Т₁, Т₂, Т₃.

Неокомский комплекс ЕХМП имеет аналогичное клиноформное строение, как и на большей части Западно-Сибирского мегабассейна. Причем клиноформы наклонены в северо-западном направлении, что свидетельствует о том, что источником сноса обломочного материала являлась расположенная на юго-востоке Сибирская платформа. На сейсмических разрезах отчетливо видно, что неокомские клиноформы доходят практически до южной части Таймыра.

В изучаемой области большая часть залежей УВ открыта именно в неокомском комплексе, по фазовому составу залежи газовые,

газоконденсатные, газоконденсатонефтяные и нефтяные. К бортовым частям прогиба тяготеют газовые залежи, в центральной, более погруженной, части прогиба отмечаются залежи жидких УВ (конденсат и нефть).

В кровле апт-альб-сеноманского комплекса выделяется отражающий горизонт Г, характеризующийся прерывистым распределением. На локальных площадях внутри комплекса выделяются относительно устойчивые отражающие горизонты, интенсивность и динамическая выразительность которых существенно меняются, а сами они не прослеживаются на значительные расстояния.

В данном комплексе в пределах изучаемой области залежи «сухого» газа открыты в отложениях долганской, малохетской и яковлевской свит (Озерное, Пеляткинское, Северо- и Южно-Соленинское, Мессояхское, Горчинское месторождения). Анализ фактических данных о фазовом составе залежей и их количестве позволяет сделать следующие выводы. На рассматриваемой территории наибольший интерес в отношении нефтегазоносности представляет неокомский нефтегазоносный комплекс, в отложениях которого на 01.01.2021 на государственном балансе РФ числятся запасы в объеме

610,3 млрд м³ газа, 11,5 млн т извлекаемого конденсата и 1,8 млрд т извлекаемой нефти (69 % запасов нефти приурочены к Пайяхскому НМ). В меньшей степени перспективен апт-альбсеноманский комплекс отложений с запасами газа на 01.01.2021 80,5 млрд м³. Интересно, что газоносность сеномана выявлена только на Мессояхском ГМ, где кроме одной залежи в сеномане ничего не открыто, что не характерно для данной области. Отдельного внимания заслуживает триас-юрский комплекс, которой в настоящее время изучен крайне недостаточно, но имеет значительные перспективы.

На сегодняшний день в пределах ЕХМП открыты 15 месторождений с начальными суммарными извлекаемыми запасами УВ примерно 2,6 млрд т у.т. Потенциальные ресурсы данного региона официально оцениваются в объеме около 6 млрд т у.т. Прогнозные ресурсы превышают 3 млрд т у.т.

Южным обрамлением ГЕР, в тектоническом отношении, является Тазовско-Мессояхский мегавал, представляющий собой систему валов субширотного простирания, осложненных рядом поднятий. В пределах мегавала открыты шесть месторождений УВ, три из них – сухопутно-морского

типа – продолжают в Тазовскую губу. Начальные суммарные извлекаемые запасы месторождений, приуроченных к мегавалу, составляют: газа – 857,8 млрд м³, конденсата – 2 млн т, нефти – 518,9 млн т, из них к акватории Тазовской губы относятся 713,1 млрд м³ газа.

В табл. 6 показаны количество нефтегазоносных пластов и фазовое состояние залежей месторождений, приуроченных к Тазовско-Мессояхскому мегавалу (месторождения расположены с запада на восток).

Месторождения Тазовской губы относятся к западной части Мессояхской тектонической гряды. В ареале губы открыты исключительно залежи «сухого» газа в сеноманских отложениях, ниже по разрезу ввиду развития ряда дизъюнктивных нарушений (дегазация недр) залежи УВ отсутствуют. Юрские породы в акватории Тазовской губы до настоящего времени бурением не изучены, но имеют потенциал в отношении прироста запасов УВ.

Восточнее Тазовской губы, в районе Мессояхского вала, открыты Западно- и Восточно-Мессояхские ГКНМ и Варейское НМ, отличающиеся очень сложным геологическим строением. Для них характерны многопластовость, блоковое строение залежей в связи

Таблица 6

**Распределение нефтегазоносных пластов и фазового состояния залежей УВ
в пределах Тазовско-Мессояхского мегавала**

Система	Отдел	Ярус	Семаковское ГМ	Тота-Яхинское ГМ	Антипаютинское ГМ	Западно-Мессояхское ГКНМ	Восточно-Мессояхское ГКНМ	Варейское НМ	
МЕЛОВАЯ	Верхний (K ₂)	Сеноманский (K _{2s})	1	1	1	3	3		
	Нижний (K ₁)	Альбский (K _{1al})				3	1		
		Аптский (K _{1a})				1	2		
							3	6	
		Барремский (K _{1br})						1	
							1	3	
							1	16	1
							2	1	
Валанжинский (K _{1v})					8				
Берриасский (K _{1b})									

с развитием разрывных нарушений по всему разрезу, многофазность большинства обнаруженных залежей. По фазовому составу залежи месторождений Мессояхского вала существенно отличаются от залежей Тазовского вала. Первые характеризуются в основном наличием залежей с жидкими УВ, основная масса открытых залежей – это газонефтяные, газоконденсатонефтяные, нефтяные залежи, в значительно меньшей степени – газовые и газоконденсатные, в отличие от залежей «сухого» газа Тазовского вала. Начальные извлекаемые запасы месторождений Мессояхского вала: газа – 144,6 млрд м³, конденсата – 36 тыс. т, нефти – более 0,5 млрд т.

Таким образом, основные перспективы нефтегазоносности ГЕР в первую очередь связаны с нижнемеловыми отложениями, в них открыта основная часть УВ скоплений. Отложения сеномана газоносны в акватории Тазовской губы, а также на территории п-ова Гыдан в пределах ЯНАО. Юрский комплекс в регионе изучен слабо, но имеет повышенные перспективы в части открытия новых залежей УВ.

На сегодняшний день суммарные извлекаемые запасы месторождений ГЕР составляют около 5 млрд т у.т., из них 0,9 млрд т у.т. относятся к месторождениям, находящимся в разработке. Добыча УВ ведется на четырех месторождениях региона, из них три расположены в ЯНАО (Мессояхское, Восточно-Мессояхское, Северо-Соленинское, Южно-Соленинское) и одно в Красноярском крае (Пеляткинское), суммарно по ним добыты порядка 0,2 млрд т у.т. (преимущественно газ). Начальные потенциальные ресурсы всего региона оцениваются в 12 трлн т у.т., что характеризует его как достаточно перспективный в отношении прироста запасов УВ и развития минерально-сырьевой базы России.

Итак, в ЯКР и ГЕР открыты к началу 2021 г. всего 67 месторождений УВ с начальными суммарными извлекаемыми запасами

31 млрд т у.т. Согласно экспертным оценкам, их ресурсный потенциал оценивается более чем в 50 млрд т у.т., что говорит о высокой вероятности новых открытий и приростов запасов УВ.

Продолжение поисково-разведочных работ в рассматриваемых регионах позволит открыть не менее 75...80 новых месторождений УВ, в основном газоконденсатного типа, в том числе на суше до 40...42, на шельфе 35...38. На суше массово будут открываться месторождения, аккумулирующие до 100 млрд м³. На шельфе (в ЮКО) еще возможны открытия гигантских газосодержащих месторождений в диапазоне 0,3...1,2 трлн м³.

Суммарный объем извлекаемых запасов разрабатываемых месторождений двух регионов составляет 7,8 млрд т у.т., из них газа 6,9 трлн м³, что составляет чуть более 25 % от разведанных извлекаемых запасов УВ данных регионов.

В настоящее время за год суммарная добыча газа на разрабатываемых месторождениях рассматриваемых регионов составляет порядка 110 млрд м³ газа, из них основной объем добывается на Бованенковском месторождении – 99 млрд м³ газа. Исходя из объемов извлекаемых запасов газа разрабатываемых месторождений и ввода новых месторождений, в первую очередь Крузенштернского ГКМ, а в среднесрочной перспективе и других месторождений п-ова Ямал и ГЕР и в долгосрочной перспективе месторождений Карского моря можно с уверенностью прогнозировать увеличение ежегодных объемов добычи практически до уровня добываемых в настоящее время объемов на территории НПТР и ежегодную компенсацию добываемых объемов приростом новых запасов до 2035–2040 гг. К 2050 г. арктические области суши и шельфа Западной Сибири займут доминирующее положение в плане производства газа не только в ЗСМП, но и в России в целом.

Список литературы

1. Брехунцов А.М. Нефтегазовая геология Западно-Сибирской Арктики / А.М. Брехунцов, Б.В. Монастырев, И.И. Нестеров и др. – Тюмень: МНП Геодата, 2020. – 464 с.
2. Брехунцов А.М. Прогноз и поиск крупных и уникальных месторождений нефти и газа на севере Западной Сибири / А.М. Брехунцов, В.С. Бочкарев, Н.П. Дещеня // Приоритетные направления поисков крупных и уникальных месторождений нефти и газа: сб. – М.: Геоинформмарк, 2004. – С. 72–80.

3. Гуарари Ф.Г. Закономерности размещения углеводородных залежей в нижнесреднеюрских отложениях Западно-Сибирской плиты / Ф.Г. Гуарари, А.Е. Еханин // Геология нефти и газа. – 1987. – № 10. – С. 19–26.
4. Извеков И.Б. Закономерности размещения месторождений углеводородов зоны сочленения Ямальской, Гыданской и Надым-Пурской областей Западно-Сибирской мегапровинции / И.Б. Извеков // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 74–80.
5. Кабалин М.Ю. Фазовое состояние скоплений углеводородов в недрах морей Западной Арктики / М.Ю. Кабалин, В.А. Скоробогатов, И.Б. Извеков // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 4 (41): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 59–71.
6. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба / В.А. Конторович // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1027–1050.
7. Лобусев М.А. Состояние и геолого-ресурсные предпосылки укрепления сырьевой базы Арктической газоносной провинции Западной Сибири / М.А. Лобусев, А.В. Лобусев, А.В. Бочкарев и др. // Территория Нефтегаз. – 2020. – № 5–6. – С. 20–28.
8. Лобусев М.А. Выделение и обоснование Арктической газоносной провинции на севере Западно-Сибирского мегабассейна / М.А. Лобусев, А.В. Бочкарев, А.В. Лобусев и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 3 (48): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 61–72.
9. Рыбьяков А.Н. Газовое будущее России – Арктика: суша и шельф. Ресурсы и запасы, поиски и открытия, разведка и добыча углеводородов / А.Н. Рыбьяков, В.А. Скоробогатов, Д.Я. Хабибуллин // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 3 (48): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 41–60.
10. Скоробогатов В.А. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов, В.Д. Копеев. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 352 с.
11. Скоробогатов В.А. Гыдан: геологическое строение, ресурсы углеводородов, будущее... / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2006. – 261 с.
12. Ступакова А.В. Перспективы открытия новых месторождений в пределах арктического шельфа / А.В. Ступакова, А.А. Сулова, Р.С. Сауткин и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 154–166.

State-of-the-art petroleum-and-gas geostatistics for Yamal-Kara and Gydan-Yenisey regions of Western Siberia (following prediction of new onshore and offshore discoveries)

I.B. Izvekov

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Gazovikov street, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
E-mail: I_Izvekov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The article examines two major oil-and-gas-bearing regions of Russia, namely the Yamal-Kara (YKR) and the Gydan-Yenisey (GYR) ones. Obviously, YKR is the most important, as GYR possesses considerably less hydrocarbons. Nowadays, in these regions there are 67 discovered hydrocarbon fields including 26 gas ones, 23 gas-condensate ones, 11 oil-gas-condensate ones, 3 oil fields, 2 gas-condensate-oil ones, 1 oil-and-gas field and 1 gas-oil field. According to expert assessments, the total resource potential of YKR and GYR is expected to nearly $50 \cdot 10^9$ t of reference fuel (free gas considerably exceeds the liquid hydrocarbons).

Author gives the contemporary geological statistic data about the mentioned regions in relation to the forecasts of new discoveries. There are data on the reserves of gas, gas condensate and oil in the previously discovered fields, the distribution of fluid phases by the productive horizons, the patterns for square and vertical disposition of hydrocarbon deposits within the volumes of the oil-gas-bearing complexes, a forecast of the probable future discoveries of the hydrocarbon agglomerations.

Keywords: Yamal-Kara region, Gydan-Yenisey region, the Arctic, Western Siberia, gas, oil, reserves, resources, field, deposit, increment, production.

References

1. BREKHUNTSOV, A.M., B.V. MONASTYREV, I.I. NESTEROV, et al. *Oil-gas geology of West-Siberian Arctic* [Neftegazovaya geologiya Zapadno-Sibirskoy Arktiki]. Tyumen: MNP Geodata, 2020. (Russ.).
2. BREKHUNTSOV, A.M., V.S. BOCHKAREV, N.P. DESHENYA. Forecast and search of big and unique oil and gas fields at north of Western Siberia [Prognoz i poisk krupnykh i unikalnykh mestorozhdeniy nefti i gaza na severe Zapadnoy Sibiri]. In: *Preferred directions for searching big and unique fields of oil and gas* [Prioritetnyye napravleniya poiskov krupnykh i unikalnykh mestorozhdeniy nefti i gaza]. Moscow: Geoinformmark, 2004, pp. 72–80. (Russ.).
3. GURARI, F.G., A.Ye. YEKHANIN. Patterns of hydrocarbon deposits presence in Lower-Middle-Jurassic sediments of West-Siberian plate [Zakonomernosti razmeshcheniya uglevodorodnykh zalezhey v nizhnesredneyurskikh otlozheniyakh Zapadno-Sibirskoy plity]. *Geologiya Nefi i Gaza*, 1987, no. 10, pp. 19–26. ISSN 0016-7894. (Russ.).
4. IZVEKOV, I.B. Regularities of placement of hydrocarbons fields of a zone of a joint of Yamal, Gydansky and Nadym-Pursky areas of the West Siberian mega provintion [Zakonomernosti razmeshcheniya uglevodorodov zony sochleneniya Yamalskoy, Gydanskoy i Nadym-Purskoy oblastey Zapadno-Sibirskoy megaprovintsii]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013, no. 5 (16): Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030, pp. 74–80. ISSN 2306-8949. (Russ.).
5. KABALIN, M.Yu., V.A. SKOROBOGATOV, I.B. IZVEKOV. Phase state of hydrocarbon agglomerations in subsoil of Western Arctic seabed [Fazovoye sostoyaniye skopleniy uglevodorodov v nedrakh morey Zapadnoy Arktiki]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, no. 4 (41): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 59–71. ISSN 2306-9849. (Russ.).
6. KONTOROVICH, V.A. Tectonics and oil and gas presence in western part of Yenisey-Khatanga regional depression [Tektonika i neftegazonosnost zapadnoy chasti Yenisey-Khatangskogo regionalnogo progiba]. *Geologiya i Geofizika*, 2011, vol. 52, no. 8, pp. 1027–1050, ISSN 0016-7886. (Russ.).
7. LOBUSEV, M.A., A.V. LOBUSEV, A.V. BOCHKAREV, et al. Status and geological-resource prerequisites to enlarge resource portfolio of Arctic gas-bearing province in Western Siberia [Sostoyaniye i geologoresursnyye predposylki ukrepleniya syr'evoy bazy Arkticheskoy gazonosnoy provintsii Zapadnoy Sibiri]. *Territориya Neftegaz*, 2020, no. 5–6, pp. 20–28. ISSN 2072-2745. (Russ.).
8. LOBUSEV, M.A., A.V. BOCHKAREV, A.V. LOBUSEV, et al. Demarcation and substantiation of Arctic gas-bearing province at north of West-Siberian megabasin [Vydeleniye i obosnovaniye Arkticheskoy gazonosnoy provintsii na severe Zapadno-Sibirskogo megabasseyina]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 3(48): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 61–72. ISSN 2306-8949. (Russ.).
9. RYBYAKOV, A.N., V.A. SKOROBOGATOV, D.Ya. KHABIBULLIN. Onshore and offshore Arctic as the future of Russian gas. Resources and reserves, search and discoveries, prospecting and production of hydrocarbons [Gazovoye budushcheye Rossii – Arktika: susha i shelf. Resursy, zapasy, poiski i otkrytiya, razvedka i dobycha uglerodov]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 3(48): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 41–60. ISSN 2306-8949. (Russ.).
10. SKOROBOGATOV, V.A., L.V. STROGANOV, V.D. KOPEYEV. *Geological structure and gas-oil-bearing capacity of Yamal* [Geologicheskoye stroyeniye i gazoneftenosnost Yamala]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2003. (Russ.).
11. SKOROBOGATOV, V.A., L.V. STROGANOV. Gydan: geological structure, hydrocarbon resources, future... [Gydan: geologicheskoye stroyeniye, resursy uglevodorodov, budushcheye...]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2006. (Russ.).
12. STUPAKOVA, A.V., A.A. SUSLOVA, R.S. SAUTKIN, et al. Outlooks for discovery of new fields within the framework of Arctic continental shelf [Perspektivy otkrytiya novykh mestorozhdeniy v predelakh arkticheskogo shelfa]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016, no. 4 (28): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 154–164. ISSN 2306-8949. (Russ.).

УДК 553.9812

Сравнительный анализ тектодинамики, современного геологического строения и нефтегазоносности молодых плит Северной и Центральной Евразии (в связи с прогнозом новых открытий)

Соловьёв Н.Н.¹, В.А. Скоробогатов^{1*}

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1

* E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова:

плита, провинция, газ, нефть, месторождение, залежь, запасы, ресурсы, Западная Сибирь, Предкавказье, Амударьинская провинция, прогноз, онтогенез, генерация, миграция, разлом.

Тезисы. В статье на основании личного опыта авторов и с привлечением данных из опубликованных работ других исследователей проводится сравнение геологического строения и нефтегазоносности трех провинций – Предкавказской, Амударьинской и Западно-Сибирской, приуроченных к молодым эпигерцинским плитам – Скифской и Туранской с окраинными кайнозойскими предгорными прогибами, а также к Западно-Сибирской платформе и одноименным нефтегазоносным провинциям. Показаны существенные различия в тектоническом развитии мегапровинций в юрско-меловое и кайнозойское время, повлиявшие на их современное геологическое строение, газо- и нефтепродуктивность пород осадочного чехла, величину и структуру запасов и ресурсов углеводородов (УВ).

Уникальные условия онтогенеза УВ в недрах Западно-Сибирской мегапровинции (ЗСМП) обусловили ее формирование и уникальность – большое число месторождений нефти и свободного газа с очень значительным УВ-потенциалом в породах нижнего мела, сеномана и юры.

Отличные условия для газогенерации, формирования и сохранности газосодержащих скопленных под соленосной покрывкой верхней юры явились главной причиной образования мощного газового потенциала в карбонатной юре Туранской плиты и Амударьинской нефтегазоносной провинции. Сложная история тектодинамики и осадконакопления в недрах Скифской плиты и альпийских прогибов обусловила ограниченность газового и особенно нефтяного потенциалов их недр.

Показана выдающаяся роль юрского комплекса пород в газо- и нефтенаклопении в объеме всего осадочного чехла двух южных провинций. В ЗСМП значительно бóльшую роль играли меловые литолого-стратиграфические комплексы: альб-сеноманский для газа, неоком-аптский для нефти и газа, самодостаточные в плане онтогенеза УВ.

В будущем предстоят еще новые открытия месторождений УВ, прежде всего на севере Западной Сибири (Ямал, Гыдан) и в Южно-Карской области шельфа.

Памяти газовых геологов второй половины XX в. – Г.И. Амурского, Н.В. Безносова, В.Б. Вельдера, В.И. Ермакова, И.В. Гришиной, В.Е. Орла, А.С. Панченко и др., изучавших Предкавказье, Центральную Азию и Западную Сибирь, посвящаем...

В северной половине мегаконтинента Евразия (Россия и Центральная Азия) расположены 30 осадочных бассейнов (ОБ), мегабассейнов (МБ) и суббассейнов (СБ), к которым приурочены нефтегазоносные и газонефтеносные провинции (НГП и ГНП), мегапровинции (МП) и области (НГО). В развитии нефтяной и газовой отраслей промышленности СССР и России и нефтегазовой геологии (НГГ) особое место занимают Предкавказско-Крымская (с Южно-Мангышлакской областью в Казахстане) и Амударьинская провинции, а также, безусловно, Западно-Сибирская МП (ЗСМП).

Вышеуказанные тектонические элементы определяют главнейшие особенности строения и нефтегазоносности Евразийской молодой платформы с преимущественно герцинским складчатым фундаментом. Почти повсеместно он перекрыт

образованиями пермо-триасового возраста, составляющими так называемый промежуточный комплекс. Именно Предкавказье стало своеобразной альма-матер для нефтяной промышленности России, и отечественная НГГ как наука зародилась на Северном Кавказе и только уже потом продолжала развиваться на основе изучения и освоения Волго-Уральской, Тимано-Печорской и др. провинций.

Авторы занимались изучением проблем геологического строения и газонефтеносности МП территории СССР, по сути, всю профессиональную жизнь – как по обнажениям и буровым скважинам в Предкавказье и в Средней (Центральной) Азии, так и по материалам бурения (с керном) и испытания параметрических, поисковых и разведочных скважин во всех трех регионах. В 1970–1980 гг. проведены много полевых сезонов, обычно в конце весны и в начале осени каждого из регионов, а летом – отбор керна в Западной Сибири (закрытый регион, обнажений нет). Поэтому авторы не понаслышке знакомы с геологией МП. Настала пора сделать генеральное обобщение – сравнить три плиты и провинции друг с другом, памятуя при этом, что подобная работа достойна монографического описания и публикации.

По проблемам НГГ трех провинций и их отдельных областей во второй половине XX в. и в первое двадцатилетие нынешнего опубликованы многие десятки тысяч статей, монографий, справочников, в том числе 270 авторами настоящей работы с соавторами – В.И. Ермаковым, Г.И. Амурским, Л.С. Салиной и др., из них 8 монографий [1–27 и др.]. Вместе с тем обобщающих исследований именно по всем трем провинциям крайне мало, особенно посвященных их сравнительной характеристике [5, 6, 8, 18]. Подавляющее число исследований и публикаций посвящены какой-либо одной из них, редко двум, очень редко всем трем [3–6 и др.]. Большое число публикаций посвящено ЗСМП, приуроченной к молодой Западно-Сибирской плите [2, 9, 15, 17, 22], особенно по замечательной баженовской свите верхней юры, меньше по Скифской плите, относительно немного по Туранской плите, большую часть площади которой (~ 85 %) занимают Амударьинская синеклиза и одноименная преимущественно газоносная провинция (АДГП). Историография изучения и освоения недр всех трех МП включает ряд работ [3, 28].

Тектоническое развитие (тектонодинамика) различных территорий во многом определяет не только современное геологическое строение их осадочного чехла, но и флюидодинамику в их недрах, площадное размещение месторождений углеводородов (МУВ) в их пределах и залежей по разрезу, в том числе свободного газа (СГ) и нефти. Главное, что объединяет все три региона, – их приуроченность к тектоническим плитам, единство возраста и строения фундамента, который был консолидирован в результате герцинского тектогенеза в конце пермского периода. Далее произошел орогенез с последующими пенепленизацией и расколом земной коры на тектоноблоки с опусканием и новым осадконакоплением в условиях уже платформенного режима (со средне-позднетриасового, местами с раннеюрского, времени) [1, 23].

Различия между молодыми плитами Северной и Центральной Евразии заключаются:

- 1) в площадях и объемах неметаморфизированных пород осадочного мезозойско-кайнозойского чехла;
- 2) особенностях тектонодинамического развития и современного геологического строения, включая литолого-фациальную характеристику осадочного чехла;
- 3) условиях формирования углеводородных скоплений (УВС) МУВ и залежей и масштабах газо- и нефтенакопления;
- 4) величине и структуре запасов и реальных начальных потенциальных ресурсов (НПР) УВ – СГ и нефти;
- 5) преимущественных фазовых состояниях УВС, МУВ и залежей.

И если число чисто нефтяных месторождений без залежей СГ в АДГП крайне мало (менее 10), в Предкавказье их немного (менее 100), то в Западной Сибири их большинство (более 600 из открытых 930). Итак, Предкавказско-Крымская провинция (ПКП) является газо- и нефтеносной (площадь чисто газоносных земель значительно больше нефтегазоносных), АДГП – преимущественно газоносной, ЗСМП – нефтегазоносной (рис. 1–3).

Во всех трех НГП начальные запасы СГ МУВ существенно превышают извлекаемые запасы нефти. Главные вопросы, поставленные в настоящей работе:

- в чем заключаются основные различия в тектонодинамическом развитии и сов-

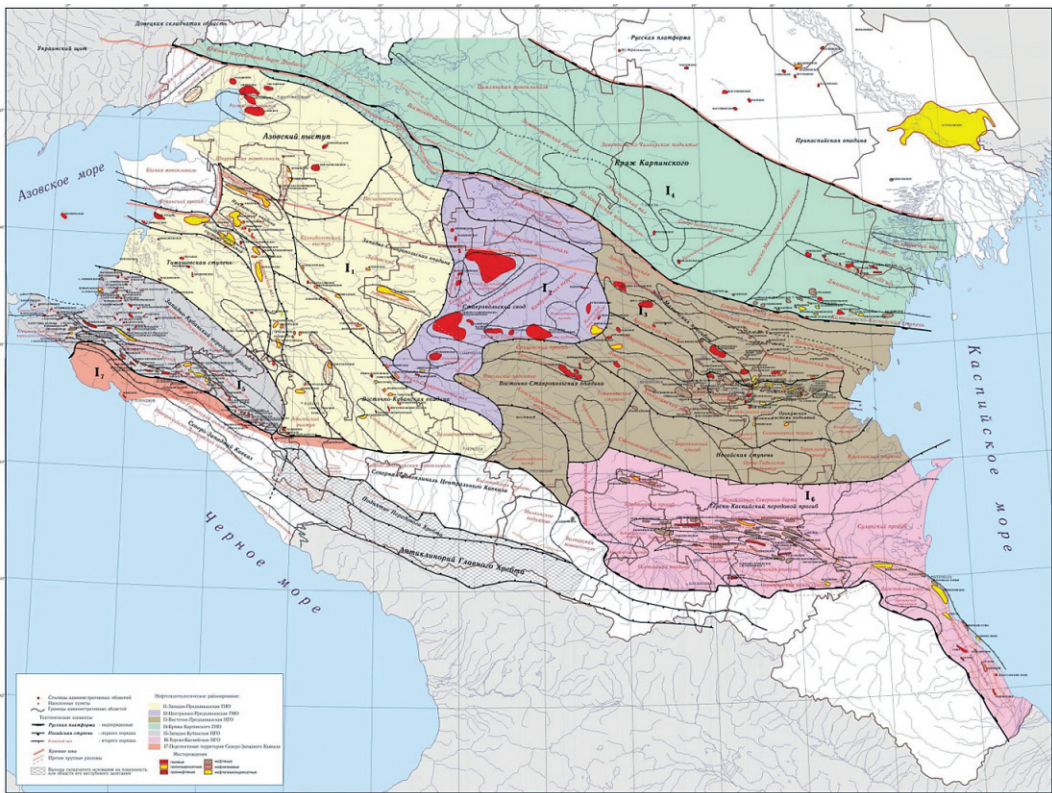


Рис. 1. Обзорная карта ПКП

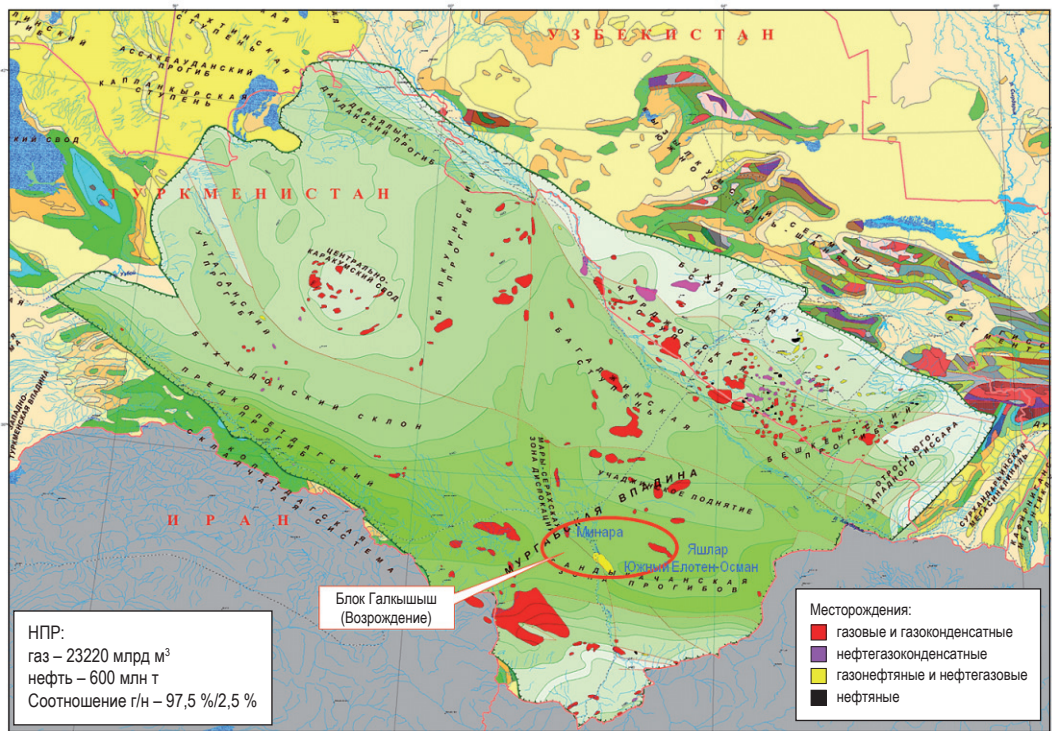


Рис. 2. Обзорная карта АДГП

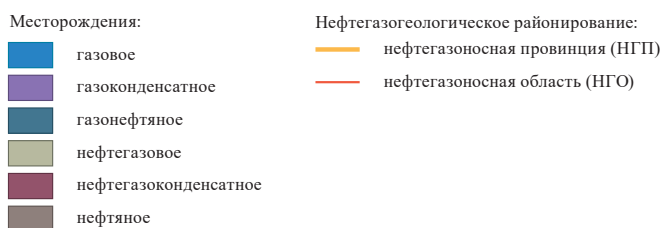
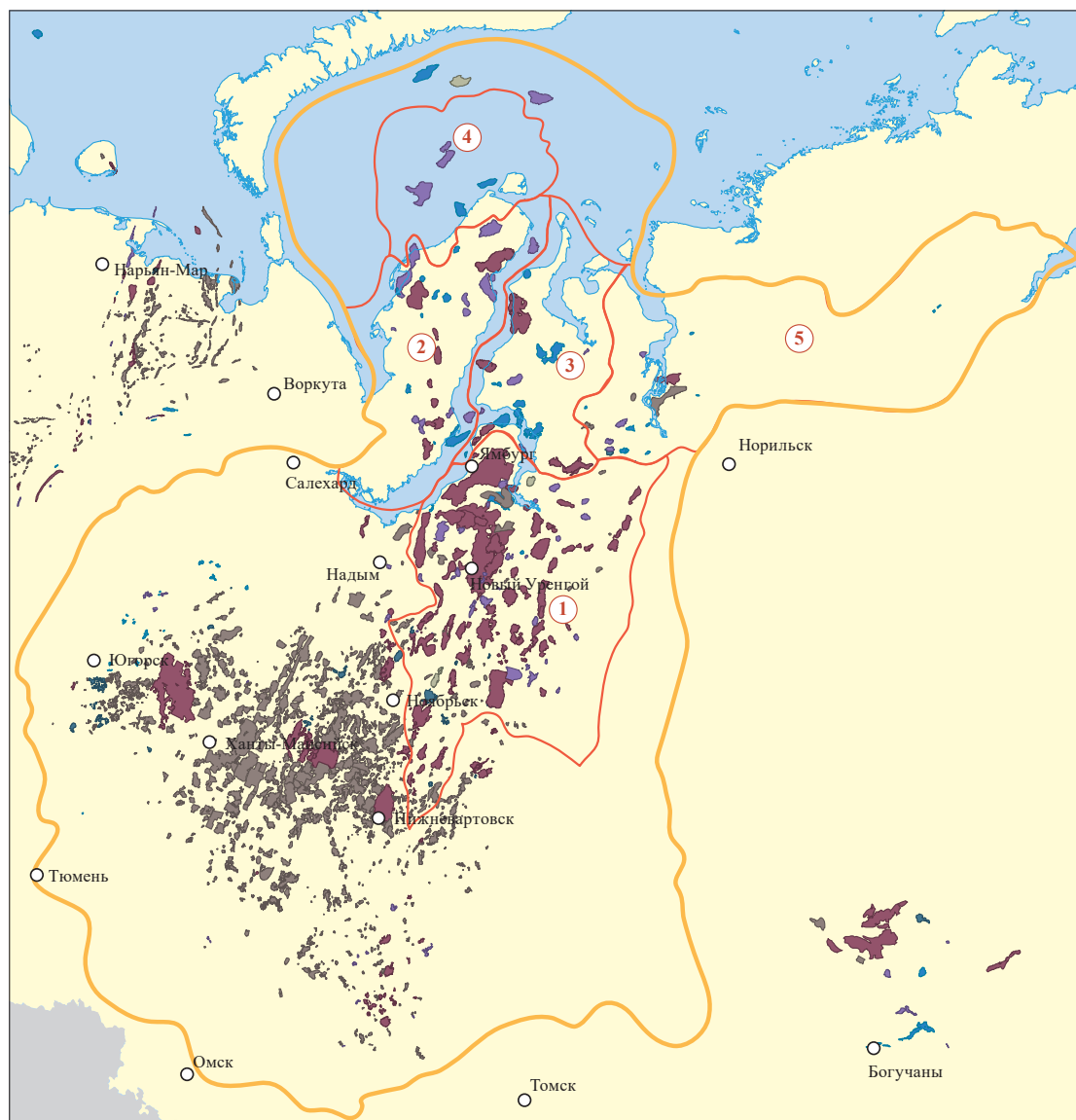


Рис. 3. Обзорная карта ЗСМП. Преимущественно газоносные регионы и области:
 1 – Надым-Пур-Тазовский регион; 2 – Ямальская НГО; 3 – Гыданская НГО;
 4 – Южно-Карская область (ЮКО); 5 – Енисей-Хатангская область (ЕХО)

ременном геологическом строении Скифской, Туранской и Западно-Сибирской плит?

- каковы главные различия в их газонефтеносности?
- каковы причины столь разных масштабов газо- и нефтенакпления в недрах провинций?
- почему западные и центральные части Скифской плиты преимущественно газоносны,

а восточные, включая Южный Мангышлак, преимущественно нефтеносны?

- в чем причины сегрегации нефти и СГ в недрах Западной Сибири?
- каковы современные и начальные запасы и ресурсы УВ?
- почему так мало нефти в АДГП?
- сколько новых МУВ еще реально открыть?

Безусловно, решение этих вопросов заключается в анализе условий онтогенеза УВ в породах юры, мела и кайнозоя этих провинций. Однако сначала о геологическом развитии и строении плит (табл. 1).

Заметим, что проведение поисково- или геологоразведочных работ (ППР/ГРР) и изучение геологического строения – не самоцель НГГ. Главное – открытие, разведка и освоение месторождений и залежей УВ с последующей добычей газа и нефти. Главные задачи НГГ: объяснить и предсказать.

Геосинклинальный режим на территориях современных тектонических плит завершился в позднем карбоне – ранней перми, а новое осадконакопление началось в среднем, но в основном в позднем триасе, осадочные терригенные и карбонатные толщи которого мощностью от 0,2...0,5 до 1,5...2,0 км составляют переходный комплекс, на котором с размывом залегает уже типичный осадочный чехол в составе юры, мела и кайнозоя мощностью от 1,8...2,5 до 9...12 км в эпицентрах глубоко погруженных впадин и прогибов, при этом особо мощное осадконакопление в кайнозое

(до 3...5 км и более) было приурочено к альпийским передовым (краевым, предгорным) достаточно узким (до 80...100 км) прогибам – Терско-Каспийскому, Индоло-Кубанскому и Предкопетдагскому [1, 6, 7, 23]. Наибольшее литолого-фациальное и формационное разнообразие пород (в объеме разновозрастных осадочных толщ) наблюдается в осадочном чехле южных плит, наименьшее – в Западно-Сибирской плите (табл. 2).

Отдельные черты сходства и различия в формационной характеристике осадочных чехлов плит достаточно очевидны. Подчеркнем главное.

1. Весь разрез осадочного чехла Западно-Сибирской плиты сложен терригенными сероцветными, часто угленосными (субугленосными) формациями с большим спектром литофааций, особенно в континентальных толщах: озерные безугольные, болотные угленосные и речные слабоугольные фаации присутствуют повсеместно в тюменской и покурской свитах нижней-средней юры и готерива-сеномана, кроме арктических областей суши и шельфа. Глинистые и терригенно-кремнистые морские

Таблица 1

Геостатистика молодых плит

Плита	Площадь, млн км ²		Объем осадочного чехла**, млн км ³	Число МУВ
	ОБ	НГП		
Западно-Сибирская	2,8	2,4...2,5*	12,0	930
Туранская	0,7	0,4	~3,0	~200**
Скифская (с прогибами)	0,5	0,3...0,4*	~2,0	~500**

* С шельфом.

** Экспертные оценки (точная нефтегазовая статистика отсутствует).

Таблица 2

Генерализованная литолого-формационная характеристика осадочного чехла молодых плит Северной и Центральной Евразии. Формации: МПГ – морская песчано-глинистая; МК – карбонатная; МГ(Кр) – глинистая; С – соленосная; У/СУ – угленосная/субугленосная; ККП – континентальная, красноцветная и (или) пестроцветная; КПП – континентальная песчано-глинистая; МТК – морская терригенно-кремнистая; МГ – морская глинистая

Возраст пород	Тип формации		
	Скифская плита и альпийские прогибы	Туранская плита	Западно-Сибирская плита
Кайнозой, в том числе неоген, палеоген	МПГ, МПГ/МГ	МПГ, МПГ/МГ	МТК (палеоген)
Верхний мел (без сеномана)	МК	МПГ	МГ(Кр)
Нижний мел – сеноман	МПГ	Верхи – МПГ, низы – ККП	Верхи – КПП (У/СУ), низы МПГ, МГ
Юра верхняя	С, МК	С, МК	МТК, МПГ
Юра нижняя и средняя	КПП/СУ	КПП/СУ	Арктика – МПГ, север и центр – КПП (У/СУ)
Триас	МК/МПГ	Нет данных	МПГ/СУ

породы слагают баженовскую свиту титона (волжского яруса), низы неокома (глинистая региональная покрывка берриаса-баррема) и турана-олигоцена (кремнистые и глинистые породы – верхняя покрывка). Неоген в значительной степени размыт. Карбонатные и соленосные разности отсутствуют, красноцветно-пестроцветных пород исчезающе мало (2 % от объема осадочного чехла на юго-востоке) [6, 8, 17].

2. Достаточно большой объем чехла на Туранской плите занимают морские карбонаты келловей-оксфорда (200...500 м), соли кимериджа-титона (0,8...1,2 км и более) и пестроцветы неокома (валанжин-готерив, 300...700 м), в Предкавказье их меньше по объему и площади распространения, но карбонаты полностью слагают верхнемеловой разрез (до 300...500 м, без сеномана) на востоке региона. Кайнозой сложен мощными глинистыми и песчано-глинистыми сероцветными толщами морского генезиса (майкопская глинистая свита до 1,5...2,0 км и др.) [1, 23].

3. Угленосные и субугленосные континентальные песчано-глинистые формации повсеместно распространены в нижней-средней юре всех трех молодых плит (мощностью от 0,3...0,5 до 1,5 км и более), но в нижнем мелу-сеномане они известны только в Западной Сибири (500...1200 м). Максимально угленасыщены средняя юра и апт. Кстати, апт на южных плитах представлен морскими серыми глинами [1, 5].

4. Континентальные и прибрежно-морские песчано-глинистые сероцветные толщи максимально распространены на Западно-Сибирской плите (60...70 % и более от мощности осадочного чехла ниже верхней покрывки).

Значительно меньшее распространение они имеют на юге – в Предкавказье и на Туранской плите (30 % и менее).

Результаты тектонодинамических исследований авторов опубликованы [1, 23, 25] и отражены в табл. 3.

Из 3720 МУВ России на две южные провинции приходится почти 700 МУВ, на ЗСМП – 930 (табл. 4). По двум российским провинциям значения параметров точны, по АДГП – оценки малодостоверные и совсем недоверительные (по туркменской части – в силу спекулятивности оценок запасов, на что неоднократно указывали эксперты ПАО «Газпром») [20, 24]. Одно можно сказать: запасы СГ подсолевой юры действительно очень значительные, и для настоящего исследователя не суть важно, каковы они: 10...12 или 18...20 трлн м³, важно, что это явно больше 10 трлн м³ за счет новейших открытий в Мургабской впадине – эпицентре газонакопления (в карбонатной подсолевой верхней юре). То же относится и к оценкам НПР УВ, официальных и корпоративных (табл. 5).

Таким образом, газонефтепродуктивность недр трех молодых плит различается весьма существенно (более чем на порядок). В чем причина таких различий? Бесспорно, в условиях формирования, эволюции и сохранности УВС в ловушках различного типа и возраста в объеме осадочного чехла каждой из провинций. Общие закономерности размещения УВС и МУВ в пределах провинций молодых плит таковы [3, 4, 7, 10, 16, 18, 26]:

- *Северное Предкавказье.* Установлены области и районы преимущественного и даже исключительного газонакопления в меловых толщах, газо-и нефтенакпления в кайнозойских

Таблица 3

Сравнение тектонодинамической активности недр молодых плит в период мезозойско-кайнозойского осадконакопления (экспертные оценки)

Критерий	Скифская плита	Туранская плита	Западно-Сибирская плита
Активность в целом	Очень высокая	Высокая по окраинам	Низкая повсеместно. Высокая на северо-востоке, в Енисей-Хатангском мегапрогибе (ЕХО)
Степень дизъюнктивной нарушенности недр разломами (средне- и высокоамплитудными – 30...100 м и более, до 300 м)	Высокая и очень высокая (на юге)	Средняя и пониженная. Возможно, высокая в юре и в окраинных районах	Низкая повсеместно, средняя в Пур-Тазовской НГО и высокая в ЕХО
Наличие крупных размывов, зон первоначального отсутствия осадконакопления	Широкое, особенно в Центральном Предкавказье	Малое	Отсутствуют везде, кроме востока Енисей-Хатангского мегапрогиба (глубокий размыв)

Таблица 4

Нефтегазовая геостатистика провинций молодых плит Северной и Центральной Евразии

Параметр нефтегазоносности	Провинция		
	СКП	АДГП	ЗСМП
Общее число выявленных месторождений, ед.	475, в том числе 120 газовых и газоконденсатных	~210 (180 газовых и газоконденсатных, 30 нефтяных)	930 (225 газовых и газоконденсатных, 705 нефтяных и нефтегазоконденсатных)
Общие начальные запасы* СГ, трлн м ³ / нефти, млрд т	1,0 / 0,8	19,4 / 0,2	63,0 / 30,0
Начальные геологические разведанные запасы месторождений-лидеров: СГ, млрд м ³ ; нефть, млн т	220 млрд м ³ СГ (Северо-Ставропольское), 120 млн т нефти и газового конденсата (Анастасиевско-Троицкое)	12500 млрд м ³ СГ (зона Галкыныш, нет достоверных данных), 8...10 млн т нефти** (небольшие месторождения на северо-востоке)	16 млрд т у.т. – СГ + конденсат + нефть (Уренгой), 7,2 млн т у.т. (Самотлор)

* С учетом накопленной добычи, газ – преимущественно геол.

** Оценка.

Таблица 5

Интервальные оценки традиционных ресурсов газа и нефти, по состоянию на 01.01.2021

УВ	Провинция		
	СКП	АДП	ЗСМП
СГ, трлн м ³	1,6**...2,2*	18*...31,4**	100*...154**
Нефть, млрд т	2,0...2,4*	1,3**...1,5*	45*...59**

* Авторские.

** Официальные оценки, безусловно, завышенные по АДП и ЗСМП.

толщах на западе, преимущественного нефтенакпления как на плите, так и в Терско-Каспийском прогибе и снова газонакпления в центральном Дагестане и Калмыкии (малые по запасам газовые и газоконденсатные месторождения). Интересно, что общая площадь газоносных земель (без нефтяных МУВ) оценивается в 70 % от общей площади, нефтегазоносных – в 30 %, но без учета мало- и бесперспективных земель;

- в Южно-Мангышлакской области (восток провинции) сформировались, а точнее, сохранились до наших дней многопластовые нефтегазоконденсатные и нефтяные месторождения с диапазоном продуктивности от неокома до низов юры, хотя «подавляющая» нефтегазоносность развита в нижне-среднеюрской сероцветной толще. Интересно, что в СКП и на Южном Мангышлаке встречаются исключительно мало- и бессернистые нефти, малопарафиновые на малых глубинах («незрелые»), парафиновые, а часто даже ультрапарафиновые на средних и больших глубинах (содержание твердых УВ, т.е. парафина – от 5...6 до 22...24 %). Такие нефти диагностируются как неморские (содержание

серы – до 0,3...0,4 %, парафина – более 5 %) независимо от литофациальной принадлежности вмещающих их пород (континентальные либо морские, терригенные либо карбонатные...);

- АДГП. Газовые и газоконденсатные скопления, но с пониженным содержанием конденсата (менее 20 г/м³) распространены повсеместно. Газ имеет облик высокопреобразованного (уровни катагенеза газоматеринских пород – МК₄...МК₅, коксовые и отоценно-спекающиеся угли в континентальных толщах). В отдельных залежах верхней юры содержится сероводород, в красноцветах – газ бессернистый (практически) – природное «очищение» при дальнейшей миграции через красноцветы. Мелкие нефтяные и нефтегазоконденсатные скопления открыты по периферии провинции с суммарными выявленными запасами 0,3 млрд т (извлек.), ресурсами – менее 0,5 млрд т;

- в ЗСМП наблюдается сложная, но закономерная флюидальная картина по залежам и МУВ: центр и запад нефтеносные; юго-восток (Томская область) – нефтегазоносные, смешанные по типу УВ-флюидов); периферийные

районы – газ (Березовский – малые глубины); на севере и в Арктике преимущественно и исключительно газосодержащие скопления, нефти мало.

Анализ онтогенеза УВ в недрах молодых платформ проводился большим числом исследователей: А.М. Акрамходжаевым, Г.И. Амурским, А.Г. Бабаевым, А.М. Брехунцовым, И.О. Бродом, С.А. Варяговым, Н.Б. Васюковичем, Г.А. Габриэлянцем, Г.Х. Дикенштейном, А.Н. Дмитриевским, В.И. Ермаковым, А.Э. Конторовичем, К.Н. Кравченко, Н.А. Крыловым, Л.Г. Кузьмуком, А.И. Летавиным, С.П. Максимовым, В.Д. Наливкиным, С.Г. Неручевым, И.И. Нестеровым, А.С. Панченко, В.Н. Ростовцевым, Н.Н. Ростовцевым, Г.П. Сверчковым, В.А. Скоробогатовым, В.Я. Соколовым, Ф.К. Салмановым, Н.Н. Соловьёвым, Л.В. Строгановым, А.Я. Ходжакулиевым, З.Б. Хуснутдиновым, В.С. Шеиным и др. [5, 6, 14, 15, 17, 19, 24, 26 и др.]. Современные взгляды авторов на эту

важнейшую проблему НГГ применительно к трем бассейнам и провинциям отражены в табл. 6.

В итоге реализации всех звеньев онтогенеза будущей (т.е. современный по факту) потенциал газонефтенакопления и сохранности оказался очень высоким или просто высоким (по отдельным областям) в Западной Сибири, высоким и средним в Амударьинской синеклизе (мегавпадине) и пониженным либо низким в мелу и юре Предкавказья (повсеместно), средним в кайнозое (хадум Центрального Предкавказья).

Подтверждается общее (универсальное) правило НГГ: чем больше (размеры) и проще (строение и развитие) – тем лучше; чем меньше и сложнее – тем хуже для формирования, эволюции и сохранности УВС, образования УВ-потенциала. Масштабы и расстояния латеральной (в мелу) и субвертикальной миграции нефти и особенно газа были очень значительны в Предкавказье (десятки километров

Таблица 6

Анализ условий онтогенеза УВ в породах мезозоя и кайнозоя молодых плит Северной и Центральной Евразии

Процесс	Скифская плита и прогибы	Туранская плита	Западно-Сибирская плита
Генерация в породах мезокайнозоя, в том числе:			
• нижний мел	Средние пониженные (малоблагоприятные)	Низкие (неблагоприятные)	Средние (в центре), хорошие (на севере)
• верхняя юра	Низкие	Пониженные	Отличные (баженовская свита)
• средняя юра	Средние и хорошие	Хорошие	Отличные
• нижняя юра	Отличные (на востоке)	Нет данных	Средние
• триас	Пониженные	Нет данных	Пониженные
Первичная миграция	Хорошие	Хорошие	От средних до хороших
Вторичная миграция	Хорошие и отличные	Хорошие и отличные	Хорошие и средние (малые расстояния)
Аккумуляция, в том числе:			
• мел	Хорошие	Средние	Отличные
• верхняя юра	Средние	Отличные	Хорошие
• средняя юра	Пониженные	Низкие (плохие)	Средние пониженные
• нижняя юра	Нет данных	Нет данных	Нет данных
Эволюция, в том числе:			
• мел в целом	Хорошие	Хорошие	Отличные
• юра в целом	Пониженные	Отличные и хорошие	Средние
Сохранность, в том числе:			
• нижний мел – сеноман*	Хорошие	Средние	Отличные
• юра	Пониженные	Отличные (соли)	Средние
Суммарные условия онтогенеза	Хорошие в кайнозое, пониженные в юре, средние в мелу	Средние в неокоме, отличные в карбонатной верхней юре	Отличные в мелу, хорошие и средние в юре

* В карбонатном верхнем мелу УВС, скорее всего, вторичные по генезису (перетоки снизу).

и многие сотни метров / первые километры вертикально), достаточно широко, но менее масштабно были развиты в Центральной Азии и на Мангышлаке вне ареала распространения региональной соленосной покрывки (многие десятки – первые сотни метров) и невелики в ЗСМП, где в каждом из автономных комплексов существовали все условия для формирования УВС. В опесчаненной апт-сеноманской толще пород субвертикальные перетоки УВ достигали 300...500 м и более, латеральные – 20...40 км (широкомасштабная собирательная газомиграция).

Главные особенности онтогенеза УВ в недрах молодых плит и альпийских прогибов [4, 6, 12, 15, 19, 25 и др.]

1. Скифская плита и альпийские предгорные (= передовые) прогибы (Предкавказье):

- самой мощной генерационной толщей в объеме осадочного чехла была безусловно, ниже-среднеюрская морская песчано-глинистая, местами континентальная субугленосная формация – газогенерирующая в Западном Предкавказье, газо- и битумогенерирующая в Восточном (более засушливый климат на востоке, больше лейптинитовых микрокомпонентов в суммарном рассеянном органическом веществе (РОВ) в составе органического вещества);

- субвертикальные перетоки УВ из юры и дальняя латеральная миграция газа в меловой толще способствовали формированию газоконденсатных залежей в Западном Предкавказье и нефтегазоконденсатных и нефтяных скоплений особенно в карбонатном верхнем мелу на востоке провинции; заметим, что карбонаты здесь характеризуются минимальным генерационным потенциалом (РОВ менее 0,5 %) и не являлись материнскими толщами. Большие объемы СГ были потеряны вследствие масштабной дегазации недр. То же и в Южно-Мангышлакской области;

- хадумский – ранний – газ в Центральном Предкавказье (олигоцен) сингенетичен вмещающим породам. Миграция была минимальной. Формирование залежей УВ в палеогене и особенно в неогене произошло за счет местных источников в разрезе кайнозойской толщи. В эти части разреза УВ юрского генезиса не проникали (не доходили);

- остаточный газовый и особенно нефтяной потенциал среднеюрских песчано-алевролитовых и верхнеюрских карбонатных коллекторских горизонтов весьма ограничен (часть УВ ушла, часть УВС разрушена в жестких термоматагенетических условиях);

- очень высокая сложность геологического строения, неполная завершенность (в кайнозое) и фрагментарность всех элементов онтогенеза (в меловой толще) обусловили и малую эффективность нефте- и газонакопления. В целом сформировались относительно малые по запасам МУВ и всего два крупнейших (газовое и нефтегазовое), причем в кайнозое. С мезозойскими толщами связаны несколько крупных, несколько десятков средних и большое число мелких по запасам месторождений. Подчеркнем, что масштабы газогенерации в объеме осадочного чехла значительно превышали масштабы (массы) битумогенерации, но конечное нефтенакпление в Восточном Предкавказье оказалось более активным в силу значительных миграционных потерь при дальних перетоках газа (в основном субвертикально – по меловым коллекторским толщам). Общий потенциал промышленного нефтенакпления и сохранности на Скифской плите и в прогибах оказался больше аналогичной величины для газа, при этом ультрапарафиновые нефти верхнего мела имеют, безусловно, средне-юрский генезис (подобным нефтям более не откуда взяться...). То же и в Южно-Мангышлакском прогибе – азиатском продолжении Северо-Кавказской НГП (нефть пришла явно из нижней юры, так как материнское органическое вещество в низах юры лейптинито-гумусового типа с большой долей воска и др. липтобиолитовых микрокомпонентов: источники такой нефти в нижнем и тем более в верхнем мелу (в морских карбонатах) попросту отсутствуют.

Главная особенность Северо-Кавказского региона – крайняя неравномерность газо- и особенно нефтенакпления в объеме осадочного мезо-кайнозойского чехла: районы и зоны «концентрированного» накопления соседствуют с обширными территориями отсутствия УВ-залежей («пустые» – водоносные). По нефти главные районы – краевые прогибы, на плите газа больше, чем нефти: во всем «повинны» генетические причины. Масштабы

и расстояния вторичной миграции (латеральной и субвертикальной и для газа, и для нефти) в объеме осадочного чехла были максимальными из трех молодых плит.

II. Туранская плита (Амударьинская синеклиза = мегавпадина = провинция):

- общие, очень значительные, объемы генерации УВ-газов средне-поздне- мезокатагенетического генезиса (РОВ – градации МК₃...МК₄...МК₅) в мощной нижне-среднеюрской толще, нарушенной многочисленными разноамплитудными разломами, кон- и постседиментационными, – путями субвертикальной миграции и их аккумуляции в карбонатном коллекторе под надежной соленосной крышкой, «подавили» возможность нефтенакопления (хотя битумогенерация в средней юре и в келловей-оксфорде за счет лейптинитовых компонентов имела место) даже в северо-восточных окраинах бассейна. Потенциал генерации жидких УВ оказался недостаточным даже для нормального конденсатосодержания (на уровне 150...200 г/м³), а нефти образовали редкие тонкие оторочки под мощными шапками газа, как, например, на месторождениях Газли, Уртабулак и др. В глубокопогруженных центральных частях мегавпадины, где даже в кровле средней юры уровень катагенеза материнского органического вещества высокий (МК₄...МК₅, угли коксовые и отоценно-спекающиеся), газогенерирующая толща «поставляла» в карбонатный коллектор низкоконденсатный газ, условия для накопления даже легких нефтей (конденсатоподобных) были крайне неблагоприятными. Субвертикальные перетоки по юрским разломам были невелики по расстояниям (первые сотни метров);

- «излишки» газа, насытив аккумуляционную емкость верхнеюрских коллекторов, выплескивались из генерационно-аккумуляционной мегасистемы юры по периферии бассейна, особенно активно в его юго-западной части, и далее мигрировали по красноцветным песчанникам до ловушек, очищаясь по дороге от H₂S. Таким образом, сформировались вторичные газовые скопления в красноцветах карабийской свиты (готерив) – Даулетабад-Донмез, Шатлык и др. [25, 26];

- примесь сероводорода, несомненно, привнесла рассеянная органика морских карбонатов: газ *in-situ* (на месте) – местный

газ – смешался со среднеюрским (по генезису) угольным газом, объем которого значительно превышал объем карбонатно-морского (содержание РОВ соответственно 2...3 % и 0,4...0,8 %);

- неоднократно отмечалось, что во многих солеродных бассейнах развита наиболее благоприятная для крупного газонакопления система (сверху и вниз): соль – крышка; карбонаты – коллектор (природный резервуар); угленосная или субуглеродная формация – газогенерирующая толща.

Великолепно эта система «сработала» в АДГП, несколько в меньших масштабах – в Днепровско-Донецкой впадине (Украина, газовый гигант Шебелинка) и на юге Североморского бассейна (сверхгигант Гронинген). Малый КПД процесса газонакопления отмечается в СКП. Подобная система развита и в южной соленосной части древней Сибирской платформы, где под нижнекембрийской солью непосредственно залегают карбонатный венд, нефтегазоносный в верхах (разломы), и терригенный нижний венд, газоносный вниз.

III. Западно-Сибирская плита, или ЗСМП.

По общему мнению, ЗСМП служит в качестве природной мегалаборатории для изучения всех аспектов НГГ (анализ онтогенеза, прогнозирование, поиски, разведка, освоение УВС) и исследования всех звеньев генетической цепи событий и явлений – от генерации до разрушения, частичного или полного, или сохранности в ловушках газа и нефти. Концепция авторов по условиям формирования и закономерностям размещения УВС в породах мела, юры и триаса ЗСМП [5, 6, 9, 14, 15, 22 и др.] сводится к следующему:

- в связи с очень благоприятными генерационными условиями во всех без исключения осадочных сероцветных толщах от сеномана до низов юры во всех областях мегапровинции процессы газообразования и битумогенерации происходили непрерывно и в больших масштабах по мере погружения на глубины, где эти процессы начинаются, развиваются и, заметим, не завершены до настоящего времени, хотя их интенсивность несколько снизилась в условиях падения геотемператур на 12...15 °С в последние 8...10 млн лет (подъем и размыв в неогене, похолодание в миоцене);

- в северных и арктических областях (суша и шельф – в Южно-Карской области (ЮКО)), а также на юго-востоке и в окраинных слабопрогретых зонах (малые глубины – низкие геотемпературы) объемы генерации УВ-газов значительно превышали массы генерированных битумоидов (в породах неокома, верхней и средней юры; выше и ниже исключительная газогенерация...) [5, 9, 15]. В разновозрастных толщах мела и юры в Центрально-Западном и Южном регионах, наоборот, масштабы битумогенерации несколько превышали объемы газогенерации даже в неморских толщах в силу генетических причин, а скольконибудь крупные скопления СГ не сохранились в силу не вполне благоприятных последовательных аккумуляционных и консервационных условий (в неогеновое время);

- за исключением мощных глинистых толщ (фроловской – неоком-апт, 700...800 м, верхнеюрской вместе с баженовской свитой в западной половине Западно-Сибирской плиты) первичная миграция и первичная аккумуляция прошли в породах осадочного чехла достаточно эффективно (в песчано-глинистых толщах нижнего мела и средней юры – келловея) в условиях сочетания пар пластов покрывка/коллектор (глина/песчаник) единичной толщиной 10...20 м [12, 19, 22];

- расстояния вторичной (коллекторской) миграции были ограничены единицами и первыми десятками километров, и миграционные потери были минимальными, а межкомплексные перетоки газа через глинистые покрывки мощностью 100...300 м и более при амплитудах большинства разломов менее 30 м были ограничены по масштабам и вертикальным расстояниям (для нефти – невозможны) на севере и ограничены на юго-востоке. Генерационная

зональность трансформировалась почти полностью в аккумуляционную [14, 15];

- окончательно аккумуляционные процессы, происходившие в течение позднего мела – палеогена, были завершены в неогеновое время, когда завершилось и формирование структурных ловушек в кровле сеномана (приросты амплитуд до 50...70 % в сравнении с современными, по М.Я. Рудкевичу);

- эволюционная сохранность УВ в залежах мегапровинции в конечном итоге оказалась очень высокой: из первоначально образовавшихся МУВ и уже обнаруженных 980...1000 в неогене полностью разрушенными физически оказались всего до 60...65, в основном мелких и средних по начальным запасам, в значительной степени разрушенными – 35...40, в небольшой степени – 40...45, полностью сохранились (практически без утечек УВ) до 860...870 месторождений (естественно, не все еще открыты...). Безусловно, это экспертные оценки (авторский взгляд) на результаты эволюционно-консервационных процессов в ЗСМП. Однако нет худа без добра (как и добра без худа): в преимущественно газоносных областях, районах и комплексах пород без частичного разрушения газосодержащих скоплений (утечек газа из ловушек) не сформировались бы нефтесодержащие: нефтяные струи продолжали бы бродить в межструктурном пространстве песчано-глинистых коллекторских толщ средней юры, келловея-оксфорда, нижнего мела – сеномана вне ловушек, занятых ранее СГ (еще до начала и развития процессов битумообразования в материнских глинах и эмиграции жидких УВ в коллекторские горизонты). Самые яркие примеры нарушенности недр разломами известны на севере мегапровинции [9, 15] (табл. 7).

Таблица 7

Разрывная тектоника в ЗСМП

	Нарушенность недр разломами		
	низкая	средняя	высокая
Надым-Пур-Тазовский регион	Заполярье нефтегазоконденсатное месторождение: разломы только в юре, полупромышленная нефть в неокоме, начальные запасы газа – 3,7 трлн м ³	Тазовское нефтяное месторождение: разломы затрагивают весь чехол, нефти много в сеномане (СГ + нефть)	Русское нефтяное месторождение: аномальная нефтеносность сеномана, запасы нефти – 1,4 млрд т, разломы амплитудой до 200...250 м и более
Ямальская НГО	Малоямальское газоконденсатное месторождение	Нейтинское газоконденсатнефтяное месторождение	Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение

Примеров подобных разнорушенных триад месторождений по Западной Сибири можно привести много. Другое дело, что в нефтеносных районах процессы частичного разрушения не нарушают фазового состояния МУВ: была нефть и осталась нефть, но меньше.

Итак, краткий экскурс по проблемам нефтегазонасности хорошо и средне изученных (по разным областям) молодых плит Северной и Центральной Евразии на этом можно и завершить, памятуя при этом, что главная проблема их сравнения (а почему, что и как?) достойна большого монографического исследования (и описания), что, впрочем, и делалось в 1970–1980 гг., однако на несравненно меньшем материале [5, 6, 8], когда многое еще не было изучено, обсуждено, понятно и принято.

Этапность исследований – неременная составляющая развития теоретической и практической (прогнозной) НГГ. Современный этап (2001–2020 гг.) – заключительный для Северного Кавказа, третий «зрелый» для Средней Азии, поздний для нефти центральных областей и зрелый для северных областей ЗСМП: соответственно конец IV этапа, завершение и начало III этапа изучения и освоения углеводородного потенциала. Однако шельфовая часть мегапровинции (ЮКО) находится в начале II этапа крупных открытий.

В ЗСМП среди нефтей известны два генотипа: сапропелево-морские и гумусово-континентальные с промежуточным типом озерных нефтей – производных смешанного органического вещества типа. В АДГП нефтей, по сути, нет, а мелкие их скопления сапропелево-карбонатного типа («поработало» РОВ верхней юры) как бы не в счет. В Предкавказско-Мангышлакской провинции нефти – лейптинитово-гумусовые, континентальные (зрелые/незрелые), одного генотипа, другие отсутствуют.

Специфика онтогенеза в недрах южных провинций:

- главная газо-, а возможно, и битумогенерирующая формация – нижне-среднеюрская на Скифской плите (развита спорадически – на половине (?) площади и на больших глубинах в области очень высоких геотемператур и уровней катагенеза, однако есть ли материнские породы (генерирующие) в разрезе нижнего мела? Это остается проблематичным

в верхней юре, а в мелу их точно нет (скорее всего). В кайнозой точно есть, но их зрелость мала, недостаточна для масштабной генерации СГ + жидких УВ (майкопская толща, преимущественно незрелая, хотя и мощная – до 2,0 км, образовалась «недавно» и не успела должным образом «прогреться»);

- большие расстояния по горизонтали и вертикали вторичной внутрирезервуарной и вертикальной межрезервуарной миграции;

- значительные миграционные потери нефти и особенно газа.

Итак, отметим, что Предкавказье (Скифская плита с прогибами) «успешно» завершилось как регион не только поисков, но и добычи (уже на минимуме – первые миллионы тонн и миллиарды метров кубических). Центральная Азия уже не Россия. Более того, по газу современный Туркменистан – прямой конкурент России, правда, с ограниченными возможностями по добыче (сравните 110...120 и 700...730 млрд м³/год). Однако такая наука, как НГГ не знает границ, а по времени «простирается» на сотни миллионов лет. Правда, по меткому замечанию одного геолога (1970-е гг.), Кавказские горы выросли на глазах изумленных неандертальцев. Как, впрочем, и Копетдаг. И предгорные прогибы тоже «провалились» геологически недавно и мгновенно (в последние 5...7 млн лет). И высокопарафиновая нефть Предкавказья сохранилась при современных пластовых температурах 120...150 °С только благодаря их краткому воздействию (иначе бы разрушилась).

Оценки остаточных перспектив газонефтеносности, динамики открытий МУВ, перспектив обнаружения новых месторождений обсуждаются во многих работах [2, 10, 11, 13, 17, 20 и др.]. Открытия новых месторождений в последние годы (2016–2023 гг.) продолжают средними темпами: Скифская платформа – два-три в год (мельчайших, менее 1 млн т условного топлива); по Центральной Азии нет данных (вероятно, единицы – менее десяти в год); в Западной Сибири – от семи до 10 (средние и мелкие по запасам на суше, крупнейшие и гигантские на шельфе – в ЮКО).

Имеющие место открытия новых месторождений свидетельствуют о том, что неоткрытые ресурсы УВ еще далеко не исчерпаны, даже в Предкавказье. Другое дело, что их объем уже существенно ограничен (для Предкавказья, АДГП и для многих областей и районов суши

Таблица 8

Роль юрского материнского газо- и битумогенерирующего комплекса

Скифская плита (+ альпийские прогибы)	Туранская плита	Западно-Сибирская платформа
Важнейший, но не единственный (+ кайнозой)	Единственный, важнейший	Не единственный и не важнейший (по крайней мере, для газа)

ЗСМП – центральных, западных, Надым-Пур-Тазовского региона).

Подчеркнем, что новых открытий, по крайней мере, крупных в ниже-среднеюрской континентальной субугленосной толще в АДГП вряд ли стоит ожидать в силу плохих условий для сохранности коллекторов в терригенном, высокоуплотненном разрезе в области экстремальных геотемператур (более 115...120 °С даже в кровле) и стадий катагенеза (МК₄...МК₅), а в низах – тощие угли и полуантрациты. В карбонатной юре они будут происходить, но когда и как, зависит уже от национальных компаний-операторов Туркменистана и Узбекистана.

В пределах ЗСМП (суша и шельф) предстоит открыть еще не менее 220...270 новых МУВ крупнее 0,1 млн т у.т. каждое к 930 уже обнаруженным, в Предкавказье – многие десятки (вряд ли первые сотни...). Трудно сказать, сколько еще можно открыть МУВ в Центральной Азии, новейшие материалы по нефтегазовой геостатистике которой не отличаются корректностью и доверительностью. По мнению авторов, еще до 140...150 МУВ можно, однако все – преимущественно до 100 млрд м³ каждое. Похоже, и в АДГП время гигантов прошло...

Дальнейшие исследования в рамках развития НГГ этих территорий продолжатся, вероятно, всю первую половину XXI в. Особенно шельфовых областей. И, безусловно, юрского комплекса пород всех трех молодых плит провинции.

Выводы

Существенно разные масштабы нефте- и газоносности недр молодых плит Северной Евразии (России) и Центральной Азии достаточно логично объясняются их разными размерами, но главное – разной сложностью развития и современного строения, существенно

разной степенью реализованности всех звеньев онтогенеза УВ.

Значительная по масштабам и преимущественная газоносность недр южных молодых плит связана главным образом с ниже-среднеюрским генерационным подкомплексом, который в плане УВ-генерации и накопления для ЗСМП выступает как второстепенный. Разная роль юрского комплекса в плане генерации УВ и результирующего нефтегазонакопления оценивается, как показано в табл. 8.

Сравнительный анализ трех молодых плит и приуроченных к ним провинций показал, что чем масштабнее и проще по всем геологическим и генетическим параметрам оцениваемые объекты (области, комплексы пород), тем выше общая величина углеводородного потенциала недр тех или иных осадочных бассейнов, тем крупнее образуются первоначально и сохраняются месторождения УВ, особенно газосодержащие.

Дальнейшее изучение геологии и нефтегазонности молодых плит уже не имеет такого кардинального значения, какое оно имело в прошлом столетии, особенно в тридцатилетие 1961–1990 гг., однако во многих областях юрский глубокопогруженный комплекс так и остался полномасштабно не изученным и не опоискованным (до глубин 5...7 км), а также не оцененным корректно (недооцененным). В Западной Сибири остаются неопоискованными ряд районов на суше Арктики и особенно в ЮКО, где могут быть еще сюрпризы со знаками плюс и минус. Поэтому дальнейшие исследования в рамках НГГ этих территорий продолжатся, вероятно, всю первую половину XXI в. Продолжат эти исследования и авторы настоящей работы. И их последователи... Познание интересно, полезно и бесконечно, особенно в рамках такой науки, как НГГ, особенно такой страны, как Россия.

Список литературы

1. Амурский Г.И. Тектонодинамика и нефтегазоносность Средней Азии / Г.И. Амурский, Н.Н. Соловьёв // Геотектоника. – 1984. – № 1. – С. 34–45.
2. Давыдова Е.С. Современное состояние и перспективы освоения газового потенциала недр Западно-Сибирской мегапровинции / Е.С. Давыдова, Г.Р. Пятницкая, Д.В. Люгай и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 3 (31): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 4–12.
3. Ермаков В.И. Газовый потенциал Евразийского мегаконтинента / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов // Газовая промышленность. – 1998. – С. 15–18.
4. Ермаков В.И. Закономерности размещения углеводородных скоплений Предкавказья и принципы выделения областей газо- и нефтенакпления: обзор / В.И. Ермаков; под ред. Н.С. Ерофеева. – М.: ЦНИИТЭнефтегаз, 1985. – 86 с.
5. Ермаков В.И. Образование углеводородных газов в угленосных и субугленосных отложениях / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра, 1984.
6. Ермаков В.И. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра. – 1986. – 221 с.
7. Ермаков В.И. Общий потенциал газонефтенакопления осадочных продуктивных комплексов / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов // Методы оценки нефте- и газоматеринского потенциала седиментитов. – М.: Наука, 1982. – С. 155–165.
8. Зонн М.С. Юрские субугленосные формации эпигерцинских плит и их нефтегазоносность / М.С. Зонн, М.В. Корж, Н.А. Крылов и др. // Формационный анализ в нефтяной геологии. – М.: ИГИРГИ, 1981. – С. 21–39.
9. Карнаухов С.М. Эра сеноманского газа: «от рассвета до заката» / С.М. Карнаухов, В.А. Скоробогатов, О.Г. Кананыхина // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.: сб. науч. статей. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С. 15–25.
10. Колесниченко В.П. Проблемы достоверности и подтверждаемости оценок величины и структуры перспективных и прогнозных ресурсов газа Западного и Центрального Предкавказья / В.П. Колесниченко, М.Ю. Острижный, В.А. Скоробогатов // Актуальные проблемы и перспективы освоения месторождений углеводородов (НСФД-2012): тезисы докладов II Межд. научно-практ. конф. 15–16 мая 2012 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 31.
11. Поляков Е.Е. Где искать новые крупнейшие, гигантские и уникальные газосодержащие месторождения в Северной Евразии? / Е.Е. Поляков, В.В. Рыбальченко, А.Е. Рыжов и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 45–57.
12. Пятницкая Г.Р. Изучение и освоение углеводородного потенциала нижне-среднеюрской толщи северных областей Западной Сибири: итоги и перспективы / Г.Р. Пятницкая, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: науч.-тех. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 86–104.
13. Рыбальченко В.В. Поиски и разведка месторождений и залежей углеводородов предприятиями ПАО «Газпром» в России / В.В. Рыбальченко, А.Е. Рыжов, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: науч.-тех. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 46–57.
14. Скоробогатов В.А. Генерационные аспекты онтогенеза газа и нефти в континентальных и дельтовых толщах / В.А. Скоробогатов // Современные проблемы геологии нефти и газа. – М.: Научный мир, 2001. – С. 309–316.
15. Скоробогатов В.А. Генетические причины уникальной газо- и нефтеносности меловых и юрских отложений Западно-Сибирской провинции / В.А. Скоробогатов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 2003. – № 8. – С. 8–14.
16. Скоробогатов В.А. Гигантские газосодержащие месторождения мира: закономерности размещения, условия формирования, запасы, перспективы новых открытий / В.А. Скоробогатов, Ю.Б. Силантьев. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – 240 с.
17. Скоробогатов В.А. Изучение и освоение углеводородного потенциала недр Западно-Сибирского осадочного мегабассейна: итоги и перспективы / В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: науч.-тех. сб. – 2014. – № 3 (19): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – С. 8–26.
18. Скоробогатов В.А. Крупнейшие, гигантские и уникальные осадочные бассейны мира и их роль в развитии газовой промышленности в XXI веке / В.А. Скоробогатов // Деловой журнал Neftegaz.ru. – 2018. – № 10. – С. 126–141.

19. Скоробогатов В.А. Онтогенез газа и нефти в осадочных бассейнах и породах различного типа и возраста / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов // Газовые ресурсы России в XXI веке: сб. науч. трудов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2003. – С.43–67.
20. Скоробогатов В.А. Опыт оценок потенциальных ресурсов свободного газа осадочных бассейнов России и их подтверждаемость при поисково-разведочных работах / В.А. Скоробогатов, Г.Р. Пятницкая, Д.А. Соин и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4с: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 59–65.
21. Скоробогатов В.А. Термобарогеохимическая эволюция скоплений углеводородов / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 1991. – № 8. – С. 23–29.
22. Скоробогатов В.А. Юрский продуктивный комплекс Западной Сибири: прошлое, настоящее, будущее / В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: науч.-тех. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 3 (31): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 36–58.
23. Соловьёв Н.Н. Тектонодинамическая оценка условий формирования месторождений – новое направление изучения нефтегазоносных территорий / Н.Н. Соловьёв // Геология нефти и газа. – 1986. – № 1. – С. 6–11.
24. Соловьёв, Н.Н. Гигантское газовое месторождение Галкыныш: миф или реальность? / Н.Н. Соловьёв, Л.С. Салина // Вести газовой науки: науч.-тех. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 208–215.
25. Соловьёв Н.Н. Опыт онтогенетического анализа влияния дизъюнктивной делимости горных пород на нефтегазоносность осадочных бассейнов / Н.Н. Соловьёв, Л.С. Салина, В.А. Скоробогатов и др. // Вести газовой науки: науч.-тех. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 3 (31): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 80–91.
26. Соловьёв Н.Н. Основные закономерности размещения и формирования залежей сероводородсодержащего газа / Н.Н. Соловьёв, Л.С. Салина, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: науч.-тех. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – С. 125–133.
27. Старосельский В.И. История развития и современное состояние сырьевой базы газовой промышленности России: обзор / В.И. Старосельский, Г.Ф. Пантелеев, В.П. Ступаков; под ред. А.Д. Седых, – М.: ИРЦ «Газпром», 2000. – 117 с.

Benchmarking of tectonic dynamics, contemporary geological structure and oil-gas-bearing capacity for young plates of Northern and Central Eurasia (related with prediction of new discoveries)

N.N. Solovyev¹, V.A. Skorobogatov^{1*}

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Gazovikov street, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

* E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. On the grounds of own experience and third-party disclosed data, authors compare the geological structure and oil-and-gas content of three provinces, namely the Pre-Caucasus, the Amu-Darya and the West-Siberian ones, which are associated with the young epi-Hercynian plates, namely with the Scythian and Turanian plates with the marginal Cenozoic foredeeps and with the West-Siberian Platform, and the cognominal oil-gas-bearing provinces. Authors show the essential disagreements in tectonic development of the mentioned plates in Jurassic-Cretaceous and Cenozoic periods, which influenced their modern geological structure, productivity of the sedimentary apron rocks, amounts and structure of hydrocarbon reserves and resources.

The unique conditions of the hydrocarbon ontogenesis in the subsoil of the West-Siberian megaprovince (WSMP) are responsible for its specific identity. There are a lot of oil and free gas fields with huge hydrocarbon potential in the Lower Cretaceous, Cenomanian and Jurassic rocks.

The favorable environment for gas generation, formation and preservation of gas-bearing agglomerations under the Upper-Jurassic saliniferous cap is the main reason for origination of a huge gas potential in the carbonated Jurassic rocks of the Turanian Plate and the Amu-Darya oil-gas-bearing province. Complicated tectonics and sedimentation within the Scythian Plate subsoil determined the scarcity of their hydrocarbon resources.

Authors highlight the extraordinary role of the Jurassic series in gas and oil accumulation within the volume of the sedimentary apron of two southern provinces. In the WSMP context, the Cretaceous series was rather more important: the Albian-Cenomanian stage for gas, the Neocomian-Aptian stage for gas and oil.

In future, there will be other discoveries of hydrocarbon fields, first of all, at north of Western Siberia (Yamal, Gydan) and at the South-Kara area of the continental shelf. В будущем предстоят еще новые открытия месторождений УВ, прежде всего на севере Западной Сибири (Ямал, Гыдан) и в Южно-Карской области шельфа.

Keywords: plate, province, gas, oil, field, deposit, reserves, resources, hydrocarbons, Western Siberia, Pre-Caucasus, Amu-Darya province, forecast, ontogenesis, generation, migration, fault.

References

1. AMURSKIY, G.I., N.N. SOLOVYEV. Tectonodynamics and oil-and-gas presence in Central Asia [Tektonodinamika i neftegazonosnost Sredney Azii]. *Geotektonika*, 1984, no. 1, pp. 34–45, ISSN 0016-853X. (Russ.).
2. DAVYDOVA, Ye.S., G.R. PYATNITSKAYA, D.V. LYUGAY, et al. State of art and outlooks for development of gaseous subsoil potential in Western-Siberian megaprovince [Sovremennoye sostoyaniye i perspektivy osvoyeniya gazovogo potentsiala nedr Zapadno-Sibirskoy megaprovintsi]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017, no. 3 (31): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 4–12. ISSN 2306-9849. (Russ.).
3. YERMAKOV, V.I., V.A. SKOROBOGATOV. Gas potential of Eurasian megacontinent [Gazovyy potentsial Evraziyskogo megakontinenta]. *Gazovaya Promyshlennost*. 1998, no. 8, pp. 15–18. ISSN 0016-5581. (Russ.).
4. YERMAKOV, V.I. *Patterns of hydrocarbon agglomerations disposition at Pre-Caucasus region and principles for demarcating zones of gas and oil accumulation* [Zakonomernosti razmeshcheniya uglevodorodnykh skopleniy Predkavkazya i printsipy vydeleniya oblastey gazo- i neftenakopleniya]: review. Moscow: TsNIIEneftegaz, 1985. (Russ.).
5. YERMAKOV, V.I., V.A. SKOROBOGATOV. *Generation of hydrocarbon gases in carboniferous and subcarboniferous sediments* [Obrazovaniye uglevodorodnykh gazov v uglensnykh i subuglensnykh otlozheniyakh]. Moscow: Nedra, 1984. (Russ.).
6. YERMAKOV, V.I., V.A. SKOROBOGATOV. *Thermal field of the young plates in the USSR* [Teplovoye pole molodykh plit SSSR]. Moscow: Nedra, 1986. (Russ.).
7. YERMAKOV, V.I., V.A. SKOROBOGATOV. General potential of oil-and-gas accumulation in sedimentary productive rock complexes [Obshchiy potentsial gazoneftenakopleniya osadochnykh produktivnykh kompleksov]. In: *Methods for assessing oil- and gas-source potential of sedimentits* [Metody otsenki nefte- i gazomaterinskogo potentsiala sedimentitov]: collected bk. Moscow: Nauka, 1982, pp. 155–165. (Russ.).
8. ZONN, M.S., M.V. KORZH, N.A. KRYLOV, et al. Jurassic sub-coal-bearing formations of epi-Hercynian plates and their oil-gas-bearing capacity [Yurskiye subuglensosnyye formatsii epigertsinskikh plit i ikh neftegazonosnost]. In: *Formation analysis in petroleum geology* [Formatsionnyy analiz v neftyanoy geologii]: collected bk. Moscow: Institute for Geology of fossil fuels development (IGIRGI), 1981, pp. 21–39. (Russ.).
9. KARNAUKHOV, S.M., V.A. SKOROBOGATOV, O.G. KANANYKHINA. The age of Cenomanian gas: “From the dawn to the sunset” [Era senomanskogo gaza: “ot rassveta do zakata”]. In: *Challenges of supplying resources to gas producing regions of Russia to 2030* [Problemy resursnogo obespecheniya gazodobyvayushchikh rayonov Rossii do 2030 g.]: collection of sc. articles. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2011, pp. 15–25. (Russ.).
10. KOLESNICHENKO, V.P., M.Yu. OSTRIZHNYI, V.A. SKOROBOGATOV. Validity and verifiability challenges in relation to assessment of amounts and structure of prospective and prognostic gas resources in Western and Central Pre-Caucasus [Problemy dostovernosti i podtverzhdayemosti otsenok velichiny i struktury perspektivnykh i prognoznykh resursov Zapadnogo i Tsentralnogo Predkavkazya]. In: *HCFD2012*, 15–16 May 2012. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2012, pp. 31. (Russ.).
11. POLYAKOV, Ye.Ye., V.V. RYBALCHENKO, A.Ye. RYZHOV, et al. Where must the new the biggest, gigantic and unique gas-bearing fields be looked for in Northern Eurasia? [Gde iskat novyye krupneyshiyе, gigantskiye i unikalnyye gazosoderzhashchiye mestorozhdeniya v Severnoy Evrazii?] *Geologiya Nefti i Gaza*. 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 45–57. ISSN 0016-7894. (Russ.).
12. PYATNITSKAYA, G.R., V.A. SKOROBOGATOV. Studying and developing hydrocarbon potential of Lower-Middle-Jurassic deposits in northern areas of Western Siberia: resume and perspectives [Izucheniya i osvoyeniye uglevodorodnogo potentsiala nizhne-sredneyurskoy tolshchi severnykh oblastey Zapadnoy Sibiri: itogi i perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 3 (35): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 86–104. ISSN 2306-9849. (Russ.).
13. RYBALCHENKO, V.V., A.Ye. RYZHOV, V.A. SKOROBOGATOV, et al. Searching and prospecting of hydrocarbon fields and deposits by the enterprises of the Gazprom PJSC in Russia [Poiski i razvedka mestorozhdeniy i zalezhey uglevodorodov predpriyatiyami PAO “Gazprom” v Rossii]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 3(35): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 46–57. ISSN 2306-9849. (Russ.).

14. SKOROBOGATOV, V.A. Generative aspects of gas and oil ontogenesis in continental and deltaic series [Generatsionnyye aspektu ontogeneza gaza i nefiti v kontinentalnykh i deltovykh tolshchakh]. In: *Modern challenges of oil and gas geology* [Sovremennyye problem geologii nefiti i gaza]: collected papers. Moscow: Nauchnyy mir, 2001, pp. 309–316. (Russ.).
15. SKOROBOGATOV, V.A. Genetic reasons for unique gas and oil presence in Cretaceous and Jurassic sediments of West-Siberian province [Geneticheskiye prichiny unikalnoy gazo- i neftenosnosti melovykh i yurskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy provintsii]. *Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftyanykh i Gazovykh Mestorozhdeniy*, 2003, no. 8, pp. 8–14, ISSN 2413-5011. (Russ.).
16. SKOROBOGATOV, V.A., Yu.B. SILANTYEV. *Gigantic gas-bearing fields of the World: patterns of allocation, conditions for generation, reserves, prospects for new discoveries* [Gigantskiye gazosoderzhashchiye mestorozhdeniya mira: zakonomernosti razmeshcheniya, usloviya formirovaniya, zapasy, perspektivy novykh otkrytiy]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. (Russ.).
17. SKOROBOGATOV, V.A. Research and development of the hydrocarbons potential of the soils of the Western Siberian sedimentary megabasin: results and perspectives [Izucheniye i osvoyeniye uglevodorodnogo potentsiala nedr Zapadno-Sibirskogo osadochnogo megabasseyna: itogi i perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014, no. 3 (19): Resource support problems of Russian oil-producing regions, pp. 8–26. ISSN 2306-8949. (Russ.).
18. SKOROBOGATOV, V.A. The biggest, gigantic and unique sedimentary basins of the World and their impact to development of the gas industry in the XXI century [Krupneyshiy, gigantskiy i unikalnyy osadochnyy basseyon mira i ikh rol v razvitiy gazovoy promyshlennosti v XXI veke]. *Delovoy zhurnal Neftegaz.ru*. 2018, no. 10, pp. 126–141. ISSN 2410-3837. (Russ.).
19. SKOROBOGATOV, V.A. and L.V. STROGANOV. Ontogenesis of gas and oil in sedimentary basins and rocks of different types and ages [Ontogenez gaza i nefiti v osadochnykh basseynakh i porodakh razlichnogo tipa i vozrasta]. In: *Gas resources of Russia in XXI century* [Gazovyye resursy Rossii v XXI veke]: collected sci. papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2003, pp. 43–67. (Russ.).
20. SKOROBOGATOV, V.A., G.R. PYATNITSKAYA, D.A. SOIN, et al. Practice of estimation of potential resources of the free gas in sedimentary basins of Russia and their validation during prospecting works [Opyt otsenok potentsialnykh resursov svobodnogo gaza osadochnykh basseynov Rossii i ikh podtverzhdayemost pri poiskovo-razvedochnykh rabotakh]. *Geologiya Nefiti i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 59–65. ISSN 0016-7894. (Russ.).
21. SKOROBOGATOV, V.A. Thermobaric-geochemical evolution of hydrocarbon agglomerations [Termobarogeokhimicheskaya evolutsiya skopleniy uglevodorodov]. *Geologiya Nefiti i Gaza*. 1991, no. 8, pp. 23–29. ISSN 0016-7894. (Russ.).
22. SKOROBOGATOV, V.A. Jurassic productive complex of Western Siberia: past, present and future [Yurskiy produktivnyy kompleks Zapadnoy Sibiri: proshloye, nastoyashcheye, budushcheye]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017, no. 3 (31): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 36–58. ISSN 2306-9849. (Russ.).
23. SOLOVYEV, N.N. Tectonodynamical assessment of conditions favorable for forming of fields as a new lead in studying oil-gas-bearing territories [Tektonodinamicheskaya otsenka usloviy formirovaniya mestorozhdeniy – novoye napravleniye izucheniya neftegazonosnykh territoriy]. *Geologiya Nefiti i Gaza*, 1986, no. 1, pp. 6–11, ISSN 0016-7894. (Russ.).
24. SOLOVYEV, N.N., L.S. SALINA. A gigantic gas field named Galkynysh: is it a fiction or reality? [Gigantskoye gazovoye mestorozhdeniye Galkynysh: mif ili realnost?]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 3(35): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 208–215. ISSN 2306-9849. (Russ.).
25. SOLOVYEV, N.N., L.S. SALINA, V.A. SKOROBOGATOV, et al. Experience in ontogenetic analysis of rock disjunctive divisibility affecting oil-gas-bearing capacity of sedimentary basins [Opyt ontogeneticheskogo analiza vliyaniya dizyunktivnoy delimosti gornykh porod na neftegazonosnost osadochnykh basseynov]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017, no. 3 (31): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 80–91. ISSN 2306-9849. (Russ.).
26. SOLOVYEV, N.N., L.S. SALINA, V.A. SKOROBOGATOV. Main laws for acid gas deposits localization and formation [Osnovnyye zakonomernosti razmeshcheniya i formirovaniya zalezhey serovodorodosoderzhashchego gaza]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016, no. 1 (25): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 125–133. ISSN 2306-8949. (Russ.).
27. STAROSELKIY, V.I., G.F. PANTELEYEV, V.P. STUPAKOV et al. *History and modern state of the Russian gas industry base of mineral and raw materials* [Istoriya razvitiya i sovremennoye sostoyaniye syr'evoy bazy gazovoy promyshlennosti Rossii]: sci.-tech. review. Moscow: IRTs Gazprom, 2000. (Russ.).

УДК 551:08

Парадоксы и парадигмы развития нефтегазовой геологии и минерально-сырьевой базы добычи углеводородов России. Исторические аспекты и современность¹

А.В. Лобусев¹, В.А. Скоробогатов^{2*}

¹ РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, к. 1

² ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1

* E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. В статье обсуждается широкий круг вопросов развития нефтегазовой геологии России и мира в XX – начале XXI вв., включая сформулированные парадигмы развития поисково-разведочных работ на нефть и газ и минерально-сырьевой базы газо- и нефтедобычи, а также нерешенные вопросы онтогенеза углеводородов в земных недрах, понимаемые как парадоксы. Решение этих вопросов возможно в недалеком будущем.

Ключевые слова:

парадокс, парадигма, газ, нефть, нефтегазовая геология, поиск, разведка, Западная и Восточная Сибирь, залежь, месторождение, запасы, ресурсы.

Нефтегазовая геология (НГГ) как наука о генезисе нефти и газа, прогнозировании и обосновании поисков и открытия месторождений углеводородов (МУВ) – нефти (Н) и свободного газа (СГ) в земных недрах – возникла на рубеже XIX и XX вв. (± 10 лет: 1890–1910 гг.), сначала в двух нефтедобывающих странах – России (Российской империи) и США, далее в странах Европы, в которых тоже начиналась добыча углеводородов (УВ). У ее истоков стояли российские и зарубежные геологи и геохимики: А.Д. Архангельский, И.М. Губкин, Д.В. Наливкин, Г. Потонье, У. Пратт, Г.Л. Стадников, П. Траск, Д. Уайт и др. Достаточно полные обзоры проблем онтогенеза УВ и НГГ даны в ряде работ [1–35].

Авторы выбрали для статьи необычное название: «Парадоксы и парадигмы...», которому соответствует не вполне обычное содержание... *Парадокс* в общем понимании – это необъяснимое явление, непонятное высказывание, мнение. Рассуждения, которые расходятся с общепринятым мнением и кажутся нелогичными, противоречащими сложившимся взглядам и понятиям... «И гений, парадоксов друг...» (естественно, цитату авторы на свой счет не относят...). *Парадигма* же – определенный набор концепций или шаблонов мышления, включая теории, методы исследований, постулаты и стандарты, принятые научным сообществом. Однако парадигма – это не рассуждения, а, скорее, управление процессами.

В рамках развития НГГ авторы несколько по-другому трактуют понятия парадокса и парадигмы [24, 32]. По их мнению, парадокс – это существующее и наблюдаемое явление (факт), выпадающее из общих, уже установленных закономерностей, которое реально существует (зафиксировано), но объяснения достаточно логичного ему не находится в данный момент развития науки. Парадигма же – это, наоборот, уже устоявшаяся, понятная многими и принятая в «текущий исторический момент» система взглядов, принципов, приемов, своего рода концепция, объясняющая некий процесс и управляющая им, часто опосредованно влияющая на действия отдельных людей, их коллективов, общества в целом.

Рассмотрим сначала парадигмы развития НГГ, понимаемые авторами как системы существующих в данное время взглядов и принципов, управляющих явно

¹ В порядке обсуждения. Полемика открыта...

или скрыто процессами, например, поисков месторождений и залежей углеводородов, формирования и развития минерально-сырьевой базы (МСБ) газо- и нефтедобычи.

Парадигмы в ходе развития НГГ и поисков углеводородных скоплений (УВС) сменяют друг друга и часто сосуществуют в пространстве и времени. Некоторые оказываются «долгоиграющими», по сути, вечными – более 100 лет (век есть век...) и не изжили себя, не исчерпали потенциала своего «руководящего действия», или влияния, на ход развития поисково-разведочных работ (ПРР) на УВ не только в России, но и в мире. Ряд сложившихся парадигм действуют (используются) долго – лет двадцать-тридцать и более, некоторые «рассасываются» в ходе применения и из-за ложного объяснения их возникновения и развития, чаще всего за ненадобностью. Этой проблеме посвящено немного публикаций [19, 22, 24, 26, 32, 33].

Главные функции любой науки – анализ, объяснение и прогноз. Применительно к НГГ это исследования и объяснения накопленных фактов о нефтегазоносности перспективных территорий – нефтегазоносных провинций, областей, районов (НГП, НГО, НГР соответственно), а также автономных генерационно-аккумуляционных комплексов пород – и прогнозирование новых открытий МУВ, обоснование и сопровождение ПРР, научное обеспечение освоения и сопровождение эксплуатации МУВ и залежей УВ.

За полтора столетия развития НГГ во всем мире и России научные исследования и практические поиски, разведку и освоение углеводородных скоплений (УВС) проводили сотни компаний-операторов, десятки тысяч профессиональных геологов, геофизиков, геохимиков, геотехнологов в десятках добывающих стран мира; опубликованы сотни тысяч статей, монографий, справочников, обобщивших исследования по всему спектру проблем, в том числе в СССР и современной России – многие десятки тысяч. Историография нефтяной и газовой отраслей промышленности России [2, 5, 6, 11, 18, 26 и др.], включая ее МСБ, и мира в целом [4, 8, 10, 12, 19, 22, 31, 33, 35] с той или иной степенью детальности представлена в ряде работ отечественных и зарубежных специалистов, в том числе авторов.

Как наука НГГ изучает осадочные породы и геофлюиды, их насыщающие в земных недрах, прежде всего Н и СГ,

т.е. органо-флюидо-минеральные природные системы. Самоцелью являются прогнозирование, поиски и открытия УВС (месторождений и залежей), их разведка, промышленное освоение и добыча Н и СГ. К чему и призвана вся деятельность в области геологии и геохимии нефти и газа.

Исторически первой была приповерхностная парадигма поисков УВС в ходе проведения ПРР: скопления, преимущественно нефти, искали в платформенных и складчатых областях по поверхностным нефте- и газопроявлениям как прямым признакам существования УВС, обычно на небольших глубинах [4, 12, 19 и др.]. В Российской империи они были многочисленны в южном ареале Каспийского моря (ныне – Южно-Каспийский осадочный нефтегазоносный бассейн / провинция), на Апшеронском п-ове и в Западном Туркестане (о. Челекен), а также на юго-востоке Прикаспийской впадины (соляные купола с прорывом осадочного чехла и сопровождающими нефтегазовыми проявлениями), в Карпатском ареале и в Западном Предкавказье, на о. Сахалин. Главная первопричина – наличие разноамплитудных «живых» разломов и их пересечений (субвертикальных природных «скважин»), по которым и изливается Н и вырывается из недр СГ.

Практически одновременно возникла и развивалась и антиклинальная парадигма (теория) поисков УВС по морфологически выраженным на поверхности Земли конседиментационным поднятиям. На глубине в положительных локальных структурах скапливались нефть и газ путем всплывания в водонасыщенной среде природных резервуаров в системах «покрышка – коллектор» (на Кавказе, в штате Оклахома и др. регионах). Последняя является универсальной, «выполняется» и используется до настоящего времени: никто не отменит действие гравитационных сил, разделяющих геофлюиды (СГ, Н, воду) в недрах, в том числе в разрезе осадочных продуктивных комплексов в объемном ареале влияния ловушек и МУВ.

НГГ – наука, обслуживающая практические интересы развития нефтяной и газовой отраслей промышленности в части обоснования, создания и развития сырьевой базы добычи УВ. В двадцатилетие между мировыми войнами (1921–1940 гг.) действовала парадигма экстенсивного расширения ПРР на перспективные с точки зрения наличия УВ территории

(прогибы и впадины). Например, в США расширилась география работ от восточных и центральных районов (Предаппалачский прогиб и шт. Оклахома) на юг и запад (шт. Техас, Калифорния и др.) [12, 19, 33]. В России осваивались европейские бассейны: наряду с Предкавказьем – Волго-Уральский, Тимано-Печорский (только медленно и осторожно по причине «юности» НГГ, которая не указывала точно, куда же идти с поисками месторождений).

Кстати, в рамках развития НГГ многое было необъяснимо и не объяснено в контексте онтогенеза УВ. Условия формирования и закономерности размещения УВС еще не были установлены и всеобъемлюще объяснены. Главный посыл был таков: методом проб и ошибок открывать и опосредованно искать все новые провинции, области, а по глубине – комплексы пород для увеличения добычи нефти, а в дальнейшем и газа. Появились новые – не буровые – методы прогнозирования (предсказания до бурения) месторождений и залежей УВ: геофизические, геохимические и др. Не все они выдержали проверку практикой. Широко практиковался метод «дикой кошки», т.е. бурения «закидушных» поисковых скважин – наобум, по наитию, геологическому чутью. В результате подобных и проч. «поисков» случалось, что открывали месторождения [19, 33]. Чаще скважины оказывались пустыми – водоносными.

В десятилетие 1941–1950 гг. и в России, и в мире еще продолжала действовать реконструктивная парадигма развития МСБ и его научного обеспечения. Однако в двадцатилетие 1951–1970 гг. начала действовать «поисковая» парадигма географического расширения ПРР на все осадочные бассейны Северной Евразии (СЕА), включая Украину и среднеазиатские республики в составе СССР. Были открыты все НГП на суше России, в том числе уникальные и сверхгигантские МУВ Западно-Сибирской нефтегазонасыщенной мегапровинции (ЗСМП), Предкавказья, Волго-Уральской (ВУНГП) и Тимано-Печорской провинций. Однако открыть – еще не значит разведать. Многие месторождения и залежи были именно только открыты, но совершенно не разведаны, особенно в Западной Сибири и особенно газосодержащие (на севере ЗСМП). С нефтью было решительно просто: открыли, разведали за три-четыре года (основные залежи), пустили в эксплуатацию. Стране нужна была нефть! Яркий

пример: освоение уникального Ромашкинского нефтяного месторождения в ВУНГП: открыли в 1948 г., пустили в эксплуатацию в 1952 г. Недр шельфов СЕА оставались не тронутыми ПРР: дел хватало и на суше...

Однако в первое десятилетие изучения и освоения углеводородного потенциала (УВП) действовала «окраинная» парадигма ведения ПРР (развития МСБ). Геологи просто не решались выходить в центральные области сибирских провинций, хотя уже существовал прецедент по ВУНГП: самое крупное, уникальное по запасам месторождение нефти – Ромашкинское – открыто именно в самом центре провинции. Эта нерешительность задержала открытие гигантских МУВ в Западной и в Восточной Сибири на восемь-десять лет.

Основу поисково-разведочной парадигмы 1951–1970 гг. составляли прогнозирование и открытие новых НГП, НГО в Сибири и на Дальнем Востоке, поиск гигантских и уникальных по запасам МУВ, установление условий крупного газо- и нефтенакпления в земных недрах, закономерностей размещения и прогнозирования крупных зон и отдельных месторождений, разработка критериев их поиска; однако условия онтогенеза УВ (от генерации до аккумуляции и сохранности залежей) были малопонятны, а они – главное условие успешного прогноза (если догадываешься, установил, знаешь, как формировались УВС – легче искать!..).

Детальная разведка даже гигантских МУВ не проводилась; для большинства из них разведочный этап растянулся на многие десятилетия, для некоторых продолжается и до сих пор (ачимовская толща и юрский комплекс большинства месторождений северных и арктических областей ЗСМП, даже Уренгойского, открытого по сеноману в 1966 г.).

Следующее двадцатилетие (1971–1990 гг.) стоит по праву назвать «золотым периодом» развития нефтяной и газовой отраслей промышленности России, как, впрочем, и такой науки, как НГГ. Кстати, ее бурное развитие началось в предыдущее десятилетие... Происходило формирование и освоение сырьевой базы нефтегазодобычи и НГГ как ее научной основы, росли темпы открытия новых МУВ и приростов разведанных запасов УВ, уровни их добычи достигли в России максимума, расширилась география ПРР, увеличивались глубины поисковых скважин

(от 1,5...2,0 км и до 4,5...5,0 км). Действовала разведочно-поисковая парадигма развития МСБ и НГГ: быстрая и полноценная разведка открытых месторождений (но только по ведущим залежам!) для прироста промышленных запасов и увеличения добычи УВ и продолжение поисков по всей территории России.

Начались и первые крупные открытия на шельфе (после 1980 г.) Баренцева, Охотского и Карского морей. Мелкие открытия были и ранее, но на южных морях – Каспийском, Азовском, а также на западе – в Балтийском море. Текущие запасы газа и нефти в стране достигли соответственно 49 трлн м³ (геологические) и около 19 млрд т (извлекаемые). Общее число обнаруженных МУВ превысило 2 тыс. ед. (от современных 3770 ед.), при этом на суше были открыты все сверхгигантские, гигантские и большинство крупнейших месторождений (с начальными запасами более 100 млн условных тонн (у.т)², геологических). Российская школа НГГ достигла очень высокого – мирового – уровня, особенно в области онтогенеза УВ в 1970-е гг., прогнозирования и поисков МУВ, подсчета потенциальных ресурсов (конец 1980-х гг.). Вместе с тем по большинству материковых бассейнов СЕА уровень структурно-буровой изученности уже превысил 65...70 % (до 85 % и более в Предкавказье, в ВУНГП и др.) до глубин 4,2...4,5 км, что исключало новые открытия достаточно крупных УВС на малых (до 1,5 км), средних (1,5...3,0 км) и повышенных (3...4 км) глубинах. Однако глубокое и сверхглубокое бурение (до 5,5...6,0 км) показало низкую результативность в плане открытия новых залежей и промышленных запасов, т.е., соответственно, и низкие перспективы газо- и особенно нефтеносности больших глубин, особенно для терригенных коллекторских толщ молодых плит и древних платформ. Кстати, в США и в Западной Европе эта «болезнь глубины» (т.е. бурение поисковых скважин на суше в палеозойских и мезозойских бассейнах до глубин 6,5...8,0 км) была успешно преодолена еще в начале 1970-х гг.: общемировой опыт показал исчезновение коллекторских свойств у песчаников и алевролитов (и, соответственно, коммерческих притоков УВ) до глубин 4,0...4,5 (очень редко до 4,8...5,0 км), у карбонатов – на 1,0...1,2 км глубже. Однако отечественным геологам необходимо было пройти свой путь, учиться на собственных

ошибках, и сверхглубокое бурение продолжалось до 1991–1993 гг., а в Западной Сибири – и до 2010 г. Практически безрезультатно были пробурены сотни поисковых скважин, а продуктивными на глубинах более 4,5 км оказывались единицы. Вообще-то, хотя бы иногда надо думать: бурить или не бурить... очередную поисковую скважину. И если бурить, то на какую глубину? Итак, период «большой разведки и успешных (и дешевых!) поисков» завершился... аккуратно... к известным событиям 1991–1993 гг., после которых *масштабные* ПРР временно прекратились (финансово-организационные сложности).

До 1950 г. в России отсутствовала как таковая ясная и четкая парадигма развития МСБ газо- и нефтедобычи и ведения ПРР, поскольку неизвестны, малопонятны были сами условия и закономерности формирования и размещения УВС в недрах осадочных бассейнов СЕА (России и сопредельных морей, включая арктические и дальневосточные), особенности их локализации в конкретных осадочных толщах, которые позволили бы проводить целенаправленный поиск с минимальными геологическими рисками неоткрытия МУВ.

Парадигма «золотого двадцатилетия» (1971–1990 гг.) исходила из требований быстрой и масштабной доразведки уже открытых и вновь открываемых на суше гигантских и уникальных МУВ со значительным приростом разведанных запасов (категорий V_1+C_1) и их освоением для обеспечения все возрастающей добычи газа и нефти. Активные поиски УВС продолжались повсеместно на суше (и начались на шельфе с 1983–1985 гг.), но в 1986–1991 гг. акцент в работах все более смещался в сторону разведки и доразведки (в начальный этап эксплуатации месторождений и залежей), поскольку все больше открывалось небольших по запасам МУВ, а гиганты «простаивали» недоразведанными... по средним и глубокопогруженным горизонтам.

В десятилетие 1991–2000 гг. парадигма развития как таковая отсутствовала: все (многое?) в области нефти (и газа) происходило по инерции и хаотично, импульсивно, при этом многое в проблеме онтогенеза УВ было уже понятно, объяснено и принято в предыдущее десятилетие [14, 16, 25, 27, 31, 33].

Однако, как ни странно, НГГ как наука продолжала развиваться согласно экстенсивной (инерционной) парадигме, поскольку

² По условному паритету 1000 м³ = 1 т жидких УВ.

новые данные не поступали (практически), но уже накопленные в предыдущий период материалы были настолько объемными и разнообразными, что позволяли это, как, впрочем, и в последующие десятилетия уже нового века... Кстати, большинство идей и концепций в области НГГ высказаны и обоснованы в период 1976–1990 гг. В более поздний период они развивались, углублялись, но принципиально нового в науке уже не возникало (и не предлагалось...).

В новейшее двадцатилетие «первичного накопления капитала» (2001–2020 гг.), в том числе активов (= запасов УВ) у компаний-операторов по мере возрождения нефтяной и укрепления газовой промышленности России, появления большого числа государственных и частных компаний, крупных, средних и мелких, изучение и освоение недр осадочных бассейнов СЕА продолжилось на суше и усилилось на арктическом шельфе и в Охотском море. В эти годы, по мнению авторов, действовала возродившаяся *разведочная парадигма* и на суше, и в акваториях (она вернулась с 1980-х гг.). Все компании акцентировали усилия на разведке открываемых и до-разведке давно открытых (двадцать-тридцать лет назад!) МУВ и залежей с целью укрепления МСБ нефте- и газодобычи и обеспечения все возрастающего производства УВ в ближней и средней перспективе (до 2026–2030 гг.), безусловно, с учетом конъюнктуры и текущих цен на энергоносители. Известно, что разведка дает запасы, запасы дают добычу, продажа добытых УВ дает прибыль... Поиски дают только открытия МУВ и залежей с минимальным приростом разведанных (промышленных) запасов вокруг скважины-первооткрывательницы. Эта работа на будущее, часто отдаленное. Отсюда и акцент на разведку у большинства компаний, возродившихся или возникших вновь в 1998–2005 гг. Сейчас наступило время «поискового ренессанса», очередная смена парадигмы развития [24, 26, 32].

Путем постановки поисковых и разведочных работ в разные периоды развития МСБ газонефтедобычи могут существовать разные глобальные, региональные, корпоративные и проч. парадигмы, применимые к действующим и меняющимся условиям в пределах конкретных регионов и для различных компаний-операторов. Главное, чтобы текущая парадигма была сформулирована и выбрана правильно

и соответствовала современным условиям, а действия компаний ей не противоречили. Образно главный посыл развития и освоения МСБ: копай глубже – кидай дальше... как у экскаваторщиков.

Большинство крупных и средних компаний-операторов после 2010 г. сделали ставку именно на разведку и до-разведку крупных контролируемых месторождений с приростом разведанных запасов путем перевода запасов категорий B_2+C_2 в категории B_1+C_1 , а не на поиск новых месторождений и залежей. Отсюда и бурное развитие объемной сейсмики 3D. Динамика новых открытий в регионах Сибири Дальнего Востока: три-четыре месторождения УВ за два-три года работ (на одну компанию), причем, как правило, средних и часто даже небольших по запасам (менее 30 млрд m^3 по газу и менее 10 млн т по нефти каждое). При этом в ряде случаев часто приращиваются запасы, которые в ближайшие пятнадцать-двадцать и даже 25 лет не будут активно востребованы для производства УВ, особенно на шельфах. По сути, сейчас действует неверный принцип «прирост ради прироста», а востребованность новых запасов отошла на второй план. Однако контролируемые разведанные запасы – основа капитализации компаний. Они высоколиквидны: их можно продать, заложить в банки (применительно к мелким компаниям), обменять, соединить в общие добычные проекты с другими компаниями-операторами и т.д.

Основой новой – современной – парадигмы развития МСБ путем проведения дальнейших ПРР на газ и нефть должен быть ориентир на поисковые работы (поиски и открытия), которые имеют стратегическую направленность и позволяют планировать и проводить работы с приростом новых запасов до 2040 г. на суше – множество малоразмерных МУВ до 25...30 млн у.т, но и менее 10 и даже 3 млн у.т, редко крупных (30...100 млн у.т), а крупнейшие (100...300 млн у.т) имеют уже малую вероятность к открытию. На шельфах арктических морей предстоят очень значительные открытия и приросты с тем, чтобы новая МСБ газодобычи взамен существующей на суше в Западной Сибири (в Надым-Пуртазовском регионе и уже введенной в бой за газ в Ямало-Карском регионе) была подготовлена в десятилетие 2026–2035 гг., и далее – ее активное освоение.

К 2040 г. на территории материковых бассейнов СЕА не останется совершенно не опоскованных объектов и районов до глубин 4,5...5,0 км по породам осадочного чехла и зоны контакта с фундаментом, а внедряться в него с поисковым бурением на значительную глубину для обнаружения редких мелких по запасам УВС – дело высокорискованное, высокозатратное, нерациональное, заведомо убыточное. Очень характерен пример Томской области, где по рекомендациям ряда ученых (Н.П. Запивалова и др.) были пробурены многие десятки скважин на доюрский фундамент, но с его вскрытием на многие сотни метров не открыто ни одной «коренной» палеозойской залежи. Все крупнейшие, крупные и, вероятно, большинство средних по запасам МУВ (до 20...25 млн у.т) в период 2023–2040 гг. будут уже открыты.

Недра западноарктических морей также будут изучены до глубин 3,5...4,0 км достаточно хорошо: уровень структурно-буровой изученности достигнет 65...70 % и более; это уровень, «запрещающий» обнаружение новых значительных по запасам УВС [23, 26]. Для восточноарктических морей, существенно менее перспективных, чем Баренцево и особенно Карское моря, степень изученности достигнет 30...45 %, и все крупнейшие МУВ в их недрах будут открыты и частично разведаны. Охотоморская провинция как серьезный поисковый мегаобъект «завершится» уже к 2031–2035 гг. [26].

Завершение изучения и освоения традиционных ресурсов и запасов УВ на суше СЕА и в наиболее перспективных шельфовых областях потребует разработки и обоснования новой парадигмы развития МСБ газо- и нефтедобычи на основе новейших достижений в области НГГ уже к 2038–2040 гг. с началом ее действия в 2041–2045 гг. (и до 2060 г.).

По мере изучения и освоения недр России, открытия и разведки различных по величине запасов и фазовому состоянию МУВ, перевода части начальных потенциальных ресурсов УВ в разведанные запасы и далее в накопленную добычу появлялись и решались в той или иной степени проблемы НГГ – прогностической, поисковой и разведочной, а также проблемы развития МСБ. А нерешенные проблемы «превращались» в парадоксы, среди которых автор различает:

- общегеологические;

- онтогенетические;
- ресурсно-геологические;
- технико-технологические.

К первой группе относятся парадоксы аномальных термобарических условий в ряде НГП и НГО, в частности в западной половине ЗСМП: ярко выраженные термоаномалии на востоке Краснотеннинского свода, на западе Салымской и Бованенковско-Харасавэйской зон нефте- и газонакопления с геотемпературами в кровле юры 120...150 °С, в подошве до 180 °С и более [15, 28]. Какие генетические причины обусловили их формирование? Каково соотношение аномального геотермического (и температурного) и флюидобарического полей? Несмотря на длительную историю исследования этих проблем [14, 15, 28], многое остается неясным, малопонятным, труднообъяснимым. То же относится и к формированию аномально низких флюидальных давлений в коллекторской системе венда и нижнего кембрия большинства областей Восточно-Сибирского мегабассейна (ниже соленосной покрывки на глубинах 2...3,5 км) [23]. Вместе с тем большинство чисто геологических проблем нефтегазовых бассейнов и провинций успешно решены в последнее двадцатилетие минувшего века (1981–2000 гг.).

Более многочисленны онтогенетические парадоксы НГГ России, несмотря на значительные усилия больших коллективов геологов и геохимиков, в частности в тридцатилетие 1961–1990 гг. (далее – кризисные явления, в том числе и в области науки). С фундаментальным звеном онтогенеза – генерацией органических подвижных соединений (ОПС), оторвавшихся от материнского рассеянного (РОВ) или концентрированного (КОВ) органического вещества (= углей), многое, если не все, ясно: необходимы вещество – энергия – пространство – время для реализации генерационных процессов, однако дискуссионными остаются выводы о масштабах генерации, массах и объемах ОПС в конкретных генерационных условиях [7, 14, 25, 31, 33]. И здесь мнения геохимиков (С.Г. Неручев, Е.А. Рогозина и др.) и геологов (В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов и др.) расходятся существенно.

Энергетическое воздействие недр на органо-флюидо-минеральные комплексы осадочных пород приводит к тому, что часть ОВ переходит из твердого в газообразное и жидкое состояния (битумоиды), их объемы

увеличиваются, ОПС слабо связаны с материнским субстратом, и начинается передвижение подвижных веществ на микроуровне их существования внутри непроницаемых толщ-генераторов, обычно – глин, но также и пластов углей. И здесь возникает парадокс эмиграции, механизмы, масштабы, расстояния, условия которой остаются малопонятными до настоящего времени, особенно эмиграции жидких веществ из мощных глинистых толщ (100...1000 м и более) в условиях малого развития или отсутствия разломов со смещением хотя бы 15...20 м [25, 33, 34]. С газом проще, с битумоидами («микронептью») много сложнее... Парадокс эмиграции ОПС остается полноценно необъясненным и необъяснимым, вообще малопонятным... Но процесс идет, судя по сформированным УВС.

Вопросами вторичной коллекторской миграции СГ и нефти занимались ряд зарубежных и отечественных ученых таких научно-исследовательских институтов, как ВНИГРИ, ИГиРГИ, ВНИИГАЗ, СевкавНИПИГАЗ и др. [9, 14, 17, 21]. Эти проблемы более понятны и приняты научным сообществом еще 40...50 лет назад в рамках развивавшейся теории онтогенеза УВ [1, 8, 14, 17, 21, 31], однако и здесь выделяются своеобразные парадоксы.

Парадокс дальней (100...150 км и более) латеральной миграции УВ, особенно тяжелых нефтей плотностью более 0,900 г/см³. Опять же для СГ многое достаточно понятно и объяснимо: очень большая разница плотностей воды в пластовых условиях, даже газонасыщенной, и газа в свободном состоянии под давлением (0,98 / 0,55...0,70 г/см³). Но как далеко может мигрировать нефть с высоким содержанием смол, асфальтенов и тяжелых гибридных соединений при минимальной разнице плотностей (менее 0,1 г/см³)? Существование громадных скоплений тяжелых нефтей (десятки и сотни миллиардов тонн, геол.) в мире (Канада, Венесуэла, Восточная Сибирь, Мадагаскар, бассейны Китая и мн. др.) требует ее миграции по окраинно-бассейновым моноклиналям на многие десятки и даже сотни километров. Но откуда и как? Нет ответа. Есть результат – нет механизма. Парадокс... Сюда же относится и понятие первичных нефтей. Какие они? Первоначально тяжелые и созревающие до нормальных и легких при погружении и увеличении катагенеза [24, 29, 31, 33] или изначально легкие,

но подвергшиеся биодеградации? Авторы и многие другие исследователи, отечественные и зарубежные, считают правильной первую точку зрения, в отличие от видных геохимиков, разделяющих вторую (Ал.А. Петрова и др.). Грань между геологами, знающими «фактуру», и геохимиками, изучающими вещество нефтей («в отрыве» от недр), в этих вопросах наиболее видна и проявляется достаточно существенно. Однако «правее» тот, кто знает недр и отталкивается в своих рассуждениях от природных реалий, фактов.

Парадокс ремиграции. Малопонятной остается субвертикальная миграция УВ по разломам через относительно мощные покровы. Как при мгновенных подвижках (со смещением по разломам менее 1 см) прорываются газ и особенно нефть? Как влияет природный флюидоразрыв на проницаемость, и есть ли он в аномальных зонах повышенной трещиноватости? Тем более что трещины «схлопываются» в пластичных породах (соль, недоуплотненные глины) тоже практически мгновенно.

Парадокс неполного разрушения МУВ и залежей в платформенных условиях. Всегда в ловушке что-то остается. Было крупным, стало мелким... а часто и вторичным... Выше по разрезу.

Много вопросов и мало ответов (конкретных, общепринятых) на проблемы эволюции УВС внутри ловушек [14, 27] и разрушения скоплений [17, 19, 20, 31, 33], а также самого вещества нефти в течение десятков и сотен миллионов лет, особенно в древних толщах венда и палеозоя. Парадокс сохранности СГ и нефти в залежах, особенно после масштабного внедрения магматических тел в осадочный чехол, как это имело место в триасовое время на Сибирской платформе. Как? Почему? И тоже нет исчерпывающего ответа, объяснения. А месторождения УВ есть...

Ресурсно-геологические парадоксы. В разных регионах они существенно разные. Чем выше доля пород морского генезиса в песчано-глинистой толще, тем выше доля газовой компоненты в суммарных ресурсах и запасах УВ (юра севера). Почему? Парадокс. Формирование нефтяных скоплений в континентальных толщах и газовых – в морских... То же в недрах ЗСМП. Безусловно, парадокс.

Парадоксальная независимость величин УВП (в том числе и газового, и нефтяного) от величины генерационных параметров

и объемов (масс) генерации. А бывает и так: чем меньше, тем выше. Это действительно парадокс! Многочисленны примеры, когда при пониженных содержаниях органики (РОВ) на уровне 0,8...1,5 % образовалось значительное число МУВ, в том числе и достаточно крупных, в том числе нефтесодержащих (в кайнозойских дельтах р. Нигеры, р. Миссисипи и др.). В силу каких условий и причин? Неясно. Снова нет ответа.

Парадокс: почему таким низким оказался КПД онтогенеза в Предкавказье (Северо-Кавказская НГП в пределах Скифской плиты и передовых альпийских прогибов)? Множество открытых мелких МУВ и только два крупнейших (более 100 млн у.т) – Северо-Ставропольско-Пелагиадинское газовое и Анастасиевско-Троицкое нефтегазовое...

И главный парадокс западных и южных областей Восточно-Сибирской мегапровинции: а как вообще могла сохраниться нефте- и особенно газоносность в ее недрах после катастрофического объемного воздействия магматической деятельности и вулканизма на венд-палеозойский осадочный чехол в триасовое время? Действительно, парадокс Сибирской платформы: почему при таком интенсивном воздействии магматической деятельности (трубки взрыва, силлы, покровы базальтов и др.) все же сохранились не только нефтяной, кстати небольшой, но и газовый потенциал ее недр?

Юрский онтогенетический парадокс Западной Сибири. Ну почему при просто огромных объемах газогенерации в угленосной толще и масштабах битумогенерации во всех литотипах пород юры (не только в глинах и углях, но и в алевролитах и даже в углистых песчаниках всех внутренних областей ЗСМП) такими малыми оказались масштабы промышленного нефте- и особо газонакопления при минимальных коэффициентах аккумуляции и сохранности УВ (менее 2 %) во всех областях, кроме Красноленинской зоны (района) нефтенакпления? Нет ответа даже у «знатных юристов», изучающих юрский комплекс пород 40...50 лет [13, 15, 28, 30]. Версии есть, полноценного ответа нет...

Один из ресурсных парадоксов ЗСМП. Почему при весьма малых содержаниях рассеянного органического вещества в породах берриаса – нижнего валанжина (фон – 0,8...1,5 %) в ачимовской толще образовались гигантские скопления УВ: нефти в Среднем Приобье – Мало-Балькское и др. МУВ, Уренгойское – почти 3 млрд у.т (СГ + конденсат + + нефть) и др.? Почему при огромных масштабах газообразования в нижне-среднеюрской толще повсеместно – по всей территории ЗСМП – так малы выявленные запасы и невелики предполагаемые ресурсы СГ?

Эти и менее масштабные парадоксы, пока еще не объясненные научной общественностью, осложняют, затрудняют дальнейшее развития НГГ России. Однако положительно главное: геологи и России, и мира научились предсказывать (прогнозировать) и результативно искать месторождения в разнообразных геологических условиях, порой очень сложных, как, например, в породах Западной Сибири. Успешно и с малыми «перетратами» денег, времени и усилий. А что по части онтогенетических парадоксов, так... «тайна происхождения и существования нефти в недрах не будет раскрыта полностью даже тогда, когда из недр будет добыта последняя ее бочка (баррель)...». (Эта «крылатая фраза» бытует в профессиональной среде еще с конца 1970-х гг. Кто-то, геолог или геотехнолог – специалист по разработке УВС, хорошо сказал.)

Авторы отдают себе отчет в том, что далеко не все парадоксы упомянуты в статейном варианте, когда затронутая проблема достойна более всестороннего исследования и монографического описания. Поэтому исследование и объяснение парадоксов в области НГГ будет продолжаться. И эта важнейшая функция науки в области НГГ останется всегда востребованной и актуальной и продолжится много десятилетий XXI в. И выльется в написание и публикацию еще ряда статей и монографий, подготовку и защиту ряда диссертаций. Были бы новые мысли и разработки, а факты из области НГГ будут стремительно увеличиваться по мере разбуривания новых районов на суше и арктическом шельфе.

Список литературы

1. Баженова О.К. Геология и геохимия нефти и газа / О.К. Баженова, Ю.К. Бурлин, Б.А. Соколов и др. – М.: МГУ, 2012. – 432 с.
2. Брехунцов А.М. Освоение углеводородного потенциала Западной Сибири в свете прогнозов, заложенных в Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года / А.М. Брехунцов, И.И. Нестеров, Л.А. Нечипорук // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2017. – № 2. – С. 51–56.
3. Брехунцов А.М. Ресурсная база углеводородного сырья и первоочередные объекты поиска и освоения запасов нефти и газа в арктических областях Западной Сибири / А.М. Брехунцов // Горные ведомости. – 2017. – № 2. – С. 6–13.
4. Брод И.О. Залежи нефти и газа / И.О. Брод. – М.: Гостоптехиздат, 1951. – 349 с.
5. Васильев В.Г. Месторождения природного газа в Сибири / В.Г. Васильев, Г.Л. Горбенко, Ю.П. Мирончев // Газовая промышленность. – 1965. – № 1. – С. 8–13.
6. Васильев В.Г. Ресурсы, добыча природного газа и поисково-разведочное бурение на газ в СССР / В.Г. Васильев, Н.Д. Елин, Н.С. Ерофеев и др. – М.: ЦНИИТЭнефтегаз, 1964. – 170 с.
7. Вассоевич Н.Б. Геохимия органического вещества и происхождение нефти: избр. труды / Н.Б. Вассоевич, – М: Наука, 1986. – 336 с.
8. Высоцкий И.В. Геология природного газа / И.В. Высоцкий. – М. Недра, 1979. – 392 с.
9. Гассоу У.К. Основополагающие положения гипотезы дифференциального улавливания углеводородов / У.К. Гассоу // Проблемы нефтяной геологии в освещении зарубежных ученых. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – С. 120–140.
10. Гедберг Х.Д. Геологические аспекты происхождения нефти = Geologic aspects of origin of petroleum / Х.Д. Гедберг; пер. с англ. проф. М.Ф. Двали. – М.: Недра, 1966. – 250 с.
11. Гриценко А.И. Газовая геология на пороге XXI в. / А.И. Гриценко, В.А. Пономарев, П.И. Дворецкий и др. // Газовая промышленность. – 2000. – № 3. – С. 15–22.
12. Губкин И.М. Учение о нефти. – 3-е изд. – М.: Наука, 1975. – 383 с.
13. Гурари Ф.Г. Закономерности размещения углеводородных залежей в нижне-среднеюрских отложениях Западно-Сибирской плиты / Ф.Г. Гурари, А.Е. Еханин // Геология нефти и газа. – 1987. – № 10. – С. 19–26.
14. Данилов В.Н. Сравнительный анализ онтогенеза углеводородов в Печорском и других осадочных бассейнах мира / В.Н. Данилов, Н.А. Малышев, В.А. Скоробогатов и др. – М.: Академия горных наук, 1999. – 400 с.
15. Ермаков В.И. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра, 1986. – 221 с.
16. Карцев А.А. Основы геохимии нефти и газа / А.А. Карцев. – М.: Недра, 1969. – 269 с.
17. Кругликов Н.М. Миграция и рассеяние нефти и газа в платформенных условиях / Н.М. Кругликов, Л.Л. Багдасарян, И.А. Волков и др. – Л.: Недра, 1986. – 212 с.
18. Крылов Н.А. Главные вехи истории нефтедобычи в России / Н.А. Крылов // Газовая геология России. Вчера, сегодня, завтра: сб. науч. тр. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2000. – С. 12–17.
19. Леворсен А.И. Геология нефти и газа = Geology of petroleum / А.И. Леворсен; пер. с англ. – М.: Мир, 1970.
20. Наливкин В.Д. Процессы разрушения залежей нефти и газа и оценка потерь углеводородов / В.Д. Наливкин, И.С. Гольдберг, Н.М. Кругликов и др. // Советская геология. – 1984. – № 7. – С. 60–70.
21. Панченко А.С. Раздельное прогнозирование залежей нефти и газа / А.С. Панченко. – М.: Недра, 1985. – 199 с.
22. Перродон А. Формирование и размещение месторождений нефти и газа = Formation of disposition des gisements de petrole el de gaz / А. Перродон; пер. с фр. Д.И. Колодина. – М.: Недра, 1991. – 359 с.
23. Скоробогатов В.А. Енисей-Ленская мегапровинция: формирование, размещение и прогнозирование месторождений углеводородов / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2017. – № 3. – С. 3–17.
24. Скоробогатов В.А. Новая парадигма развития энергетического комплекса России в первой половине XXI века / В.А. Скоробогатов // Деловой журнал Neftgaz.ru. – 2019. – № 5 (89). – С. 80–89.
25. Скоробогатов В.А. Онтогенез газа и нефти в осадочных бассейнах и породах различного типа и возраста / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов // Газовые ресурсы России в XXI веке: сб. науч. трудов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2003. – С. 43–67.

26. Скоробогатов, В.А. Поиски месторождений и залежей углеводородов в осадочных бассейнах Северной Евразии: итоги, проблемы, перспективы / В.А. Скоробогатов, В.В. Рыбальченко, Д.Я. Хабибуллин и др. // Вести газовой науки: науч.-тех. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 4 (41): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 18–34.
27. Скоробогатов В.А. Термобарогеохимическая эволюция скоплений углеводородов / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 1991. – № 8. – С. 23–29.
28. Скоробогатов В.А. Юрский продуктивный комплекс Западной Сибири: прошлое, настоящее, будущее / В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: науч.-тех. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 3 (31): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 36–58.
29. Строганов Л.В. Газы и нефти ранней генерации Западной Сибири / Л.В. Строганов, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра-Бизнесцентр», 2004. – 415 с.
30. Сурков В.С. Перспективы нижнесреднеюрских отложений Ямало-Ненецкого автономного округа / В.С. Сурков, А.М. Казаков, В.П. Девятков и др. // Геология нефти и газа. – 1998. – № 11. – С. 8–20.
31. Тиссо Б. Образование и распространение нефти = Petroleum formation and occurrence / Б. Тиссо, Д. Вельте; пер. с англ. – М.: Мир, 1981. – 501 с.
32. Хабибуллин Д.Я. Новая парадигма ведения поисково-разведочных работ в России в 2021–2040 гг. для развития минерально-сырьевой базы газодобычи / Д.Я. Хабибуллин, В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 67–73.
33. Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа = Petroleum geochemistry and geology / Дж. Хант; пер. с англ. – М.: Мир, 1982. – 703 с.
34. Magoon L.B. The petroleum system – From source to trap / L.B. Magoon, W.G. Dow // AAPG Memoir. – 1994. – Т. 60. – 655 с.
35. Welte D.H. Petroleum and basin evolution / D.H. Welte, B. Horstfeld, D.R. Baker. – Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 1997. – 535 с.

Paradoxes and paradigms in evolution of petroleum geology and mineral resource base of hydrocarbon production in Russia. Historical retrospective and our times

A.V. Lobusev¹, V.A. Skorobogatov^{2*}

¹ National University of Oil and Gas «Gubkin University», Block 1, Bld.65, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russian Federation

² Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Gazovikov street, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

* E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The article highlights a wide range of questions related with evolution of domestic and foreign petroleum geology in 20th – 21st centuries, including the formulated paradigms of geological prospecting and search of oil and gas and constructing of mineral resource base for production of hydrocarbons. Few unsolved problems of hydrocarbons subsoil ontogenesis are described like paradoxes. Solutions are going to be found in the near future.

Keywords: paradox, paradigm, gas, oil, petroleum and gas geology, search, prospecting, Western and Eastern Siberia, deposit, field, reserves, resources.

References

1. BAZHENOVA, O.K., Yu.K. BURLIN, B.A. SOKOLOV, et al. *Geology and geochemistry of oil and gas* [Geologiya i geokhimiya nefi i gaza]. Moscow: Moscow State University, 2012. (Russ.).
2. BREKHUNTSOV, A.M., I.I. NESTEROV, L.A. NECHIPORUK. Development of the Western Siberia HC potential in the light of the predictions specified in the Russian Federation energy strategy for the period up to 2035 [Osvoyeniye uglevodorodnogo potentsiala Zapadnoy Sibiri v svete prognozov, zalozhennykh v Energeticheskoy strategii Rossiyskoy Federatsii na period do 2035 goda]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*, 2017, no. 2, pp. 51–56, ISSN 0869-3188. (Russ.).

3. BREKHUNTSOV, A.M. Mineral resource base of raw hydrocarbons and primary objects for searching and development of oil and gas reserves in Arctic regions of Western Siberia [Resursnaya baza uglevodorodnogo syrya i pervoocherednyye obyekty poiska i osvoyeniya zapasov nefiti i gaza v arkticheskikh oblastyakh Zapadnoy Sibiri]. *Gornyye Vedomosti*. 2017, no. 2, pp. 6–13. ISSN 1818-5606. (Russ.).
4. BROD, I.O. *Oil and gas deposits* [Zalezhi nefiti i gaza]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1951. (Russ.).
5. VASILYEV, V.G., G.L. GORBENKO, YU.P. MIRONCHEV. Siberian fields of natural gas [Mestorozhdeniya prirodnogo gaza v Sibiri]. *Gazovaya Promyshlennost*, 1965, no. 1, pp. 8–13, ISSN 0016-5581. (Russ.).
6. VASILYEV, V.G., N.D. YELIN, N.S. YEROFEYEV, et al. *Resources, production of natural gas and gas exploratory drilling in the USSR* [Resursy, dobycha prirodnogo gaza i poiskovo-razvedochnoye bureniye na gaz v SSSR]. Moscow: TsNIITneftegaz, 1964. (Russ.).
7. VASSOYEVICH, N.B. *Geochemistry of organic matter and origin of oil* [Geokhimiya organicheskogo veshchestva i proiskhozhdeniye nefiti]: selectas. Moscow: Nauka, 1986. (Russ.).
8. VYSOTSKIY, I.V. *Geology of natural gas* [Geologiya prirodnogo gaza]. Moscow: Nedra, 1979. (Russ.).
9. GASSOU, U.K. Basics of a hypothesis on differential entrapment of hydrocarbons [Osnovopolagayushchiye polozheniya gipotezy differentsialnogo ulavlivaniya uglevodorodov]. In: *Problems of petroleum geology in interpretation of foreign scientists* [Problemy neftyanoy geologii v osveshchenii zarubezhnykh uchenykh]: collected bk. Moscow: Gostoptekhizdat, 1961, pp. 120–140. (Russ.).
10. HEDBERG, H.D. *Geologic aspects of origin of petroleum*. Translated from Engl. Moscow: Nedra, 1966. (Russ.).
11. GRITSENKO, A.I., V.A. PONOMAREV, P.I. DVORETSKIY, et al. Gas geology on the edge of 21st century [Gazovaya geologiya na poroge XXI v.]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2000, no. 3, pp. 15–22, ISSN 0016-5581. (Russ.).
12. GUBKIN, I.M. *Doctrine of petroleum* [Ucheniye o nefiti]. 3rd ed. Moscow: Nauka, 1975. (Russ.).
13. GURARI, F.G., A.Ye. YEKHANIN. Patterns of hydrocarbon deposits presence in Lower-Middle-Jurassic sediments of West-Siberian plate [Zakonomernosti razmeshcheniya uglevodorodnykh zalezhey v nizhneshredneyurskikh otlozheniyakh Zapadno-Sibirskoy plity]. *Geologiya Nefi i Gaza*, 1987, no. 10, pp. 19–26. ISSN 0016-7894. (Russ.).
14. DANILOV, V.N., N.A. MALYSHEV, V.A. SKOROBOGATOV et al. *Comparative analysis of hydrocarbon ontogenesis in Pechora and other sedimentary basins of the World* [Svravnitelnyy analiz ontogeneza uglevodorodov v Pechorskom i drugikh osadochnykh basseynakh mira]. Moscow: Academy of Mining Sciences, 1999. (Russ.).
15. YERMAKOV, V.I., V.A. SKOROBOGATOV. *Thermal field of the young plates in the USSR* [Teplovoye pole molodykh plit SSSR]. Moscow: Nedra, 1986. (Russ.).
16. KARTSEV, A.A. *Principles of petroleum and gas geochemistry* [Osnovy geokhimii nefiti i gaza]. Moscow: Nedra, 1969. (Russ.).
17. KRUGLIKOV, N.M., L.L. BAGDASARYAN, I.A. VOLKOV, et al. *Migration and dissipation of oil and gas in platform conditions* [Migratsiya i rasseyaniye nefiti i gaza v platformennykh usloviyakh]. Leningrad, USSR: Nedra, 1986. (Russ.).
18. KRYLOV, N.A. Main milestones of oil production in Russia [Glavnyye vekhi istorii nefitedobych v Rossii]. In: *Gas geology of Russia. Yesterday, today, tomorrow* [Gazovaya geologiya Rossii. Vchera, segodnya, zavtra]: collected scientific papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2000, pp. 12–17. (Russ.).
19. LEVORSEN, A.I. *Geology of petroleum* [Geologiya nefiti i gaza]. Translated from Engl. Moscow: Mir, 1970. (Russ.).
20. NALIVKIN, V.D., I.S. GOLDBERG, N.M. KRUGLIKOV, et al. Processes of oil and gas deposits destruction, and assessment of losses of hydrocarbons [Protssy razrusheniya zalezhey nefiti i gaza i otsenka poter uglevodorodov]. *Sovetskaya Geologiya*. 1984, no. 7, pp. 60–70. ISSN 0038-5069. (Russ.).
21. PANCHENKO, A.S. *Separate forecasting of oil and gas deposits* [Razdelnoye prognozirovaniye zalezhey nefiti i gaza]. Moscow: Nedra, 1985. (Russ.).
22. PERRODON, A. *Formation and disposition of oil and gas fields* = Formation of disposition des gisements de petrole el de gaz [Formirovaniye i razmeshcheniye mestorozhdeniy nefiti i gaza]. Translated from French. Moscow: Nedra, 1991. (Russ.).
23. SKOROBOGATOV, V.A. Yenisey-Lena megaprovince: generation, location and prediction of hydrocarbon fields [Yenisey-Lenskaya megaprovinciya: formirovaniye, razmeshcheniye i prognozirovaniye mestorozhdeniy uglevodorodov]. *Geologiya Nefiti i Gaza*. 2017, no. 3, pp. 3–17. ISSN 0016-7894. (Russ.).
24. SKOROBOGATOV, V.A. A new evolution paradigm of Russian energy complex in 1st half of the 21st century [Novaya paradigma razvitiya energeticheskogo kompleksa Rossii v pervoy polovine XXI veka]. *Delovoy Zhurnal Neftegaz.ru*, 2019, no. 5 (89), pp. 80–89, ISSN 2410-3837. (Russ.).
25. SKOROBOGATOV, V.A. and L.V. STROGANOV. Ontogenesis of gas and oil in sedimentary basins and rocks of different types and ages [Ontogenez gaza i nefiti v osadochnykh basseynakh i porodakh razlichnogo tipa i vozrasta]. In: *Gas resources of Russia in XXI century* [Gazovyye resursy Rossii v XXI veke]: collected sci. papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2003, pp. 43–67. (Russ.).

26. SKOROBOGATOV, V.A., V.V. RYBALCHENKO, D.Ya. KHABIBULLIN, et al. Searching hydrocarbon fields and deposits in sedimentary basins of Northern Eurasia: results, issues and outlooks [Poiski mestorozhdeniy i zalezhey uglevodorodov v osadochnykh basseynakh Severnoy Yevrazii: itogi, problem, perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, no. 4 (41): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 18–34. ISSN 2306-9849. (Russ.).
27. SKOROBOGATOV, V.A. Thermobaric-geochemical evolution of hydrocarbon agglomerations [Termobarogeokhimicheskaya evolutsiya skopleniy uglevodorodov]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 1991, no. 8, pp. 23–29. ISSN 0016-7894. (Russ.).
28. SKOROBOGATOV, V.A. Jurassic productive complex of Western Siberia: past, present and future [Yurskiy produktivnyy kompleks Zapadnoy Sibiri: proshloye, nastoyashcheye, budushcheye]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017, no. 3 (31): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 36–58. ISSN 2306-9849. (Russ.).
29. STROGANOV, L.V., V.A. SKOROBOGATOV. *Western-Siberian gases and oils of earlier generation* [Gazy i nefi ranney generatsii Zapadnoy Sibiri]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2004. (Russ.).
30. SURKOV, V.S., A.M. KAZAKOV, V.P. DEVYATOV, et al. Prospects for Lower-Middle-Jurassic deposits in Yamal-Nenets autonomous region [Perspektivy nizhneshredneyurskikh otlozheniy Yamalo-Nenetskogo avtonomnogo okruga]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 1998, no. 11, pp. 8–20, ISSN 0016-7894. (Russ.).
31. TISSOT, B.P., D.H. WELTE. *Petroleum formation and occurrence*. Translated from Engl. Moscow: Mir, 1981. (Russ.).
32. KHABIBULLIN, D.Ya., V.A. SKOROBOGATOV. New paradigm of prospecting and exploration operations in Russia in 2021–2040 aimed at development of mineral resource base of gas production [Novaya paradigm vedeniya poiskovo-razvedochnykh rabot v Rossii v 2021–2040 dlya razvitiya mineralno-syryevoy bazy gazodobychi]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 67–73. ISSN 0016-7894. (Russ.).
33. HUNT, G.M. *Petroleum geochemistry and geology* [Geokhimiya i geologiya nefi i gaza]. Translated from Engl. Moscow: Mir, 1982. (Russ.).
34. MAGOON, L.B., W.G. DOW. The petroleum system – From source to trap. *AAPG Memoir*, 1994, vol. 60, ISSN 0271-8529.
35. WELTE, D.H., B. HORSTFIELD, D.R. BAKER. *Petroleum and basin evolution*. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 1997.

УДК 550.812.14

Структурно-литолого-флюидальная модель уникальной газовой залежи горизонта ТП₁₋₆ Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения

Е.Е. Поляков¹, А.В. Пинчук^{1*}, С.Ю. Ромащенко¹, И.В. Чурикова¹, В.М. Слепцова¹,
А.В. Чичмарева¹, А.М. Киселева²

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1

² ООО «Газпром добыча Надым», Российская Федерация, 629736, ЯНАО, г. Надым, ул. Пионерская, д. 14

* E-mail: A_Pinchuk@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Одними из наиболее проблемных вопросов геологического строения Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) являются водонасыщенность пластов ТП₁₋₆ в северной части залежи на более высоких отметках относительно общего уровня газоводяного контакта, установленная по данным геофизических исследований скважин (ГИС), и присутствие воды в продукции скважин. Выполненный анализ флюидальной модели пластов ТП₁₋₆ Бованенковского НГКМ позволяет предложить новую концепцию геологической модели месторождения, актуальную для подсчета запасов углеводородов и повышения эффективности разработки залежи ТП₁₋₆.

В статье рассмотрены фактические капиллярные зависимости водонасыщенности от абсолютной глубины по продуктивным пластам ТП₁₋₂, ТП₃, ТП₄, ТП₅, ТП₆ Бованенковского НГКМ, а также построены схемы распространения по площади зон с различной газонасыщенностью в зависимости от высоты залежи. По приведенным схемам установлено, что в пластах ТП₃ и ТП₄, находящихся в северной зоне недонасыщения (переходной зоне), существуют зоны с повышенной газонасыщенностью, из которых можно ожидать притоки газа без воды. В рассмотренном варианте прогноз указанных зон осуществляется по данным интерполяции модели. Повысить достоверность прогноза возможно с помощью разработанной методики комплексной интерпретации данных 3D сейсморазведки и ГИС с использованием алгоритмов нейронных сетей.

Ключевые слова:

геологическое строение, флюидальная модель, прогноз, нейронные сети.

Наиболее крупные по величине запасов залежи углеводородов (УВ) на Бованенковском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ) приурочены к альб-аптским отложениям танопчинской свиты. Продуктивная толща танопчинской свиты Бованенковского НГКМ, по данным анализа керн и геофизических исследований скважин (ГИС), сложена ритмическим чередованием песчано-глинистых образований, которые формировались в континентальных и прибрежно-морских условиях. Свита характеризуется бедностью палеонтологических остатков, резкой сменой фациальных обстановок и отсутствием выдержанных маркирующих горизонтов. Формирование верхней части танопчинской свиты (отложений пластов ТП₁₋₆) происходило в континентальном бассейне с неустойчивым гидродинамическим режимом [1]. Отдельное рассмотрение пластов ТП₁...ТП₆ горизонта ТП₁₋₆ на примере Бованенковского НГКМ позволяет проследить литолого-фациальную природу образования осадков данного горизонта.

В региональном плане наибольший интерес вызывает характер распространения пласта ТП₃. Этот пласт представляет собой палеоруслу, которое южнее Бованенковского НГКМ разделяется на два рукава. Правый рукав прослеживается в юго-восточной части этого месторождения и далее распространяется на север по направлению к Харасавэйскому газоконденсатному месторождению (ГКМ). Левый рукав охватывает юго-западную часть Бованенковского НГКМ, а затем также поворачивает на север, проходит через юго-восточную часть Харасавэйского ГКМ и восточнее этого месторождения, вероятно, сливается с правым рукавом палеоруслу. Поисковым признаком обнаружения газовых залежей в отложениях горизонта ТП₁₋₆ является пересечение палеоруслу древней реки со структурно приподнятыми

ловушками. Для повышения достоверности палеопостроений на современный рельеф по данным космических спектрзональных съемок был наложен палеорельеф. Результаты наложения приведены на рис. 1.

Из представленных на рис. 1 изображений следует, что правый рукав палеоруслу в северной части повторяется современной рекой Тивтеяха, параллельно смещенной на север, северо-восток. В южной части палеоруслу счет современные русла р. Харасавэй и других рек. Подобные совпадения палео- и современного рельефа свидетельствуют о достоверности палеопостроений.

Таким образом, формирование Бованенковского НГКМ, вероятно, происходило в постаптальбское время в результате миграции газа с севера по древнему палеоруслу реки, протекавшей по территории от Бованенковского НГКМ до Харасавэйского ГКМ. Поступление газа в пласты горизонта $ТП_{1-6}$ происходило с восточного борта между южной и северной частями Бованенковского НГКМ.

Первоначально, начиная с подсчета запасов Бованенковского НГКМ в 1982 г., горизонт

$ТП_{1-6}$ рассматривался как мощный резервуар, к которому приурочена единая массивная залежь с общим газодляным контактом (ГВК). Данный вывод подтверждался результатами испытания горизонта $ТП_{1-6}$ в разведочных скважинах, в которых опробовались в основном реперные пласты $ТП_{1-2}$, $ТП_3$. Принимая во внимание, что в разведочной скв. 76, расположенной на западном крыле Бованенковского поднятия, установлен приток газа на абсолютной отметке (далее – абс. отм.) минус 1467,5 м, а в скв. 144 на восточном крыле – приток воды на отметке минус 1467 м, ГВК в пластах $ТП_{1-2}$, $ТП_3$, по данным испытаний, можно принять на абс. отм. минус 1467...1467,5 м. Результаты испытания во всех остальных скважинах не противоречили этому выводу. Однако данные интерпретации ГИС в разведочных скважинах показали, что раздел «газ – вода» залежи $ТП_{1-6}$ представляет собой сложную поверхность, расположенную в разных частях месторождения на разных отметках, отличающихся на 30 м и более.

В процессе эксплуатационного бурения, начатого на месторождении в 2012 г., установлено присутствие в разрезе горизонта

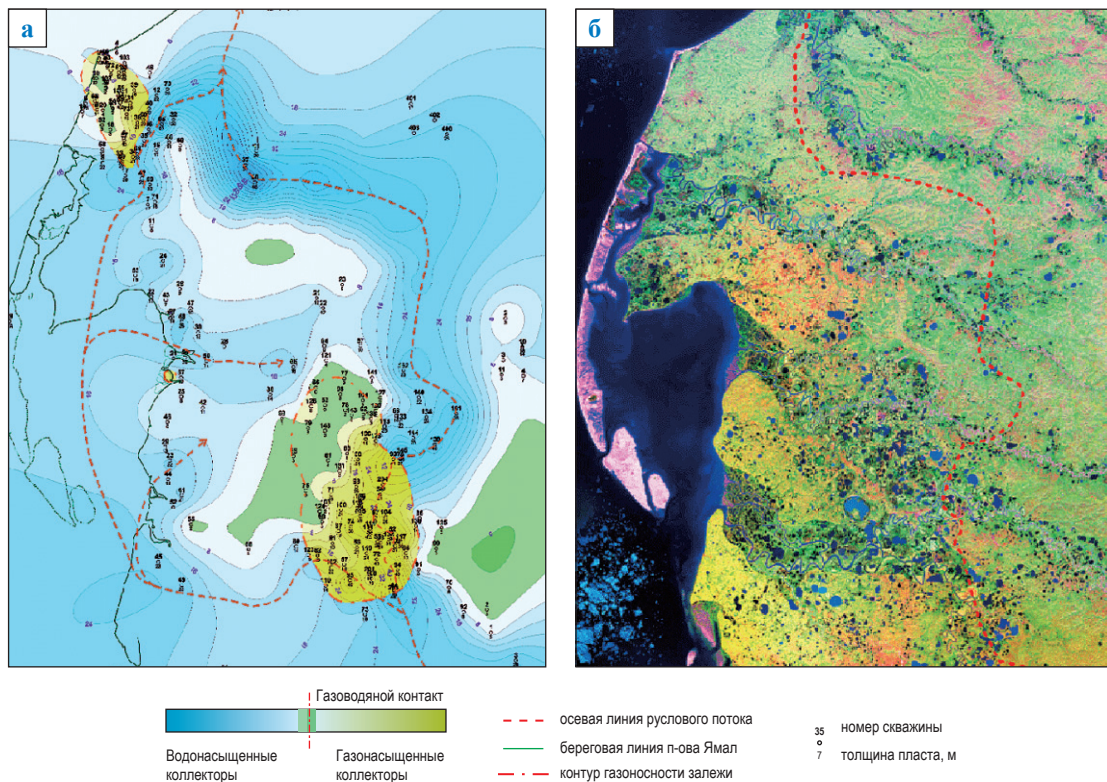


Рис. 1. Наложение палеоруслу в отложениях пласта $ТП_3$ на современный рельеф:

а – карта эффективных толщин пласта $ТП_3$, м;

б – космический спектрзональный снимок рельефа земли

высокопроницаемых пачек песчаника с низким электрическим сопротивлением, залегающих выше принятого на тот момент уровня ГВК. Эти пачки характеризовались различными геофизическими службами либо как газовые или газоводонасыщенные, либо как водонасыщенные. По результатам интерпретации данных ГИС эксплуатационные скв. 1301, 1401, 11000, 11001, 11301, 11305, 11201 и др., пробуренные на северном склоне поднятия, вскрыли проблемные пачки на абс. отм. минус 1390...1405 м, а скв. 1501 – на абс. отм. минус 1430 м, что противоречило принятому на тот момент ГВК залежи на уровне минус 1435...1467 м.

В дальнейшем присутствие воды в продукции этих скважин на абс. отм. минус 1390...1400 м и ниже подтвердилось в процессе их освоения в пласте ТП₁₋₂. При этом в ближайших к ним разведочных скважинах промышленные притоки газа из пласта получены на гипсометрических уровнях ниже и выше глубины залегания указанных пачек. Появление водонасыщенных пачек в северной части залежи ТП₁₋₆ на более высоких отметках относительно общего уровня ГВК в последние годы, в том числе при подсчете запасов 2021 г., объяснялось блоковой структурой месторождения. При этом конфигурация тектонических нарушений принималась унаследованной от прослеженных разломов в нижезалегающих отложениях пластов БЯ.

Учитывая, что выяснение причин аномалии появления водонасыщенных коллекторов выше практически единого ГВК, расположенного на абс. отм. минус 1460...1467 м, имеет принципиальное значение для повышения эффективности разработки залежи ТП₁₋₆, авторами выполнен анализ фактических капиллярных моделей по данным ГИС.

Анализ зависимостей текущей водонасыщенности (K_v) от абсолютной глубины залегания пластов (флюидальные модели), проведенный отдельно и вместе для южной и северной частей залежей пластов ТП₁₋₂, ТП₃, ТП₄, ТП₅, ТП₆ Бованенковского НГКМ (рис. 2–6), позволил сделать новые выводы о геологическом строении и формировании месторождения:

- южная часть месторождения представлена классической формой флюидальной модели: зона предельного насыщения (начинается от кровли пласта), переходная зона, ГВК;
- северная часть месторождения только в пласте ТП₁₋₂ имеет зону предельного насыщения. Переходные зоны присутствуют в пластах ТП₁₋₂, ТП₃, ТП₄, а пласты ТП₅ и ТП₆ целиком находятся ниже поверхности ГВК.

Пространственное распределение по площади месторождения указанных выше зон проиллюстрировано на схемах интегрального насыщения пластов ТП₁...ТП₆, где желтым цветом показаны зоны предельного насыщения коллекторов, характеризующиеся $K_v \leq K_v^*$, а голубым цветом – переходные зоны

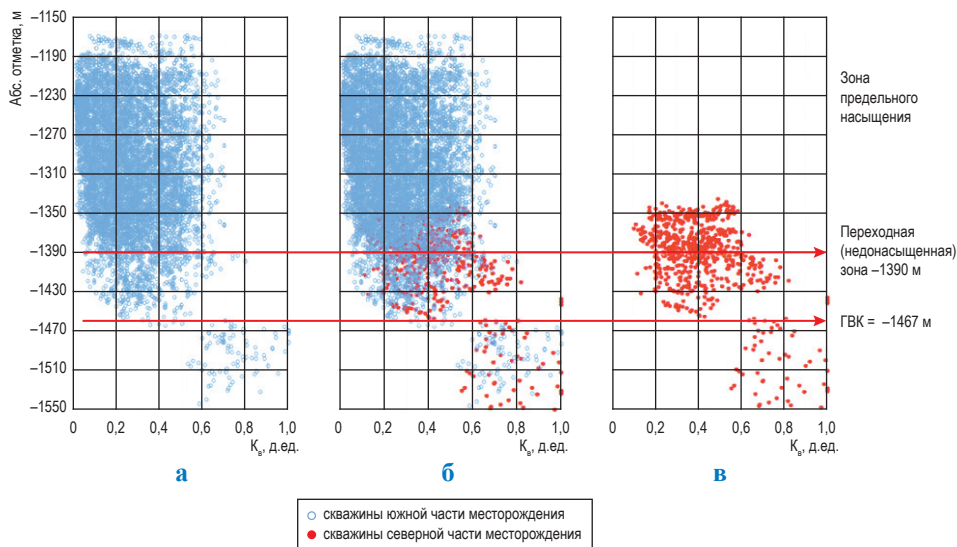


Рис. 2. Зависимости текущей водонасыщенности от абсолютной глубины (флюидальная модель) отдельно для южной (а), южной и северной (б) и северной (в) частей залежи пласта ТП₁₋₂ Бованенковского НГКМ

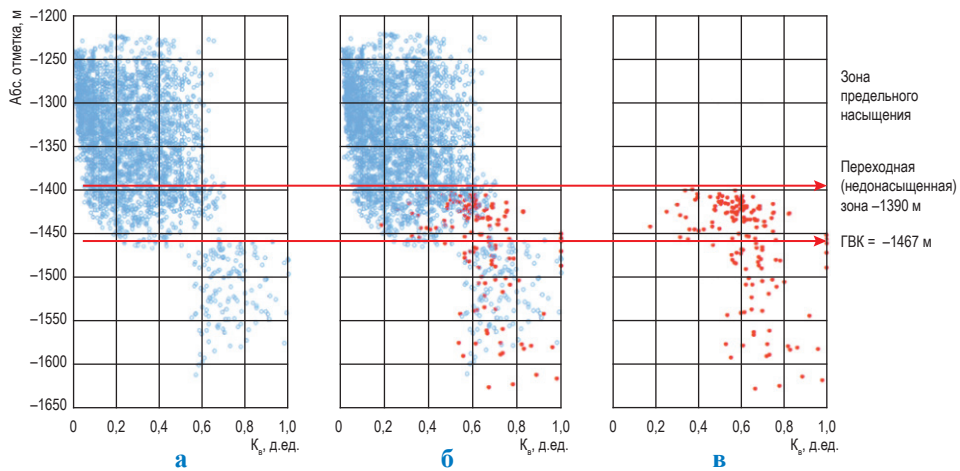


Рис. 3. Зависимости текущей водонасыщенности от абсолютной глубины (флюидальная модель) отдельно для южной (а), южной и северной (б) и северной (в) частей залежи по пласту ТП₃ Бованенковского НГКМ

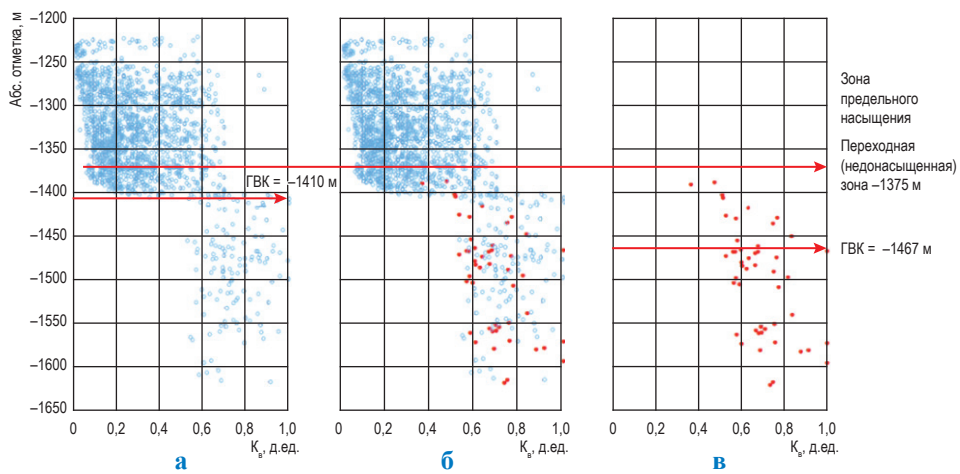


Рис. 4. Зависимости текущей водонасыщенности от абсолютной глубины (флюидальная модель) отдельно для южной (а), южной и северной (б) и северной (в) частей залежи по пласту ТП₄ Бованенковского НГКМ

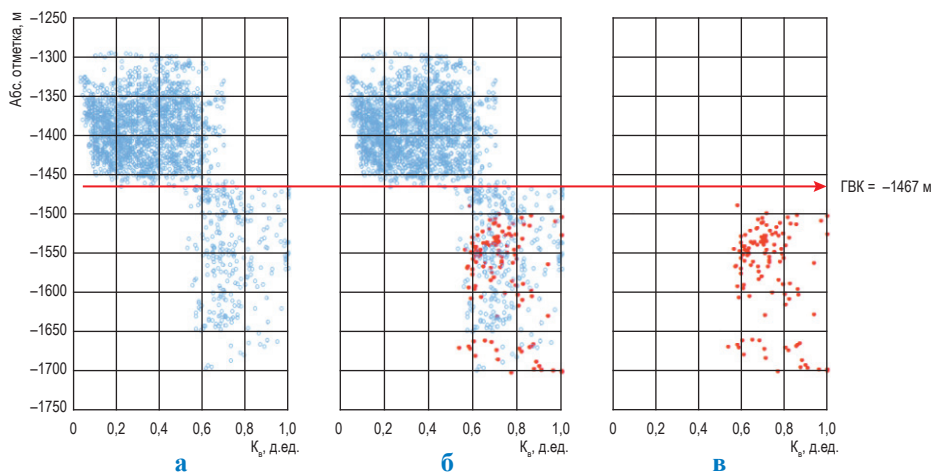


Рис. 5. Зависимости текущей водонасыщенности от абсолютной глубины (флюидальная модель) отдельно для южной (а), южной и северной (б) и северной (в) частей залежи по пласту ТП₅ Бованенковского НГКМ

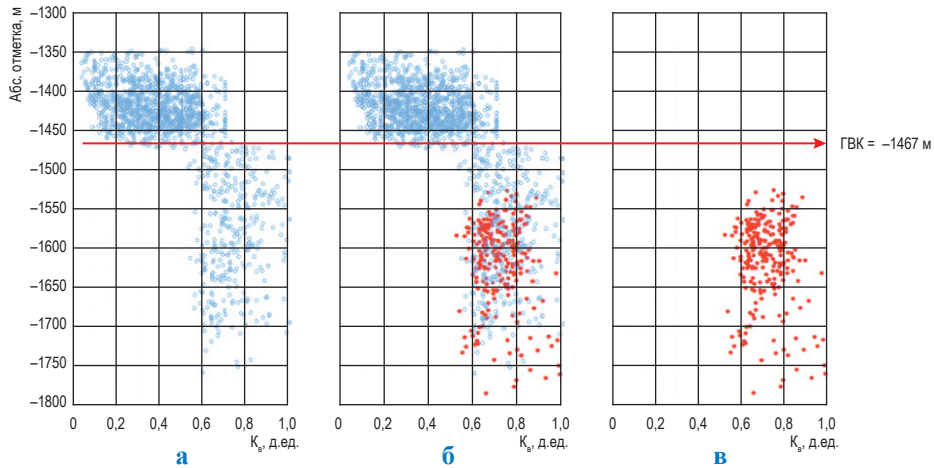


Рис. 6. Зависимости остаточной водонасыщенности от абсолютной глубины (флюидальная модель) отдельно для южной (а), южной и северной (б) и северной (в) частей залежи по пласту ТП₆ Бованенковского НГКМ

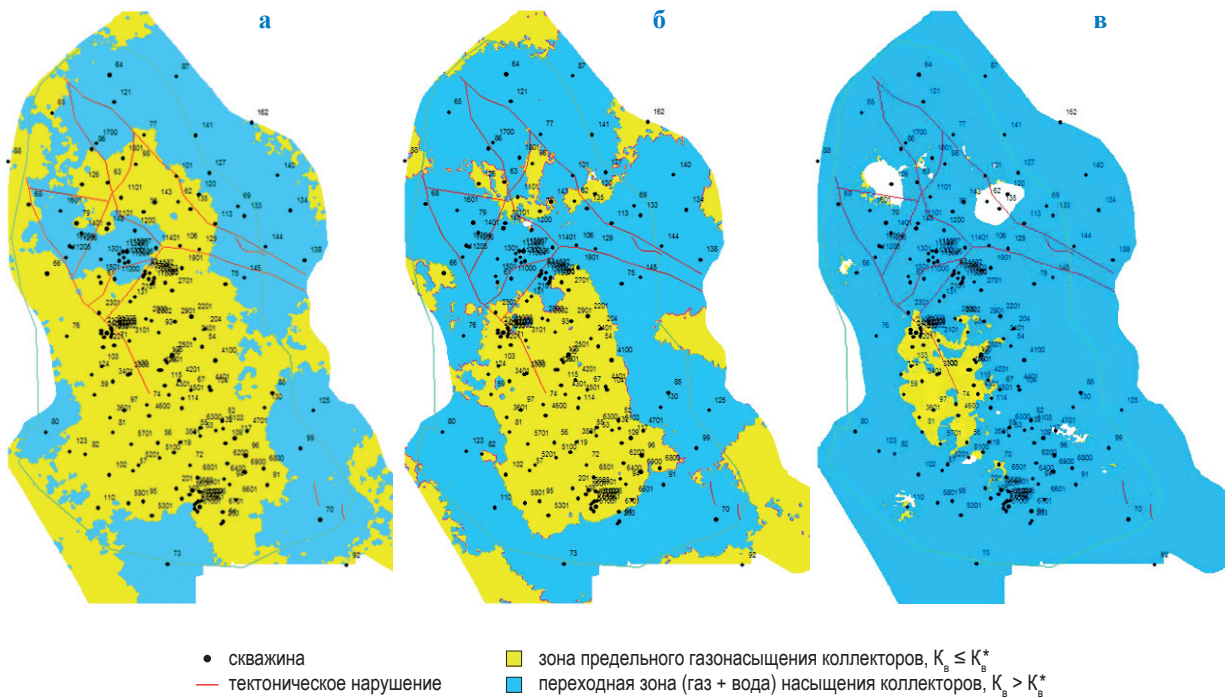


Рис. 7. Схемы интегрального характера насыщения коллекторов залежей ТП₁₋₂ (а), ТП₃ (б), ТП₄ (в) Бованенковского НГКМ, по данным геологической модели подсчета запасов 2021 г.

с $K_b > K_b^*$ (рис. 7, 8). Критерий K_b^* отнесения коллекторов в пластах ТП₁...ТП₆ по характеру насыщения к категориям «газ» или «газ + вода», установленный при подсчете запасов 2021 г. по данным ГИС и результатам испытаний, приведен на рис. 9. Построенные карты (см. рис. 7, 8) наглядно свидетельствуют

о различном строении флюидальной модели в северной и южной частях залежи.

Для определения уровня насыщения геологическая модель подсчета запасов (2021 г.) пластов ТП₃ и ТП₄ Бованенковского НГКМ была разбита на слои толщиной 4 м, начиная от кровли этих пластов и заканчивая



Рис. 8. Схемы интегрального характера насыщения коллекторов залежей ТП₃ (а), ТП₄ (б) Бованенковского НГКМ, по данным геологической модели подсчета запасов 2021 г.: см. экспликацию к рис. 7

их подошвой. При этом границы каждого слоя параллельны кровле и подошве пластов, которые прослеживаются в следующих интервалах:

- кровля пласта ТП₃ наблюдается на гипсометрическом уровне минус 1221...1707 м, а подошва – на абс. отм. минус 1262...1735 м;
- кровля и подошва пласта ТП₄ залегают на абс. отм. минус 1265...1741 м и минус 1291...1772 м соответственно.

На рис. 10 и 11 представлена серия карт газонасыщенности, осредненной для каждого слоя толщиной 4 м (слой 1, слой 2, слой 3 и т.д.), на которые разбиты указанные выше пласты. Анализ приведенных карт (см. рис. 10, 11) показал, что в различных слоях пластов ТП₃ и ТП₄ в северной переходной зоне существуют области с повышенной газонасыщенностью, из которых можно ожидать притоки газа без воды, что подтверждено в этой зоне испытаниями разведочных скважин. В рассмотренном варианте прогноз указанных зон осуществляется по данным интерполяции модели. Повысить достоверность прогноза позволит применение разработанной методики комплексной интерпретации данных 3D-сейсморазведки

и ГИС с использованием алгоритмов нейронных сетей [2].

По мнению большинства исследователей, формирование Бованенковского НГКМ происходило в палеогеновое время, наиболее активно в олигоцене, в результате центростремительной собирательной миграции газа с севера по древнему палеоруслу реки, протекавшей по территории от Бованенковского НГКМ до Харасавэйского месторождения. Палеорусл в северной части полностью, вплоть до деталей, повторяется современной р. Тивтеяха, параллельно сместившейся относительно палеорусла на север, северо-восток. Поступление газа происходило по восточному склону между южной и северной частями месторождения.

Наличие разломной тектоники в кайнозойское время в ареале Бованенковского НГКМ слабо обосновано и не соответствует характеру распределения по его площади различных зон насыщения коллекторов, не связанных с блоковой структурой. Северная часть залежей пластов ТП₃, ТП₄ по насыщению газом

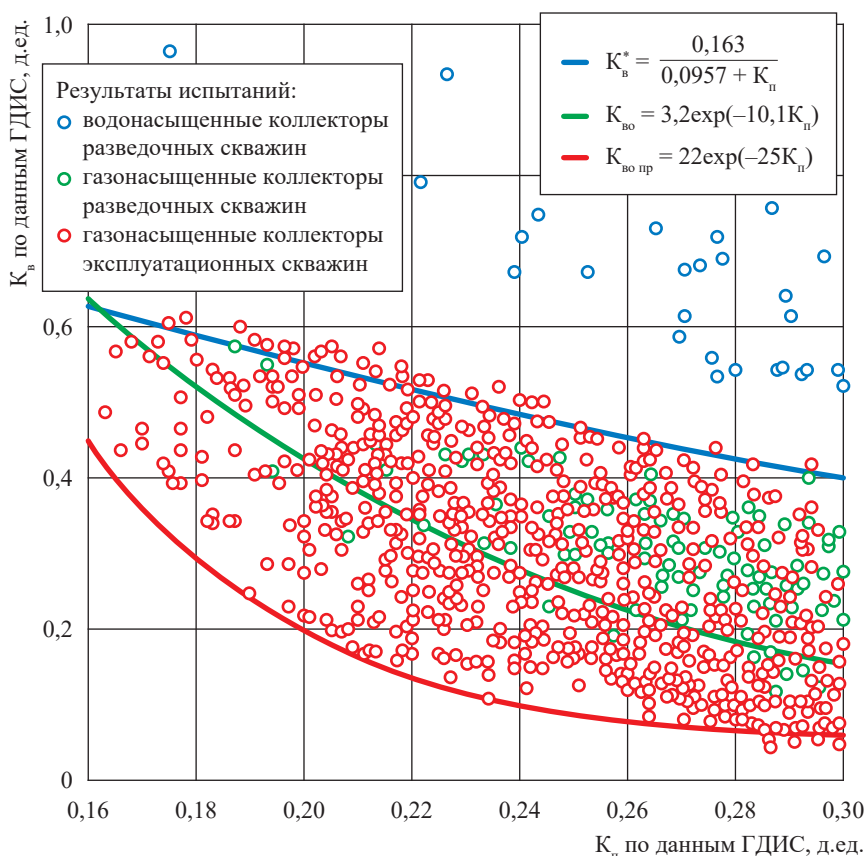


Рис. 9. Бованенковское НГКМ, пласты ТП₁₋₂...ТП₁₅₋₁₆: сопоставление результатов интерпретации данных ГИС в испытанных интервалах коллекторов, зависимости $K_{в}^* = f(K_{п})$, использованной в качестве критерия при выделении эффективных газонасыщенных толщин, и зависимости $K_{во} = f(K_{п})$: $K_{п}$ – коэффициент пористости; $K_{во}$ – коэффициент остаточной водонасыщенности

находится полностью в зоне недонасыщения (или «переходной» зоне). Газонасыщенность колеблется от 0,9 до 0,2, причем максимальные значения соответствуют коллекторам с лучшими фильтрационно-емкостными свойствами. Толщина зоны недонасыщения залежи пласта ТП₃ составляет 70...77 м от кровли зоны на абс. отм. минус 1390 м до единого для залежи ГВК, расположенного в интервале абс. отм. минус 1460...1467 м. Пласт ТП₄, вероятно, характеризуется более узкой зоной недонасыщения коллекторов: кровля зоны находится на абс. отм. минус 1430 м, а ГВК – на абс. отм. минус 1467 м. Таким образом, толщина зоны составляет 37 м. Южная часть залежей имеет мощную зону коллекторов с предельным насыщением. Диапазон газонасыщения предельной зоны составляет 0,95...0,4. Зона недонасыщения аналогична северной части залежей с теми же размерами и свойствами. ГВК расположен на абс. отм. минус 1467 м.

Гипотеза блокового строения северной части Бованенковского НГКМ, выдвинутая при подсчете запасов в 2021 г., и соответствующее обводнение по тектоническим разломам блоков не подтверждаются. Бованенковское месторождение в составе пластов ТП₁₋₆ представляет собой пластово-массивную залежь, в северной части по абс. отм. более низкую, а потому находящуюся в естественной зоне недонасыщения газом (переходной). Без учета закономерностей недонасыщения коллекторов это приводит к случайному получению пластовой воды. При прогнозировании участков максимального газонасыщения в переходных зонах и проектировании горизонтальных скважин рекомендуется использовать методику комплексной интерпретации данных 3D-сейсморазведки и ГИС по алгоритмам нейронных сетей.

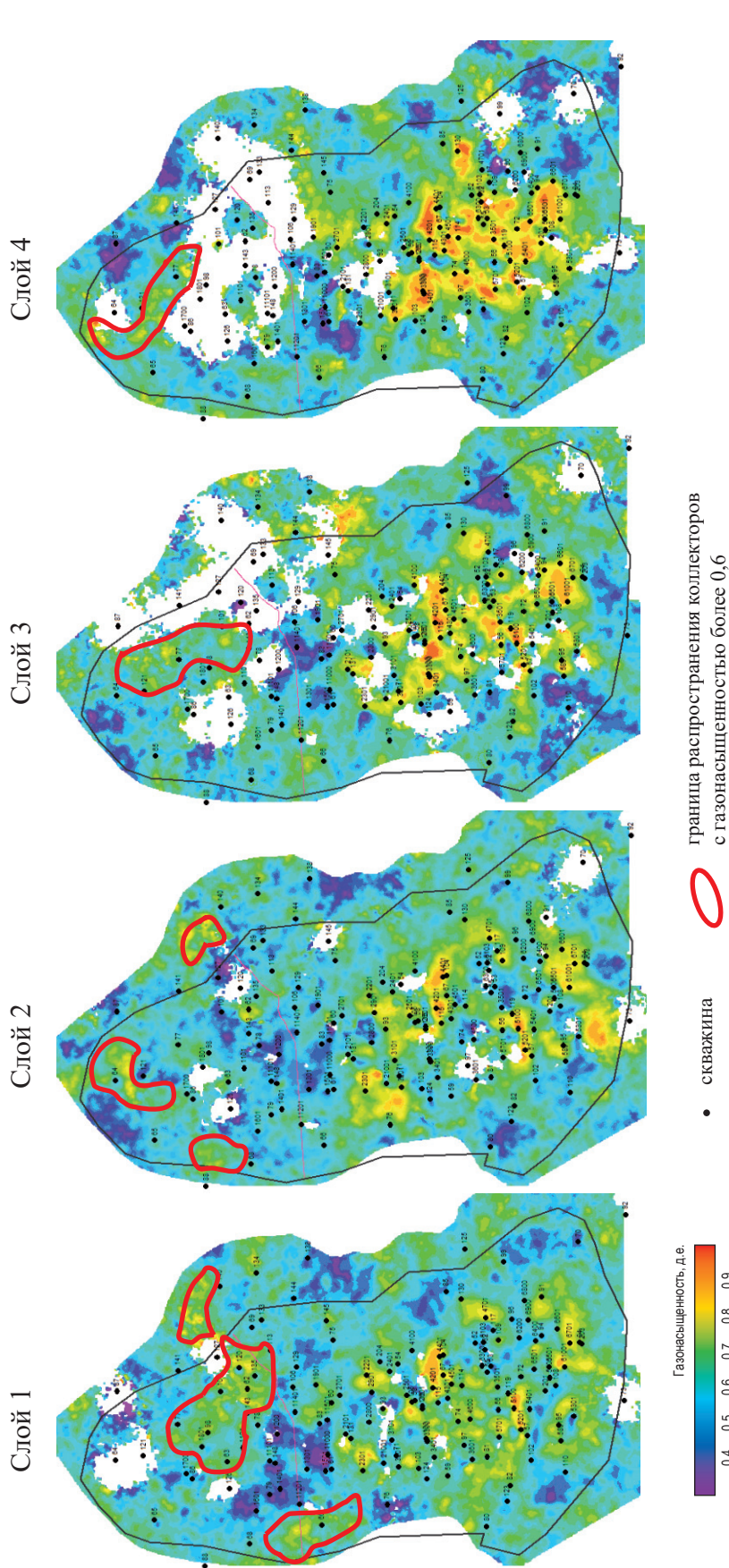


Рис. 10. Бованенковское НГКМ. Пласт ТП₃. Карты газонасыщенности, осредненной по отдельным слоям толщиной 4 м (начиная от кровли пласта), границы которых параллельны кровле и подошве пласта ТП₃ (по геометрии подсчета запасов 2021 г.)

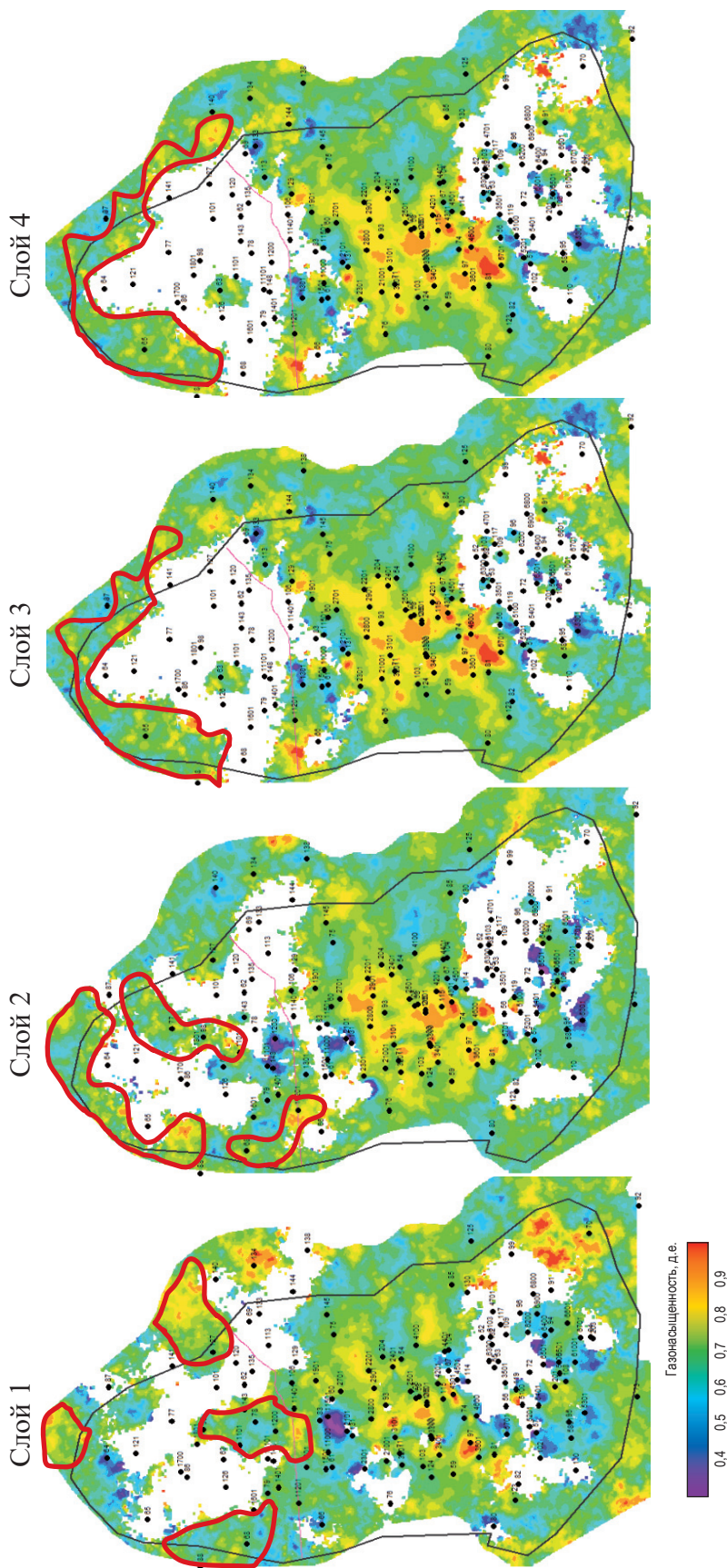


Рис. 11. Бованенковское НГКМ. Пласт ТП₄. Карты газонасыщенности, усредненной по отдельным слоям толщиной 4 м (начиная от кровли пласта), границы которых параллельны кровле и подошве пласта ТП₄ (по геомодели подсчета запасов 2021 г.): см. экпликацию к рис. 10

Список литературы

1. Керимов В.Ю. Седиментолого-фациальное моделирование при поисках, разведке и добыче скоплений углеводородов / В.Ю. Керимов, Г.Я. Шилов, Е.Е. Поляков и др. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2010. – 288 с.
2. Пинчук А.В. Оптимизация кустового бурения на Чайдинском нефтегазоконденсатном месторождении по данным совместного анализа сейсмических атрибутов и ГИС с применением алгоритмов нейронных сетей / А.В. Пинчук, Е.А. Пылев, Е.Е. Поляков и др. // Геология нефти и газа. – 2022. – № 2. – С. 17–30.

Structural-lithologic-fluidal model of a unique deposit of TP₁₋₆ horizon at Bovanenkovo oil-gas-condensate field

Ye.Ye. Polyakov¹, A.V. Pinchuk^{1*}, S.Yu. Romashchenko¹, I.V. Churikova¹, V.M. Sleptsova¹,
A.V. Chichmareva¹, A.M. Kiseleva²

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Gazovikov street, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

² Gazprom Dobycha Nadym LLC, Bld. 14, Pionerskaya street, Nadym, 629736, Russian Federation

* E-mail: E-mail: A_Pinchuk@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. There are few the most troublesome questions of the Bovanenkovo oil-gas-condensate field (OGCF) structure, namely these are the water saturation of the TP₁₋₆ layers in the northern part of a deposit observed (by well logs) at higher absolute elevations than the general level of the gas-water contact, and water presence in wells products. Analysis of a TP₁₋₆ fluidal model enables suggesting a new concept of Bovanenkovo OGCF geological structure, which is topical for either calculation of the hydrocarbon reserves, or more efficient development of the TP₁₋₆ deposit.

The article examines the factual capillary dependencies of water saturation from the absolute depth in respect to the TP₁₋₂, TP₃, TP₄, TP₅, TP₆ productive reservoirs of Bovanenkovo OGCF. There are few schemes of gas saturation areal distribution depending on the height of the deposit. According to these schemes, there are the zones with extra gas saturation in the TP₃ and TP₄ beds, which locate within a northern zone of undersaturation (the transient zone). These extrasaturated zones could provide the water-free gas discharges. For this case, prediction is done using the data the model interpolation. It is possible to improve validity of forecasting by means of a new procedure aimed at complex 3D seismic and well logging data interpretation with the neural network algorithms applied.

Keywords: geological structure, fluidal model, forecast, neural networks.

References

1. KERIMOV, V.Yu., G.Ya. SHILOV, Ye.Ye. POLYAKOV, et al. *Sedimentologic-facial modelling at searching, prospecting and recovering hydrocarbon agglomerations* [Sedimentologo-fatsialnoye modelirovaniye pri poiskakh, razvedke i dobyche skopleniy uglevodorodov]. Moscow: Gubkin University, 2010. (Russ.).
2. PINCHUK, A.V., Ye.A. PYLEV, Ye.Ye. POLYAKOV, et al. Optimization of multiple well drilling at Chayanda oil-gas-condensate field according to data of simultaneous analysis of seismic attributes and well logs with applied neural network algorithms [Optimizatsiya kustovogo bureniya na Chayandinskom neftegazokondensatnom mestorozhdenii po dannym sovmeznogo analiza seysmicheskikh atributov i GIS s primeneniym algoritmov neyronnykh setey]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2022, no. 2, pp. 17–30, ISSN 0016-7894. (Russ.).

УДК 553.98(571.12)

Роль сырьевой базы в обеспечении основных направлений хозяйственной деятельности п-ова Ямал и прилегающей акватории

А.Н. Гумерова^{1*}, М.А. Лобусев¹, А.В. Лобусев¹, А.В. Бочкарев¹

¹ РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, к. 1

* E-mail: gumerova.a@gubkin.ru

Тезисы. В работе приведены результаты дифференциации сложившейся сырьевой базы и ожидаемых новых ресурсов п-ова Ямал и окружающей его акватории Карского моря и Обской губы (арктической части Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции (НГМП)) с точки зрения решения двух важнейших задач местной газовой инфраструктуры: надежной и долговременной работы созданного в конце прошлого века комплекса трубопроводного дальнего транспорта в юго-западной части региона (кластер I) и интенсивного функционирования весьма актуального и востребованного за последнее десятилетие газохимического комплекса по переработке сжиженного природного газа в северо-восточной его части (кластер II). При формировании профильных центров добычи и выделения этапов освоения каждого кластера важнейшей задачей является обеспечение указанных центров долгосрочной сырьевой базой за счет действующих и вновь открываемых газовых и газоконденсатных месторождений в неосвоенных труднодоступных и слабоизученных северо-западных районах Арктического сектора Западно-Сибирской НГМП.

Ключевые слова: сырьевая база, природный газ, трубопроводный транспорт, газохимический комплекс, кластер, запасы и ресурсы газа, сжиженный природный газ, районирование.

Общие показатели сырьевой базы газовой промышленности территории

П-ов Ямал и окружающая его акватория Карского моря и Обской губы (далее Карско-Ямальский регион) как часть Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции (НГМП) являются одним из важнейших стратегических газоносных регионов России и главным направлением геологоразведочных работ в деле обеспечения текущей и на дальнюю перспективу потребности в газе топливно-энергетического комплекса страны. В связи с этим наблюдается интенсивный рост годовой добычи газа на Ямале: от 7,9 млрд м³ в 2011 г. (начало добычи) до 175 млрд м³ в 2020 г. с перспективой добычи до 360 млрд м³ в 2030 г.

Из 42 месторождений в Карско-Ямальском регионе 8 месторождений являются супергигантами и 9 отличаются уникальными запасами. На суше региона выявлены 9 месторождений этих категорий, в акватории моря и губ – 8, из которых только одно – Ленинградское газоконденсатное месторождение – супергигант (рис. 1, табл. 1, 2).

Крупность месторождений по начальным запасам газа: супергиганты (более 1 трлн м³), уникальные (от 300 млрд м³ до 1 трлн м³), крупные (30...300 млрд м³), средние (5...30 млрд м³), мелкие и очень мелкие (от менее 1 до 5 млрд м³). В акватории нет мелких и средних по запасам месторождений, только крупные, уникальные и супергиганты, крупность которых будет возрастать исходя из опыта доразведки Ленинградского месторождения. Поиски, разведка и освоение месторождений в Карско-Ямальском регионе начато на суше, где их явное большинство (30), открытие месторождений в акватории по ряду известных обстоятельств отстает (см. табл. 1). На крупнейшие месторождения (супергиганты + уникальные по запасам газа) региона (всего 17, см. табл. 1) приходится 24,2 трлн м³ или 89,8 % от общих запасов газа, тем самым свидетельствуя, что сырьевая база этой категории месторождений определяет прошлую, текущую и будущую добычу газа в крае. Из соотношения начальных запасов газа и нефти в регионе следует, что подавляющее количество углеводородов (УВ) приходится на запасы газа и конденсата (27,4 трлн м³, или 98,2 % от общего количества УВ). Общее количество жидких УВ (конденсат + нефть) составляет 5,7 % от их общего с газом объема, нефти числится в количестве 0,5 млрд т (1,8 %) и в основном на юге рассматриваемого региона (табл. 3).

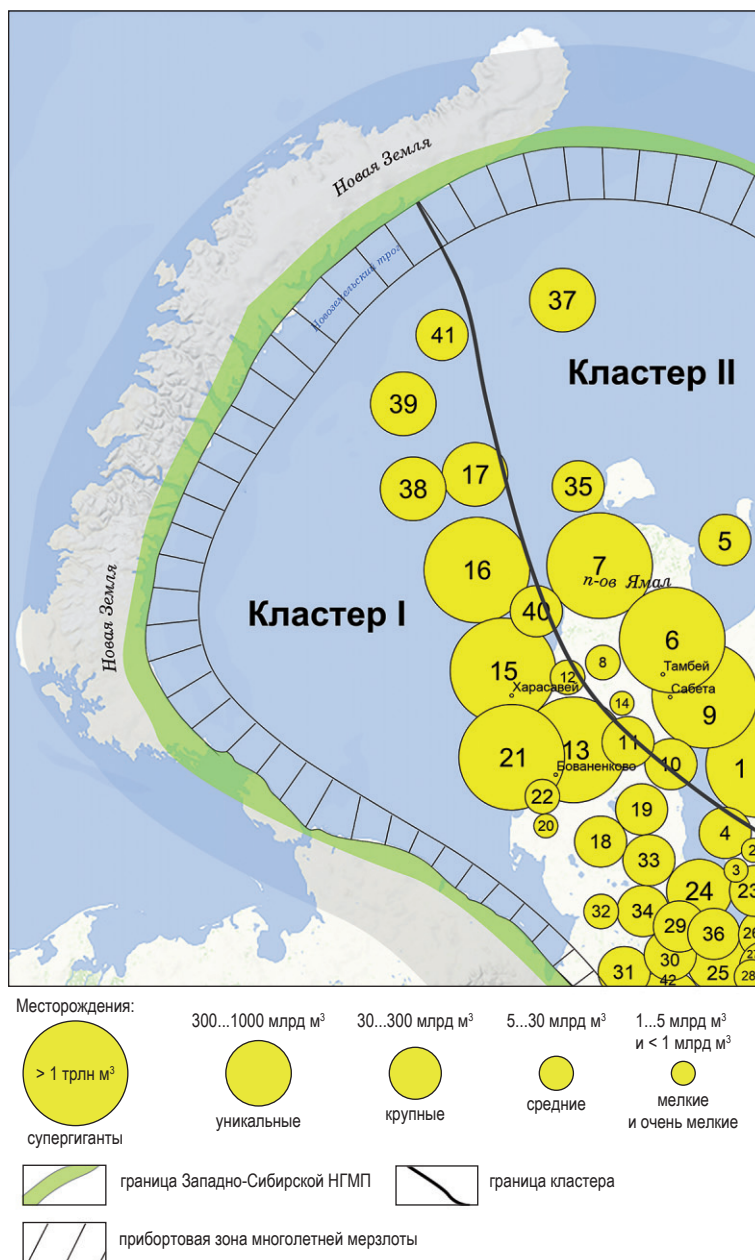


Рис. 1. Схема пространственного размещения месторождений УВ и крупность их по начальным запасам газа в Карско-Ямальском регионе Западной Сибири.
Месторождения: 1 – Салмановское (Утреннее); 2 – Трехбугорное; 3 – Восточно-Бугорное; 4 – Геофизическое; 5 – Северо-Обское; 6 – Тамбейское; 7 – Малыгинское; 8 – Сядорское; 9 – Южно-Тамбейское; 10 – Западно-Саяхинское; 11 – Верхнетитутейское; 12 – Северо-Бованенковское; 13 – Бованенковское; 14 – Восточно-Бованенковское; 15 – Харасавэйское; 16 – Ленинградское; 17 – Русановское; 18 – Нейтинское; 19 – Арктическое; 20 – Байдарацкое; 21 – Крузенштерновское; 22 – Южно-Крузенштерновское; 23 – Чугорьяхинское; 24 – Северо-Каменномысское; 25 – Каменномысское-море; 26 – Северо-Парусовое; 27 – Парусовое; 28 – Южно-Парусовое; 29 – Хамбатейское; 30 – Ростовцевское; 31 – Мало-Ямальское; 32 – Усть-Юрубейское; 33 – Среднеямальское; 34 – Нурминское; 35 – «75 лет Победы»; 36 – Каменномысское; 37 – маршала Рокоссовского; 38 – им. В.А. Динкова; 39 – маршала Жукова; 40 – Нярмейское; 41 – «Победа»; 42 – Новопортовское

Таблица 1

Крупность месторождений Карско-Ямального региона

Сегмент	Количество месторождений					
	всего	супергигантов	уникальных	крупных	средних	мелких и очень мелких
Акватория моря и губ	12	1	7	4	0	0
Материковая часть	30	7	2	13	5	3
Всего, из них:	42	8	9	17	5	3
кластер I	31	4	8	13	4	2
кластер II	11	4	1	4	1	1

Таблица 2

Общее количество месторождений п-ова Ямал и прилегающей акватории по фазовому состоянию, ведущему комплексу отложений и кластерам

Тип месторождений	Количество месторождений	Ведущий комплекс отложений		Количество открытых месторождений по целевому использованию	
		Кластер I	Кластер II	Кластер I	Кластер II
Газовые	11	K ₁ , K ₂ , J ₂ , J ₃	K ₁ , K ₂ , J ₂	8	3
Газоконденсатные	17	K ₁ , K ₂ , J ₂	K ₁ , K ₂ , J ₁ , J ₂	11	6
Нефтегазоконденсатные	13	K ₁ , K ₂ , J ₂ , J ₁ , Pz	K ₁ , J ₂	11	2
Нефтегазовые	1	K ₁ , K ₂ , J ₁ , J ₂	–	1	0
Всего	42			31	11

Таблица 3

Суммарные начальные извлекаемые запасы углеводородного сырья п-ова Ямал и прилегающей акватории

Тип месторождений (флюид)	Запасы кат. A+B ₁ +B ₂ +C ₁ +C ₂ + добыча, тыс. т условного топлива (%)*			
	газ	конденсат	нефть	итого
Газовые (газ)	1691320 (6,4)	–	–	26389001 (94,3)
Газоконденсатные (конденсат)	11581697 (43,9)	497696 (46)	–	1081381 (3,9)
Нефтегазоконденсатные (нефть)	12694035 (48,1)	578648 (54)	382031 (75)	512054 (1,8)
Нефтегазовые (нефть)	421949 (1,6)	–	130023 (25)	
Всего	26389001 (100)	1081381 (100)	512054 (100)	27982436 (100)

* Доля начальных суммарных запасов газа.

В акватории Карского моря его заливов и губ сосредоточено уникальное количество запасов газа – более 45 % от запасов по всем морям России [1, 2]. Всего в пределах акватории региона на начало 2022 г. открыты 13 месторождений с запасами газа 5,18 трлн м³. Кроме того, ряд месторождений имеют продолжение в акваторию моря и губ (Харасавэйское, Салмановское, Крузенштерновское и др.). После введения антироссийских санкций бурение скважин с иностранным участием в Карском море в 2013 г. было приостановлено, и российские компании возобновили его в начале 2020-х гг., тем самым демонстрируя возможность бурения морских высокотехнологичных скважин без участия западных компаний. Последние открытия – месторождения

имени маршалов Жукова и Рокоссовского, имени В.А. Динкова, «75 лет Победы», Северо-Обское и др.

Карско-Ямальный регион является западной частью Арктической газоносной провинции, что подтверждено результатами ресурсно-геологического анализа: всего на начало 2022 г. в пределах Карско-Ямального региона установлена преимущественная газоносность территории исследования по количеству месторождений (28, или 67 %) и исключительная газоносность по запасам (98,2 %) (см. табл. 1–3) [3, 4]. При этом не выявлено чисто нефтяных месторождений, а нефтяные скопления в незначительных количествах на 14 нефтегазоконденсатных залежах присутствуют в виде мелких нефтяных оторочек.

Легкая нефть (плотностью 0,808 м³/т) проблематичной (некачественное опробование) крупной залежи на месторождении «Победа» близка по составу к газоконденсату (незавершенное переформирование). Из-за незначительных запасов (в сравнении с газом) нефть в дальнейшем не рассматривается.

Сырьевая база основных видов хозяйственной деятельности газовой промышленности Карско-Ямального региона

В качестве приоритетных задач развития крупнейшего мегапроекта современной России является формирование профильных центров добычи газа в Арктическом регионе, обеспечивающих дальний транспорт газа для внутренних нужд и экспортных поставок УВ (кластер I), а также газохимических комплексов, поставляющих сжиженный природный газ (СПГ) по Северному морскому пути в страны Европы, Азии и другие регионы (кластер II). С целью научно-технической поддержки развития выделенных кластеров выполнены углубленные общие и адресные исследования

их сырьевой базы в пределах материковой (Ямал и Восточный Гыдан) и морской (Карское море, прилегающие губы и заливы) частей.

Для воплощения данных стратегических инициатив по кластерам I и II России нужен гигантский по объему и надежный по освоению на дальнюю перспективу (более 100 лет) источник поступления газа. Таким источником газа и газоконденсата являются недра юрско-мелового комплекса отложений Карско-Ямального региона, за счет которых формировались крупнейшие в мире месторождения газа [4–6]. Пришло время дифференциации сложившейся сырьевой базы и ожидаемых новых ресурсов с точки зрения решения двух важнейших задач газовой инфраструктуры региона: надежной и долговременной работы созданного в конце прошлого века комплекса дальнего трубопроводного транспорта (ДТТ) в юго-западной части региона (кластер I) и интенсивного функционирования весьма актуального и востребованного за последнее десятилетие газохимического комплекса по переработке и сжижению природного газа в северо-восточной его части (кластер II).

По целевому использованию запасов и ресурсов газа п-ов Ямал с прилегающей акваторией и восточная часть п-ова Гыдан делятся на две части: *юго-западная* (кластер I) для обеспечения ресурсной базой сложившегося и дальнейшего поддержания работы комплекса ДТТ газа и *северо-восточная* (кластер II) для обеспечения газохимического комплекса по сжижению и морским перевозкам природного газа (рис. 2).

В пределах кластера I выявлены 12 уникальных по запасам месторождений (включая супергиганты), в пределах кластера II – 5 месторождений (см. рис. 1, табл. 1). За пределами кластеров I и II в пределах юго-восточной части Арктической газоносной провинции Западно-Сибирской НГМП выделяется не рассматриваемый авторами ниже кластер III, который специализируется на добыче нефти и газа из трех источников (недропользователь – ПАО «Роснефть»): поднадвиговые и принадвиговые зоны (байкальский тип месторождений), тяжелые, трудноизвлекаемые нефти (мессояхский и ванкорский типы) (см. рис. 2).

По рейтингу начальных запасов газа из 10 крупнейших в РФ газовых супергигантов (более 2 трлн м³) семь находятся в пределах Арктической газоносной провинции,



Рис. 2. Районирование территории по специфике использования углеводородного сырья основными операторами-недропользователями (кластеры) и способу его ДТТ

в том числе пять в пределах кластера I и два (Тамбейское и Малыгинское) на территории кластера II (рис. 3). На территории кластера II четыре месторождения-супергиганта (Уренгойское, Ямбургское, Заполярное и Медвежье) находятся в пределах Обь-Тазовского междуречья, или 1-го этапа освоения кластера, и одно месторождение (Бованенковское) – в пределах Карско-Ямальского региона, или 2-го этапа освоения.

В пределах кластера I в составе газовых супергигантов и месторождений с уникальными запасами газа (всего 12 месторождений) начальные запасы газа составляют 12,7 трлн м³, в пределах кластера II начальные запасы газа составляют 11,6 трлн м³ (5 месторождений) (рис. 4, см. табл. 1).

Основу сырьевой базы газа региона составляют среднеюрские (более 5,8 трлн м³) и нижнемеловые отложения (более 13,8 трлн м³) (табл. 4). В пределах кластера II заметно возрастает роль юрских отложений (в 4 раза по сравнению с кластером I), тогда как в пределах кластера I преобладают запасы газа в верхне- и нижнемеловых продуктивных пластах (см. табл. 4).

Всего в пределах Карско-Ямальского региона на акваторию моря и губ приходится 7,6 трлн м³ начальных запасов газа, на сухопутную часть региона – 18,8 трлн м³. Обращают на себя внимание значительные запасы категории С₂ в пределах акватории моря (более 3,9 трлн м³), материковой части – 7,2 трлн м³ и кластера II в среднеюрских и нижнемеловых отложениях (более 7,7 трлн м³), за счет которых будет обеспечено дальнейшее приращение промышленных запасов газа в регионе (табл. 5).

Сравнительно высокие значения разрабатываемых запасов (73,6 % от общих запасов газа) сухопутной территории региона отражают более высокую степень ее изученности. Невысокая общая цифра запасов морской части при значительной площади не вызывает удивления по той же причине (см. табл. 5). Запасы разведываемых месторождений кластера II в 1,3 раза выше запасов кластера I, где месторождения с наибольшими запасами введены в разработку.

Разведываемые месторождения в пределах рассматриваемой территории составляют 71,8 %, разрабатываемые – 28,2 %. Высокий процент запасов категории С₂ и разведываемых месторождений – надежное указание

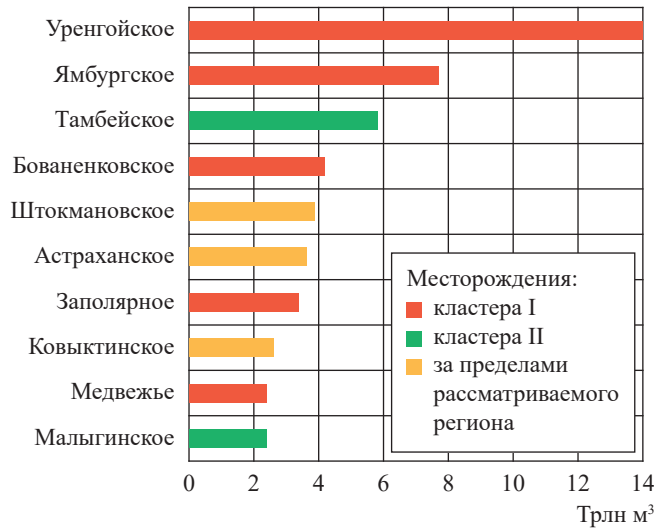


Рис. 3. Начальные извлекаемые запасы крупнейших в России газовых месторождений с запасами более 2 трлн м³

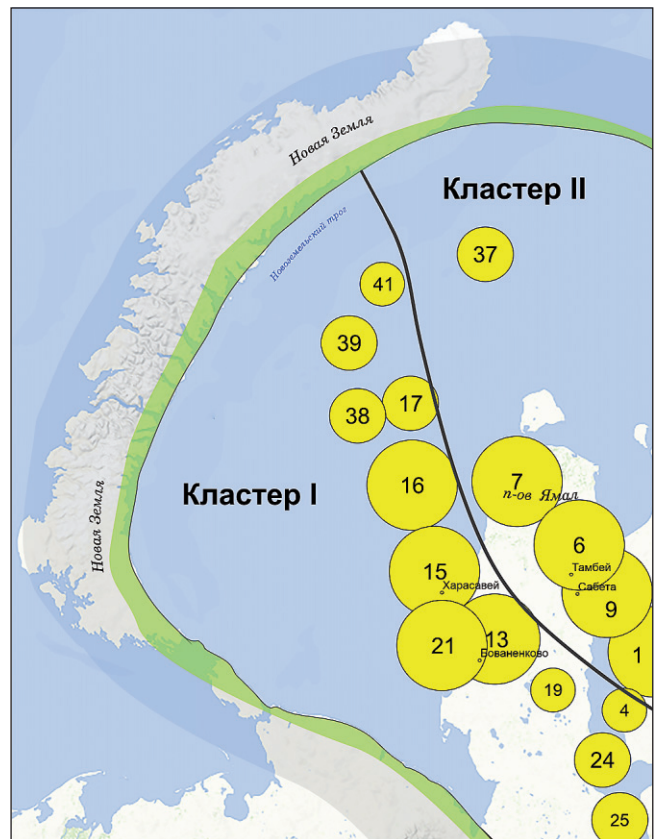


Рис. 4. Схема пространственного размещения месторождений УВ (супергиганты и уникальные) кластеров I и II в Карско-Ямальском регионе Западной Сибири: см. экспликацию к рис. 1

Таблица 4

**Запасы газа (с конденсатом) по основным продуктивным комплексам отложений
Карско-Ямального региона, млн м³**

Комплекс отложений	Газ	Конденсат	Газ + конденсат	В том числе газ	
				кластер I	кластер II
K ₂	5674393	25	5674418	4964673	709720
K ₁	13849840	471652	14321492	7730744	6119096
K	19524233	471677	19995910	12695417	6828816
J ₃	420328	24265	444593	0	420328
J ₂	5842278	515085	6357363	1158956	4683322
J ₁	601812	70354	672166	62648	539164
J	6864418	609704	7474122	1221604	5642814
Всего: K + J	2638851	1081381	27470032	14080309	12308342

Таблица 5

**Структура запасов газа и классификационные признаки месторождений
Карско-Ямального региона, млн м³**

Сегмент	Кат. A+B ₁ +B ₂ +C ₁	Кат. C ₂	Итого	Месторождения	
				в разведке (в консервации)	в разработке
Акватория моря и губ	3701447	3903153	7604600	5646513	1958087
Материковая часть	11535157	7249244	18784401	13318505	5465896
Всего	15236604	11152397	26389001	18965018	7423983
Кластер II	4566754	7741588	12308342	12308342	0
Кластер I	10669850	3410809	14080659	9391110	4689549
Всего	15236604	11152397	26389001	21699452	4689549

на долгий путь развития отрасли в пределах кластера II, где все открытые месторождения находятся на этапе разведки, тогда как в пределах кластера I запасы, вовлеченные в разработку, составляют уже большую долю – 33,3 %.

Если традиционный газ десятилетиями разрабатывается и транспортируется по магистральным тысячекилометровым трубопроводам по суше и морю (Балтийское, Черное), то задача создания газохимического комплекса по сжижению газа и его дальним морским перевозкам по Северному морскому пути принципиально новая. В 2010 г. Правительством РФ был принят комплексный план по развитию производства СПГ в арктической части Западной Сибири. Реализация крупных проектов федерального значения по созданию масштабного кластера СПГ в северной половине Ямала и Гыдана поручена компании ПАО «Новатэк».

Из числа недропользователей основные запасы газа приходятся на ПАО «Газпром», ПАО «Новатэк» и ПАО «Роснефть» (рис. 5, см. а). Тридцать пять процентов запасов приходятся на нераспределенный фонд, который распределится в будущем между указанными компаниями.

По кластерам территория Карско-Ямального региона (без учета 1-го этапа освоения – Обь-Газовского междуречья) основная доля приходится на I кластер – 54 % (см. рис. 5б).

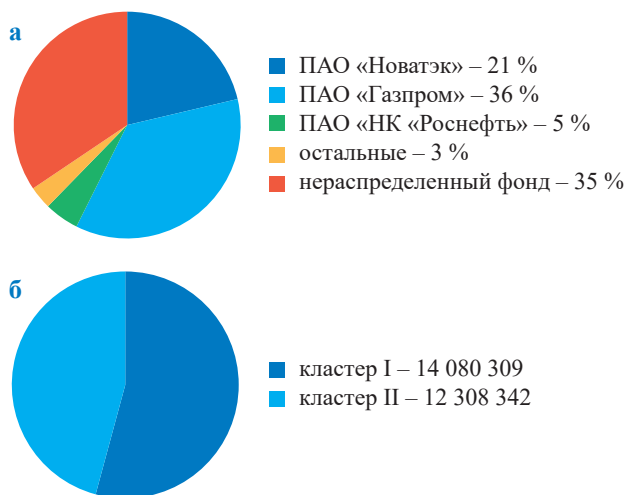


Рис. 5. Распределение запасов газа на территории Карско-Ямального региона, млн м³:

а – по недропользователям; б – по кластерам

Основным производителем газа (46 %) для дальнего трубопроводного транспорта (кластер I) является ПАО Газпром: по территории, по запасам газа, по количеству месторождений и действующим мощностям ДТТ.

Основным производителем СПГ является ПАО «Новатэк» (кластер II). ПАО «Роснефть» возглавляет работы, связанные с освоением нефтяных ресурсов в пределах кластера III. Наряду с этим эта компания приобрела на территории Карского моря самую большую по площади лицензию, состоящую из трех Восточно-Приноземельских участков (1, 2, 3), в пределах которых уже открыты первые месторождения («Победа», им. Маршала Жукова и им. Маршала Рокоссовского). По-видимому, будут созданы совместные предприятия (по освоению месторождений этого и других недропользователей и нераспределенного фонда перспективных территорий), которые войдут в группы компаний по развитию основных кластеров:

I (ПАО «Газпром») и II (ПАО «Новатэк») (рис. 6).

Первый кластер – один из крупнейших в мире по добыче и не имеющий себе равных по количеству транспортируемого газа по трубопроводам дальнего транспорта (ПАО «Газпром»), первый в российском Арктическом секторе.

I этап освоения месторождений этого кластера связывается с месторождениями Обь-Тазовского междуречья – лидером по запасам газа в Арктической газоносной провинции (М.А. Лобусев) (см. рис. 6, табл. 6). Добычу газа здесь осуществляют Уренгойское, Ямбургское, Медвежье и другие месторождения-супергиганты с начальными запасами 31 трлн м³. С этими месторождениями связывается действующая инфраструктура ДТТ по разветвленной системе трубопроводов, по которым прокачан добытый (более 16 трлн м³) газ на месторождениях Обь-Тазовского междуречья (см. табл. 6).

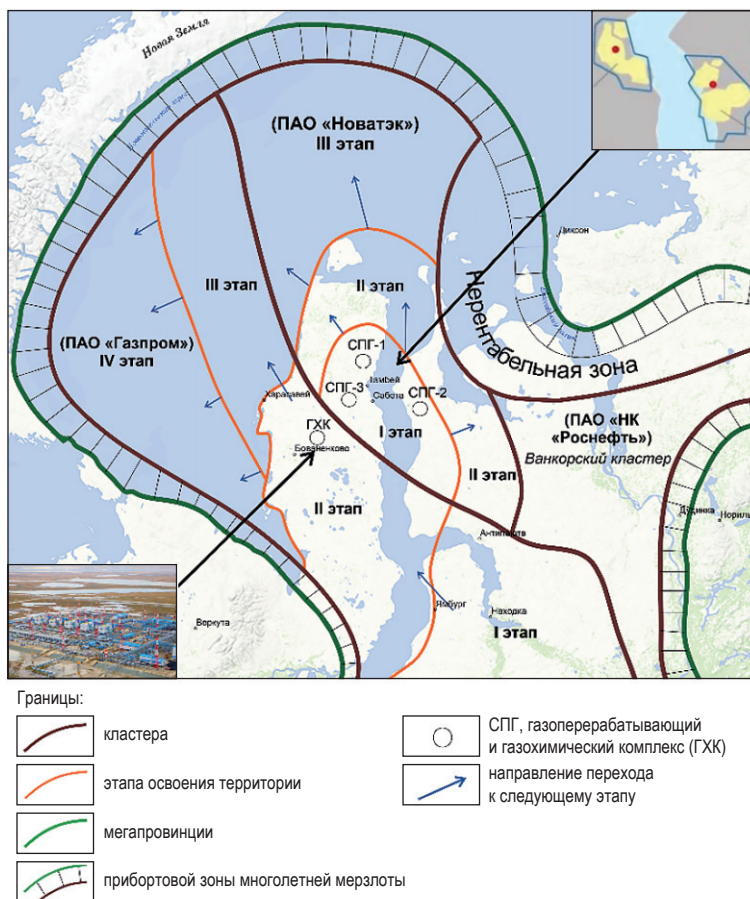


Рис. 6. Районирование территории по специфике использования основными операторами-недропользователями углеводородного сырья (кластеры) и способу его ДТТ

Таблица 6

**Начальные и остаточные запасы газа крупнейших месторождений
I-го и II-го кластеров, млн м³**

Кластер	Этап освоения	Начальные запасы	Добыча	Остаточные запасы
I	1	3108574*	16193588	14889986
	2	9490893	607196	8883697
	3	3655802	0	3655802
	4	–	–	–
	Всего по кластеру	44230269	16800784	27429485
II	1	8884887	71791	8813096
	2	2524416	100	2524316
	3	513696	0	513696
	Всего по кластеру	11922999	71891	11851108
I + II	Всего по кластерам	56153268	16872675	39280593

* Обь-Тазовское междуречье.

В настоящее время остаточные запасы этих месторождений составляют 14,9 трлн м³ от начальных и, несмотря на значительный отбор, остаются наибольшими во всем регионе.

II этап освоения. На третьем десятилетии нового века лидерство в добыче газа в регионе постепенно переходит к месторождениям 2-го этапа освоения 1-го кластера (см. рис. 6), где освоена незначительная часть начальных запасов месторождений (Бованенковское, Харасавэйское и другие). Начальные запасы газа 2-го этапа (9,5 трлн м³) вместе с остаточными запасами 1-го этапа (в сумме 24,3 трлн м³) обеспечат текущую добычу и ДТГ на ближайшие десятки лет.

С началом второго этапа, начиная с территории кластера, с 2012 г. действуют магистральные газотранспортные системы нового поколения: ямальский газ транспортируется по направлению Ямал – Ухта (пять-шесть ниток) через Байдарацкую губу Карского моря (с общей протяженностью транспортировки только по новым газопроводам более 2500 км) для внутреннего потребления, обеспечения подземных хранилищ газа (ПХГ), поставок зарубежным потребителям и т.д. (рис. 7). На Бованенковском месторождении впервые в России используется единая производственная инфраструктура для добычи газа из сеноманских (глубина залегания 520...700 м) и апт-альбских (глубина залегания 1200...2000 м) залежей. Такой подход дает значительную экономию средств на обустройство, сокращает время строительства и повышает эффективность эксплуатации месторождения. Разработка Бованенковского месторождения началась с нижних залежей

газа, имеющих более высокое пластовое давление. Проектный уровень добычи газа на этом месторождении – 115 млрд м³ в год. На базе Бованенковской группы месторождений будет создан ГХК, предполагающий выпуск около 3 млн т полиэтилена и полипропилена в год.

Завершается полномасштабное обустройство Харасавэйского месторождения (начало добычи газа запланировано на 2023 г.) и начинается обустройство Крузенштернского месторождения (ввод в 2025 г.). На данном этапе предусматриваются подготовка и ввод в эксплуатацию месторождений в акватории Обской губы и активное промышленное освоение запасов меловых залежей типа суша-море.

III этап освоения связывается с открытыми и разведанными месторождениями в Карском море (Ленинградское, Русановское и др.). Ожидаются расширение географии поисково-оценочных работ на открытом шельфе, разбуривание крупных поднятий поисково-оценочными скважинами [1], бурение отдельных поисково-параметрических скважин на низы юры и палеозой на всей территории кластера.

IV этап освоения связан с еще не выявленными, но прогнозируемыми структурами (в основном по данным сейсморазведки) – будущими объектами дальней перспективы освоения и поддержания достигнутого уровня добычи, переработки в Арктическом Заполярье и дальнего транспорта газа. После 2030 г. ПАО «Газпром» планирует довести добычу газа на кластере до 217...223 млрд м³, что более чем вдвое превышает текущую добычу.

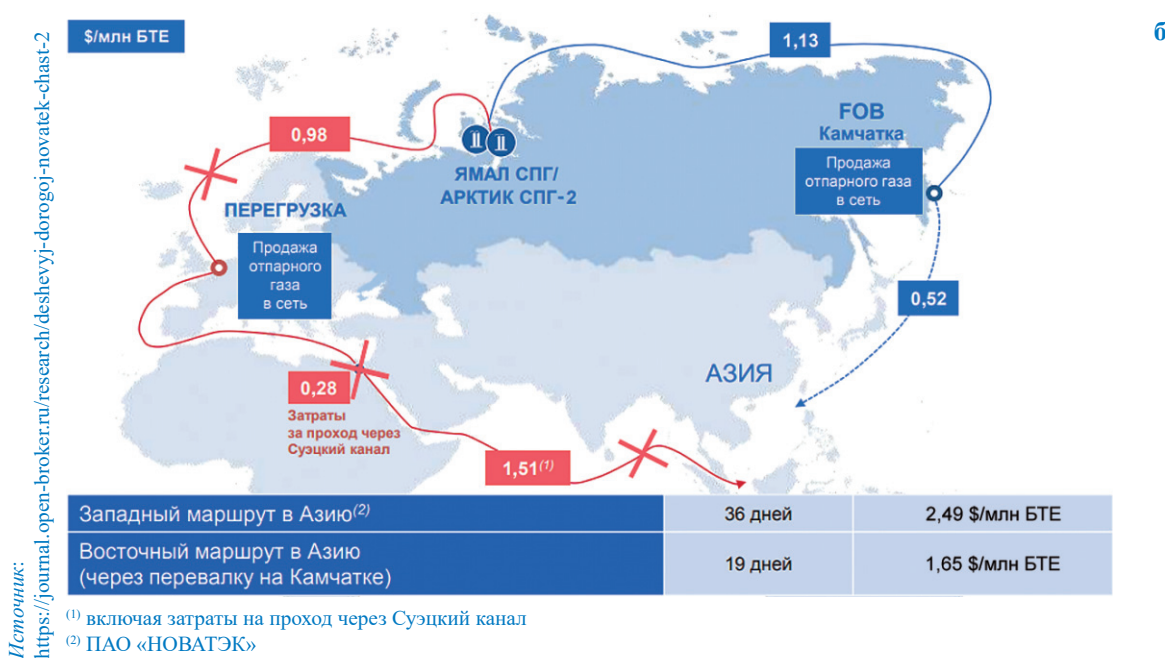
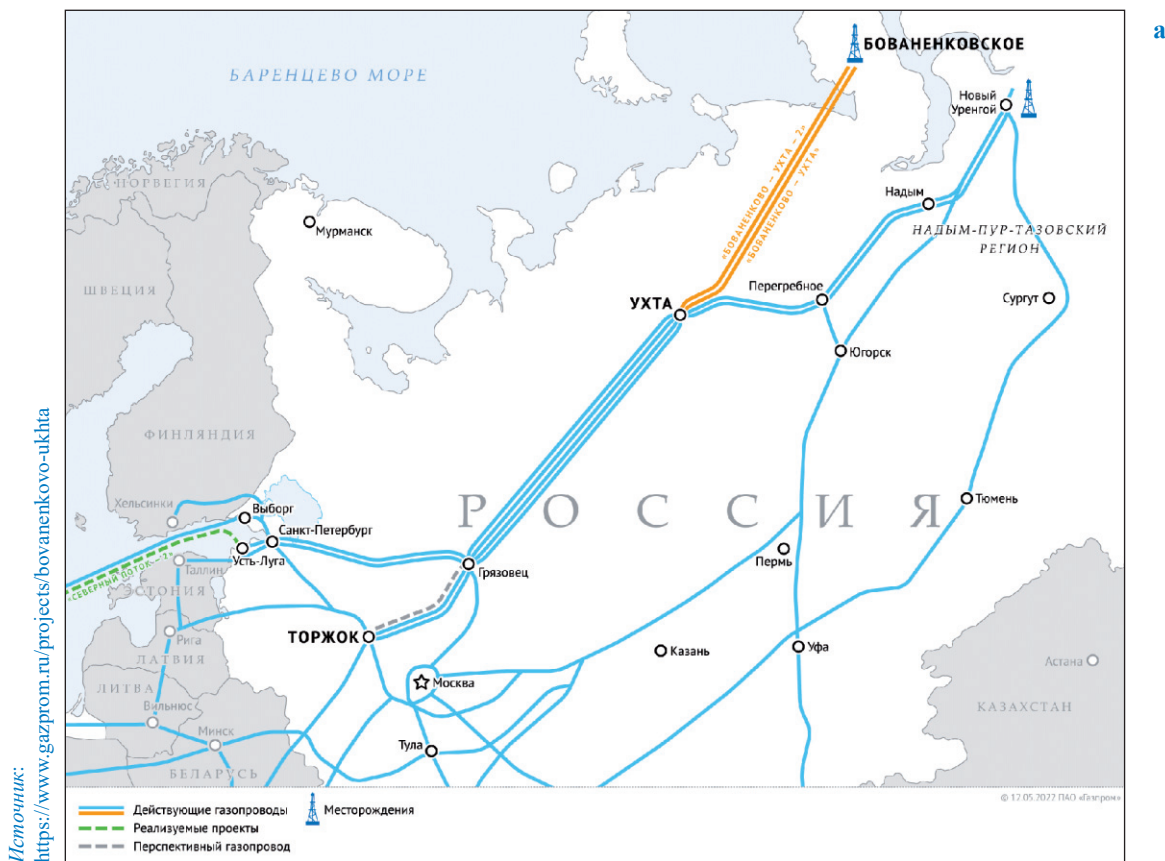


Рис. 7. Текущая (а) и будущая (б) логистика магистральных газопроводов и перевозки СПГ по Северному морскому пути: КС – компрессорная станция; FOB – англ. free on board

Вышеизложенное дает основание утверждать, что Программа комплексного освоения месторождений п-ова Ямал и прилегающих акваторий 1-го кластера является крупнейшим мегапроектом современной России.

Второй кластер связан с только созданной (2010 г.), но интенсивно развивающейся отраслью производства СПГ, газового конденсата и транспортировки их потребителям (в основном в Европу и Азию) – 1-й этап (см. рис. 7). Построен и развивается экспортный порт Сабетта, грузооборот которого растет с 5 млн т в год (2017 г.) до нынешних 20...25 млн т в год. С развитием этого молодого, уникального, не имеющего аналогов в мире порта многие связывают новую эру судоходства по Северному морскому пути: круглогодичная эксплуатация этого хаба позволит решить главную «восточную» задачу проекта – обеспечить СПГ Азиатско-Тихоокеанский регион. Порт Сабетта построен для реализации проектов первых трех крупных ГХК «Ямал СПГ» (см. рис. 7). Построены и выведены на полную мощность три очереди «Ямал СПГ – 1» (16,5 млн т в год). Компания ПАО «Новатэк» строит второй завод «Арктик СПГ – 2» мощностью 19,8 млн т в год. Первая очередь завода «Арктик СПГ – 2» будет запущена в декабре 2023 г., запуск 2-й очереди ожидается в 2024 г., 3-й – в 2026 г. Практически прошел проектные изыскания крупный проект ПАО «Новатэк» («Арктический каскад»), предусматривающий строительство Обского газохимического комплекса, где планируется производить из природного газа 2,2 млн т аммиака и 130 тыс. т водорода в год, а также по 1,6 млн т СПГ на каждой из трех производственных линий, построенных по собственной технологии. В проект вошли Верхнетийетское и Западно-Саяхинское месторождения на Ямале, затем к ним добавились Нейтинское и Арктическое месторождения. Проект практически прошел проектные изыскания, однако его рассмотрение временно приостановлено в связи с действием санкций..

Первый этап освоения этого кластера связан с действующими и строящимися газохимическими заводами на базе Тамбейского месторождения.

II этап освоения связывается с подключениями месторождений суши п-овов Ямал

и Гыдан (восточная часть) и акватории Обской губы (см. рис. 7). Предусматривается ввод в разработку Малыгинского месторождения и более мелких месторождений восточной (суша) части кластера.

III этап освоения включает практически неизученную часть акватории Карского моря. На данную часть акватории моря значительные лицензионные территории закреплены за ПАО «Роснефть» (Восточно-Приново-земельские лицензионные участки 1, 2, 3), в пределах которых уже открыты первые месторождения (имени Рокоссовского, «75 лет Победы» и др.) (см. рис. 7). Перед вводом в добычу предусматривается выборочное опоскование газоносных горизонтов разновозрастной юры в окраинных зонах кластера (на глубинах кровли горизонта Ю₂₋₃ до 3000...3200 м). Учитывая слабую изученность, предусматривается бурение отдельных поисково-параметрических скважин с проектным юрским горизонтом и осадочным метаморфизованным фундаментом (палеозой).

По-видимому, будут созданы совместные предприятия (по освоению месторождений этого и других недропользователей, а также нераспределенного фонда перспективных территорий), которые вольются в группы компаний по развитию основных кластеров: I (ПАО «Газпром») и II (ПАО «Новатэк»).

Геолого-ресурсный анализ Ямало-Карского региона позволяет дифференцировать использование доказанной и прогнозируемой газосырьевой базы Ямало-Карского региона между основными направлениями хозяйственной деятельности с районированием территории по текущей и предстоящей доставке газа его потребителям: *юго-западная* часть по обеспечению ресурсной базой поддержания работы комплекса ДТТ газа (кластер I) и *северо-восточная* часть по обеспечению КХК по сжижению и морским перевозкам природного газа (кластер II). Наряду с этим анализ дает возможность обосновать этапность геологоразведочных работ и их обеспечение сырьевой базой на длительную перспективу развития каждого кластера и основных их кураторов – ПАО «Газпром», ПАО «Новатэк» и ПАО «Роснефть».

Список литературы

1. Скоробогатов В.А. Перспективы поисков газовых месторождений в северных районах Западной Сибири / В.А. Скоробогатов, В.Н. Ростовцев // Геология нефти и газа. – 1983. – № 11. – С. 15–19.
2. Конторович А.Э. Геология, ресурсы углеводородов шельфов арктических морей России и перспективы их освоения / А.Э. Конторович, М.И. Эпов, Л.М. Бурштейн и др. // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 1. – С. 7–17.
3. Лобусев М.А. Состояние и геолого-ресурсные предпосылки укрепления сырьевой базы Арктической газоносной провинции Западной Сибири / М.А. Лобусев, А.В. Лобусев, А.В. Бочкарев и др. // Территория Нефтегаз. – 2020. – № 5-6. – С. 20–28.
4. Лобусев М.А. Генетические причины доминирующей газоносности юрско-меловых отложений Арктической области Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции / М.А. Лобусев, А.В. Лобусев, А.В. Бочкарев и др. // Территория Нефтегаз. – 2020. – № 11-12. – С. 44–55.
5. Брехунцов А.М. Нефтегазовая геология Западно-Сибирской Арктики / А.М. Брехунцов, Б.В. Монастырев, И.И. Нестеров и др. – Тюмень: МНП Геодата, 2020. – 464 с.
6. Гурари Ф.Г. Закономерности размещения углеводородных залежей в нижнесреднеюрских отложениях Западно-Сибирской плиты / Ф.Г. Гурари, А.Е. Еханин // Геология нефти и газа. – 1987. – № 10. – С. 19–26.

The role of the raw material base in providing the main directions of economic activity of the Yamal peninsula and the adjacent water area

A.N. Gumerova^{1*}, M.A. Lobusev¹, A.V. Lobusev¹, A.V. Bochkarev¹

¹ National University of Oil and Gas «Gubkin University», Block 1, Bld.65, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russian Federation

* E-mail: gumerova.a@gubkin.ru

Abstract. The paper presents the results of differentiation of the existing raw material base and expected new resources from the point of view of solving two the most important tasks of the gas infrastructure of the Yamal Peninsula and the surrounding water area of the Kara Sea and the Gulf of Ob [the Arctic part of the Western Siberian oil and gas megaprovince (WSOGMP)]: reliable and long-term operation of the long-distance pipeline transport complex created at the end of the last century in the south-western part of the region (cluster I) and intensive operation of the gas chemical complex for processing of LNG in its north-eastern part (cluster II), which is very relevant and in demand over the past decade. When forming specialized production centers and stages of development of each cluster, the most important task is to provide them with a long-term raw material base due to the existing and the newly discovered gas and gas condensate fields in undeveloped, inaccessible and poorly studied north-western regions of the Arctic sector of the WSOGMP.

Keywords: raw material base, natural gas, pipeline transport, gas chemical complex, cluster, gas reserves and resources, liquefied natural gas, zoning, stages and directions of work.

References

1. SKOROBOGATOV, V.A., V.N. ROSTOVTSEV. Prospects for searching gas fields in northern regions of Western Siberia [Perspektivy poiskov gazovykh mestorozhdeniy v severnykh rayonakh Zapadnoy Sibiri]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 1983, no. 11, pp. 15–19. ISSN 0016-7894. (Russ.).
2. KONTOROVICH, A.E., M.I. EPOV, L.M. BURSHTeyN, et al. Geology and resources of hydrocarbons offshore Russian Arctic and outlooks for their development [Geologiya, resursy uglevodorodov shelfov arkticheskikh morey Rossi i perspektivy ikh osvoyeniya]. *Geologiya i Geofizika*, 2010, vol. 51, no. 1, pp. 7–17. ISSN 0016-7886. (Russ.).
3. LOBUSEV, M.A., A.V. LOBUSEV, A.V. BOCHKAREV, et al. Status and geological-resource prerequisites to enlarge resource portfolio of Arctic gas-bearing province in Western Siberia [Sostoyaniye i geologoresursnyye predposylki ukrepleniya syryevoy bazy Arkticheskoy gazonosnoy provintsii Zapadnoy Sibiri]. *Territoriya Neftegaz*, 2020, no. 5–6, pp. 20–28. ISSN 2072-2745. (Russ.).
4. LOBUSEV, M.A., A.V. LOBUSEV, A.V. BOCHKAREV, et al. Genetic background (reasons) of dominant gas presence in Jurassic-Cretaceous sediments at Arctic part of West-Siberian oil-gas-bearing megaprovince [Geneticheskiye predposylki (prichiny) dominiruyushchey gazonosnosti yursko-melovykh otlozheniy Arkticheskoy oblasti Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy megaprovintsii]. *Territoriya Neftegaz*, 2020, no. 11-12, pp. 44–45. ISSN 2072-2745. (Russ.).
5. BREKHUNTSOV, A.M., B.V. MONASTYREV, I.I. NESTEROV, et al. *Oil-gas geology of West-Siberian Arctic* [Neftegazovaya geologiya Zapadno-Sibirskoy Arktiki]. Tyumen: MNP Geodata, 2020. (Russ.).
6. GURARI, F.G., A.Ye. YEKHANIN. Patterns of hydrocarbon deposits presence in Lower-Middle-Jurassic sediments of West-Siberian plate [Zakonomernosti razmeshcheniya uglevodorodnykh zalezhey v nizhniesredneyrskikh otlozheniyakh Zapadno-Sibirskoy plity]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 1987, no. 10, pp. 19–26. ISSN 0016-7894. (Russ.).

УДК 551.247:553.98(470.56)

Геоплотностные характеристики разреза и перспективы нефтегазоносности площадей с контрастным проявлением соляной тектоники (на примере Нагумановско-Вершиновской зоны)

А.М. Тюрин

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1
E-mail: amturin1952@bk.ru

Ключевые слова: соляная тектоника, нефтегазоносность, структурно-гравитационные ловушки, сейсморазведка, гравиразведка, геоморфологическая съемка.

Тезисы. В Волго-Уральской нефтегазоносной провинции развита одноименная карбонатная платформа девонско-нижнепермского возраста, перекрытая соляно-ангидритовой толщей кунгурского яруса нижней перми. Нагумановско-Вершиновская зона (юго-восточная часть платформы) характеризуется контрастным проявлением соляной тектоники. Это определяет низкую эффективность сейсморазведки МОГТ (метод общей глубинной точки) при поиске и разведке залежей нефти и газа в подсолевых карбонатах. С другой стороны, по результатам опробования 26 скважин установлена четкая связь их нефтегазоносности со строением перекрывающих соленосных отложений. С высокой вероятностью карбонаты продуктивны под верхними частями куполов и гряд. Притоки нефти или газа получены в 11 скважинах из 12. Из 14 скважин, вскрывших склоны соляно-тектонических структур или мульды, продуктивность карбонатов установлена в трех. Под верхними частями соляно-тектонических структур притоки флюидов (включая воду) получены с вероятностью 1. Вероятность получения притока флюида в скважинах, расположенных на склонах соляно-тектонических структур и в мульдах, составляет 0,31. Средняя плотность надсолевых отложений мульды в зависимости от их мощности меняется от 2,34 до 2,48 г/см³. Плотность соли в соляно-тектонических структурах – 2,2 г/см³. Это приводит к гигантским горизонтальным градиентам горного давления в геологическом разрезе, которые частично компенсированы упруго-вязкой деформацией и растрескиванием карбонатов. Об этом свидетельствуют результаты бурения. Главным следствием упруго-вязкой деформации карбонатов является формирование под наиболее приподнятыми участками кровли соляно-тектонических структур структурно-гравитационных ловушек, а под их участками, имеющими современную активность, – зон с повышенной открытой трещиноватостью.

На этой основе рассмотрены перспективы нефтегазоносности Нагумановско-Вершиновской зоны. Очередной этап геологоразведочных работ здесь рекомендовано начать с выполнения сейсмогравиметрического моделирования по инновационной технологии. Две его главные задачи: картирование особенностей строения верхних частей соляно-тектонических структур и расчет горного давления на заданные гипсометрические уровни. Полученные результаты будут учтены при картировании структурно-гравитационных ловушек по данным сейсморазведки МОГТ. Соляно-тектонические структуры, имеющие современную активность, рекомендовано картировать специальной геоморфологической съемкой.

Общие сведения и постановка проблемы

В Волго-Уральской нефтегазоносной провинции развита одноименная карбонатная платформа девонско-нижнепермского возраста, перекрытая соляно-ангидритовой толщей кунгурского яруса нижней перми. В пределах западного Оренбуржья выделяются три ограничивающих ее карбонатных уступа: нижнепермский, девонско-среднекаменноугольный и девонско-нижнепермский (рис. 1). Их склоны маркируют некомпенсированные седиментационные впадины: склоны двух последних – Прикаспийскую; нижнепермский – Предуральскую. Нагумановско-Вершиновская зона охватывает крайнюю юго-восточную часть карбонатной платформы, в тектоническом плане находится в зоне сочленения Соль-Илецкого свода и Предуральского прогиба, административно – на территории Акбулакского района Оренбургской области.

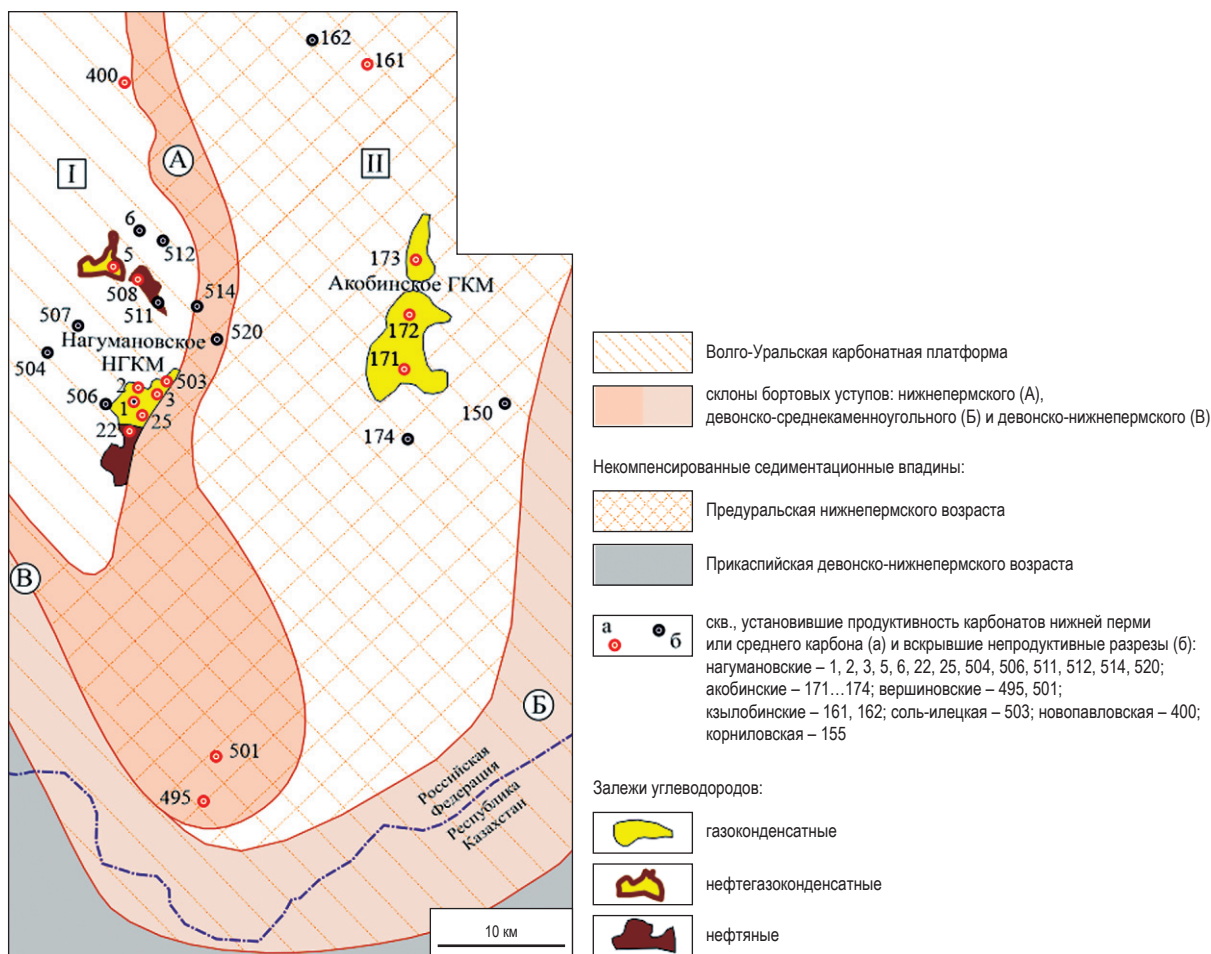


Рис. 1. Наугумановско-Вершиновская зона. Принципиальные элементы тектоно-седиментационной модели. Тектоно-седиментационные структуры Волго-Уральской карбонатной платформы: I – Соль-Илецкий свод; II – Предуральский прогиб

С 1993 г. геологоразведочные работы (ГРР) в Наугумановско-Вершиновской зоне ведет ООО «Газпром добыча Оренбург». Они включают сейморазведку МОГТ¹ 2D и 3D (ОАО «Оренбургская ГЭ», ООО «ГСД», ООО «ТНГ-Групп»), гравиразведку масштаба 1:25000 (ООО НПО «Нафтаком»), газогеохимическую съемку и акустическую низкочастотную разведку. В небольшом объеме выполнялась электроразведка дифференциально-нормированным методом. Пробурены 15 параметрических, поисковых и разведочных скважин. В целом ГРР вполне успешные. В карбонатах башкирского яруса среднего карбона открыты две газоконденсатные залежи Акобинского газоконденсатного месторождения (ГКМ) (скв. 171, 172 и 173). На Наугумановском нефтегазоконденсатном

месторождении (НГКМ) в карбонатах башкирского яруса открыта залежь нефти (скв. 1), в карбонатах артинского яруса нижней перми – нефтегазоконденсатная залежь Акбулакского купола (скв. 5). Практически разведана газоконденсатная залежь Южного купола (скв. 1, 2, 3, 25), выявленная ранее скважиной 503. Южнее нее установлена нефтеносность карбонатов (скв. 22). Оперативный подсчет запасов залежей углеводородного сырья (УВС) Акобинского ГКМ и Наугумановского НГКМ выполнен ООО «ВолгоУралНИПИгаз».

На последнем этапе ГРР были и неудачи. На Наугумановской площади скв. 6 не подтвердила прогноз Северо-Наугумановской структуры. Скв. 22 вместо прогнозируемой газоконденсатной залежи Южного купола вскрыла нефтяную. Как она соотносится с газоконденсатной, пока непонятно. На Акобинской площади скв. 174 не подтвердила наличие

¹ МОГТ – метод общей глубинной точки.

Южного купола Акубинской структуры. Отмечаются и большие погрешности прогноза глубины залегания продуктивных подсолевых карбонатов по данным сейсморазведки МОГТ. Эти результаты бурения показали невысокое качество геолого-геофизических моделей нефтегазоперспективных объектов, прогнозируемых в Нагумановско-Вершиновской зоне. Можно ли повысить их достоверность? Это и являлось темой исследования автора статьи.

Установленная нефтегазоносность

Нагумановская площадь (Нагумановский лицензионный участок ООО «Газпром добыча Оренбург») находится в зоне бортового уступа нижнепермского возраста. На ней установлена продуктивность двух карбонатных пластов – A_4 и P_v . Пласт A_4 залегает в верхней части карбонатов башкирского яруса, которые перекрыты карбонатно-глинистыми породами московского яруса (толщина 9...17 м), являющимися зональной покрывкой. Нефтеносный пласт A_4 вскрыт скв. 1 Нагумановская. Залежь контролируется небольшим поднятием амплитудой 18 м. Водонефтяной контакт (ВНК) – на отметке минус 4735 м. Запасы нефти категории C_1 937/218 тыс. т (геолог./извлек.), растворенного газа – 54 млн m^3 (извлек.). По результатам пробной эксплуатации залежи (1998–2001 гг.), добыты 9,4 тыс. т нефти и 2,8 млн m^3 попутного газа [1].

В отложениях артинского яруса выделяются две пачки – нижняя карбонатная и верхняя сульфатная. Пласт P_v залегает в верхней части карбонатной пачки. Сложен трещиноватыми известняками. В пределах залежей УВС пористость коллекторов по керну – 6,0...13,4 %, проницаемость – 0,1...2,2 мД. Покрывкой для пласта P_v являются ангидриды сульфатной пачки.

На Нагумановской площади в пласте P_v выявлены четыре залежи УВС. Южный купол является валообразным поднятием по кровле карбонатной пачки. К нему приурочены две залежи – газоконденсатная и нефтяная. Акубулакский и Северо-Нагумановский купола при подсчете запасов УВС рассматривались как приразломные структуры (рис. 2).

Газоконденсатная залежь Южного купола изучена скв. 503, 1, 2, 3 и 25. Пластовая вода при их опробовании не получена. Не выделены водоносные пласты-коллекторы и по данным геофизических исследований скважин

(ГИС) [2]. Газоводяной контакт (ГВК) условно принят на отметке минус 4002,5 м. Высота залежи 145 м. Запасы газа по категории C_1 составляют 5805 млн m^3 , конденсата² – 3367/872 тыс. т. По результатам пробной эксплуатации (1998–2012 гг.) добыты 159 млн m^3 газа и 114 тыс. т конденсата. Начальные суточные дебиты скв. 2 и 3 составляли 120...140 тыс. m^3 /сут газа и 56...60 т/сут конденсата. Скв. 22 задана с целью перевода запасов свободного газа и конденсата Южного купола из категории C_2 в категорию C_1 . Однако при ее опробовании вместо ожидаемого притока газа и конденсата получен приток нефти и воды. ВНК условно принят на отметке минус 4019,3 м. Высота залежи 60 м. Запасы нефти по категории C_2 составляют 3310/662 тыс. т, растворенного газа – 331/66 млн m^3 . При подсчете запасов принято, что нефтяная и газоконденсатная залежи купола сопрягаются через экранирующее тектоническое нарушение.

Нефтегазоконденсатная залежь Акубулакского купола вскрыта скв. 5. Ее запасы газа составляют 573 млн m^3 , конденсата – 251/65 тыс. т, нефти – 1693/291 тыс. т, растворенного газа – 406/70 млн m^3 . ГНК – на отметке минус 3825,0 м. По данным ГИС положение ВНК не установлено. Он условно принят на отметке минус 3913,0 м. Высота залежи – 163 м. По результатам пробной эксплуатации (9 месяцев 2006 г.) добыты 1327 тыс. m^3 газа и 635 m^3 конденсата. Нефтяная залежь Северного купола вскрыта скв. 508 и 511. Положение ВНК условно принято на отметке минус 3895,0 м. Высота залежи 82 м. Запасы нефти – 3518/605 тыс. т, растворенного газа – 844/145 млн m^3 . Запасы УВС куполов соответствуют категории C_1 .

Акубинская площадь (Акубинский лицензионный участок ООО «Газпром добыча Оренбург») находится в Предуральской некомпенсированной впадине. Здесь выявлены две газоконденсатные залежи, приуроченные к пласту A_4 . Он сложен тонко-мелкозернистыми известняками с пористыми пропластками. Залегает в верхней части карбонатов башкирского яруса, перекрытых битуминозными глинистыми карбонатными породами (мощность 7...12 м) московского яруса (покрывка). Средняя пористость пород-коллекторов – 8,3...9,0 %, проницаемость – от 0,97

² Здесь и далее в статье через косую черту указаны запасы УВС геологически/извлекаемые.

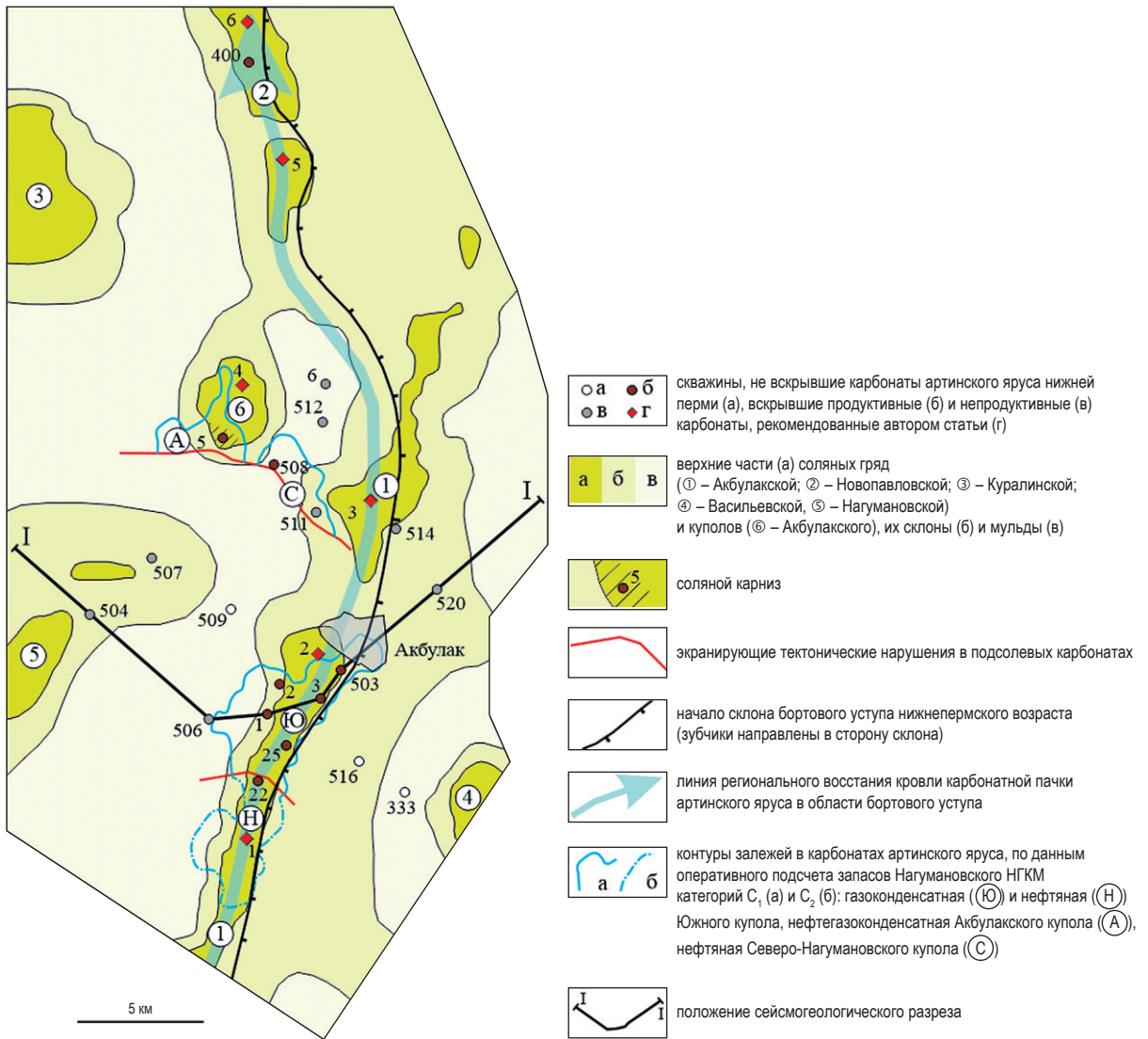


Рис. 2. Нагумановская площадь. Элементы геологического строения и нефтегазоносность

до 4,78 мД. Открытые поры и мелкие каверны (0,1...0,3 см) приурочены к оолитам, органическим остаткам и трещинкам. Образовались в результате выщелачивания [3]. Трещины разнонаправленные, субвертикальные и субгоризонтальные. Часть их заполнена темным углисто-битуминозным материалом.

Запасы газа (категория С₁) залежи Центрального купола (скв. 171 и 172) – 12691 млн м³, конденсата – 946/710 тыс. т. Положение ГВК – на отметке минус 5034,2 м. Высота залежи 60 м. Запасы газа Северного купола (скв. 173) – 1113 млн м³, конденсата – 83/62 тыс. т. ГВК – на отметке минус 4980,7 м. Высота залежи 45 м. ГВК залежей определен по данным ГИС, в скв. 173 подтвержден результатами опробования.

Содержание сероводорода в газе залежей Нагумановского НГКМ – 5,3...6,9 %, Акобинского ГКМ – 3,0 %.

Притоки газа из карбонатов нижней перми получены в скв. 501, башкирского яруса – в скв. 495 Вершиновская и 161 Кызылобинская. Приток нефти получен из карбонатов артинского яруса в скв. 400. Признаки газоносности карбонатов артинского яруса отмечены в скв. 511 и 514 Нагумановских.

Оценка достоверности сейсмогеологических моделей Нагумановской площади

Особенности геологического строения Нагумановской площади обнаружены ранее [4–8]. В 1999 г. при анализе точности структурных построений по данным сейсморазведки МОГТ во внимание приняты результаты

бурения 13 скважин [6]. В последующем на площади пробурены еще 5 скважин. Повторно анализ точности структурных построений выполнен в 2021 г. [8].

Нагумановская площадь расположена в зоне нижнепермского карбонатного уступа (ассельский, сакмарский и карбонатная пачка артинского яруса) Волго-Уральской карбонатной платформы в крайней восточной части Соль-Илецкого свода. Высота уступа составляет 900 м; ширина – от 4,0 км до 5,5 км. Угол наклона поверхности карбонатных пород на его склоне достигает 9° ... 12° . В плане бортовой уступ имеет нелинейную форму (см. рис. 2). На запад от него мощность карбонатов нижней перми уменьшается до 650 м. К кровле карбонатной пачки артинского яруса приурочена отражающая граница (ОГ) Акп. В Предуральской впадине к востоку от Нагумановской площади отложения нижней перми представлены депрессионными породами – глинистыми известняками с прослоями доломитов, мергелей и аргиллитов. Их мощность варьируется от 5 до 83 м.

Карбонаты нижней перми залегают на однотипных карбонатах девонско-среднекаменноугольного возраста. К кровле карбонатов

башкирского яруса приурочена ОГ Б; к подошве карбонатов и кровле, предположительно, терригенных отложений ордовика – ОГ О; к поверхности фундамента – ОГ Ф.

Перекрыты карбонаты нижней перми сульфатной пачкой артинского яруса и ангидритами филипповского горизонта кунгурского яруса. Мощность первой варьируется от 1 до 32 м. Мощность ангидритов над карбонатным уступом составляет 151...205 м, к западу от него уменьшается до 112...141 м. Над верхней частью склона уступа мощность ангидритов превышает 250 м (скв. 514), над средней – уменьшается до 146 м (скв. 520). В Предуральской впадине к востоку от Нагумановской площади мощность ангидритов варьируется от 10 до 25 м. К кровле ангидритов приурочена ОГ Кн₂.

Иренский горизонт кунгурского яруса сложен солями, в которых имеются пласты ангидрита и доломита. Мощность солей на Нагумановской площади меняется от 0 (скв. 506) до 3218 м (скв. 3). Это является следствием соляно-тектонических процессов. На площади проходит граница двух типов проявления соляной тектоники. Акбулакская соляная гряда является

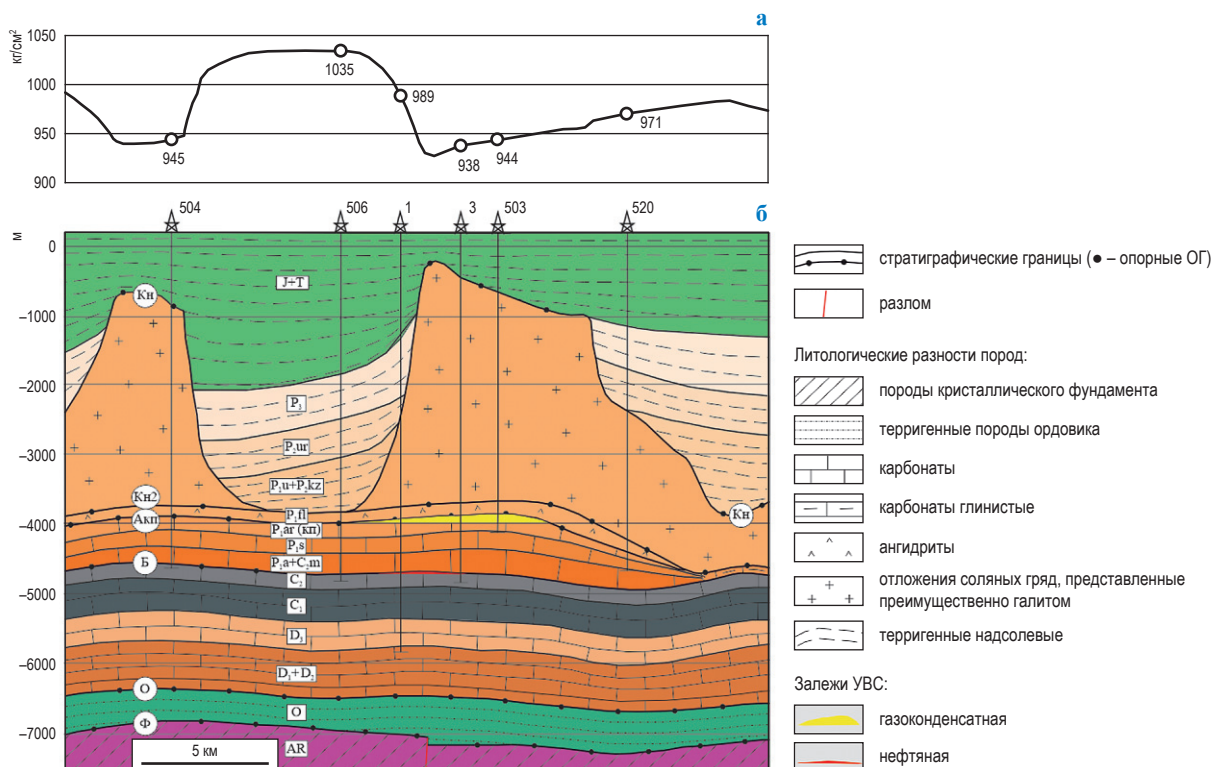


Рис. 3. Нагумановская площадь. График горного давления на абсолютную отметку минус 4008 м (а) и сейсмогеологический разрез (б) по линии I-I

типичным соляно-тектоническим элементом Предуральской впадины. Ее простираение суб-меридианальное, протяженность превышает 50 км. Ширина гряды у ее основания – 6...8 км, у вершины – 1,5...2,5 км. Отметки вершины – минус 350...800 м. Западный склон круче восточного, местами он субвертикальный

Западнее Акбулакской гряды параллельно ей расположена соляно-тектоническая система, состоящая из Новоуспенковского купола, Нагумановской гряды и Акбулакского купола, а также Новопавловской гряды. Она имеет черты, характерные и для Предуральской впадины, и для Соль-Илецкого свода. К первым относятся преимущественно линейное суб-меридианальное простираение системы и характерное для впадины строение Новопавловской гряды, ко вторым – изолированность и округлые в плане формы Новоуспенковского и Акбулакского куполов. На последнем скв. 5 вскрыла соляной карниз. К кровле соленосных отложений приурочена ОГ Кн.

Условия залегания осадочных отложений на Нагумановской площади иллюстрируются сейсмогеологическим разрезом по линии скважин (рис. 3).

Всего при изучении перспектив нефтегазоносности Нагумановской площади пробурены 18 скважин (табл. 1). По сейсморазведочным данным, полученным до 1988 г., пробурены 13. Погрешность прогноза ОГ Кн – минус 571 ± 727 м – является неприемлемой как по параметру систематической ошибки, так и по параметру дисперсии. Проблема в том, что от точности картирования ОГ Кн зависит достоверность реконструкции средних скоростей сейсмических волн до ОГ Акп (Кн₂) и, следовательно, точность структурных построений по ней [6].

Погрешности прогноза ОГ Кн₂ и Акп не являются случайными величинами. Скважины задаются на подсолевых поднятиях, закартированных по данным сейсморазведки МОГТ. Часть из них не подтверждается. Поэтому

Таблица 1

Нагумановская площадь. Погрешности прогноза гипсометрии целевых отражающих горизонтов по данным сейсморазведки МОГТ: Δh – погрешность (разность фактических и прогнозных данных); Q_r, Q_n – дебиты газа и нефти соответственно

Скважина*	Период бурения, гг.	Кн			Кн ₂ и Акп			
		Прогноз, м	Факт, м	Δh , м	Прогноз, м	Факт, м	Δh , м	
По данным сейсморазведки МОГТ 2D, выполненной до 1983 г.	503-Пр	1977–79	-700	-703	-3	-3680 Кн ₂	-3686	-6
	504-П	1980–81	-600	-905	-305	-3620 Кн ₂	-3767	-147
	520-П	1980–81	-2500	-2344	+156	-3600 Кн ₂	-4215	-615**
	507-П	1980–82	-2200	-1420	+780	-3680 Кн ₂	-3751	-71
	514-П	1981–82	-500	-991	-491	-3760 Кн ₂	-3679	+81
	511-П	1981–82	-1500	-2555	-1055	-3760 Кн ₂	-3613	-132
	509-П	1982–83	-2800	-3568	-768	Не вскрыты		
	508-П	1982–84	-2550	-3292	-742	-3790 Кн ₂	-3676	+114
	516-П	1982–83	-3050	-3642	-592	Не вскрыты		
	512-П	1982–83	-2450	-3639	-1189	-3800 Кн ₂	-3644	+156
По данным сейсморазведки МОГТ 2D 1985–1987 гг.	1-Пр	1993–96	-500	-2560	-2060	-3840 Акп	-3953	-113
	3-П	1996–98	-520	-513	+7	-3870 Акп	-3892	-22
				Погрешность: -571 ± 727 м			Погрешность: -11 ± 106 м	
По данным сейсморазведки МОГТ 2D и 3D 1997–2003 гг.	2-П	1998–00	-2573	-1407	+1166	-3938 Акп	-3925	+13
	22-Р	2010–11	-500	-409	+91	-3855 Акп	-3971	-116
	25-Р	2008–09	-500	-308	+192	-3855 Акп	-3928	-73
	5-П	2003–04	-700	-435	+265	-3580 Акп	-3793	-213
	6-П	2005–06	-3560	-3753	-193	-3695 Акп	-3832	-137
				Погрешность: +304 ± 512 м			Погрешность: -105 ± 83 м	

* Скважина: Пр – параметрическая, П – поисковая, Р – разведочная.

** При расчете средней погрешности значение не учтено.

■ продуктивные карбонаты ($Q_r > 9,0$ тыс. м³/сут, $Q_n > 1,5$ м³/сут); ■ непродуктивные карбонаты.

погрешность прогноза этих ОГ должна составлять минус несколько десятков метров. Реальная погрешность – минус 11 ± 106 м – соответствует случайному расположению скважин на картах, построенных по данным сейсморазведки МОГТ до 1983 г. Это свидетельствует о крайне низкой достоверности структурных построений.

Точность прогноза гипсометрии ОГ Кн по данным сейсморазведки МОГТ, выполненной в 1997–2003 гг., возросла несущественно – плюс 304 ± 512 м. Погрешность прогноза ОГ Акп – минус 105 ± 83 м – качественно соответствуют практике ГРП. Она имеет систематический характер. Но новые данные сейсморазведки МОГТ 2D и 3D не позволили получить приемлемую точность структурных построений. С такими погрешностями можно надеяться только на успешный поиск и разведку залежей нефти и газа, приуроченных к морфологически выраженным ловушкам, высота которых превышает 145 м (систематическая погрешность плюс $\frac{1}{2}$ стандартного отклонения).

Общий вывод. Нагумановская площадь и вся Нагумановско-Вершининская зона характеризуются крайне неблагоприятными сейсмогеологическими условиями. Главный негативный фактор – контрастное проявление соляной тектоники. Это определяет низкую эффективность сейсморазведки МОГТ при поиске и разведке залежей нефти и газа в подсолевых карбонатах. Выполнение сейсморазведки МОГТ 3D не обеспечивает значимого повышения точности структурных построений по целевым отражающим границам.

Строение соленосной толщи и продуктивность подсолевых карбонатов

Со второй половины 1990-х гг. главный геофизик ОАО «Оренбургская ГЭ» В.М. Черваков неоднократно обращал внимание оренбургских геологов и геофизиков (устные сообщения) на одну закономерность на юге Оренбургской области: коэффициент удачи поисковых и разведочных скважин на нефть и газ, заданных в пределах соляных куполов и гряд, заметно выше, чем в компенсационных мульдах. Закономерность была замечена и геологами Института геологии Уфимского НЦ РАН В.М. Горожаниным и Е.Н. Горожаниной [9, 10]. Эти наблюдения интегрированы в разработанную ими геологическую

модель Нагумановско-Вершининской зоны, основанную на результатах изучения керна и авторской интерпретации данных сейсморазведки МОГТ.

После накопления карбонатных отложений девонско-нижнепермского возраста и перекрывающих их соленосных отложений кунгурского яруса в регионе возникла субортогональная диагональная система разломов. По разломам в карбонатах произошло формирование горстовидных структур, а над ними – соляных куполов и гряд. Горстовидные структуры, в пределах которых карбонаты имеют повышенную открытую трещиноватость, явились ловушками нефти и газа.

Наличие субортогональной диагональной системы разломов в регионе не обосновано с геодинамических позиций. Не имеется ее обоснования и по данным сейсморазведки МОГТ. Соляные гряды в Нагумановско-Вершининской зоне в основном узкие и островершинные. Под ними не удастся получить на временных разрезах непрерывные оси синфазности волн, отраженных от акустически контрастных границ в подсолевых карбонатах. Это же относится к куполам. То есть любой вариант интерпретации волнового поля под соляно-тектоническими структурами даст мало достоверный результат.

Связь в регионе соляных куполов и гряд, месторождений УВС и выявленных по данным сейсморазведки МОГТ перспективных структур с субортогональной системой разломов отмечает и Е.А. Данилова [11]. Однако выделение на временных разрезах «присдвиговых цветковых структур» выполнено в «хаотическом» волновом поле под соляными куполами и грядами. То есть эти результаты интерпретации данных сейсморазведки МОГТ имеют невысокую достоверность.

Ю.А. Писаренко с соавторами [12, 13] рассмотрели особенности строения соленосных отложений кунгурского яруса и формирования соляно-тектонических структур. Отметили, что открытые месторождения нефти и газа в восточной части Соль-Илецкого свода и на сопредельных участках Предуральяского прогиба находятся под соляными куполами и грядами. Предположили, что соляно-тектонические структуры и сформированные под ними месторождения связаны с особенностями проявления тектоники в подсолевых отложениях.

Таким образом, имеются обоснованные наблюдения, указывающие на связь продуктивности подсолевых карбонатов с соляно-тектоническими структурами, и геологические модели, объясняющие это явление. Но последние базируются на результатах интерпретации данных сейсморазведки МОГТ, которые отличаются невысокой достоверностью.

Автором статьи выполнена количественная оценка связи продуктивности подсолевых карбонатов со строением соленосной толщи. Во внимание приняты 26 скважин Нагумановско-Вершинской зоны (табл. 2). Они разделены на три группы. Первая включает скважины, расположенные в верхних частях соляных куполов и гряд, оконтуренных изогипсой минус 800 м. Вторая и третья группы – скважины, вскрывшие склоны соляно-тектонических структур и расположенные в мульдах. В табл. 2 приведены и интервальные скорости сейсмических волн в соленосной толще. Они характеризуют степень ее обогащения ангидритами и доломитами. По этим данным, в разрезах всех скважин в соленосной толще резко доминирует галит. Принято, что нефтегазоносность подсолевых карбонатов достоверно установлена в скважинах, давших притоки газа более 9,0 тыс. м³/сут или нефти более 2,0 м³/сут.

В первой группе из 12 скважин продуктивность карбонатов установлена в 11 из них (92 %). Во второй из 8 скважин – в одной (13 %), в третьей из 6 скважин – в двух (33 %). Из 14 скважин, вскрывших склоны соляно-тектонических структур или мульды, продуктивность карбонатов установлена в трех (21 %). Таким образом, имеется четкая связь нефтегазоносности подсолевых карбонатов со строением перекрывающих их соленосных отложений. С высокой вероятностью (0,92) карбонаты продуктивны под верхними частями соляно-тектонических структур. Это статистический факт.

Под верхними частями соляно-тектонических структур притоки флюидов (включая воду) получены с вероятностью 1. За их пределами притоки флюидов получены в четырех скважинах. Сква. 520 не опробована. В скв. 1 и 6 во внимание приняты только результаты опробования карбонатов нижней перми. Таким образом, в 9 скважинах при опробовании карбонатов притоков флюидов не получено, либо они мизерные. Вероятность получения

притока флюида в скважинах, расположенных на склонах соляно-тектонических структур и в мульдах, составляет 0,31. Это второй статистический факт.

Элементы геоплотностных моделей

Оценка плотности горных пород в пластовых условиях выполнена по разрезу параметрической скв. 501 Вершинской. Во внимание приняты данные ГИС и результаты изучения керна. Средние плотности пород стратиграфических интервалов разреза составляют, г/см³: известняки P_{1a}-ar – 2,68; C_{2b} – 2,65; ангидриты P_{1fl} – 2,77; терригенные отложения P_{2kz} – 2,65; P_{3t} – 2,59; Mz – 2,44 [14]. Плотность надсолевых отложений (интервал 1200...4200 м) в разрезе скв. 1 Каинсайской (оренбургский сегмент Прикаспийской впадины), по данным ГИС, плавно возрастает от 2,20 до 2,50 г/см³. В интервале от 4200 м до подошвы надсолевых отложений (6067 м) плотность примерно постоянная – 2,50 г/см³. Очевидно, на глубине порядка 4200 м достигается максимальное гравитационное уплотнение глин [15]. Плотность соли в соляных куполах и грядах с учетом содержания в ней пропластков ангидрита и доломита – 2,20 г/см³ [16].

На Нагумановской площади при опоре на сейсмогеологическую модель выполнено моделирование гравитационного поля (ООО НПО «Нафтаком», 1997 г.). Подобрана плотность надсолевых отложений. Она меняется с глубиной линейно. Состав терригенных пород, слагающих стратиграфические интервалы разреза, примерно одинаковый. То есть возрастание плотности с глубиной связано с уплотнением отложений. Результаты оценки плотности надсолевых отложений по данным гравиразведки и разрезу скв. 501 практически совпали (рис. 4). Пониженная плотность надсолевых отложений в разрезе скв. 1 Каинсайской связана с их относительной удаленностью от Уральского орогена, что обуславливает меньшее содержание в нем пластов песчаника.

Исходя из приведенных данных при формировании геоплотностных моделей площадей Нагумановско-Вершинской зоны до глубины 4100 м принято распределение плотности надсолевых отложений, оцененное по данным гравиразведки (линейное возрастание

Таблица 2

Нагумановско-Вершинская зона. Строение соленосных отложений кунгурского яруса и продуктивность подсолевых карбонатов нижней перми и среднего карбона: Q_b – приток воды; $h_{абс}$ – абсолютная отметка; К – опробование в колонне; ИП – опробование испытателем пластов; ФБР – приток фильтрата бурового раствора; ИПТ – испытание пластов на трубах

Скважина	Глубина кровли солей, м	Мощность солей, м	Пластовая скорость, м/с	Результаты опробования подсолевых карбонатов	
Вскрыта верхняя часть соляных гряд и куполов ($h_{абс}$ кровли солей > минус 800 м)	3 Нагумановская	660	3214	4630	P_{1ar} : К, $Q_r = 300 \dots 350$ тыс. м ³ /сут
	5 Нагумановская*	588	1621	4796	P_{1ar} : К, $Q_r = 11,5$ тыс. м ³ /сут, $Q_n = 3$ м ³ /сут
		2843	935	4921	
	22 Нагумановская	574	3389	4566	P_{1ar} : К, $Q_n = 1,3 \dots 2,4$ м ³ /сут, $Q_b = 1,0 \dots 2,5$ м ³ /сут
	25 Нагумановская	500	3430	4629	P_{1ar} : К, $Q_r = 14,0 \dots 73,0$ тыс. м ³ /сут
	503 Соль-Илецкая	842	3000	4615	P_{1ar} : К, $Q_r = 83,4 \dots 120,5$ тыс. м ³ /сут
	495 Вершинская	750	4200	4487	$P_{1a+s+ar}$: К, $Q_b = 8 \dots 9$ м ³ /сут; C_{2b} : ИП, $Q_r = 26$ тыс. м ³ /сут, $Q_b = 4,5 \dots 148,8$ м ³ /сут
	171 Акобинская	248	4873	4623	C_{2b} : К, $Q_r = 36,7$ тыс. м ³ /сут; ИП, $Q_r = 41,6$ тыс. м ³ /сут
	172 Акобинская	518	4646	4591	C_{2b} : К, $Q_r = 30,0 \dots 283,0$ тыс. м ³ /сут, $Q_b = 2,6 \dots 61,0$ м ³ /сут
	173 Акобинская*	888	1275	4570	$P_{1ar}+C_{2b}$: ИП, $Q_r = 1,5$ тыс. м ³ /сут; C_{2b} : К, $Q_r = 40,0$ тыс. м ³ /сут, $Q_b = 1,2 \dots 2,8$ м ³ /сут
		3406	1692	4793	
	174 Акобинская	539	4619	4582	$P_{1a}+C_{2b}$: ИП, ФБР = 9,5 м ³ /сут, К, $Q_b = 6,2$ м ³ /сут
	161 Кзылобинская	497	4477	4559	$P_{1ar}+C_{2b}$: ИПТ, $Q_r = 10,6$ тыс. м ³ /сут
400 Новопавловская	589	2985	4628	P_{1ar} : $Q_n = 9,2$ м ³ /сут	
Из 12 скважин продуктивность карбонатов установлена в 11 (92 %)					
Вскрыты склоны соляных гряд и куполов ($h_{абс}$ кровли солей < минус 800 м)	1 Нагумановская**	2713	1225	–	P_{1ar} : ИП, ФБР = 0,36 м ³ с газом; $C_{2b}+C_{2vr}$: К, $Q_n = 122,8$ м ³ /сут
	2 Нагумановская	1553	2365	4702	P_{1ar} : К, $Q_r = 64,7 \dots 104,5$ тыс. м ³ /сут
	504 Нагумановская	1046	2865	4823	P_{1ar} : К, приток флюида не получен
	507 Нагумановская	1552	2335	4958	P_{1ar} : К, приток флюида не получен
	511 Нагумановская	2730	1058	4921	P_{1ar} : ИП, $Q_r = 1 \dots 5$ тыс. м ³ /сут, Q_n не замерен
	514 Нагумановская	1167	2690	4598	P_{1ar} : ИП, ФБР с газом
	520 Нагумановская	2499	1872	4644	Не опробована
	162 Кзылобинская	1360	3367	4526	C_{2b} : ИП, $Q_b = 150$ м ³ /сут
Из 8 скважин продуктивность карбонатов установлена в одной (13 %)					
Расположены в мульдах	6 Нагумановская	–	–	–	P_{1ar} : ИП, ФБР = 40 л; C_{2b} : ИП, $Q_b = 5,1$ м ³ /сут
	506 Нагумановская	–	–	–	P_{1ar} : ИП, приток флюида не получен
	508 Нагумановская	3450	384	4571	P_{1ar} : К, $Q_n = 4,8 \dots 24,0$ м ³ /сут
	512 Нагумановская	–	–	–	P_{1ar} : ИП, приток флюида не получен
	501 Вершинская	–	–	–	$P_{1a+s+ar+fl}$: ИП, $Q_r = 9,5$ тыс. м ³ /сут; $C_{2b}+P_{1a+s+ar}$: К, $Q_b = 2,3 \dots 9,8$ м ³ /сут
	150 Корниловская	–	–	–	$P_{1ar}+C_{2b}$: ИП, приток флюида не получен; $C_{1s}+C_{1ok}$: ИП, $Q_b = 0,8$ м ³ /сут
Из 6 скважин продуктивность карбонатов установлена в двух (33 %)					

* Скважины, вскрывшие соляной карниз.

** Приток нефти из карбонатов $C_{2b}+C_{2vr}$ во внимание не принят.■ продуктивные карбонаты ($Q_r > 9,0$ тыс. м³/сут, $Q_n > 2,0$ м³/сут); ■ непродуктивные карбонаты

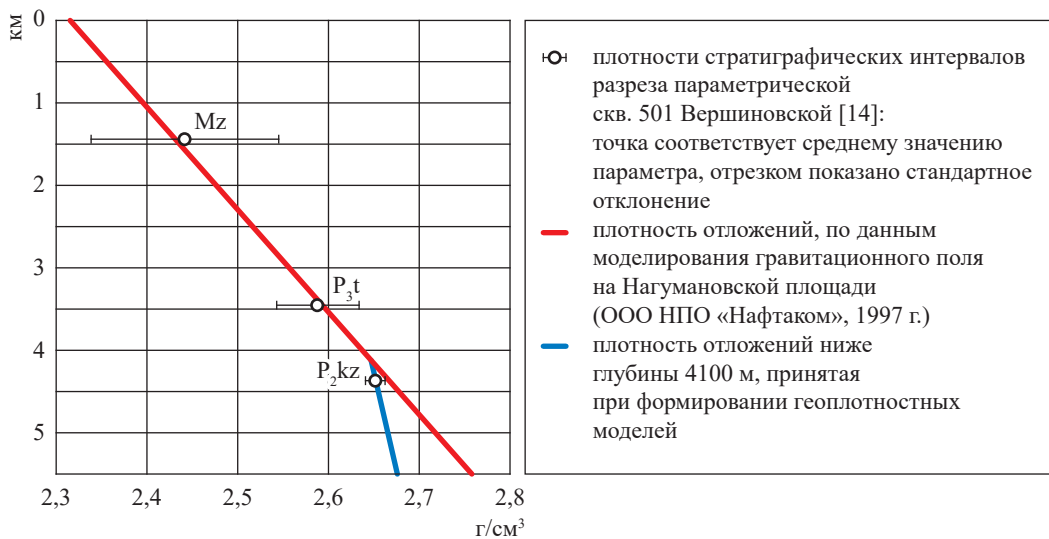


Рис. 4. Нагумановско-Вершиновская зона. Плотности надсолевых терригенных отложений, по данным бурения и гравirazведки

плотности терригенных пород) ниже с учетом плотности отложений казанского яруса в разрезе скв. 501 (см. рис. 4).

На Нагумановской площади по профилю I-I сформирована модель распределения в интервалах разреза плотностей горных пород. Плотность карбонатов артинского яруса принята равной $2,68 \text{ г/см}^3$; ангидритов филипповского горизонта — $2,77 \text{ г/см}^3$; солей иренского горизонта — $2,2 \text{ г/см}^3$. Сульфатная пачка артинского яруса сложена ангидритами и доломитизированными известняками. Ее мощность в разрезах скважин по профилю варьируется от 21 до 32 м, средняя — 26 м. Плотность пачки принята такой же, как и у ангидритов филипповского горизонта.

Мощность терригенных отложений кайнозоя в разрезах скважин по профилю I-I варьируется от 0 до 28 м, средняя — 13 м. Этот интервал разреза в плотностной модели не учтен. Принято, что отложения мезозоя выходят на поверхность земли. Средняя плотность толщи надсолевых отложений ($P_1 + Mz$) в разрезах скважин рассчитана по графику, приведенному на рис. 4. Она меняется от $2,34$ (скв. 3) до $2,48 \text{ г/см}^3$ в бессолевой мульде (скв. 506). Альтитуды ротора скважин по профилю I-I меняются от 139 до 157 м. Средняя — 148 м. Горное давление по разрезам скважин рассчитано до отметки минус 4008 м (кровля карбонатной пачки артинского яруса в разрезе скв. 506). Результаты приведены на рис. 3 (см. ранее). От границы бессолевой

мульды, вскрытой скв. 506, до наиболее высокой части Акбулакской гряды расстояние составляет 3,0 км. Здесь фиксируется максимальный горизонтальный градиент горного давления — 106 кг/см^2 (36 кг/см^2 на 1 км), что составляет примерно 10 % от горного давления в районе скв. 506.

Высота бортового уступа нижнепермского возраста по профилю I-I составляет 900 м. Он перекрыт сульфатной пачкой и ангидритами филипповского горизонта. В разрезах скв. 503 суммарная мощность этих двух интервалов округленно равна 190 м. В Предуральской впадине уступу соответствуют его депрессионные аналоги, которые перекрыты ангидритами филипповского горизонта. Мощности этих интервалов приняты равными 25 м. Компенсирован уступ солями. Бортовой уступ, перекрытый ангидритами, обеспечивает горное давление на нижележащие отложения 275 кг/см^2 , за его пределами давление на кровлю допермских отложений — 242 кг/см^2 . Горизонтальный градиент — $6,0 \dots 8,3 \text{ кг/см}^2$ на 1 км.

На Акобинской площади скв. 150 находится в бессолевой мульде. Горное давление на кровлю подсолевых отложений (отметка минус 5069 м) — 1318 кг/см^2 . В разрезе скв. 171 на эту отметку давление составляет 1151 кг/см^2 . Максимальный горизонтальный градиент горного давления под склонами Сагарчинской гряды составляет примерно 130 кг/см^2 на 1 км.

Общий вывод. В Нагумановско-Вершиновской зоне верхней части подсолевых карбонатов соответствуют гигантские горизонтальные градиенты горного давления, обусловленные особенностями строения перекрывающей соленосной толщи.

Формирование структурно-гравитационных ловушек

В прошлом на участке пластового залегания соленосной толщи по каким-то причинам инициировалось формирование соляного купола или гряды. Осадочные отложения, включая подсолевые карбонаты, из устойчивого состояния (в контексте распределения в них горного давления) перешли в динамически неустойчивое. При развитии соляных структур увеличивались горизонтальные градиенты давления на кровлю карбонатов. При достижении определенных значений начался процесс их упруго-вязкой деформации. Под соляными структурами по кровле карбонатов сформировались поднятия, частично компенсирующие градиенты горного давления. Под соляными куполами они имеют куполовидную форму и являются локальными ловушками УВС. Под грядами форма поднятий валообразная. Седловинами, соответствующими пониженным участкам залегания кровли гряд, они фрагментируются (за счет меньшего горного давления) на локальные ловушки. Природа локальных ловушек в карбонатах такая же, как у соляных куполов, гряд и мульд, – структурно-гравитационная. Избыточные напряжения при упруго-вязкой деформации карбонатов частично снимались их разрушением с образованием трещин [17]. В зоны повышенной открытой трещиноватости мигрировали углеводороды [18], формируя залежи нефти и газа.

Поисковые признаки перспективных с точки зрения наличия нефти и газа структурно-гравитационных ловушек простые: они находятся под соляными куполами и наиболее высокими частями гряд, а также под крайними частями последних со стороны регионального или зонального восстания кровли подсолевых карбонатов. При этом нет необходимости обращаться к гипотетическим факторам, сформировавшим закартированные соляно-тектонические структуры. Зоны повышенной открытой трещиноватости карбонатов приурочены к соляным куполам и участкам гряд, имеющих новейшую активность.

Существуют инструменты числового моделирования процесса формирования структурно-гравитационных ловушек УВС на площадях с контрастным проявлением соляной тектоники [17–21]. Его выполнение в Нагумановско-Вершиновской зоне – задача будущего.

Далее приведены результаты изучения керна и разрезов скважин Нагумановско-Вершиновской зоны, свидетельствующие об упруго-вязкой деформации и растрескивании карбонатов.

1. Трещиноватость в карбонатах имеет тектоническую природу: является следствием их хрупких деформаций. Характер трещин указывает на то, что порода подвергалась сжатию или растяжению.

2. В карбонатах имеется субгоризонтальная трещиноватость. Ее характерные особенности указывают на развитие деформаций породы в горизонтальных направлениях.

3. На Нагумановской площади выявлены зоны дробления и трещиноватости карбонатов, а также наличие в них зеркал скольжения.

4. На Акобинской площади распределение проницаемых и плотных карбонатов связано с циркуляцией пластовых вод, обусловленной распределениями напряжений сжатия.

5. Образцы керна из скв. 22 спустя две-три недели после их извлечения из горной породы саморазрушались.

6. При бурении на Нагумановской площади скв. 2 отмечено разрушение стенок ее ствола в карбонатной части разреза (вывалы породы) вплоть до того, что данные акустического каротажа и микрозондов признаны недостоверными.

7. В разрезах скв. 1 и 501 по данным ГИС выделены зоны аномально высоких поровых давлений (АВПоД) [22].

8. На Нагумановской площади в водоносных пластах подсолевых карбонатов замерено пластовое давление. В скв. 1 коэффициенты его аномальности – 1,194 (C_2b) и 1,136 (D_3fm), в скв. 2 – 1,116 (P_1a) [23]. В скв. 3 давление ниже гидростатического, коэффициент аномальности – 0,94 (C_2b).

9. Ни для одной из четырех залежей Нагумановского НГКМ положения ГВК или ВНК достоверно не установлены. Можно осторожно предположить, что они являются запечатанными в зонах развития в карбонатах открытой трещиноватости и вторичной пористости.

По результатам исследований керна из скважин Нагумановско-Вершиновской зоны В.М. Горожанин с соавторами [9] выявили признаки деформации карбонатов (см. пп. 1–5), свидетельствующие, по их мнению, о наличии под соляными куполами и грядами горстовидных структур. Эти признаки не только соответствуют упруго-вязкой деформации верхней части подсолевых карбонатов горизонтальными градиентами горного давления, но прямо и непосредственно ее подтверждают.

Явление, описанное в п. 5, объяснено избыточным давлением газа в микротрещинах породы [9], в п. 6 – аномально высокими давлениями флюидов в запечатанных порах (ООО «ВолгоУралНИПИГаз»). Зоны АВПоД в надсолевых отложениях (см. п. 7) связаны с уплотнением глин. Но зоны АВПоД выделены и в разрезах подсолевых карбонатов. Их связь с уплотнением глин исключается. АВПоД в запечатанном пустотном пространстве карбонатов (см. пп. 5–7) является следствием их упруго-вязкой деформации.

Пластовые воды карбонатов нижней перми и карбона (московско-артинский и визейско-башкирский водоносные комплексы) юго-востока Волго-Уральской карбонатной платформы относятся к крепким рассолам хлор-кальциевого типа. На Нагумановской площади притоки воды из карбонатов нижней перми получены в скв. 22 и 504. Ее плотность – 1,148 г/см³. На Акобинской площади пластовая вода из карбонатов башкирского яруса получена в скв. 172, 173 и 174 (плотность – 1,146...1,154; 1,150 и 1,139...1,141 г/см³ соответственно). Плотность приконтурных вод среднекаменноугольно-нижнепермских карбонатов на Копанском НГКМ – 1,157...1,166 г/см³, на Оренбургском НГКМ – 1,170 г/см³ (среднее значение). Для расчета нормального гидростатического давления в карбонатах артинского яруса на Нагумановской площади и башкирского на Акобинской принята плотность рассола, равная 1,155 г/см³.

Пластовые давления в водоносных пластах в скв. 1 и 2 примерно соответствуют плотности рассолов карбонатов – 1,155 г/см³. Аномально низкое пластовое давление в разрезе скв. 3 связано с приуроченностью водоносного пласта к зоне растяжения карбонатов. Давления в газоконденсатной залежи Южного (замерено в скв. 1, 2, 3, 25, 503) и нефтегазоконденсатной залежи Акбулакского (скв. 5) куполов Нагумановского

НГКМ соответствуют гидростатическому при плотности рассола 1,155 г/см³. Об этом же свидетельствуют достоверно оцененные давления в газоконденсатной залежи Центрального купола Акобинского ГКМ (скв. 171 и 172).

В нефтегазоконденсатной залежи Северного купола Нагумановского НГКМ в скв. 508 давление ниже гидростатического. Коэффициент аномальности 0,93. В скв. 511, вскрывшей эту же залежь, давление несколько выше гидростатического, соответствует плотности пластовой воды 1,2 г/см³. При ее опробовании получен кратковременный приток газа дебитом 49 тыс. м³/сут, в дальнейшем снизившийся до 1...5 тыс. м³/сут [5]. Возможно, скв. 508 находится в зоне растяжения карбонатов, а скв. 511 – в зоне их сжатия (следствия их упруго-вязкой деформации). В первом случае их пустотное пространство увеличивается, что приводит к падению давления пластовых флюидов, во втором – пустотное пространство уменьшается с соответствующим эффектом.

Давление в продуктивном разрезе скв. 22 ниже гидростатического. Средний коэффициент аномальности, по результатам трех опробований, 0,90. Получены нефть и вода. Похоже, что скв. 22 находится в зоне растяжения карбонатов, возрастания в них пустотного пространства и падения давления флюида. В районе скв. 22 в коллекторы, первоначально заполненные нефтью, внедрилась вода. Это и показали результаты опробования.

Следует отметить, что аномалии давлений в продуктивных и водоносных коллекторах карбонатов могут быть связаны с некачественными замерами.

Перспективы нефтегазоносности

При уточнении перспектив нефтегазоносности Нагумановской площади во внимание приняты дополнительные критерии: поисковые признаки структурно-гравитационных ловушек УВС, региональный наклон кровли подсолевых карбонатов и наличие бортового уступа нижнепермского возраста. По данным бурения, глубина залегания кровли карбонатной пачки артинского яруса увеличивается вдоль бортового уступа с севера на юг. Между скв. 400 и 6 градиент падения составляет 19,2 м/км, между скв. 6 и 22 – 8,7 м/км. Верхняя часть бортового уступа морфологически выражена: с востока ограничена его склоном, а с запада – сокращением мощности карбонатов нижней перми. Эти два фактора

внесли вклад в формирование ловушки, контролирующей газоконденсатную залежь Южного купола и ловушек нефтяных залежей, вскрытых скв. 22 и 400. Их тип тектоно-гравитационно-морфологический (ТГМ). Исходя из этого верхняя часть уступа является наиболее благоприятной для расположения поисковых и разведочных скважин. При этом нужно учитывать относительно высокую неопределенность прогноза гипсометрии кровли карбонатов в зоне уступа. Рекомендованные скважины могут оказаться в пределах его склона (гипсометрически ниже продуктивных карбонатов).

По данным моделирования гравитационного поля (ООО НПО «Нафтаком», 1997 г.), скв. 22 расположена в седловине между двумя поднятиями кровли Акбулакской гряды, ось которой в этом месте имеет ундуляцию. На этом основании между скв. 25 и 22 можно прогнозировать прогиб по кровле карбонатов артинского яруса. Он ограничивает вскрытые ими залежи. В разрезе скв. 22 высота залежи нефти составляет 60 м. По градиенту падения кровли карбонатов ВНК находится примерно на 7 км южнее нее. К югу от скв. 22, по данным гравиразведки, прогнозируется поднятие по кровле гряды. На этих основаниях рекомендуется бурение здесь поисковой скв. 1 (см. рис. 2). С высокой вероятностью она вскроет нефтяную залежь, открытую скв. 22.

Газоконденсатная залежь Южного купола приурочена к ТГМ ловушке. Положение рекомендуемой скв. 2 (разведочная или эксплуатационная) соответствует дополнительным критериям. С высокой вероятностью она вскроет северную часть залежи.

Скв. 514 вскрыла склон бортового уступа и не характеризует гипсометрию его верхней части. Под локальным поднятием Акбулакской гряды по дополнительным критериям прогнозируется ТГМ ловушка, не опосредованная бурением. Перспективы ее газоносности подтверждаются результатами опробования скв. 514 (ФБР с газом). Задачу опосредования ТГМ решит скв. 3.

Под Акбулакским куполом по ОГ Акп закартирована одноименная структура (МОГТ 2D, ОАО «Оренбургская ГЭ», 2003 г.). Ее южная часть в плане совпадает с контурами купола. Скв. 5 подтвердила наличие продуктивной ловушки, но вскрыла ОГ Акп на 213 м ниже прогнозируемого положения. При оперативном подсчете запасов

принято, что ловушка является приразломной. Однако прогноз разлома имеет невысокую достоверность. На основе обозначенных выше поисковых признаков тип ловушки следует идентифицировать как тектоно-гравитационный. Скв. 5 вскрыла соляной карниз, а под ним 1222 м терригенных отложений, т.е. ее разрез не характеризует горное давление под центральной частью купола. Там оно будет ниже. На этом основании самая высокая часть тектоно-гравитационной ловушки прогнозируется севернее скв. 5. Рекомендуемая поисковая скв. 4 с высокой вероятностью вскроет нефтегазоконденсатную залежь Акбулакского купола, причем гипсометрически выше, чем в скв. 5.

Новопавловская структура закартирована по ОГ Акп под одноименной грядой (МОГТ 2D, ОАО «Оренбургская ГЭ», 2003 г.). Скв. 400 расположена на ее южной периклинали. Размеры структуры по замкнутой изогипсе минус 3600 м – 1,2×3,0 км, высота – 75 м. Ее тип – ТГМ. Точка заложения рекомендуемой поисковой скв. 6 соответствует дополнительным критериям.

Восточнее Нагумановского НГКМ в Предуральской впадине под бурение подготовлена структура Веселая. Ее ресурсы нефти по категории D_0 составляют 29323/11729 тыс. т. Структура находится в мульде между Акбулакской и Песчаной грядами. Вероятность получения при опробовании поисковых скважин притока УВС – 0,21 (см. табл. 2).

На Акобинской площади пробурены шесть скважин (рис. 5). Скв. 60 Карасайская подсолевые карбонаты не вскрыла. Залежи Акобинского ГКМ находятся под Сагарчинской соляной грядой. Ее простирается меридиональное, длина – 51,0 км, ширина в верхней части – до 8,0 км. Самая верхняя часть гряды, по данным сейсморазведки МОГТ 3D, оконтурена изогипсой минус 100 м. По данным моделирования гравитационного поля (ООО НПО «Нафтаком», 2003 г.), в верхней части гряды выделяются три купола. Однако моделирование базировалось на данных сейсморазведки МОГТ 2D и выполнено до бурения скважин.

Северный купол Акобинской структуры по ОГ Бприурочен к северной части Сагарчинской гряды. Генетически он является структурно-гравитационной ловушкой. При подсчете запасов Акобинского ГКМ принято, что Центральный купол структуры с севера ограничен прогибом

по ОГ Б. Скорее всего, он связан с особенностями строения верхней части Сагарчинской гряды, т.е. Центральный купол, предположительно, тоже является структурно-гравитационной ловушкой. Для дальнейшего изучения залежей Акобинского ГКМ рекомендуется пробурить две разведочные скважины.

Скв. 174 задана на прогнозируемом Южном куполе Акобинской структуры по ОГ Б. Его наличие не подтверждено. Градиент падения на юг кровли карбонатов башкирского яруса между скв. 173 и 171 составляет 5,0 м/км, между скв. 173 и 174 – 8,8 м/км. Сква. 174 вскрыла кровлю карбонатов башкирского яруса на 27 м ниже ГВК залежи Центрального купола. Расстояние между двумя последними скважинами – 6 км. При учете градиента между скв. 173 и 171 можно было прогнозировать высокие риски того, что скв. 174 окажется за пределами залежи. На этом примере демонстрируется важность учета регионального градиента гипсометрии кровли продуктивных отложений при обосновании точек заложения поисковых и разведочных скважин.

При опробовании скв. 174 из карбонатов башкирского яруса получен приток воды дебитом 6,2 м³/сут. Сква. 171, 172 и 173 расположены на морфологически выраженном поднятии по поверхности земли, соответствующем Сагарчинской гряде. Альтитуды их роторов составляют 183...212 м. Альтитуда ротора скв. 174 составляет 160 м, т.е. она находится за пределами поднятия, соответствующего активной части гряды, и в подсолевых карбонатах не развита высокая открытая трещиноватость. Это и показал низкий дебит воды.

По результатам переобработки данных сейсморазведки МОГТ 3D по восточной части Нагумановско-Вершиновской зоны площадью 1200 км² (ОАО «Оренбургская ГЭ», 2015 г.) уточнена ее сейсмогеологическая модель. Подсчет запасов Акобинского ГКМ базировался на ранее существующей модели, уточненной по результатам бурения скв. 174. Модель 2015 г. имеет одну особенность: по подсолевым карбонатам выделена система разломов, соответствующих крутым склонам соляных гряд. Представляется, что разрывы корреляции на временных разрезах осей синфазности сейсмических волн, приуроченных к отражающим границам в карбонатах, связаны с особенностями распределения скоростей в соленосной толще и терригенных отложениях мульд. Ниже рассмотрены

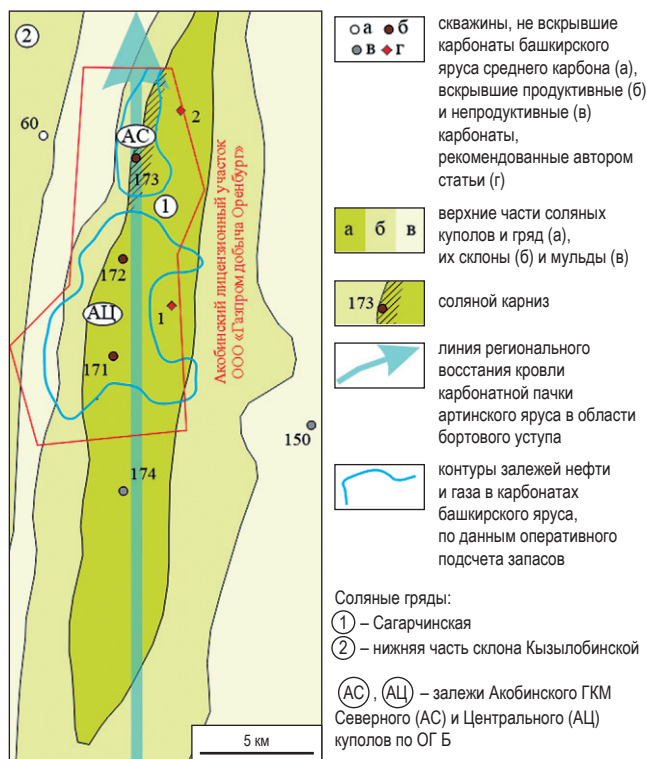


Рис. 5. Акобинская площадь. Элементы геологического строения и нефтегазоносность

локальные нефтегазоперспективные объекты модели 2015 г. Ресурсы УВС пласта А₄ приведены по категории D₀.

Сква. 161 вскрыла газоконденсатную залежь в карбонатах башкирского яруса, расположенную в пределах верхней части Кызылобинского соляного купола. Его размеры по изогипсе минус 800 м составляют 3,2×8,6 км. Самая верхняя часть оконтурена изогипсой минус 100 м. Под куполом по ОГ Б закартирована антиклинальная структура. Ресурсы газа – 1756/1733 млн м³, конденсата – 129/97 тыс. т. В наших терминах это структурно-гравитационная ловушка. Для ее опоскования рекомендуется пробурить поисковую скважину.

Южнее скв. 174 по ОГ Б закартирована Южно-Акобинская структура. Ресурсы газа – 5913/5837 млн м³, конденсата – 435/326 тыс. т. Специалистами ОАО «Оренбургская ГЭ» рекомендовано опосковать ее бурением. Структура находится под локальным поднятием по кровле Сагарчинской гряды. Здесь возможно наличие структурно-гравитационной ловушки. Но при учете регионального падения кровли карбонатов башкирского яруса в южном направлении высота приуроченной к ней залежи УВС будет небольшой.

Западнее Акобинского ГКМ закартирован Западный купол, восточнее и южнее – структуры Корниловская, Северо-Корниловская и Ушкуновская. Их суммарные ресурсы газа – 42580/42026 млн м³, конденсата – 3134/2350 тыс. т. Эти перспективные объекты находятся в бессолевых мульдах. По статистике (см. табл. 2), вероятность получения при опробовании поисковых скважин на этих объектах притока пластового флюида составляет 0,31; УВС – 0,21. С учетом результатов бурения скв. 150 (пластов-коллекторов в карбонатах башкирского яруса не выделяется) объекты следует классифицировать как малоперспективные. Опоисковывать их бурением не рекомендуется.

На Вершиновской площади склон Волго-Уральской карбонатной платформы имеет сложное строение. Выделены уступ средне-верхнедевонского и локальные постройки визейско-башкирского и нижнепермского возрастов [4]. Скв. 501 находится в бессолевой мульде, скв. 495 – в верхней части Вершиновского соляного купола. Его размеры по длинной оси северо-восточного простирания составляют 14,0 км, ширина – до 8,0...10,0 км. Самая верхняя часть оконтурена изогипсой минус 250 м. На площади по ОГ Б закартирована морфологически выраженная локальная органогенная постройка, оконтуренная изогипсой минус 5050 м – Южно-Вершиновская структура (МОГТ 3D, ООО «ГСД», 2011 г.). Ее высота – 200 м. Скв. 495 находится на ее склоне. Предполагается, что она вскрыла периферийную часть газоконденсатной залежи, приуроченной к карбонатам башкирского яруса. ГВК принят на отметке минус 4935 м. Ресурсы газа Южно-Вершиновской структуры составляют 7,3 млрд м³, конденсата – 0,73 млн т (категория D₀). Точка заложения поисковой скв. 1-П рекомендована в 1,5 км к северо-северо-востоку от скв. 495 в пределах верхней части Вершиновского соляного купола. По нашим критериям, коллекторские свойства карбонатов башкирского яруса будут не хуже, чем в разрезе скв. 495.

Технология картирования структурно-гравитационных ловушек

Точки заложения рекомендованных поисковых и разведочных скважин носят иллюстративный характер. Предварительно должно быть выполнено картирование структурно-гравитационных ловушек по особенностям строения

соляно-тектонических структур. Это можно сделать по комплексу данных бурения, сейсморазведки МОГТ, гравиразведки и специальной геоморфологической съемки.

Специалисты ООО НПО «Нафтаком» на площадях Нагумановско-Вершиновской зоны выполнили моделирование гравитационного поля на основе структурных построений по данным сейсморазведки МОГТ. Однако полученные ими результаты имеют систематические погрешности. При наличии регионального градиента гравитационного поля прогнозные положение соляно-тектонических структур смещается относительно данных сейсморазведки.

Инновационная технология интерпретации данных гравии- и сейсморазведки МОГТ – сейсмогравиметрическое моделирование – реализована ООО «ТНГ-Казань-геофизика» на Ирекомском лицензионном участке ООО «Газпром добыча Оренбург» (оренбургский сегмент Предуральского прогиба). При моделировании подбираются физические и структурные параметры среды таким образом, чтобы рассчитанный суммарный гравитационный эффект от картируемых объектов совпал (в заданных пределах точности) с наблюдаемым полем. Структурная модель площади задается по данным сейсморазведки МОГТ при опоре на результаты бурения. Основные структурные поверхности – рельеф, подошва неоген-четвертичных отложений, отражающие горизонты. При прогнозе и картировании структурно-гравитационных ловушек по этой технологии должны решаться две главные задачи – картирование особенностей строения верхних частей соляно-тектонических структур и расчет горного давления и его горизонтальных градиентов на заданные гипсометрические уровни. Для ее реализации в Нагумановско-Вершиновской зоне необходимые данные имеются.

На первом этапе по данным гравиразведки необходимо получить предварительные геоплотностные модели строения верхних частей соляно-тектонических структур. Они должны быть учтены при интерпретации данных сейсморазведки (при идентификации ОГ Кн). Второй этап – собственно сейсмогравиметрическое моделирование. На третьем этапе необходимо проработать варианты идентификации ОГ Акп и Б под соляно-тектоническими структурами на основе результатов моделирования характеристик их верхней части.

Зоны с повышенной открытой трещиноватостью подсолевых карбонатов соответствуют соляно-тектоническим структурам или их участкам, имеющим современную активность. Структурно-геоморфологические поисковые признаки последних по натурным наблюдениям, картам и космофотоснимкам: поднятия в рельефе округлой или вытянутой формы; радиально расходящиеся русла ручьев и временных водотоков от центральных частей активных структур; плавные изгибы рек, ручьев и временных водотоков на их краях; короткие овраги с вторичным врезом или (и) с висячим устьем. Активным соляно-тектоническим структурам могут соответствовать новейшие тектонические нарушения по надсолевым отложениям. Их поисковые признаки – линеаменты на космофотоснимках и спрямленные русла водотоков.

Общий вывод и рекомендации

Можно ли в Нагумановско-Вершинской зоне повысить достоверность геолого-геофизических моделей нефтегазоперспективных объектов? Да. Для этого имеются:

- статистические факты, указывающие на связь нефтегазосности подсолевых карбонатов с особенностями строения соляно-тектонических структур;
- модель формирования структурно-гравитационных ловушек, подкрепленная результатами бурения;
- технология, позволяющая картировать структурно-гравитационные ловушки в подсолевых карбонатах;
- необходимые для ее реализации данные бурения, сейсморазведки МОГТ и гравиразведки;

Список литературы

1. Назыров М.Р. Выбор и обоснование проектных решений при освоении Нагумановского НГКМ / М.Р. Назыров, В.Д. Шуэр, С.В. Еремеева и др. // Нефтепромысловое дело. – 2007. – № 6. – С. 63–65.
2. Багманова С.В. Уточнение запасов Южного купола Нагумановского месторождения на основе новой трехмерной цифровой геологической модели / С.В. Багманова, М.П. Трифонова, З.И. Зенкина // Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 8. – С. 28–31.
3. Кутеев Ю.М. Акобинское месторождение. Уточнение геологической модели по новым результатам ГРП / Ю.М. Кутеев, Т.В. Силагина, В.А. Тюхтина // Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 8. – С. 31–36.
4. Политыкина М.А. Особенности строения подсолевых карбонатов на Вершинском участке / М.А. Политыкина, А.М. Тюрин, С.В. Багманова // Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 8. – С. 39–45.

- возможность выполнения специальной геоморфологической съемки.

Объем запасов УВС Нагумановско-Вершинской зоны должен обеспечить рентабельность их добычи при учете затрат на строительство газо- и нефтепроводов до инфраструктуры Оренбургского НГКМ с тем, чтобы поставлять продукцию на Оренбургский газоперерабатывающий завод. Длина трубопроводов от Акобинского ГКМ через Нагумановское НГКМ – более 120 км. Чем выше запасы УВС, тем рентабельней будет их добыча. В связи с этим в зоне необходимо продолжить ГРП. При этом повышение достоверности геолого-геофизических моделей нефтегазоперспективных объектов является крайне актуальным. Очередной этап ГРП в Нагумановско-Вершинской зоне рекомендуется начать с выполнения тематической работы: «Уточнение перспектив нефтегазосности Нагумановско-Вершинской зоны на основе сейсмогравиметрического моделирования».

Рекомендуется выполнить количественную оценку связи продуктивности подсолевых карбонатов со строением соленосной толщи на площадях Волго-Уральской провинции и Прикаспийской впадины с контрастным проявлением соляной тектоники. В случае подтверждения статистических фактов, установленных в Нагумановско-Вершинской зоне, откроются перспективы значимого повышения достоверности геолого-геофизических моделей объектов, перспективных с точки зрения присутствия нефти и газа, а также геолого-промысловых моделей разрабатываемых месторождений.

5. Политыкина М.А. Уточнение сейсмогеологической модели Нагумановского нефтегазоконденсатного месторождения / М.А. Политыкина, М.П. Трифонова, С.В. Багманова // Карбонатные резервуары: материалы 2-й Тематической научно-практической конференции ЕАГО. – М.: Евро-Азиатское географическое общество, 2016. – С. 60–63.
6. Тюрин А.М. Ретроспективный анализ точности структурных построений на площадях со сложными сейсмогеологическими условиями (на примере Нагумановской площади) / А.М. Тюрин // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1999. – № 11. – С. 18–24.
7. Тюрин А.М. Геолого-геофизическая модель бортового уступа юга Предуральяского прогиба (на примере Нагумановской площади) / А.М. Тюрин // Геология и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений Оренбургской области/под. ред. А.С. Пантелеева, Н.Ф. Козлова. – Оренбург: Оренбургское книжное изд-во, 1999. – С. 146–151.
8. Тюрин А.М. Эффективность сейсморазведки МОГТ на Нагумановской площади / А.М. Тюрин // Региональные проблемы геологии, географии, техносферной и экологической безопасности: материалы III Всерос. науч.-практ. конф., 25–26 нояб. 2021 г. – Оренбург, 2021. – С. 156–261.
9. Горожанин В.М. Роль разломно-блоковой тектоники в формировании залежей углеводородов в подсольевых отложениях палеозоя на юге Соль-Илецкого свода / В.М. Горожанин, Е.Н. Горожанина, В.И. Днистрянский и др. // Геология нефти и газа. – 2013. – № 2. – С. 22–33.
10. Горожанин В.М. Роль седиментационных и тектонических факторов в размещении залежей УВ на юго-востоке Русской / В.М. Горожанин, Е.Н. Горожанина // Новые идеи в геологии нефти и газа: сб. – М.: Перо, 2017. – С. 71–74.
11. Данилова Е.А. Присдвиговые цветковые структуры юго-запада Оренбургской области / Е.А. Данилова // Региональная геология и металлогения. – 2020. – Вып. 82. – С. 60–68.
12. Писаренко Ю.А. Особенности строения нижнепермской соленосной толщи и характер проявления соляного тектогенеза на территории Прикаспийской впадины. Статья 1 / Ю.А. Писаренко, О.П. Гончаренко, В.Ю. Писаренко // Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия: Науки о Земле. – 2021. – Т. 21. – № 2. – С. 58–64.
13. Писаренко Ю.А. Особенности строения нижнепермской соленосной толщи и характер проявления соляного тектогенеза на территории Прикаспийской впадины. Статья 2 / Ю.А. Писаренко, О.П. Гончаренко, В.Ю. Писаренко // Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия: Науки о Земле. – 2021. – Т. 21. – № 2. – С. 93–102.
14. Тюрин А.М. Физические характеристики карбонатных пород на больших глубинах / А.М. Тюрин, Р.Р. Темирбаев // Георесурсы. – 2012. – № 1 (43). – С. 41–43.
15. Тюрин А.М. Геолого-геофизические характеристики пород надсолевого и солевого комплексов северо-восточной части Прикаспийской впадины / А.М. Тюрин // Недра Поволжья и Прикаспия. – 1999. – Вып. 18. – С. 37–43.
16. Тюрин А.М. К вопросу о физических основах комплексирования грави- и сейсморазведки при работах на нефть и газ / А.М. Тюрин // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2002. – Вып. 32. – С. 23–28.
17. Баймухаметов А.А. О напряженно-деформируемом состоянии в условиях солянокупольной тектоники / А.А. Баймухаметов, Н.И. Мартынов, М.А. Рамазанова и др. // Наука и мир. – 2015. – № 4-1 (20). – С. 21–27.
18. Баймухаметов А.А. Нефтегазовые коллекторы в условиях солянокупольной тектоники / А.А. Баймухаметов, Н.И. Мартынов, М.А. Рамазанова и др. // Известия Национальной академии наук Республики Казахстан. Серия физико-математическая. – 2013. – № 2 (288). – С. 212–220.
19. Баймухаметов А.А. Математическое моделирование формирования соляных куполов в земной коре / А.А. Баймухаметов, Н.И. Мартынов, М.А. Рамазанова и др. – Алматы, 2017. – 242 с.
20. Осипова Е.Б. Моделирование механизма формирования солянокупольного бассейна / Е.Б. Осипова // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2014. – № S4. – С. 158–168.
21. Мартынов Н.И. Численное моделирование условий формирования солянокупольных структур в земной коре / Н.И. Мартынов, А.Г. Танибергенов // Математический журнал. – 2006. – Т. 6. – №1 (191). – С. 67–73.

22. Осипов А.В. Условия формирования углеводородных систем в глубокопогруженных отложениях юго-восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / А.В. Осипов, В.Ю. Керимов, Е.И. Василенко и др. // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2019. – № 1. – С. 4–18.
23. Захарова Е.Е. Геолого-гидрогеологические предпосылки образования скоплений углеводородов в подсолевых палеозойских отложениях на юге Оренбургской области / Е.Е. Захарова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – Т. 5. – № 4. – С. 9.

Geo-density characteristics of a column and outlooks for oil and gas presence at areas with contrasting manifestation of halokinesis (a case of Nagumanovsko-Vershinovskaya zone)

A.M. Tyurin

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Gazovikov street, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
E-mail: amturin1952@bk.ru

Abstract. At Volga-Urals oil-gas-bearing province, there is a well-developed eponymous Devonian–Lower-Permian carbonaceous platform, which is overlapped with a saline-anhydrite Lower-Permian series of Kungurian stage. Nagumano-Vershinovskaya zone (the south-eastern part of the platform) is notable for the contrast manifestation of halokinesis. This determines poor performance of the common depth point seismic (CDPS) surveys during searching and prospecting of the oil and gas deposits in the subsalt carbonates. On other hand, according to the results of 26 well samplings, there is the explicit relationship of their oil-gas-bearing capacity and the structure of the overlapping saline sediments. It is good chance that the carbonates are productive under the upper parts of domes and horsebacks. The oil and gas inflows were gotten in eleven wells out of the twelve. The productivity of the carbonaceous rocks was diagnosed in three wells out of fourteen wells which had opened the slopes of the salt-tectonic structures or downfolds. Under the upper parts of the salt-tectonic structures, the inflows of the fluids (including water) were achieved with probability one. The probability of getting fluid inflows in the wells located at the slopes of the salt-tectonic structures and the downfolds was 0,31. The average density of the suprasalt downfold sediments varied from 2,34 to 2,48 g/sm³ depending on the thickness of the sediments. The density of salt in the salt-tectonic structures was of 2,2 g/sm³. These facts are responsible for the gigantic horizontal gradients of geostatic pressure within a geological profile. The drilling results witness that the named pressures are partially compensated by viscoelastic deformation and fracturing of the carbonates. The major effect of viscoelastic carbonates' deformation is generation of the structural-gravitational traps under the most elevated sections of the structures' caps and the zones of increased fracturing under their sections demonstrating modern activity.

On these grounds, author examines the outlooks for oil and gas presence at the Nagumanovskaya-Vershinovskaya zone. It's recommended to start a next stage of geological prospecting here from the seismic-gravimetric modelling using the innovative technique. There are two major tasks: to plot on the special structural features of the upper parts of the salt-tectonic structures, and to calculate geostatic pressure for the given hypsometric levels. The acquired results will be considered while plotting the structural-gravitational traps according to the Common Depth Point seismic logs. Author recommends using the special geomorphologic surveys to plot on the currently active salt-tectonic structures.

Keywords: halokinesis, oil-gas-bearing capacity, structural-gravitational traps, seismic shooting, gravity survey, geomorphic survey.

References

1. NAZYROV, M.R., V.D. SHUER, S.V. YEREMEYEVA, et al. Choosing and substantiation of design solutions during development of Nagumanovskoye oil-gas-condensate field [Vybor i obosnovaniye proyektnykh resheniy pri osvoyenii Nagumanovskogo NGKM]. *Neftepromyslovoye Delo*, 2007, no. 6, pp. 63–65, ISSN 0207-2351. (Russ.).
2. BAGMANOVA, S.V., M.P. TRIFONOVA, Z.I. ZENKINA. Updating reserves of the Southern dome of Nagumanovskoye field using a 3D digital geological model [Utochneniye zapasov Yuzhnogo kupola Nagumanovskogo mestorozhdeniya na osnove novoy trekhmernoй tsifrovoy geologicheskoy modeli]. *Neftepromyslovoye Delo*, 2011, no. 8, pp. 28–31, ISSN 0207-2351. (Russ.).
3. KUTEYEV, Yu.M., T.V. SILAGINA, V.A. TYUKHINA. Akobinskoye field. Updating geological model according to new results of geological prospecting [Akobinskoye mestorozhdeniye. Utochneniye geologicheskoy modeli po novym rezultatam GRR]. *Neftepromyslovoye Delo*, 2011, no. 8, pp. 31–36, ISSN 0207-2351. (Russ.).

4. POLITYKINA, M.A., A.M. TYURIN, S.V. BAGMANOVA. Peculiar features of subsalt carbonates structure at Vershinovskiy site [Osobennosti stroyeniya podsolevykh karbonatov na Vershinovskom uchastke]. *Neftepromyslovoye Delo*, 2011, no. 8, pp. 39–45, ISSN 0207-2351. (Russ.).
5. POLITYKINA, M.A., M.P. Trifonova, S.V. BAGMANOVA. Updating seismic-geological model of Nagumanovskoye oil-gas-condensate field [Utochneniye seysmogeologicheskoy modeli Nagumanovskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya]. In: *Calciferous reservoirs* [Karbonatnyye rezervuary]: proc. of the 2nd Thematic scientific-practical conference of the Euro-Asian Geophysical Society. Moscow: Euro-Asian Geophysical Society, 2016, pp. 60–63. (Russ.).
6. TYURIN, A.M. Look-back accuracy analysis of structural imaging at areas with severe seismic and geological environment (a case of Nagumanovskaya territory) [Retrospektivnyy analiz tochnosti strukturnykh postroyeniya na ploshchadyakh so slozhnymi seysmologicheskimi usloviyami (na primere Nagumanovskoy ploshchadi)]. *Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftyanykh Mestorozhdeniy*, 1999, no. 11, pp. 18–24, ISSN 0234-1344. (Russ.).
7. TYURIN, A.M. Geological-geophysical model of a marginal ledge at south part of Pre-Urals depression (a case of Nagumanovskaya territory) [Geologo-geofizicheskaya model bortovogo ustupa yuga Predural'skogo progiba (na primere Nagumanovskoy ploshchadi)]. In: *Geology and operation of oil and gas fields in the Orenburg region* [Geologiya i ekspluatatsiya neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy Orenburgskoy oblasti]. Ed. by A.S. PANTELEYEVA, N.F. KOZLOVA. Orenburg, Russia: Orenburg book publishers, 1999, pp. 146–151. (Russ.).
8. TYURIN, A.M. Efficacy of CDP shooting at Nagumanovskaya territory [Effektivnost seysmorazvedki MOGT na Nagumanovskoy ploshchadi]. In: *Regional issues of geology, geography, technosphere and environmental safety* [Regionalnyye problemy geologii, geografii, tekhnosfernoy i ekologicheskoy bezopasnosti]: proc. of the 3rd All-Russia scientific-practical conference, 25–26 November 2021. Orenburg, Russia, 2021, pp. 156–261. (Russ.).
9. GOROZHANIN, V.M., Ye.N. GOROZHANINA, V.I. DNISTRYANSKIY, et al. Role of fault block tectonics in forming of hydrocarbon deposits in subsalt Paleozoic sediments at south of Sol-Iletskiy Arch [Rol razlomno-blokovoy tektoniki v formirovaniy zalezhey uglevodorodov v podsolevykh otlozheniyakh paleozoya na yuge Sol-Ilet'skogo svoda]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2013, no. 2, pp. 22–33, ISSN 0016-7894. (Russ.).
10. GOROZHANIN, V.M., Ye.N. GOROZHANINA. Role of sedimentary and tectonic factors in localization of hydrocarbon deposits in the southeast of Russkaya [Rol sedimentatsionnykh i tektonicheskikh faktorov v razmeshchenii zalezhey UV na yugo-vostoke Russkoy]. In: *New ideas in petroleum and gas geology* [Novyye idei v geologii nefti i gaza]: collected bk. Moscow: Pero, 2017, pp. 71–74. (Russ.).
11. DANILOVA, Ye.A. Near-shear flower structures in the southwest of Orenburg region [Prisdvigovyye tsvetkovyye struktury yugo-zapada Orenburgskoy oblasti]. *Regionalnaya Geologiya i Metallogeniya*, 2020, is. 82, pp. 60–68, ISSN 0869-7892. (Russ.).
12. PISARENKO, Yu.A., O.P. GONCHERENKO, V.Yu. PISARENKO. Structural features of the Lower Permian salt-bearing series and the character of salt-tectogenesis manifestations in the northern and northwestern margins of the Caspian depression. [Osobennosti stroyeniya nizhneperm'skoy solenosnoy tolshchi i kharakter proyavleniya solyanogo tektogeneza na territorii Prikaspiyskoy vpadiny]. Paper 1. *Izvestiya Saratovskogo Universiteta. Novaya Seria. Series: Nauki o Zamble*, 2021, vol. 21, no. 2, pp. 58–64, ISSN 1819-7663. (Russ.).
13. PISARENKO, Yu.A., O.P. GONCHERENKO, V.Yu. PISARENKO. Structural features of the Lower Permian salt-bearing series and the character of salt-tectogenesis manifestations in the northern and northwestern margins of the Caspian depression. [Osobennosti stroyeniya nizhneperm'skoy solenosnoy tolshchi i kharakter proyavleniya solyanogo tektogeneza na territorii Prikaspiyskoy vpadiny]. Paper 2. *Izvestiya Saratovskogo Universiteta. Novaya Seria. Series: Nauki o Zamble*, 2021, vol. 21, no. 2, pp. 93–102, ISSN 1819-7663. (Russ.).
14. TYURIN, A.M., R.R. TEMIRBAYEV. Physical characteristics of carbonate rocks at remote depths [Fizicheskiye kharakteristiki karbonatnykh porod na bolshikh glubinakh]. *Georesursy*, 2012, no. 1 (43), pp. 41–43, ISSN 1608-5043. (Russ.).
15. TYURIN, A.M. Geological-geophysical characteristics of oversalt and salt rocks in the northeast of Caspian Lowland [Geologo-geofizicheskiye kharakteristiki porod nadsolevogo i solevogo kompleksov severo-vostochnoy chasti Prikaspiyskoy vpadiny]. *Nedra Povolzhya i Prikaspiya*, 1999, is. 18, pp. 37–43, ISSN 1997-8316. (Russ.).
16. TYURIN, A.M. To a question of physical principles of complexing gravity and seismic prospecting during works on oil and gas recovery [K voprosu o fizicheskikh osnovakh kompleksirovaniya gravi- i seysmorazvedki pri rabotakh na neft i gaz]. *Nedra Povolzhya i Prikaspiya*, 2002, is. 32, pp. 23–28, ISSN 1997-8316. (Russ.).
17. BAYMUKHAMEDOV, A.A., N.I. MARTYNOV, M.A. RAMAZANOVA, et al. On stress-strain behavior in conditions of salt dome tectonics [O napryazhenno-deformiruyemom sostoyanii v usloviyakh solyanokupolnoy tektoniki]. *Nauka i Mir*, 2015, no. 4-1 (20), pp. 21–27, ISSN 2308-4804. (Russ.).
18. BAYMUKHAMEDOV, A.A., N.I. MARTYNOV, M.A. RAMAZANOVA, et al. Oil-gas reservoirs in conditions of salt dome tectonics [Neftegazovyye kollektory v usloviyakh solyanokupolnoy tektoniki]. *Izvestiya Natsionalnoy akademii nauk Respubliki Kazakhstan. Seriya Fiziko-matematicheskaya*, 2013, no. 2 (288), pp. 212–220, ISSN 1991-346X. (Russ.).

19. BAYMUKHAMETOV, A.A., N.I. MARTYNOV, M.A. RAMAZANOVA, et al. *Mathematical modelling of salt domes forming in Earth's crust* [Matematicheskoye modelirovaniye formirovaniya solyanykh kupolov v zemnoy kore]. Almaty, Kazakhstan, 2017. (Russ.).
20. OSIPOVA, Ye.B. Modelling a mechanism of a salt dome basin generation [Modelirovaniye mekhanizma formirovaniya solyanokupolnogo basseyna]. *Gornyy Informatsionno-Analiticheskiy Bulletin (nauchno-tekhnicheskiy zhurnal)*, 2014, no. S4, pp. 158–168, ISSN 0236-1493. (Russ.).
21. MARTYNOV, N.I., A.G. TANIBERGENOV. Numerical modelling of conditions favorable for salt dome structures forming in Earth's crust [Chislennoye modelirovaniye usloviy formirovaniya solyanokupolnykh struktur v zemnoy kore]. *Matematicheskii Zhurnal*, 2006, vol. 6, no. 1(191), pp. 67–73, ISSN 1682-0525. (Russ.).
22. OSIPOV, A.V., V.Yu. KERIMOV, Ye.I. VASILENKO, et al. Petroleum systems formation conditions in the deeply sediments in the South-East part of the Volga-Ural oil and gas province [Usloviya formirovaniya uglevodorodnykh system v glubokopogruzhennykh otlozheniyakh yugo-vostochnoy chasti Volgo-Uralskoy neftegazonosnoy provintsii]. *Nauchnyye Trudy NIPi Neftegaz GNKAR*, 2019, no. 1, pp. 4–18, ISSN 2218-6867. (Russ.).
23. ZAKHAROVA, Ye.Ye. Geological-hydrogeological premises of hydrocarbon accumulation in subsalted Paleozoic deposits in the South Orenburg region [Geologo-gidrogeologicheskiye predposylki obrazovaniya skopleniy uglevodorodov v podsolevykh paleozoyskikh otlozheniyakh na yuge Orenburgskoy oblasti]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika* [online], 2010, vol. 5, no. 4. ISSN 2070-5379. (Russ.).

УДК 550.812.14

Развитие прикладных сейсмических исследований в России в XXI веке

Д.Н. Крылов

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1
E-mail: D_Krylov@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: сейсморазведка, аппаратура, технология, обработка, интерпретация, комплексирование, метод общей глубинной точки (МОГТ).

Тезисы. Сейсмическая разведка основана на изучении распространения упругих волн и является основным геофизическим методом проведения геологоразведочных работ. Успешные результаты применения сейсморазведки для обнаружения месторождений были получены еще в начале 1920-х гг. В последующие годы аппаратура и технология проведения сейсморазведочных работ непрерывно развивались, оказывая друг на друга стимулирующее влияние. К середине 1980-х гг. возникли условия для осуществления одновременной регистрации параметров объемного волнового поля. С середины 1990-х гг. сейсмическая съемка проводится при эксплуатации месторождений с целью мониторинга разработки. В благоприятных сейсмогеологических условиях удается осуществить прогноз вещественного состава, емкостных свойств пород-коллекторов и их флюидонасыщенности на основе анализа детальных особенностей сейсмической записи. В ближайшем будущем в России развитие прикладных сейсмических исследований будет связано с микросейсморазведкой и совершенствованием отдельных аппаратурно-технологических направлений, связанных непосредственно с приемом и регистрацией колебаний.

Сейсмическая разведка основана на изучении распространения упругих волн в породах осадочного чехла и фундамента. Сейсморазведка на сегодняшний день является основным геофизическим методом при проведении геологоразведочных работ (ГРП), может применяться самостоятельно или в комплексе с другими методами изучения геологического разреза на различных этапах изучения недр. На основе данных сейсморазведки решается следующий комплекс задач геологической интерпретации:

- проведение структурных построений;
- анализ сеймостратиграфических и сейсмофациальных характеристик геологического разреза;
- прогноз вещественного состава, емкостных свойств пород-коллекторов и их флюидонасыщенности (в благоприятных сейсмогеологических условиях) [1, 2].

Первые успешные результаты применения сейсморазведки для обнаружения месторождений нефти получены в Северной Америке еще в начале 1920-х гг. Примитивная аналоговая регистрация преломленных волн, возбуждаемых мощными взрывами динамита, уже тогда позволила «заглянуть вглубь» недр. По результатам ручной интерпретации в местах традиционной нефтедобычи выявлялись неглубоко залегающие и доступные для вскрытия буровыми установками того времени крупные антиклинальные структуры. По сравнению с применявшейся до этого технологиями визуальной съемки рельефа местности или регистрации положения уровня воды в ведре, перемещаемом по профилю на телеге, это был очевидный прогресс и начало становления разведочной геофизики как необходимой составной части нефтегазовой отрасли.

В последующие годы аппаратура и технология проведения сейсморазведочных работ непрерывно развивались и совершенствовались, оказывая друг на друга сильное стимулирующее влияние. С середины 1950-х гг. благодаря появлению магнитной регистрации (тогда еще аналоговой) стало возможным получение многократно воспроизводимых регулярных записей отраженных волн. Возросли глубинность и детальность исследований. Это позволило открыть и освоить целый ряд наиболее

крупных нефтяных и газовых месторождений в нашей стране (прежде всего в Западной Сибири), основываясь на результатах структурной интерпретации.

В начале 1970-х гг. благодаря росту аппаратурно-технических возможностей геофизического приборостроения и широкому внедрению вычислительной техники стали возможными цифровая обработка и регистрация геофизических данных. С этим периодом связано возникновение и развитие основного метода современной сейсмической разведки – метода общей глубинной точки (МОГТ). Основой метода являются многократное получение сейсмических отражений от каждого элемента сейсмогеологической границы, последующее их суммирование и различные преобразования [3, 4].

К середине восьмидесятых годов прошлого столетия возникли условия для перехода на более эффективную модификацию МОГТ, с которой связывают современный этап развития сейсморазведки. Ее принято называть пространственной, или трехмерной, сейсморазведкой МОГТ-3D. Для нее характерны использование пространственных приемных апертур и расположение пунктов возбуждения на площади исследований, а следовательно, и одновременная регистрация параметров объемного волнового поля. Основными параметрами технологии МОГТ-3D являются размеры бина (элементарной отражающей площадки) и кратность системы наблюдений. Число трасс, попавших в бин, определяет кратность системы наблюдений. Чем выше кратность наблюдений и меньше размер бина, тем выше детальность данных. Однако при этом неизбежно возрастают стоимость и трудоемкость работ [1, 2].

Переход на пространственную регистрацию сейсмических данных и развитие сопутствующих интерпретационных технологий, основывающихся на комплексном анализе амплитуд сейсмических отражений, позволили преодолеть наметившийся спад добычи углеводородов, обусловленный существенным ухудшением качества их запасов. К середине 1980-х гг. «все сливки» с ресурсной базы уже были сняты... В благоприятных сейсмогеологических условиях удалось осуществить прогноз вещественного состава, емкостных свойств пород-коллекторов и их флюидонасыщенности. Это стало возможным на основе анализа детальных особенностей сейсмической записи.

Появились такие технологии, как атрибутивный анализ, изменение амплитуд от азимута (*англ.* Amplitude Variation with Azimuth, AVAZ), изменение амплитуд с удалением (*англ.* Amplitude Variation with Offset, AVO), инверсии [1, 5]. Однако надо понимать, что в большинстве случаев решаемая ими интерпретационная задача неоднозначна, т.е. имеет множество решений. Важно, чтобы получаемое решение было достаточно близко к истинному. Тут уместно провести аналогию с прогнозом погоды: отсутствие гарантии правильного прогноза компенсируется его серьезным теоретическим обоснованием. Каждая такая технология имеет свои естественные ограничения, которые необходимо знать и учитывать при выборе времяемких и дорогостоящих процедур интерпретации, а также при последующем выборе направлений поисково-разведочного бурения. С другой стороны, иногда относительно простые вычислительные алгоритмы помогают решить сложные интерпретационные задачи [5–7].

Одним из удачных примеров современного комплексирования сейсмической информации является построение региональных цифровых геологических моделей, охватывающих значительную часть региона или весь регион в целом [8]. Такие модели можно использовать как инструмент стратегического планирования и принятия ключевых управленческих решений по освоению перспективных регионов. В рамках региональной геологической модели аккумулируются на единой географической основе вся имеющаяся (или доступная) геолого-геофизическая информация и гипотетические представления исследователей о строении геологической среды. Такая модель обладает простым и интуитивно понятным интерфейсом, что существенно облегчает работу пользователей. Помимо решения классических задач геологоразведки – выявления региональных закономерностей формирования залежей и поиска новых месторождений углеводородного сырья, привлечение региональной информации в форме цифровой модели даст возможность оптимизировать разведочное бурение, определить порядок ввода объектов в эксплуатацию, увязав его с прогнозами успешности ГРП, обосновать региональную схему производства, подготовки и транспортировки добытой продукции. Цифровая геологическая модель достаточно легко актуализируется за счет ввода вновь полученной информации

и по мере дальнейшего развития вычислительных средств вполне может стать частью постоянно действующей модели комплексного освоения различных регионов. В связи с этим необходимо развитие сопутствующих методик обработки, интерпретации и анализа сейсмических данных. В ПАО «Газпром» такие технологии развиваются и используются уже более 10 лет [6, 8].

С середины 1990-х гг. сейсмическая съемка активно проводится на этапе эксплуатации месторождений с целью мониторинга хода разработки в едином комплексе с данными промыслово-геологического анализа. Полученная информация служит основанием для оптимизации разработки и планирования мероприятий по повышению нефтегазоотдачи. Появилась новая модификация МОВ¹ ОГТ – 4D, в рамках которой осуществляется непрерывная или периодическая во времени регистрация параметров объемного волнового поля. Получили развитие методы сейсмического профилирования и акустических исследований в скважинах, специальные методы пассивной и микроволновой сейсморазведки.

В рамках общего направления микросейсморазведки созданы специальные модификации сейсморазведки, особенность которых состоит в исключении зеркальных отражений из волнового поля и применении специальных процедур обработки импульсов сейсмической эмиссии и рассеянных волн. Данные микросейсморазведки не могут непосредственно использоваться для получения количественных характеристик геологической среды, однако с успехом применяются с целью изучения и мониторинга активных гидротермальных и вулканических областей, локализации эпицентров землетрясений, контроля параметров гидроразрыва пласта и мониторинга месторождений углеводородов в процессе их разработки.

Общемировые тенденции и направления развития метода МОГТ-3D заключаются в росте числа приемных каналов сеймостанций и числа линий приема, кратности наблюдений, росте количества получаемой информации на единицу площади (в том числе многокомпонентная регистрация волн) и увеличении разрешающей способности за счет сокращения расстояния между приемными линиями и размера бина, а также расширения спектра

регистрируемых колебаний путем оптимизации условий возбуждения и приема. При этом в идеале необходимо обеспечить первичную обработку получаемых полевых данных в режиме реального времени для внесения оперативных изменений в параметры и дизайн съемки. В этой связи наиболее узким местом отечественной сейсморазведки является морально устаревшая аппаратная и вычислительная база главным образом импортного производства. В условиях жесткой санкционной политики стран Запада решение этой стратегической проблемы потребует значительных финансовых затрат и времени, однако потенциал развития отечественной геологоразведочной отрасли и накопленный нами исторический опыт, без сомнения, позволят преодолеть все возникающие трудности.

В ближайшем будущем в России развитие прикладных сейсмических исследований, по всей видимости, будет ассоциироваться в целом с микросейсморазведкой и совершенствованием отдельных аппаратно-технологических направлений, связанных непосредственно с приемом и регистрацией колебаний. Так, например, большие надежды наши специалисты связывают с развитием и применением модульной регистрации сейсмических колебаний. На суше модульная многокомпонентная регистрация обеспечивает гибкость дизайна съемки и работу в эксклюзивных зонах, определяемых расположением объектов инфраструктуры и особенностями сложно-пересеченного рельефа местности. На акваториях, помимо этого, обеспечивается донная регистрация колебаний, позволяющая существенно повысить эффективность съемок МОВ ОГТ – 4D и возможности анализа амплитуд сейсмических отражений. В настоящее время в ПАО «Газпром» эта технология активно осваивается. Перспективно направление развития компактных источников возбуждения колебаний типа «Енисей», также успешно обеспечивающих гибкость дизайна съемки и работу в эксклюзивных зонах.

В части обработки и интерпретации данных намечается общая положительная тенденция «возвращения в геологию» после «безоглядного» увлечения возможностями прогресса в области информационных технологий. Появилось понимание того, что без детального представления особенностей строения геологической среды применение самых передовых

¹ МОВ – метод отраженных волн.

идей и алгоритмов может превратиться в бесполезную формальность. Обработка сейсмических данных и их интерпретация должны быть максимально объектоориентированы. Тем более, как уже упоминалось выше, каждая разведочная технология имеет свою область применения и естественные ограничения. В этой связи возрастает роль экспертного сообщества, и возникает необходимость построения логической системы экспертирования технологий и проектов.

На данный момент уровень прикладных отечественных программно-алгоритмических разработок вполне сопоставим с западными аналогами и даже превосходит их в части учета характерных географических и геологических особенностей нашей страны. Отмечается лишь заметное отставание в части развития технологий инверсии, однако оно вполне преодолимо уже в ближайшем будущем.

Список литературы

1. Левянт В.Б. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа / В.Б. Левянт. – М.: Центральная геофизическая экспедиция, 2006.
2. Левянт В.Б. Методические рекомендации по применению пространственной сейсморазведки 3D на разных этапах геологоразведочных работ на нефть и газ / В.Б. Левянт. – М.: Минприроды России, 2000.
3. Авербух А.Г. Математическое моделирование волновых полей как основа комплексной интерпретации сейсмической, промыслово-геофизической и геологической информации / А.Г. Авербух и др. – М.: ВНИИОЭНГ, 1985.
4. Гогоненков Г.Н. Изучение детального строения осадочных толщ сейсморазведкой / Г.Н. Гогоненков. – М.: Недра, 1987.
5. Крылов Д.Н. Детальный прогноз геологического разреза в сейсморазведке / Д.Н. Крылов. – М.: Недра, 2007.
6. Крылов Д.Н. Использование модификации сейсмического скоростного анализа на этапе региональных исследований в Западной Сибири / Д.Н. Крылов // Технологии сейсморазведки. – 2015. – № 4. – С. 109–120. – DOI:10.18303/1813-4254-2015-4-109-120.
7. Крылов Д.Н. Использование технологии оптимизационного осреднения при решении задач интерпретации числовых характеристик геологической среды / Д.Н. Крылов // Технологии сейсморазведки. – 2016. – № 4. – С. 13–20. – DOI: 10.18303/1813-4254-2016-4-13-20.
8. Ампилов Ю.П. Опыт построения региональных геолого-геофизических цифровых моделей на примере Ямало-Карского региона / Ю.П. Ампилов, Я.И. Штейн, А.А. Ахапкин и др. // IV Международная конференция «К новым открытиям через интеграцию геонаук»: тезисы докладов. – СПб., 2010.

Advancement of applied seismic explorations in Russia in 21st century

D.N. Krylov

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Gazovikov street, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
E-mail: D_Krylov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The seismic measurements base on studying propagation of the elastic waves, and seismic shooting is the main geophysical method of geological prospecting. The first successful results of its application for spotting the fields of natural resources go back to 1920s. In subsequent years, the seismic instruments and techniques have permanently advanced and mutually stimulated each other. To the middle of 1980s, the conditions became right to accomplish the simultaneous registration of the 3D wave field characteristics. Beginning from the middle 1990s, the seismic shooting is done to monitor the field development. In favorable seismic conditions, detailed analysis of seismic records helps to predict the material composition, the filtration and porosity properties of reservoirs and their fluid saturation. In the nearest future, advancing of the seismic logging will relate with the micro seismic studies and perfection of the instruments and technologies for reception and registration of oscillations.

Keywords: seismic shooting, apparatus, technology, processing, interpretation, complexation, common depth point method.

References

1. LEVYANT, V.B. *Methodical guidelines on applying seismic data (2D, 3D) to calculate oil and gas reserves* [Metodicheskiye rekomendatsii po ispolzovaniyu dannykh seysmorazvedki (2D, 3D) dlya podscheta zapasov nefi i gaza]. Moscow: Central Geophysical Expedition, 2006. (Russ.).
2. LEVYANT, V.B. *Methodical guidelines on applying 3D seismic data at different stages of oil and gas geological prospecting* [Metodicheskiye rekomendatsii po primeneniyu prostranstvennoy seysmorazvedki 3D na raznykh etapakh geologorazvedochnykh rabot na nefi i gaz]. Moscow: Ministry of Natural Resources and Environment of the Russian Federation, 2000. (Russ.).
3. AVERBUKH, A.G., et al. *Mathematical modelling of wave fields as a foundation of complex interpreting seismic, field geophysical and geological information* [Matematicheskoye modelirovaniye volnovykh poley kak osnova kompleksnoy interpretatsii seysmicheskoy, promyslovo-geofizicheskoy i geologicheskoy informatsii]. Moscow: VNIIOENG, 1985. (Russ.).
4. GOGONENKOV, G.N. *Studying detailed structure of sedimentary series by means of seismic surveys* [Izucheniye detalnogo stroyeniya osadochnykh tolshch seysmorazvedkoy]. Moscow: Nedra, 1987. (Russ.).
5. KRYLOV, D.N. *Detailed prediction of a geological section in seismic prospecting* [Detalnyy prognoz geologicheskogo razreza v seysmorazvedke]. Moscow: Nedra, 2007. (Russ.).
6. KRYLOV, D.N. West Siberia frontier areas exploration via modified seismic velocity analysis [Ispolzovaniye modifikatsii seysmicheskogo skorostnogo analiza na etape regionalnykh issledovaniy v Zapadnoy Sibiri]. *Tekhnologii Seysmorazvedki*, 2015, no. 4, pp. 109–120, ISSN 1813-4254. DOI:10.18303/1813-4254-2015-4-109-120. (Russ.).
7. KRYLOV, D.N. The use of optimized averaging technology for geodata interpretation [Ispolzovaniye tekhnologii optimizatsionnogo osredneniya pri reshenii zadach interpretatsii chislovykh kharakteristik geologicheskoy sredy]. *Tekhnologii Seysmorazvedki*, 2016, no. 4, pp. 13–20. ISSN 1813-4254. DOI: 10.18303/1813-4254-2016-4-13-20. (Russ.).
8. AMPILOV, Yu.P., Ya.I. SHTEYN, A.A. AKHAPKIN, et al. Practice of designing regional geological-geophysical digital simulators. A case of Yamal-Kara region [Opyt postroyeniya regionalnykh geologo-geofizicheskikh tsifrovyykh modeley na primere Yamalo-Karskogo regiona]. *Proc. of the 4th International conference "To the new discoveries through the integration of geosciences"*, St. Petersburg, 2010. (Russ.).

УДК 553.98.04

Закономерности изменения содержания и состава жидких углеводородов в свободном газе месторождений Западной Сибири

А.Н. РыбьяковПАО «Газпром», Российская Федерация, 190900, Санкт-Петербург, BOX 1255
E-mail: a.rybiakov@adm.gazprom.ru

Тезисы. Среди 203 газосодержащих месторождений углеводородов, т.е. с залежами свободного газа, в Западной Сибири преобладают газоконденсатные, газоконденсатонефтяные и нефтегазоконденсатные месторождения и залежи, в газе которых в растворенном состоянии содержатся легкие жидкие углеводороды, или газовый конденсат. Конденсатосодержащие скопления в недрах Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции известны в породах неокома и юры. Газоконденсатный фактор изменяется от 1...3 г/м³ в чисто газовых (бесконденсатных) скоплениях до 350...450 г/м³, редко более. При малом содержании конденсата (менее 10 г/м³) на небольших глубинах в его составе преобладают нафтеновые и сложные нафтеново-ароматические углеводороды. С глубиной плавно увеличиваются содержание конденсата в газе и доля метановых углеводородов в его составе.

Ключевые слова: конденсат, газ (свободный), углеводороды, месторождение, залежь, Западная Сибирь, конденсатосодержание, состав, свойства, запасы, ресурсы, прогноз.

Углеводородистые полезные ископаемые в недрах осадочных бассейнов представлены скоплениями свободного газа (СГ) и нефти, в объеме которых растворены соответственно легкие жидкие углеводороды (УВ) – конденсат (ГК) и попутный газ (НПГ). В отличие от нефти, даже легкой (плотностью 0,79...0,82 г/см³), ГК – это бесцветная или слабоокрашенная жидкость типа «белой нефти» плотностью, как правило, 0,74...0,77 г/см³, редко до 0,78...0,80 г/см³, состоящая из смеси легких жидких УВ метанового, нафтенового и ароматического типа с крайне редкими малыми примесями твердых алкановых УВ (парафина – П), сернистых соединений (серы – S) и особенно смол. Асфальтены отсутствуют (в 95 случаях из 100).

В изучении всего спектра проблем газоконденсатных систем (ГКС) Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции (ЗСМП) участвовали исследователи России: О.В. Барташевич, А.М. Брехунцов (по арктическим областям Западной Сибири), А.И. Гриценко, И.А. Гриценко, Т.Д. Островская, В.А. Скоробогатов, И.С. Старобинец, В.И. Старосельский, Г.К. Терентьева, В.В. Юшкин и др. геологи, геохимики, геотехнологи в основном «Газпрома». Результаты этих исследований опубликованы [1–18].

Конденсаты высокой плотности, кстати, обогащенные нафтеновыми и сложными гибридными нафтеново-ароматическими УВ, даже с небольшой примесью смол – это конденсаты первых порций образования ГК-смесей в недрах, ранние – геохимически «незрелые» [17]. В «нефтяной ветви» онтогенеза они соответствуют тяжелым (0,90...0,930 г/см³) нафтеновым нефтям малых глубин, не «опускающимся» ниже 1,5...1,7 км (при показателе отражения витринита R° = 0,45...0,49 %, градация ПК₃ – протокатагенез) [12, 16, 17].

Плавное, постепенное, изменение (увеличение) содержания ГК в газах свидетельствует четко о местных источниках СГ и ГК, об отсутствии сколько-нибудь масштабных субвертикальных перетоков газа вверх по разрезу и смешении в залежах разновозрастных и разнотипных газов и конденсатов. Такая генетическая стратификация свойств очень характерна именно для Западной Сибири, где все характеристики ГКС изучены подробно (табл. 1) [1, 3, 5, 12, 14].

В работах газовых геологов [6, 10, 11, 12 и др.] было показано, что решающую роль в формировании разнофазовых скоплений УВ играют следующие параметры: тип рассеянного органического вещества (РОВ), микрокомпонентный состав

Таблица 1

**Интервальные фоновые содержания стабильного конденсата в газах
разновозрастных комплексов и подкомплексов ЗСМП, г/м³**

Комплекс	Подкомплекс	Газоконденсатный фактор (ГКФ _{стаб})
Альб-сеноманский (верхний продуктивный)		0,5...3 (до 10...20 узко локально в низах альба на севере Ямала при современных геотемпературах не более 45...52 °С)
Апт	верхний апт (гор. ТП ₁ ...ТП ₁₀)	2...10
	низы апта (ТП ₁₁ ...ТП _{15,16})	30...50 (локально до 100)
Неоком		80...175
Ачимовская толща (АТ)		180...250
Юра	средняя	120...200
	низы и зона контакта юры с палеозоем	3...50

гумусового РОВ, в том числе примесь (при-
сутствие) лейптинитовых микрокомпонентов
обычно от 5 до 15 (20) %, массовое отноше-
ние концентрированного органического веще-
ства (КОВ = углей) к РОВ в отдельных ком-
плексах пород, современные (СТ) и макси-
мальные (МПТ) геотемпературы и степень ка-
тагенеза органического вещества (ОВ) мате-
ринских и вмещающих залежи пород, экрани-
рующие свойства региональных, областных
и зональных покровов, в первую очередь сте-
пень их нарушенности флюидопроводящими
разломами.

На фактическое содержание конденсата
в СГ внутри ловушек оказывают влияние тер-
мобарические условия нахождения скоплений
УВ в земных недрах, однако менее сильное, чем
первичные генерационно-аккумуляционно-
консервационные условия, которые опреде-
ляют фоновые содержания жидкой компонен-
ты в свободной газовой фазе. В закрытых угле-
водородных системах (УВС) типа ачимовских
залежей существенное значение оказывают
пластовые давления, в том числе аномаль-
ные высокие (АВПД) – выше гидростатичес-
кого [1, 2, 12].

Таким образом, установлены четыре гео-
лого-генетических фактора образования ГКС:

- 1) состав и тип материнского ОВ (РОВ / КОВ);
- 2) степень его катагенеза;
- 3) термобарические условия локализации ГКС-залежей;
- 4) тектонодинамические условия (на позд-
них этапах эволюции ГК-систем: разломы – де-
газация, выпадение конденсата и др.).

ГКС подразделяются на первичные и вто-
ричные в соответствии с основными факто-
рами их образования. *Первичные* возникают

в сероцветных континентальных угленосных,
субугленосных, реже безугольных, дельтовых
и в некоторых случаях прибрежно-морских тол-
щах с преобладанием в ОВ гумусовой компо-
ненты (мацералы, витринит + фюзинит) и эво-
люционируют без изменения фазового состоя-
ния (газ – газовый конденсат – газ). *Вторичные
ГКС* – продукт нисходящей ветви эволюции пер-
вичных нефтегазовых систем (нефть + раство-
ренный газ), морских и озерных терригенных
и карбонатных толщ. Они возникают, начиная
с рубежа катагенеза $R^\circ = 1,15...1,20$ % (МК₃ –
жирные угли), максимального конденсатосо-
держания (до 300...400 г/м³) достигают в узком
диапазоне $R^\circ = 1,30...1,45$ % (до 1,5 %) (МК₄ –
коксовые угли) и в дальнейшем вследствие тер-
модеградации конденсата превращаются в га-
зовые в диапазоне $R^\circ = 2,00...2,10$ % (АК₁ – то-
щие угли) по генетической цепочке «нефть →
нефтегазовый конденсат → газонефтяной кон-
денсат → газовый конденсат → газ».

Первичные (в понимании автора) ГКС, как
правило, недонасыщены конденсатом на всех
этапах их эволюции (не хватает «жировых» –
сапропелевых и лейптинитовых – компонентов
в РОВ). В то же время вторичные ГКС в катаге-
нетическом диапазоне ОВ материнских пород
МК₃...МК₄ (жирные и коксовые угли в конти-
нентальных толщах) могут быть и полностью
насыщены, и даже несколько пересыщен-
ны жидкой фазой, однако полное насыщение
наблюдается редко, и в ГК-залежах ЗСМП оно
не зафиксировано.

По мнению большинства исследовате-
лей, насыщение газа жидкими компонента-
ми происходит преимущественно в газомате-
ринских породах (глины с РОВ, угли) на ге-
нерационной стадии путем диффузии и пере-
мешивания масс газообразных и жидких УВ

в микропространстве пор и трещин (внутренняя микроэмиграция в объеме материнских – генерирующих – толщ).

Среди конденсатсодержащих скоплений в диапазоне градаций МК₁...МК₅ мезокатагена (R° = 0,5...2 %) отсутствуют чисто газовые (без ГК), однако количество конденсата контролируется генерационными и консервационными условиями в материнских и вмещающих породах.

Сравнение генетически первичных и вторичных ГКС приведено в табл. 2.

Интересно, что значение ГКФ_{стаб} даже в одних и тех же залежах одновозрастных горизонтов в пределах районов и областей варьирует в довольно широких пределах, например от 50 до 80 или от 120 до 170 г/м³ и т.д. (редко более чем в полтора раза). Причины в генерационно-аккумуляционных условиях (их вариациях).

В многозалежных месторождениях Надым-Пур-Тазовского региона (НПТР) «скачок» в содержании ГК происходит в аптских горизонтах ПК₁₆₋₂₂ (от 3...5 до 50...70 г/м³), и далее идет постепенное увеличение содержания ГК до 180...250 г/м³ в неокомских и среднеюрских горизонтах (на Уренгойском, Ямбургском, Заполярном и др. месторождениях). В изолированной флюидалильной системе АТ (берриас-валанжин) наблюдается «ураганное» содержание ГК (250...400 г/м³, в отдельных пробах и более, при СТ = 95...105 °С и пластовом давлении до 50...60 МПа – АВПД с коэффициентом превышения 1,6...1,7). Эти тенденции анализируются во многих работах [2, 10, 12].

Содержание ГК в газах по разрезу месторождений подробно изучено в Ямальской области (табл. 3, 4). Зависимость изменения величины ГКФ_{стаб} с глубиной и с увеличением СТ в Ямальской области показаны на рисунке.

Наблюдается четкая «инверсия» конденсатосодержания с глубиной в юрском нефтегазовом комплексе (в достаточно жестких термомокагенетических условиях).

В большинстве конденсатсодержащих скоплений Западной Сибири, локализованных на средних глубинах (1,8...3,3 км) в области «средних» СТ (от 75...80 до 100...110 °С), фоновые содержания ГК находятся в диапазоне 90 (100)...180 (200) г/м³, редко более. Максимальной величиной ГКФ_{стаб} характеризуются литологически изолированные залежи и горизонты (Ач₃₋₄, Ач₅ и др.) в АТ берриаса НПТР (Уренгоя и др. месторождений). Аномальное конденсатсодержание от 220...250 до 350...400 г/м³ наблюдается на глубинах 3,6...9 км при СТ > 100 °С с АВПД во флюидоизолированных залежах (в низах региональной глинисто-кремнистой покрывки верхней юры – валанжина с расстоянием 10...50 м до нижележащих песчаников гор. Ю₂₋₃).

На юго-востоке мегапровинции в Томской области в верхнеюрских ГК-залежах (гор. Ю₁) величина ГКФ_{стаб} изменяется в диапазоне от 87...100 до 270...280 г/м³, фоновые значения – около 180...220 г/м³. Обычно при развитии нефтяных оторочек наблюдается повышение величины ГКФ_{стаб} (до 200 г/м³ и более) при СТ = 70...93 °С. В наиболее крупных залежах СТ ГКФ_{стаб} составляет, г/м³:

- 102 (Мыльджинское газоконденсатное месторождение с незначительными нефтяными оторочками в залежах юры и неокома);
- 179 (Лугинецкое нефтегазоконденсатное месторождение с мощной нефтяной оторочкой);
- 220 (Северо-Васюганское газоконденсатное месторождение без нефти).

В ГК-залежи горизонта БВ₂₋₄ (валанжин) Северного месторождения ГКФ_{стаб}

Таблица 2

Генетические различия первичных и вторичных конденсатов в породах различного типа [5, 10, 11, 12]

Параметр	Первичные ГКС	Вторичные ГКС
Конденсатное «окно» (R° = 0,45...2,0 %)	Терригенные толщи, R° = 0,45...1,75 % (1,80 %, редко до 2,00 %)	Карбонатные и терригенные толщи, R° = 1,20...2,05 %
ГКФ _{стаб} , г/м ³ (фоновые значения)	Среднее и пониженное содержание (80...180, редко до 220)	150...350 (до 400...500, редко более)
Содержание серы, %	Отсутствует	До 0,4...0,5
Содержание парафина, %	1...3, редко более	Отсутствует
Содержание смол, %	До 0,3...0,5	0,5...1,2 (до 1,0...1,5)
Содержание асфальтенов, %	Отсутствуют	До 0,1...0,3 (следы)

Таблица 3

Изменение содержания конденсата с глубиной по наиболее характерным многозалежным месторождениям Ямала и Гыдана, г/м³

Возраст	Горизонт	Месторождение		
		Ростовцевское	Геофизическое	Западно-Тамбейское
Сеноман	ПК ₁₋₆	< 1	0,0	< 1
Альб	ХМ ₁₋₆	–	–	0,6...28,3 (скачок)
Апт	ТП ₁	–	1,5 (оценка)	20,1
	ТП ₆₋₈	8	–	63,3
	ТП ₁₀₋₁₁	–	–	60,0
	ТП ₁₂	–	–	98,5
	ТП ₁₃	20,0	62,0	60,0
	ТП ₁₅₋₁₆	–	115,0	–
Неоком	ТП ₁₈₋₁₉	60,0	84,0	–
	ТП ₂₀	–	–	–
	ТП ₂₁₋₂₂	–	–	–
	ТП ₂₄	–	–	–
	БЯ ₂₋₈	100	–	140,2
	ТП ₂₆	–	–	–
Юра	Ю ₂₋₃	–	156	–
	Ю ₆₋₇	–	145 (оценка)	107,4

Таблица 4

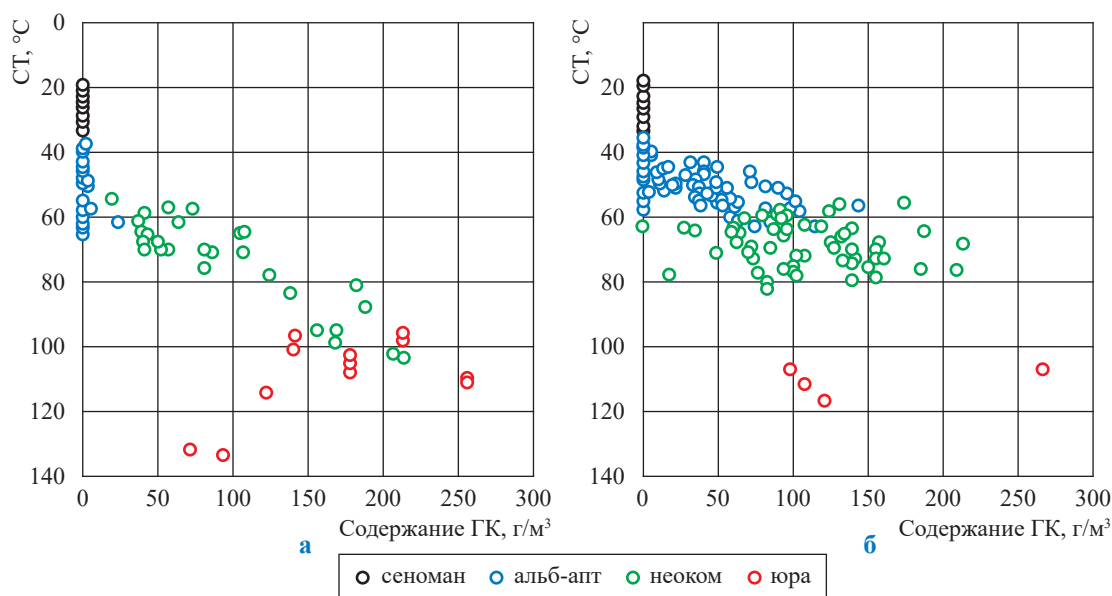
Изменение содержания конденсата в газах Малыгинского месторождения

Возраст	Горизонт	СТ, °С	ГКФ _{стаб}	Катагенез	Примечание	
Сеноман	ПК ₁₋₆	40	0,5	ПК ₃ ¹	Незрелый газ	
Апт	ТП ₁	48	11,4	ПК ₃ ²	Первый скачок конденсатосодержания	
	ТП ₃	51	22,5			
	ТП ₅	51	90,6		МК ₁ ¹ : R° = 0,5 %	Второй скачок конденсатосодержания
	ТП ₈	55	88,6			
	ТП ₉	58	98,2	Снижение. Причина: флуктуации в составе гумусового ОВ		
	ТП ₁₀	61	118,3			
	Неоком	ТП ₁₂	65	81,5	R° = 0,65 %	Третий скачок
		ТП ₁₄	70	84,1		
ТП ₁₅		72	125,6			
Средняя юра	ТП ₁₈	78	102,4	МК ₂ ¹	Максимум конденсатосодержания. Инверсия (снижение с глубиной). Начало разрушения ГКС?	
	БЯ ₂	78	58,8			
	БЯ ₃	80	83,6			
Юра	Ю ₂₋₃	106	282,1	МК ₂ ² ...МК ₃ ¹ : R° = 0,75...0,90 %		
	Ю ₆₋₇	116	120,2			

составляет 29 г/м³ при СТ = 63 °С. Интересно Казанское месторождение, где в горизонте Ю₁ с мощной нефтяной оторочкой ГКФ_{стаб} превышает 250 г/м³ (первоначально считалось: ГКФ_{стаб} = 650 г/м³, но это была, явно, смесь ГК и нефти), а в горизонтах Ю₂, Ю₃, Ю₄ тюменской угленосной свиты – всего 69 г/м³ на глубинах 2,3...2,4 км при СТ = 84...88 °С. Материнское, явно, чисто гумусовое/угольное

ОВ. Во всех ГК-залежах Томской области содержится легкий бессернистый ГК метанового основания.

Классическим районом распространения скоплений бесконденсатного газа (ГКФ_{ст} < 3 г/м³) является Березовский на севере Приуральской нефтегазоносной области: Березовское, Деминское и др. газовые месторождения.



Зависимость изменения содержания конденсата в газе от современных температур в разрезе различных многопластовых месторождений ЯНАО:
а – Нурминский мегавал (Бованенковское, Харасавэйское, Крузенштернское, Нейтинское месторождения; б – Западно-Сеяхинское, Малыгинское месторождения, Малыгинская группа месторождений)

В газовых шапках нефтегазоконденсатных месторождений Среднего Приобья (горизонты АВ₁, АВ₄₋₆ – апт – верхи неокома) ГКФ_{стаб} относительно невысок, менее 100 г/м³ при СТ < 70 °С (фон 25...40 г/м³). В единственном многозалежном (по газу) месторождении Среднего Приобья – Ванеганском – по разрезу от сеномана до верхней юры наблюдается увеличение ГКФ_{стаб} от 1...2 до 150 г/м³ и более (в залежах валанжина и верхней юры).

В Енисей-Хатангской преимущественно газоносной области северо-востока мегапровинции величина ГКФ_{стаб} в газах обычно небольшая (от 20...30 до 120 г/м³).

Классическими ГКС Западной Сибири являются газоконденсатные и газоконденсатонефтяные залежи АТ Надым-Тазовского междуречья. В них ГКФ_{стаб} изменяется от 90...100 до 350 г/м³ и более [7, 9, 12, 17].

Изменения ГКФ_{стаб} по ведущим месторождениям севера ЗСМП показаны в табл. 5.

Скачок содержания ГК на севере мегапровинции отмечается в диапазоне СТ от 47...48 до 55 °С, которому отвечает позднебуроугольная стадия углефикации (ПК₂ при R° = 0,46...0,49 %). При испытаниях ГКФ_{стаб} в Крузенштернской скважине 2 (наклонно-направленной) получились, г/м³: ТП₁₋₃ – 3,2; ТП₄₋₅ – 2,8; ТП₁₂ – 48.

Скачок конденсатсодержания наблюдается от гор. ТП₁₀₋₁₁ (менее 10 г/м³) к гор. ТП₁₂...ТП₁₅ (20 г/м³ и более).

Проблемы изменения состава ГК в газах Западной Сибири обсуждались в научной прессе [1–3, 15, 16]. Автор проанализировал изменения физико-химических свойств по ряду залежей в вертикальном разрезе от кровли сеномана до юрских горизонтов Ю₂...Ю₇ (песчаноглинистая средняя юра) [8, 10]. Примеры приведены в табл. 6.

В «незрелых» конденсатах сеномана и альба в составе преобладают нефтяные УВ, как, впрочем, и в тяжелых нефтях верхних горизонтов осадочного чехла [17]. С глубиной и ростом катагенеза газоматеринских пород увеличивается содержание метановых УВ за счет разрушения или трансформации нефтяных и сложных нефтяно-ароматических УВ.

В итоге изучения ГКС северных областей ЗСМП получены следующие выводы:

1) на малых глубинах при небольшом содержании ГК в его составе преобладают нефтяные и нефтяно-ароматические УВ (от 60 до 80 %) при его плотности 0,79...0,81 г/м³ (тяжелые «незрелые» конденсаты);

2) при увеличении глубин погружения и СТ они сменяются сначала на метаново-нефтяно-ароматические по УВ-составу

Таблица 5

Изменение содержания ГК по разрезу крупнейших месторождений НПТР, г/м³

Возраст	Продуктивный горизонт	Уренгой (выборочно) (СТ, °С)	Ямбургское месторождение	Заполярье месторождение
Сеноман	ПК ₁₋₂	<1 (31)	< 1	< 1
Апт	ПК ₁₈	8,3 (50)	–	–
	ПК ₂₁	56,2 (51)	–	–
Баррем	АУ ₁₀	75,0	–	–
Готерив	БУ ₁₋₂	75,0 (67)	85...110	БТ ₂₋₃ – 139
	БУ ₅	95,0 (70)		
Валанжин	БУ ₈	~122 (76...82)	100...120	БТ ₁₁ – 213
	БУ ₁₀	~180 (80...87)		
	БУ ₁₄	242...292 (90...95)		
АТ		270...410 и более (98...105)		н/о
Средняя юра	Ю ₂	177 (103...110)	180...220	410 (явная примесь нефти из тонкой оторочки)

Таблица 6

Углеводородный состав конденсата некоторых месторождений севера ЗСМП

Месторождение	Продуктивные горизонты	Содержание УВ		
		ароматических	нафтеновых	метановых
Ямбургское, неоком (фракция: начало кипения...300 °С)	БУ ₃ ¹ ...БУ ₆ ³	7,0	37,0	56,0
	БУ ₈ ⁰ ...БУ ₉ ³	15,2	31,0	42,8
Уренгой (апт – неоком)	ПК ₂₁	< 1,0	65	35
	БУ ₈ ⁰	10	34	56
	БУ ₁₀₋₁₁	10	37	53
Харасавэйское, апт (НК – 200 °С)	ТП ₁₋₅	1,5	48,5	50,0
Харасавэйское апт (фракция: начало кипения...200 °С)	ТП ₈₋₁₂	6,2	27,3	66,5
Бованенковское (апт)	ТП ₈₋₁₂	13	22	65
Новопортовское, валанжин (фракция: начало кипения... 300 °С)	НП ₂₋₃	15	43	42
Арктическое (апт)	ТП ₁₀	1	69	30
	ТП ₁₇	2	42	56

и далее на существенно метановые («зрелые» ГК), доля которых во фракции от начала кипения до 300 °С может достигать до 55...65 %;

3) в тяжелых и повышенной плотности ГК (0,78...0,81 г/м³) содержание неуглеводородных компонентов относительно повышенное (до 1,5...2 %, в основном смол; асфальтены, как правило, отсутствуют – их до 0,3...0,7 %). В зрелых ГК содержание смол и асфальтенов снижается до 0,7...0,8 % и менее. Содержание твердых УВ – парафина – изменяется от 1 до 2,5...3 %, редко более, обычно менее 2 %, однако, например, в конденсатах АТ Уренгоя есть примеры повышенного содержания П (до 3 %);

4) в жестких термокатагенетических условиях в составе ГК преобладают легкие метановые УВ.

Главный вывод: ЗСМП – классический пример формирования первичных ГКС (залежей) в толщах с преимущественно гумусовым материнским ОВ. Залежи УВ, в том числе газоконденсатные, сингенетичны вмещающим породам. Примеры локализации вторичных ГКС отсутствуют.

Вопросы прогнозирования величин ГКС_{стаб} в газе северных и арктических областей рассматриваются в ряде работ [1, 7, 11, 12]. В Южно-Карской области распределение ГКС в породах мела и средней юры будет аналогичным Ямальской области суши: апт-альб-сеноман – бесконденсатные газы; неоком и юра – невысокие в целом содержания конденсата (до 180...220 г/м³).

Список литературы

1. Брехунцов А.М. Нефтегазовая геология Западно-Сибирской Арктики / А.М. Брехунцов, Б.В. Монастырев, И.И. Нестеров и др. – Тюмень: МНП ГЕОДАТА, 2020. – 464 с.
2. Гриценко А.И. Научные основы прогноза фазового поведения пластовых газоконденсатных систем / А.И. Гриценко, И.А. Гриценко, В.В. Юшкин и др. – М.: Недра, 1995. – 432 с.
3. Гриценко А.И. Углеводородные конденсаты месторождений природного газа / А.И. Гриценко, Т.Д. Островская, В.В. Юшкин. – М.: Недра, 1983. – 262 с.
4. Варламов А.И. Ресурсный потенциал углеводородов – основа развития топливно-энергетического комплекса России / А.И. Варламов, А.П. Афанасенков, М.И. Лоджевская и др. // Геология нефти и газа. – 2016. – № 3. – С. 3–13.
5. Ермаков В.И. Геология и геохимия природных горючих газов: справ. / В.И. Ермаков, Л.М. Зорькин, В.А. Скоробогатов и др.; под ред. И.В. Высоцкого. – М.: Недра, 1990. – 315 с.
6. Козлов А.Л. Размещение газоконденсатных залежей в нефтегазоносных бассейнах и критерии определения перспектив нефтегазоносности / А.Л. Козлов // Советская геология. – 1975. – № 5. – С. 19–28.
7. Немченко Н.Н. Прогнозирование высокотемпературных газоконденсатных залежей с высоким содержанием жидких углеводородов / Н.Н. Немченко // Газовая промышленность: обзорная информация. – 1985. – Вып. 70. – 75 с.
8. Пятницкая Г.Р. Изучение и освоение углеводородного потенциала нижне-среднеюрской толщи северных областей Западной Сибири: итоги и перспективы / Г.Р. Пятницкая, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: науч.-тех. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 86–104.
9. Рыбальченко В.В. Поиски и разведка месторождений и залежей углеводородов предприятиями ПАО «Газпром» в России / В.В. Рыбальченко, А.Е. Рыжов, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: науч.-тех. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 46–57.
10. Рыбьяков, А.Н. Формирование и прогнозирование конденсатсодержащих месторождений и залежей в осадочных бассейнах России. Проблемы ресурсов, разведки и добычи в XXI веке / А.Н. Рыбьяков, О.Г. Кананыхина // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 3 (48): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 80–91.
11. Скоробогатов В.А. Генетические причины уникальной газо- и нефтеносности меловых и юрских отложений Западно-Сибирской провинции / В.А. Скоробогатов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 2003. – № 8. – С. 8–14.
12. Скоробогатов В.А. Генезис конденсата, формирование, прогнозирование конденсатсодержащих месторождений и потенциальных ресурсов / В.А. Скоробогатов // Обсуждение проблем повышения достоверности оценки запасов, полноты извлечения ресурсов газового конденсата на месторождениях РАО «Газпром»: Материалы Научно-технического совета РАО «Газпром». – М., 1997. – С. 15–23.
13. Скоробогатов В.А. Роль разломов в формировании, эволюции и разрушении скоплений газа и нефти в осадочном чехле северных и юго-восточных районов Западной Сибири / В.А. Скоробогатов, Н.Н. Соловьёв, В.А. Фомичев // Прогноз газоносности России и сопредельных стран. – М.: ВНИИГАЗ, 2000. – С. 112–131.
14. Старосельский В.И. История развития и современное состояние сырьевой базы газовой промышленности России: обзор / В.И. Старосельский, Г.Ф. Пантелеев, В.П. Ступаков; под ред. А.Д. Седых, – М.: ИРЦ «Газпром», 2000. – 117 с.
15. Старобинец И.С. Распространение и условия формирования различных типов газоконденсатных залежей и их нефтяных оторочек / И.С. Старобинец // Советская геология. – 1980. – № 1. – С. 20–26.
16. Стасова О.В. Типы нефтей и конденсатов в мезозойских отложениях севера Западно-Сибирской плиты / О.В. Стасова, В.Е. Андрусевич // Труды СНИИГГИМС. – Новосибирск, 1981. – Вып. 286: Органическая геохимия мезозойских и палеозойских отложений Сибири. – С. 29–36.
17. Строганов Л.В. Газы и нефти ранней генерации Западной Сибири / Л.В. Строганов, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. – 414 с.
18. Хант Дж.М. Геохимия и геология нефти и газа = Petroleum geo chemistry and geology / Дж.М. Хант; пер. с англ. – М.: Мир, 1982. – 704 с.

Consistent patterns of content and composition variance for liquid hydrocarbons incorporated into a free gas from West-Siberian fields

A.N. Rybyakov

Gazprom PJSC, BOX 1255, St. Petersburg, 190900, Russian Federation

E-mail: a.rybiakov@adm.gazprom.ru

Abstract. Among 203 gas-bearing hydrocarbon fields, i.e. containing the deposits of the free gas, in Western Siberia, the gas-condensate, the gas-condensate-oil and the oil-gas-condensate ones prevail. The condensate-bearing agglomerations in subsoil of West-Siberian megaprovince are known in the Neocomian and Jurassic rocks. The gas-condensate factor varies from 1 to 3 g/m³ in the purely gaseous (condensateless) agglomerations up to 350...450 g/m³, rarely more. When the condensate content is modest (less than 10 g/m³) at shallow depths, the naphthenes and naphtene-aromatic hydrocarbons dominate in its composition. The deeper, the more condensate concentration in the gas, and the more methane hydrocarbons are in the condensate.

Keywords: condensate, gas (free), hydrocarbons, field, deposit, Western Siberia, content of gas condensate, composition, properties, reserves, resources, forecast.

References

1. BREKHUNTSOV, A.M., B.V. MONASTYREV, I.I. NESTEROV, et al. *Oil-gas geology of West-Siberian Arctic* [Neftegazovaya geologiya Zapadno-Sibirskoy Arktiki]. Tyumen: MNP Geodata, 2020. (Russ.).
2. GRITSENKO, A.I., I.A. GRITSENKO, V.V. YUSHKIN, et al. *Scientific principles for predicting phase behavior of bedded gas-condensate systems* [Nauchnyye osnovy prognoza fazovogo povedeniya plastovyykh gazokondensatnykh sistem]. Moscow: Nedra, 1995. (Russ.).
3. GRITSENKO, A.I., T.D. OSTROVSKAYA, V.V. YUSHKIN. *Hydrocarbon condensates from the fields of natural gas* [Uglevodorodnyye kondensaty mestorozhdeniy prirodnogo gaza]. Moscow: Nedra, 1983. (Russ.).
4. VARLAMOV, A.I., A.P. AFANASENKOV, M.I. LODZHEVSKAYA, et al. Resource potential of hydrocarbons as a foundation of the fuel & energy industry in Russia [Resursnyy potentsial uglevodorodov – osnova razvitiya toplivno-energeticheskogo kompleksa Rossii]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2016, no. 3, pp. 3–13. ISSN 0016-7894. (Russ.).
5. YERMAKOV, V.I., V.A. SKOROBOGATOV, V.I. STAROSELSKIY. *Geology and geochemistry of natural combustion gases* [Geologiya i geokhimiya prirodnykh goryuchikh gazov]: reference book. Moscow: Nedra, 1990. (Russ.).
6. KOZLOV, A.L. Location of gas-condensate deposits in oil-gas-bearing basins, and criteria for determination of outlooks for oil and gas presence [Razmeshcheniye gazokondensatnykh zalezhey v neftegazonosnykh basseynakh i kriterii opredeleniya perspektiv neftegazonosnosti]. *Sovetskaya Geologiya*, 1975, no. 5, pp. 19–28. (Russ.).
7. NEMCHENKO, N.N. Prognosis of high-temperature gas-condensate deposits rich of liquid hydrocarbons [Prognozirovaniye vysokotemperaturnykh gazokondensatnykh zalezhey s vysokim sodержaniyem zhidkikh uglevodorodov]. In: *Gas industry: review series* [Gazovaya promyshlennost: obzornaya informatsiya]. Moscow, 1985, is. no. 70.
8. PYATNITSKAYA, G.R., V.A. SKOROBOGATOV. Studying and developing hydrocarbon potential of Lower-Middle-Jurassic deposits in northern areas of Western Siberia: resume and perspectives [Izucheniya i osvoyeniye uglevodorodnogo potentsiala nizhne-sredneyurskoy tolschi severnykh oblastey Zapadnoy Sibiri: itogi i perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 3 (35): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 86–104. ISSN 2306-9849. (Russ.).
9. RYBALCHENKO, V.V., A.Ye. RYZHOV, V.A. SKOROBOGATOV, et al. Searching and prospecting of hydrocarbon fields and deposits by the enterprises of the Gazprom PJSC in Russia [Poiski i razvedka mestorozhdeniy i zalezhey uglevodorodov predpriyatiyami PAO "Gazprom" v Rossii]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 3(35): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 46–57. ISSN 2306-9849. (Russ.).
10. RYBYAKOV, A.N., O.G. KANANYKHINA. Forming and forecasting condensate-incorporating fields and deposits in sedimentary basins of Russia. Challenges of resources, prospecting and production in 21st century [Formirovaniye i prognozirovaniye kondensatosoderzhashchikh mestorozhdeniy i zalezhey v osadochnykh basseynakh Rossii. Problemy resursov, razvedki i dabychi v XXI veke]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 3(48): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 80–91. ISSN 2306-8949. (Russ.).

11. SKOROBOGATOV, V.A. Genetic reasons for unique gas and oil presence in Cretaceous and Jurassic sediments of West-Siberian province [Geneticheskiye prichiny unikalnoy gazo- i neftenosnosti melovykh i yurskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy provintsi]. *Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftyanykh i Gazovykh Mestorozhdeniy*, 2003, no. 8, pp. 8–14, ISSN 2413-5011. (Russ.).
12. SKOROBOGATOV, V.A. Genesis of condensate, origination and forecast of condensate-bearing fields and potential resources [Genezis kondensata, formirovaniye, prognozirovaniye kondensatosoderzhashchikh mestorozhdeniy i potentsialnykh resursov]. In: *Dispute on how to rise validity of assessment for gas condensate reserves amounts and recovery ratios at RAO "Gazprom" fields* [Obsuzhdeniye problem povysheniya dostovernosti otsenki zapasov, polnoty izvlecheniya resursov gazovogo kondensata na mestorozhdeniyakh RAO "Gazprom"]: proc. of the Scientific-technical council of RAO "Gazprom". Moscow, 1997, pp. 15–23. (Russ.).
13. SKOROBOGATOV, V.A., N.N. SOLOVYEV, V.A. FOMICHEV. Role of faults in origination, evolution and destruction of gas and oil agglomerations in a sedimentary cover of northern and south-eastern areas of Western Siberia [Rol razlomov v formirovanii, evolutsii i razrushenii skopleniy gaza i nefti v osadochnom chekhle severnykh i yugo-vostochnykh rayonov Zapadnoy Sibiri]. In: *Forecast of gas presence in Russia and contiguous countries* [Prognoz gazonosnosti Rossii i sopredelnykh stran]: collect. bk. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2000, pp. 112–131. (Russ.).
14. STAROSELKIY, V.I., G.F. PANTELEYEV, V.P. STUPAKOV et al. *History and modern state of the Russian gas industry base of mineral and raw materials* [Istoriya razvitiya i sovremennoye sostoyaniye syr'evoy bazy gazovoy promyshlennosti Rossii]: sci.-tech. review. Moscow: IRTs Gazprom, 2000. (Russ.).
15. STAROBINETS, I.S. Expansion and conditions of forming for different types of gas-condensate deposits and their oil rims [Rasprostraneniye i usloviya formirovaniya razlichnykh tipov gazokondensatnykh zalezhey i ikh neftyanykh otorochek]. *Sovetskaya Geologiya*, 1980, no. 1, pp. 20–26. (Russ.).
16. STASOVA, O.V., V.Ye. ANDRUSEVICH. Types of oils and condensates in Mesozoic sediments at north of West-Siberian plate [Tipy neftey i kondensatov v mezozoyskikh otlozheniyakh severa Zapadno-Sibirskoy plity]. *Organicheskaya Geokhimiya Mezozoyskikh i Paleozoyskikh Otlozheniy Sibiri*, Novosibirsk: Siberian Scientific Research Institute for Geology, Geophysics and Mineral Stock, 1981, is. 286, pp. 29–36, ISSN 0583-1822. (Russ.).
17. STROGANOV, L.V., V.A. SKOROBOGATOV. *Western-Siberian gases and oils of earlier generation* [Gazy i nefti ranney generatsii Zapadnoy Sibiri]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2004. (Russ.).
18. HUNT, J.M. *Petroleum geo chemistry and geology*. Translated from Engl. Moscow: Mir, 1982. (Russ.).

УДК 550.812.14

Комплексная технология построения прогнозных сейсмофациальных и геологических моделей с использованием нейронных сетей для распознавания коллекторов венда в разрезе для оптимизации эксплуатационного бурения при разработке Чаяндинского месторождения

Е.А. Пылев¹, А.В. Пинчук^{1*}, Е.Е. Поляков¹, И.В. Чурикова¹, С.Ю. Ромащенко¹, Д.С. Волков¹, М.А. Творогов¹, Н.Д. Гачегова¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1

* E-mail: A_Pinchuk@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: месторождение, залежь, геологическая модель, газ, разлом, исследования.

Тезисы. Описаны геологическое строение, литологический состав, структурные и петрофизические закономерности залежей Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (ЧНГКМ). Приведены методики, алгоритмы и результаты внедрения инновационных технологий интерпретации комплекса геофизических исследований скважин (ГИС) и 3D сейсморазведки с использованием нейронных сетей для оптимизации расстановки эксплуатационного разбуривания и обеспечения проектных показателей (стартовых дебитов и т.д.) на этапе промышленного освоения залежей. Впервые на уникальном ЧНГКМ построена цифровая геологическая модель на основе петрофизической модели 16 литологических компонент (включая засоление) коллекторов ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов, которая позволила достичь достоверности литологии и подсчетных параметров не менее 90 %. Впервые обоснована и подтверждена результатами последующего бурения эксплуатационных скважин в разрезе ЧНГКМ комплексная технология интерпретации сейсморазведки и ГИС с использованием петрофизической компонентной модели и адаптивной методики прогнозирования литологии и емкостных свойств ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов ЧНГКМ в межскважинном пространстве с использованием нейронных сетей в среднем с достоверностью прогноза эффективных толщин в локальных секторных геологических моделях в диапазоне 70...90 %. Синергический эффект применения двух разработанных инновационных методик оценки многокомпонентной литологии из петрофизической модели, по данным ГИС (1) и прогнозирования эффективных толщин по литологической сейсмофациальной и геологической модели с использованием искусственного интеллекта (2), позволил впервые достичь решения обратной задачи прогноза песчано-глинистых коллекторов на глубинах до 2 км с достоверностью, превышающей 0,7.

На этапе промышленного освоения залежей Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (ЧНГКМ) ПАО «Газпром» проводится его активное доизучение. Внедрение инновационных технологий оптимизации расстановки эксплуатационного разбуривания и обеспечения проектных показателей (стартовых дебитов и т.д.) по заданию ПАО «Газпром» выполняет ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Проблемами геолого-геофизического изучения ЧНГКМ на всех стадиях его изученности занимались специалисты многих научно-исследовательских и научно-производственных организаций: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ООО «Газпром недра» (ООО «Газпром геологоразведка», ООО «Газпром георесурс»), ООО «Газпром нефть – Заполярье», ООО «ЦНИПГИС», АО «Октопус», компания Schlumberger и др. Основу научных исследований на месторождении составили результаты работ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», которые освещены в научных изданиях, отчетах о научно-исследовательской работе, доложены на заседаниях Комиссии газовой промышленности по разработке, Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ФБУ «ГКЗ»), научных конференциях и других форумах [1–10]. Интеграция усилий ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (подсчет запасов 2014 и 2022 гг., проект разработки

2014 г. и дополнение к проекту разработки 2022 г., внедрение технологии межскважинного гидропрослушивания для выявления непроницаемых экранирующих разломов и т.п.) и других организаций позволила добиться максимально возможной эффективности разработки ЧНГКМ – одного из наиболее сложных гигантских месторождений углеводородов в мире. В пределах ЧНГКМ выделяются пять крупных тектонических блоков: Северный, Южный I, Южный II, Саманчакинский и Восточно-Талаканский. Всего на месторождении в пределах ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов выделены 42 залежи. Залежи относятся к ловушкам неантиклинального типа, осложненным тектоническими и литологическими экранами.

Технология ООО «Газпром ВНИИГАЗ» по построению прогнозных сейсмогеологических и геологических моделей с использованием нейронных сетей для распознавания коллекторов венда в разрезе и их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) требует широкого обсуждения всеми заинтересованными специалистами, подробного геолого-геофизического обоснования и подтверждения эффективности на разбуриваемых участках ЧНГКМ. Оптимизация размещения горизонтальных стволов при бурении эксплуатационных скважин 3-й очереди позволила оценить реальную эффективность прогнозов коллекторов по сопоставлению с фактически пробуренными скважинами – точность 70...90 %.

ЧНГКМ имеет сложное геологическое строение и обладает рядом специфических особенностей, обусловленных главным образом существенной изменчивостью обстановок осадконакопления и активными тектоническими процессами на протяжении всей истории геологического развития осадочного бассейна [1–5]. Последний оперативный подсчет запасов (ОПЗ) был выполнен и защищен коллективом ООО «Газпром ВНИИГАЗ» на ГКЗ в 2022 г.

Промышленная нефтегазоносность месторождения установлена в терригенных отложениях венда. Продуктивными являются ботубинский ($V-C_1$), хамакинский ($V-C_1$) и талахский ($V-C_1$) горизонты. Дебиты газа достигают 867; 770 и 368 тыс. м³/сут соответственно для ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов; дебиты нефти для ботубинского и хамакинского горизонтов достигают

до 55 м³/сут. По величине извлекаемых запасов, составляющих более 1000 млрд м³, месторождение относится к уникальным.

Геологическая модель месторождения, построенная для ОПЗ 2022 г., основана на результатах обработки и переинтерпретации данных сейсморазведки 3D в объеме 6300 км² и данных бурения 353 поисково-разведочных и эксплуатационных скважин: в том числе восьми параметрических, 14 поисковых, 99 разведочных, 11 опытно-промышленной разработки, 221 эксплуатационной в газовой части.

Достоверность геологической модели месторождения обусловлена результатами структурной интерпретации сейсморазведки 3D, прошедшей экспертизу ГКЗ, и результатами разработанной в 2021 г. ООО «Газпром ВНИИГАЗ» многокомпонентной методики интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) по литотипам, одобренной решением экспертного технического совета (ЭТС) ФБУ «ГКЗ». ЭТС рекомендовал к применению данную методику интерпретации ГИС при подсчете запасов углеводородов и геолого-гидродинамическом моделировании ЧНГКМ (протокол № 4 заседания секции углеводородного сырья ЭТС ГКЗ от 30.04.2021). Все разработанные петрофизические модели имеют высокий коэффициент корреляции R – от 0,65 до 0,95. Достоверность выделения литотипов по сопоставлению с керном составляет 82...78 % (ботубинский и хамакинский горизонты) и 60 % (талахский горизонт).

При последующем бурении после ОПЗ на этапе промышленного освоения залежей ЧНГКМ геологическую модель подтвердили 248 из 250 пробуренных скважин (2 скважины 1-го этапа бурения уточнили газоводяной контакт (ГВК) в краевом блоке Юж 1-1). Единичные случаи отличия геологического строения месторождения от принятой модели возможны и определяются значительной неоднородностью вендских отложений и существенным влиянием зоны верхней части разреза и мелкоамплитудной разломной тектоники на результаты структурной интерпретации сейсморазведки 3D. В основном они связаны с уточнением ГВК в краевых блоках и возможного появления не выявленных по сейсморазведке изолированных новых блоков.

Достоверность подсчета запасов ЧНГКМ и геологической модели в целом подтверждается стабильностью величины

геологических запасов газа, утвержденных ФБУ «ГКЗ». Запасы изменились в 2015 г. относительно подсчета запасов 2000 г. на +1 %, в 2022 г. относительно подсчета запасов 2015 г. на –4 %. По мере накопления геолого-геофизической и промысловой информации (на 300 % и более) точность подсчета запасов, геологической и петрофизической моделей практически не изменилась и не вышла из доверительного интервала ± 5 %, что для практики ПАО «Газпром» и ФБУ «ГКЗ» является научным достижением.

В **ботубинском** горизонте выделяются 10 самостоятельных залежей, приуроченных к трем тектоническим блокам: Северному, Южному I и Южному II. Эффективные газонасыщенные толщины по ботубинскому горизонту изменяются от 0,3 до 21,3 м. Средневзвешенные значения коэффициента пористости по горизонту составляют 0,14 д. ед., коэффициента газонасыщенности – 0,76 д. ед. Физико-химические свойства газа и конденсата были рассчитаны по результатам исследования проб пластовых флюидов. В расчетах использованы исследования 63 проб пластового газа, отобранные из 63 скважин.

В терригенных отложениях **хамакинского** горизонта верхнего отдела вендской системы выделяется 21 залежь углеводородов в шести тектонических блоках: Северном, Западном, Южном I, Южном II, Восточно-Талаканском и Саманчакиском. Эффективные газонасыщенные толщины по горизонту изменяются от 0,4 до 47 м. Средневзвешенные значения коэффициента пористости по горизонту составляют 0,10 д. ед. Коэффициент газонасыщенности – 0,72 д. ед. Физико-химические свойства газа и конденсата были рассчитаны по результатам исследования проб пластовых флюидов.

В терригенных отложениях **талахского** горизонта верхнего отдела вендской системы были установлены 11 залежей углеводородов, приуроченные к четырем тектоническим блокам: Северному, Южному I, Южному II, Саманчакискому. Эффективные газонасыщенные толщины по горизонту изменяются от 0,4 до 48,5 м. Средневзвешенное значение коэффициента пористости по горизонту составляет 0,12 д. ед., коэффициента газонасыщенности – 0,56 д. ед. Физико-химические свойства газа и конденсата были рассчитаны по результатам исследования 28 проб пластовых флюидов. Согласно данным ОПЗ, геологические запасы

свободного «сухого» газа незначительно уменьшились по сравнению с числящимися на государственном балансе. Изменение начальных геологических запасов связано с уточнением модели месторождения (структурной основы), уточнением эффективных газонасыщенных толщин по залежам, уточнением физико-химических свойств углеводородов и подсчетных параметров пористости и нефтегазонасыщенности.

Выделение коллекторов и определение эффективных толщин осуществлялось с помощью всего комплекса прямых качественных признаков проникновения фильтрата промывочной жидкости в породу, а также прямых и косвенных количественных критериев. Привлекались также прямые количественные критерии, устанавливаемые в каждом из однородных пропластков каждой конкретной скважины по данным гидродинамического каротажа. В качестве косвенных количественных критериев приняты граничные значения коэффициентов пористости ($K_{п.гр}$) и проницаемости ($K_{пр.гр}$), определенные по сопоставлениям с эффективной пористостью:

- *ботубинский горизонт* – незасолоненные породы: $K_{п.гр} = 0,039$ д. ед., $K_{пр.гр} = 0,8$ мД; засолоненные породы: $K_{п.гр} = 0,013$ д. ед., $K_{пр.гр} = 0,8$ мД;

- *хамакинский горизонт* – незасолоненные породы (газ): $K_{п.гр} = 0,04$ д. ед., $K_{пр.гр} = 0,7$ мД; незасолоненные породы (нефть): $K_{п.гр} = 0,046$ д. ед., $K_{пр.гр} = 1,0$ мД; засолоненные породы: $K_{п.гр} = 0,02$ д. ед., $K_{пр.гр} = 0,7$ мД;

- *талахский горизонт* – незасолоненные породы: $K_{п.гр} = 0,065$ д. ед., $K_{пр.гр} = 0,7$ мД; засолоненные породы: $K_{п.гр} = 0,045$ д. ед., $K_{пр.гр} = 0,7$ мД.

В наклонных и горизонтальных стволах эксплуатационных скважин ЧНГКМ выделение коллекторов осложняется несимметричностью исследуемой зоны прискважинного пространства (отсутствием теоретических решений прямой задачи для всех методов ГИС), ограниченностью комплекса ГИС в эксплуатационных скважинах относительно разведочных (отсутствие ядерно-магнитного каротажа, комплекса бокового и микробокового каротажа) и неоднозначностью прямых качественных признаков коллектора по ВИКИЗ¹ и ИК5²

¹ Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование.

² Пятизондовый индукционный каротаж.

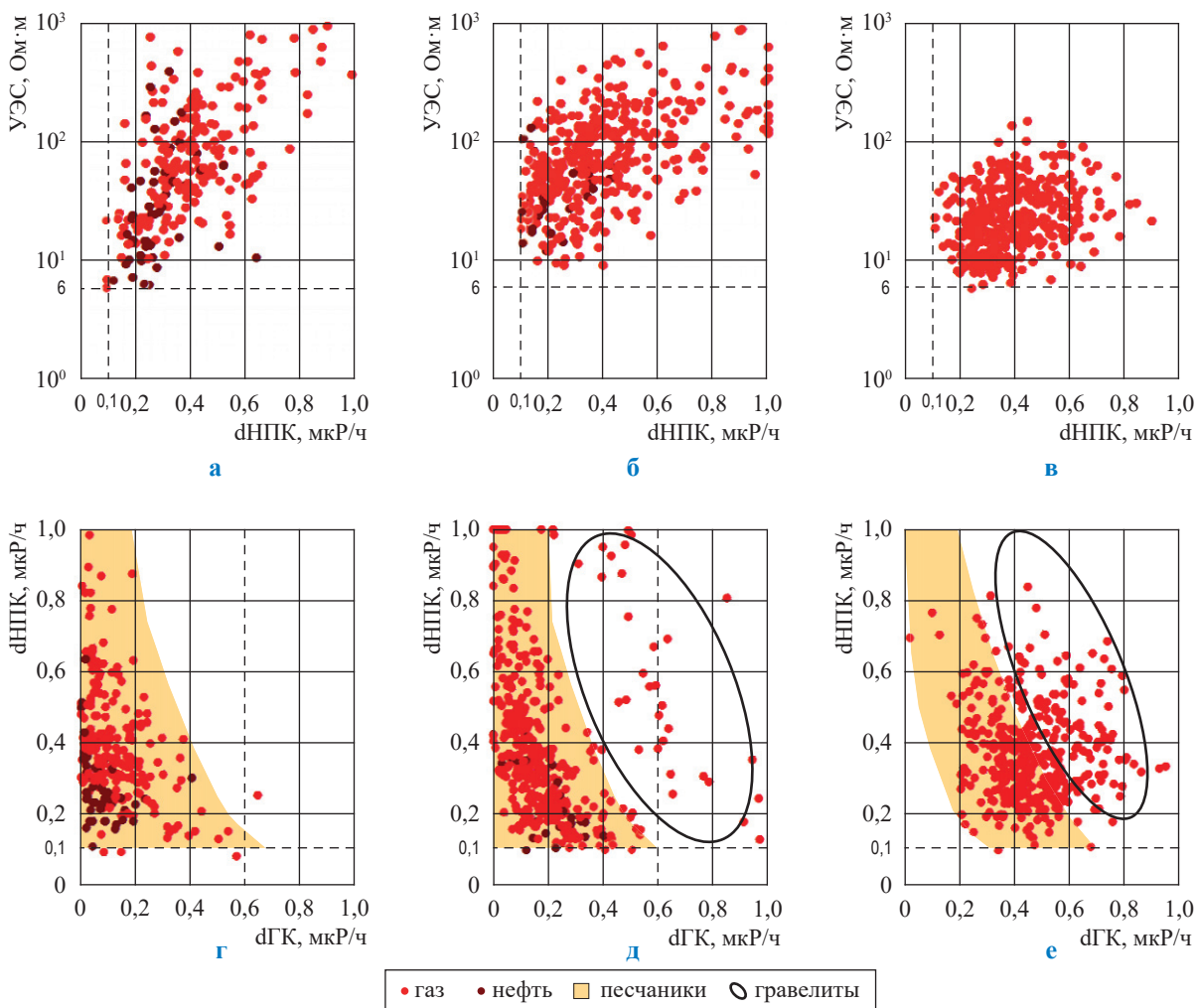


Рис. 1. Разработка количественных диагностических критериев для выделения продуктивных коллекторов в эксплуатационных скважинах по результатам сопоставления значений УЭС по ВИКИЗ – dНПК (а–в), dНПК – dГК (г–е) для ботубинского (а, г), хамакинского (б, д) и талахского (в, е) горизонтов ЧНГКМ. УЭС – удельное электрическое сопротивление; dГК – двойной разностный параметр ГК (гамма-каротажа); dНПК – двойной разностный параметр НК (нейтронного каротажа)

(приращение между зондами различной глубины наблюдается практически по всему разрезу). В связи с этим на основе анализа комплекса данных разведочного бурения специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» для условий эксплуатационного бурения были использованы дополнительные количественные критерии для выделения газонасыщенных коллекторов (рис. 1).

В соответствии с разработанными диагностическими критериями первичное выделение проницаемых продуктивных интервалов³ проводилось по следующим условиям:

Песчаники:

УЭС ВИКИЗ > 6,0 Ом·м;
dНК > 0,1 д. ед.;
dГК < 0,6 д. ед.

Гравелиты:

УЭС ВИКИЗ > 6,0 Ом·м;
dНК > 0,1 д. ед.;
dГК > 0,6 д. ед.

Далее в выделенных интервалах использовались прямые количественные критерии.

Изложенный выше методический подход в полной мере обеспечивает достоверное определение эффективных газонасыщенных и нефтенасыщенных интервалов. Выделенные таким образом интервалы коллекторов включались в эффективную толщину.

³ Значение 6 Ом·м является минимальной границей, по данным ГИС, для продуктивных коллекторов в разведочных скважинах, на практике

в газонасыщенном разрезе при горизонтальном бурении использовались значения 10...15 Ом·м.

Определение пористости пород ботубинского, хамакинского и талахского продуктивных горизонтов реализовано по данным акустического и гамма-гамма-плотностного каротажа с использованием зависимостей импеданса G от пористости типа «кern – kern» и «кern – ГИС». Зависимости «кern – ГИС», дифференцированные по степени галитизации отложений продуктивных горизонтов, впервые в России в практике подсчетов запасов реализованы для ЧНГKM [9]. Пример зависимостей для хамакинского горизонта приведен на рис. 2.

В случаях отсутствия гамма-гамма-плотностного каротажа определение коэффициентов пористости пород проводилось по данным акустического каротажа (АК). Эти зависимости также были впервые дифференцированы

по степени галитизации. Для засоленных коллекторов ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов установлена единая зависимость $K_n = f(\Delta t)$, где Δt – интервальное время пробега упругой волны, мкс/м:

$$K_n = 0,00255\Delta t - 0,472; \quad N = 20; R^2 = 0,68. \quad (1)$$

Для незасоленных коллекторов хамакинского горизонта зависимость K_n от Δt дифференцирована по двойному разностному параметру ГК ($dJ_{ГК}$):

$$K_n = \frac{\Delta t - 169}{560 - 169} - 0,188dJ_{ГК}; \quad N = 124; R^2 = 0,69. \quad (2)$$

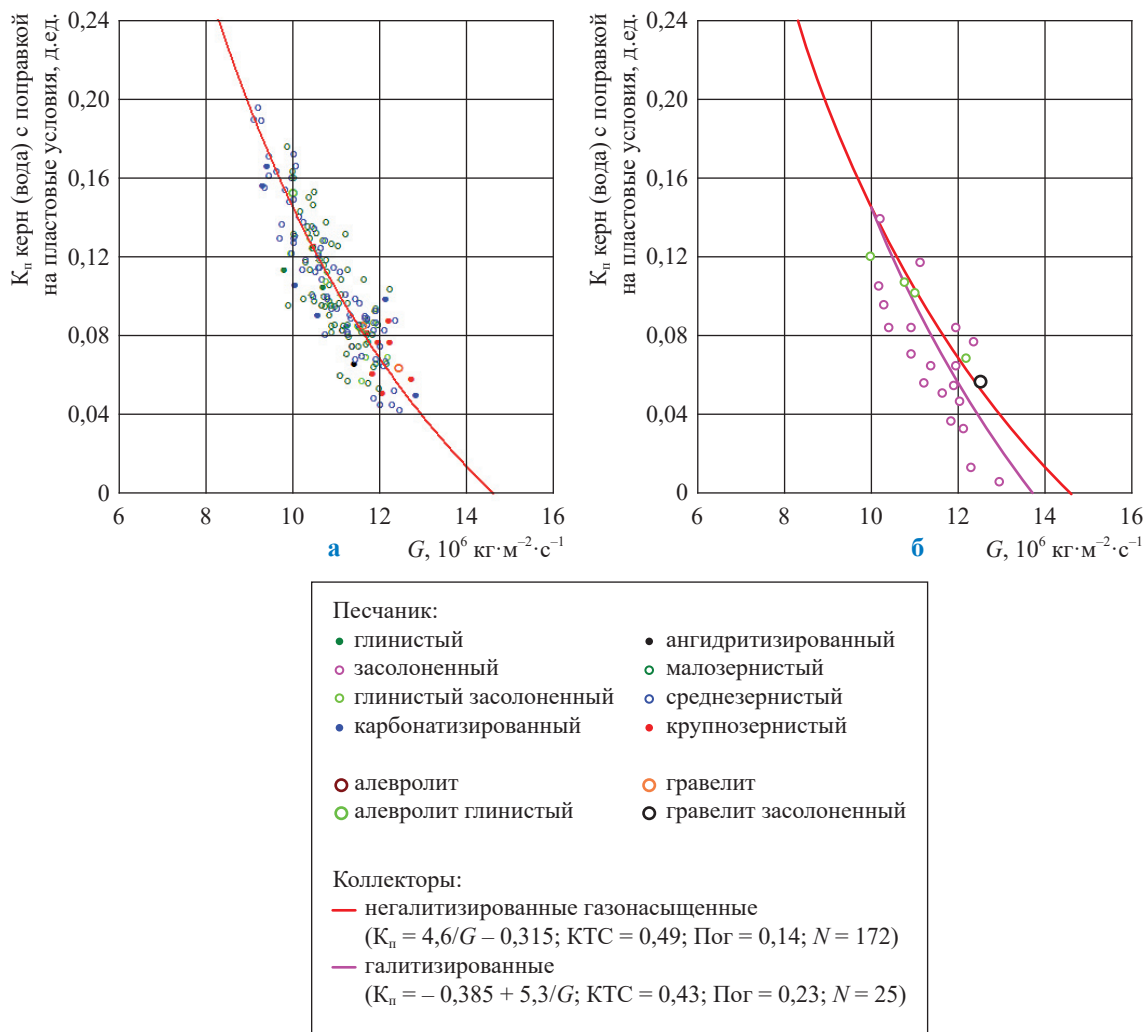


Рис. 2. Зависимость коэффициента пористости от акустического импеданса для пород хамакинского горизонта ЧНГKM: а – негалитизированных; б – галитизированных: КТС – коэффициент тесноты связи; Пог – погрешность зависимости; N – количество образцов керна, по измерениям на которых построена зависимость

Для незасолоненных коллекторов *талахского* горизонта данные «кern – ГИС» выражаются зависимостью:

$$K_n = \frac{\Delta t - 178}{445};$$

$$N = 118; R^2 = 0,62. \quad (3)$$

Оценка содержания галита в поровом пространстве, по данным ГИС, и выделение галитизированных интервалов

Анализ чувствительностей методов ГИС к влиянию засоления показал, что наибольшей эффективностью при определении степени галитизации отличается комплексирование нейтрон-нейтронного каротажа (ННК) и нейтронного гамма-гамма каротажа (НГК). При равном водородосодержании показания ННК-Т⁴ меньше для пород, имеющих в своем составе высокую концентрацию элементов с аномально высоким сечением поглощения тепловых нейтронов, таких как хлор, бор и др. [11]. Таким образом, наличие галита будет занижать показания ННК-Т.

Форма кривой НГК обычно близка ННК-Т и определяется в первую очередь содержанием водорода. На втором месте по влиянию на показания НГК после водорода стоят элементы, обладающие одновременно высоким сечением поглощения тепловых нейтронов и аномально высокой интенсивностью гамма-излучения радиационного захвата. В осадочных горных породах таким элементом является хлор, дающий при захвате одного нейтрона в среднем два-три относительно высокоэнергетических гамма-кванта. Повышение концентрации хлора в горной породе сопровождается при равном водородосодержании увеличением среднего числа гамма-квантов на один нейтрон и, следовательно, ростом показаний НГК [11]. Таким образом, показания НГК увеличиваются, а ННК-Т с увеличением содержания хлора (соответственно галита) уменьшаются (нейтроны дополнительно поглощаются).

Для выделения засоленных пород использовалась нормализация кривых НГК и ННК или в случае отсутствия в комплексе ГИС ННК – нормализация НГК и АК. В качестве одного опорного пласта выбирались высокоомные уплотненные породы с низким

водородосодержанием, низкими показаниями АК (скорость распространения упругих волн (170...180 мкс/м) и высокими показаниями гамма-гамма плотностного каротажа (объемная плотность породы 2,9...3,0 г/см³). В качестве 2-го пласта выбирался интервал высокорadioактивных размытых глин с высоким водородосодержанием в каверне, высокими показаниями АК (280-300 мкс/м) и низкими гамма-гамма-плотностного каротажа (2,3...2,4 г/см³). Установлена зависимость (4) между общим содержанием солей ($C_{\text{соль}}$), по данным водных вытяжек рентгено-фазового анализа, и приращением ($\Delta\text{НК}$) нормализованных кривых НГК и ННК-Т, имеющая общий вид для коллекторов ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов при $K_n < 0,12$ д. ед.:

$$C_{\text{соль}} = 43,4\Delta\text{НК} - 0,971;$$

$$N = 32; R^2 = 0,83. \quad (4)$$

При $K_n > 0,12$ д. ед. содержание соли в интервалах в основном не превышает 5%. Такие коллекторы рассматривались как незасолоненные [7, 9] (рис. 3).

Оценка характера насыщенности коллекторов и выделение эффективных нефтегазонасыщенных толщин

Разделение коллекторов на *продуктивные* и *водонасыщенные* производилось по результатам обработки данных ГИС путем использования количественного критерия критической водонасыщенности (K_n^*). Критическая водонасыщенность характеризует максимально возможную водонасыщенность коллекторов, которая обеспечивает получение безводного притока газа при конкретных ФЕС пород. Определение значений K_n^* производилось путем анализа данных капилляриметрических исследований, проведенных на коллекции образцов керна в реальном диапазоне изменения их коллекторских свойств. По данным капилляриметрии, осуществлен расчет относительных проницаемостей по газу ($K_{\text{пр.отн}}^g$) и воде ($K_{\text{пр.отн}}^в$) по формулам Бурдайны:

$$K_{\text{пр.отн}}^в = \left(\frac{K_{\text{в}} - K_{\text{во}}}{1 - K_{\text{во}}} \right)^a; \quad (5)$$

$$K_{\text{пр.отн}}^g = \left(\frac{1 - K_{\text{но}} - K_{\text{в}}}{1 - K_{\text{но}} - K_{\text{во}}} \right)^b, \quad (6)$$

⁴ Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам.

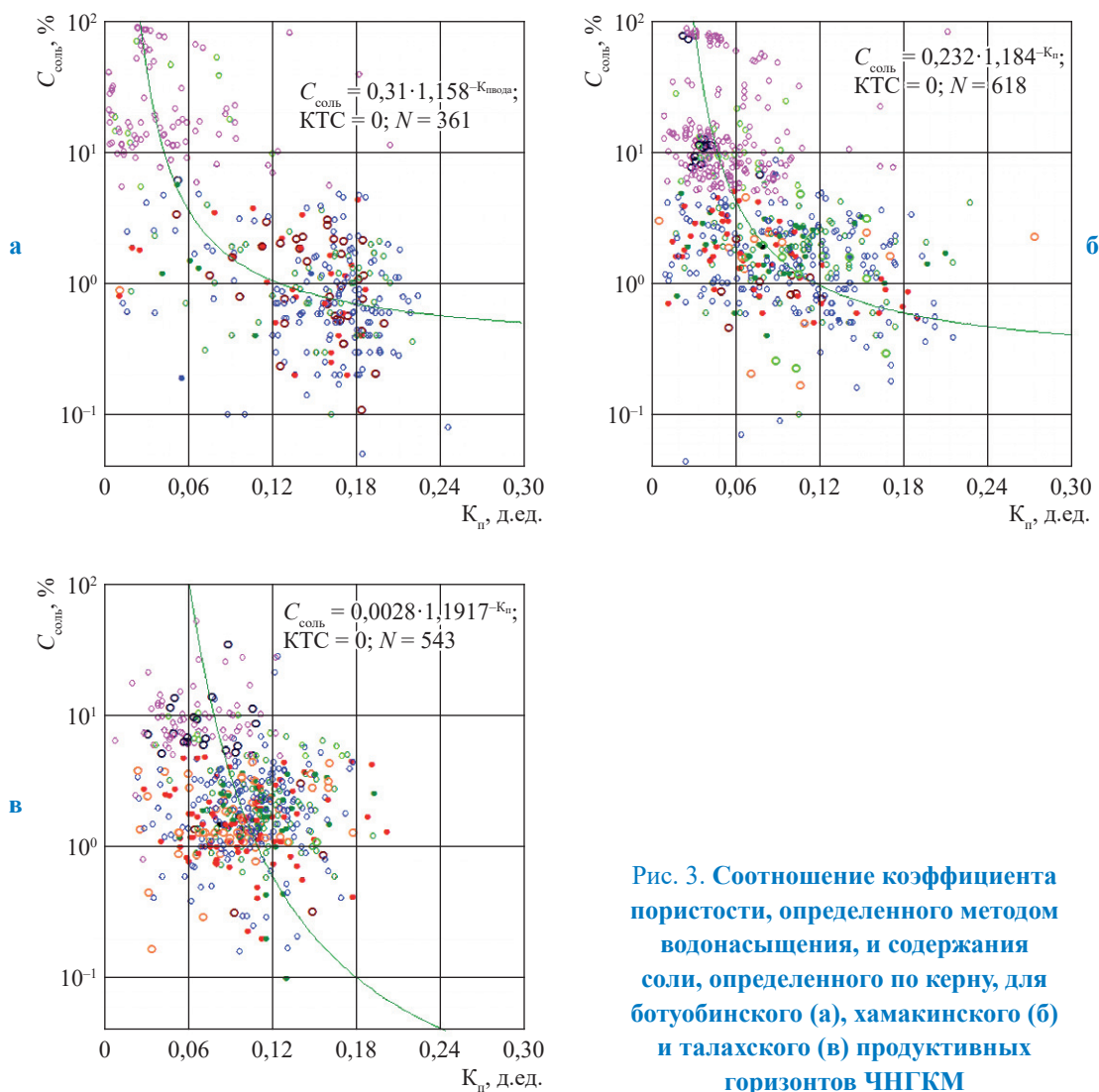


Рис. 3. Соотношение коэффициента пористости, определенного методом водонасыщения, и содержания соли, определенного по керну, для ботубинского (а), хамакинского (б) и талахского (в) продуктивных горизонтов ЧНГКМ

где $K_{\text{в}}$ – текущая водонасыщенность; $K_{\text{во}}$ – остаточная водонасыщенность; $K_{\text{но}}$ – остаточная нефтенасыщенность.

Константы a и b в уравнениях Бурдайна, соответствующие изучаемому типу пород, рассчитываются программным путем согласно методическим рекомендациям [12]. По кривым зависимостей (5) и (6) оценена величина $K_{\text{в}}^*$ – водонасыщенность, при которой в потоке «пластового» газа появляется подвижная вода. Полученные при этом связи $K_{\text{в}}^*(K_{\text{п}})$ использовались для нахождения значений количественного критерия $K_{\text{в}}^*$ для пластов-коллекторов по их пористости, определенной посредством ГИС:

- ботубинский горизонт:

$$K_{\text{в}}^* = -0,414 \lg(K_{\text{п}}) + 0,0508; \quad (7)$$

- хамакинский горизонт:

$$K_{\text{в}}^* = -0,421 \lg(K_{\text{п}}) + 0,125; \quad (8)$$

- талахский горизонт:

$$K_{\text{в}}^* = -0,351 \lg(K_{\text{п}}) + 0,23. \quad (9)$$

Пласт-коллектор признавался продуктивным (нефтегазонасыщенным) при соблюдении соотношения $K_{\text{в}} < K_{\text{в}}^*$ и водонасыщенным, если $K_{\text{в}} > K_{\text{в}}^*$.

Разделение продуктивных коллекторов на газо- и нефтенасыщенные осуществлялось по данным испытаний и опробования пластов на кабеле с привлечением материалов НГК и АК. Данные ОПК использовались и интерпретировались индивидуально в каждом

конкретном пластопересечении. Во всех случаях предпочтение отдавалось прямым признакам насыщенности коллекторов – присутствию в пробе пластовых флюидов.

Определение коэффициентов нефтегазонасыщенности

Исследования керн по 12 скважинам, дополнившие базу петрофизических исследований в 2022 г., подтвердили ранее разработанные при подсчете запасов 2015 г. зависимости $P_n(K_n)$ и $P_n(K_b)$, где P_n и P_b – параметры пористости и насыщенности соответственно:

- для ботубинского горизонта:

$$P_n = \frac{1}{K_n^{1,75}};$$

$$N = 255; R^2 = 0,76; \quad (10)$$

$$P_n = \frac{1}{K_b^{1,53}};$$

$$N = 374; R^2 = 0,79; \quad (11)$$

- для хамакинского горизонта:

$$P_n = \frac{1}{K_n^{1,82}};$$

$$N = 562; R^2 = 0,56; \quad (12)$$

пласт ХМ₁: $P_n = \frac{1}{K_b^{1,33}};$

$$N = 59; R^2 = 0,52; \quad (13)$$

пласт ХМ₂: $P_n = \frac{1}{K_b^{1,83}};$

$$N = 1425; R^2 = 0,5; \quad (14)$$

- для талахского горизонта:

$$P_n = \frac{1}{K_n^{1,9}};$$

$$N = 420; R^2 = 0,55; \quad (15)$$

$$P_n = \frac{1}{K_b^{1,7}};$$

$$N = 1667; R^2 = 0,71. \quad (16)$$

Выделение литологических типов коллекторов осуществлено при классификации всей базы изученного керн по литологии (по описанию образцов). При этом все многообразие литологических разностей сгруппировали в 16 литотипов (песчаники мелкозернистые; песчаники среднезернистые; песчаники

крупнозернистые; песчаники засоленные; алевролиты; алевролиты глинистые; песчаники глинистые; гравелиты; аргиллиты; мергели; конгломераты, брекчия; песчаники карбонатные; песчаники ангидритизированные; доломиты, известняки; ангидриты; магматические и метаморфизованные породы). В интервалах коллекторов без учета мезонеоднородности (тонкого переслаивания) выделяются 4 литотипа (крупнозернистые песчаники; средне-мелкозернистые песчаники; алевролиты и глинистые песчаники; галитизированные песчаники) в *ботубинском* горизонте, 5 литотипов (крупно-среднезернистые песчаники; мелкозернистые песчаники; гравелиты; алевролиты и глинистые песчаники; галитизированные песчаники) в *талахском горизонте*. На фильтрационные характеристики коллекторов ботубинского и хамакинского горизонта наибольшее влияние оказывают вторичные изменения – степень эпигенетического изменения и количество ангидрита, доломита и галита. Указанные литотипы выделяются в разрезе по комплексу литологических критериев – диапазонов изменения данных ГИС (двойных разностных параметров гамма- (dГК, д. ед.) и нейтронного (dНК, д. ед.) каротажа; содержания калия (СГК (К), %) и тория (СГК (Th), млн⁻¹) по спектральному гамма каротажу; данные гамма-гамма-плотностного (ГГК-П, г/см³) и акустического (АКп (dt), мкс/м) каротажа; УЭС, Ом·м). В коллекторах талахского горизонта влияние всех трех факторов крайне высокое. Засоление, ангидритизация и доломитизация отмечаются в любых литотипах независимо от их структурно-текстурных особенностей. Результаты количественного анализа процентного содержания литотипов в разрезе скважины по описанию керн и выделенных по ГИС показали достаточную сходимость этих величин (рис. 4).

Критерии оценки неоднородности, по данным ГИС, впервые разработаны на основе данных микросканеров (FMI) по 14 скважинам [9], которые были увязаны по глубине с данными стандартного и дополнительного комплекса ГИС, а также с литологическим макроописанием керн и результатами петрофизических исследований.



Рис. 4. Процентные соотношения литотипов по данным описания керна (а, в, д), сопоставленные с результатами выделения литотипов по ГИС (б, г, е) для коллекторов ботубинского (а, б), хамакинского (в, г) и талахского (д, е) горизонтов ЧНГКМ

Граничные значения коэффициента неоднородности $K = \frac{УЭС_n - УЭС_{зп}}{УЭС_n}$, где $УЭС_n$ –

электрическое сопротивление пласта; $УЭС_{зп}$ – зоны проникновения, установлены по дифференциальным распределениям (рис. 5). Коэффициент K отражает изменение $УЭС$ зоны проникновения в пласте-коллекторе. Он увеличивается в однородных пластах и уменьшается в неоднородных, что связано с интегрированным отображением на данных разноглубинного электромагнитного (или токового) каротажа (ВИКИЗ и/или ИК5; МБК-БК⁵ и др.) переслаивания пропластков, с отсутствием и наличием зоны проникновения, его глубиной относительно однородного пласта.

По критериям, установленным различными комплексами ГИС, в разведочных скважинах ЧНГКМ выделены однородные и неоднородные коллекторы (рис. 6).

Из приведенных на рис. 6 гистограмм следует однозначный вывод: мезонеоднородность

коллекторов (тонкослоистость в масштабе керновых колонок и ГИС) с глубиной увеличивается.

Определение коэффициента проницаемости по коэффициентам пористости и/или эффективной пористости традиционно характеризуется низкой теснотой связи (при использовании эффективной пористости теснота выше). Для сложнопостроенных терригенных коллекторов венда продуктивных горизонтов ЧНГКМ это обусловлено рядом факторов, которые можно разделить на четыре крупные группы [5, 6]:

1) седиментационные, к которым относятся структурно-текстурные характеристики обломочных пород: размер зерен, окатанность, степень сортировки, макро- и микро-неоднородность, состав обломочных минералов, количество седиментационного глинистого материала;

2) степень эпигенетического изменения коллекторов, которая определяет процессы регенерации, пластической деформации и аутигенного минералообразования;

⁵ БК – боковой каротаж; МБК – микробоковой каротаж

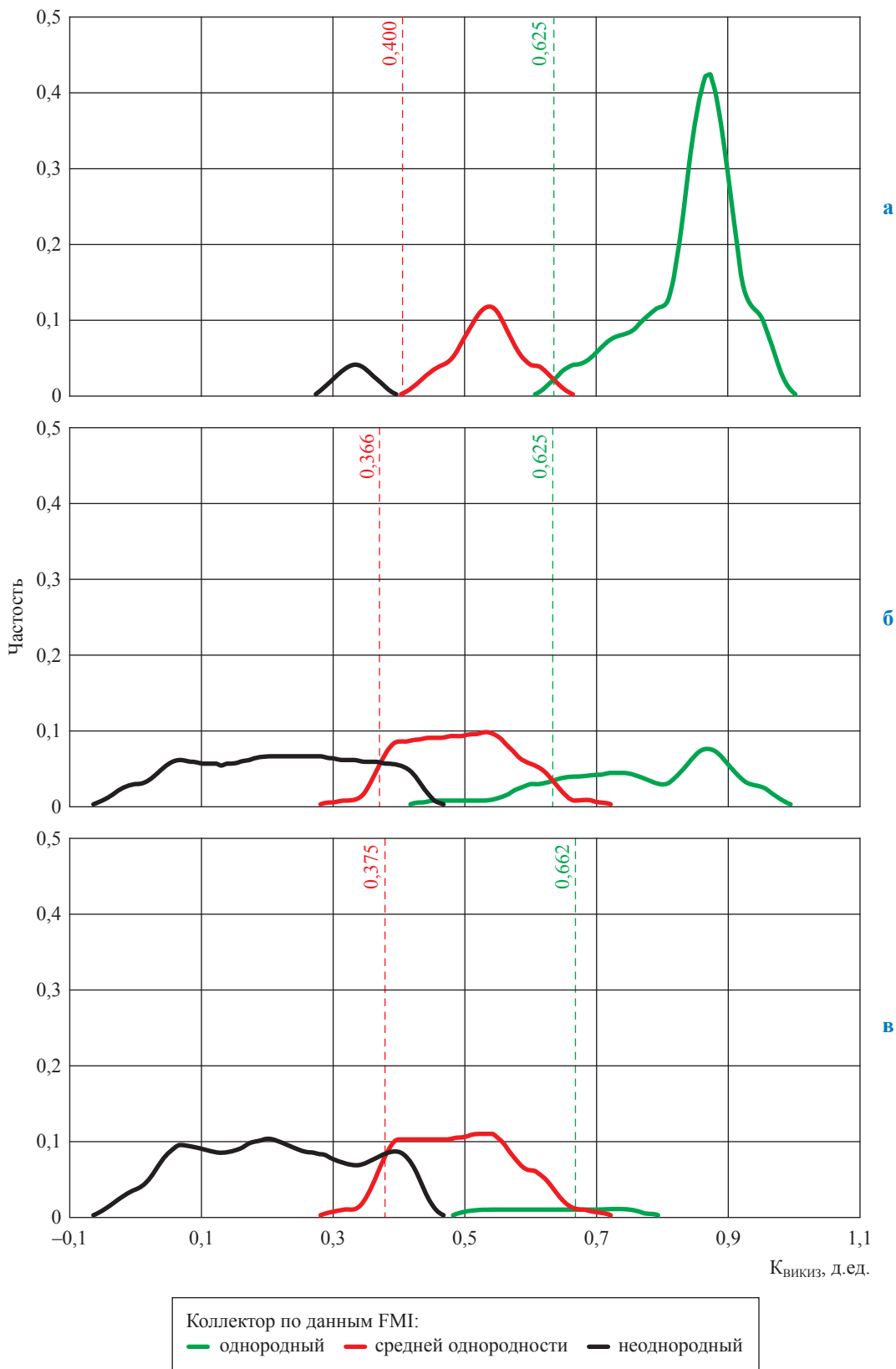


Рис. 5. Распределения коэффициента неоднородности по ВИКИЗ для трех типов неоднородности разреза, по FMI. Ботубинский (а), хамакинский (б), талахский (в) горизонты ЧНГКМ

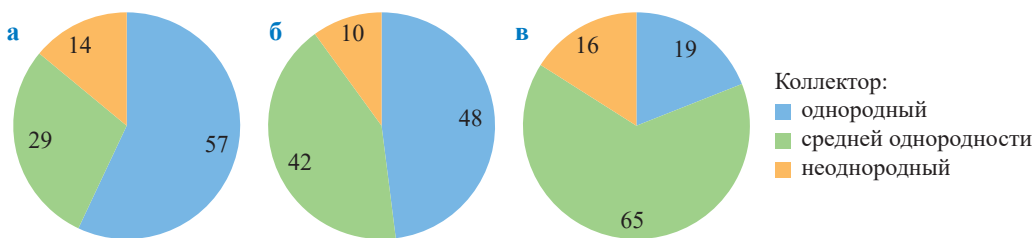


Рис. 6. Процентное соотношение коллекторов разной однородности, по данным ГИС, в разведочных скважинах ЧНГКМ: а – ботубинский горизонт; б – хамакинский горизонт; в – талахский горизонт

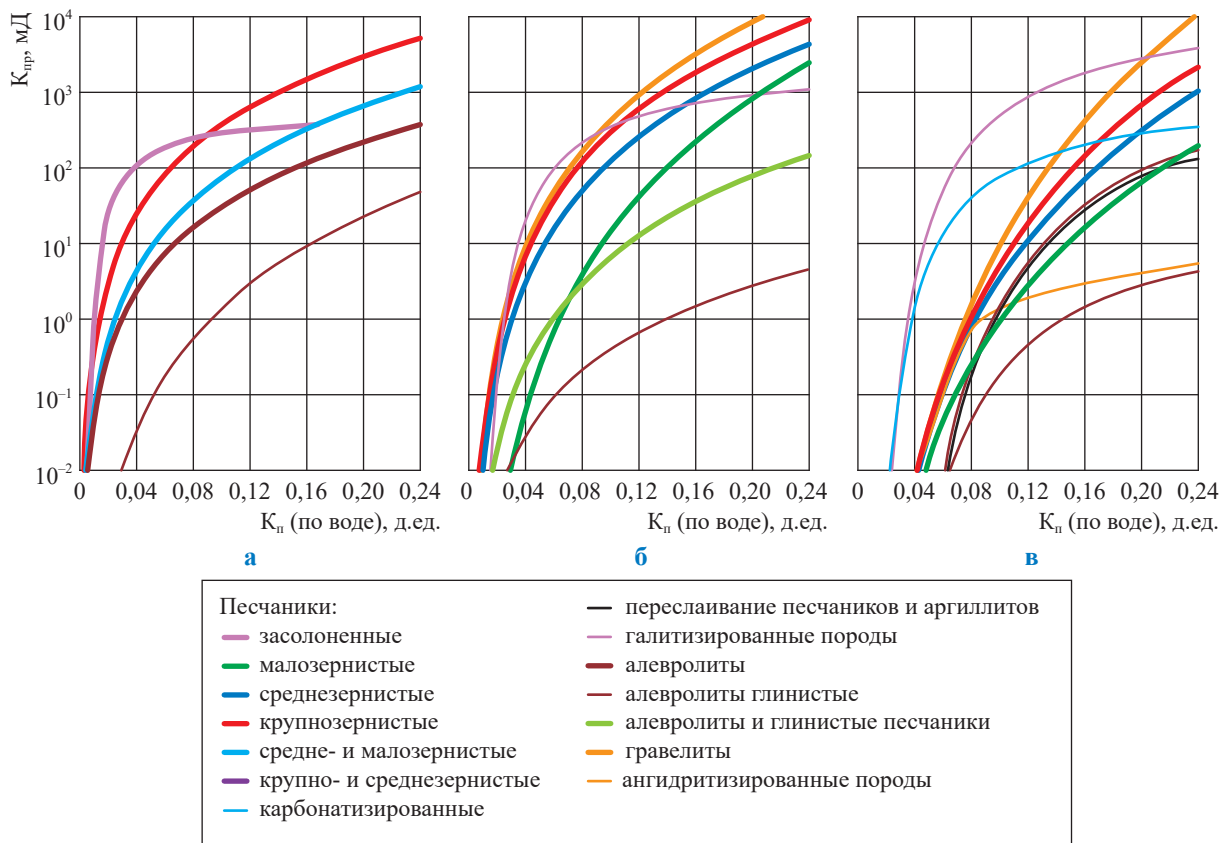


Рис. 7. Модель зависимостей коэффициента абсолютной проницаемости от коэффициента пористости для выделенных литотипов ботубинского (а), хамакинского (б) и талахского (в) горизонтов

3) заполнение порового пространства вторичными минералами: доломитом, ангидритом и галитом. На фильтрационные характеристики коллекторов ботубинского и хамакинского горизонтов наибольшее влияние оказывают вторичные изменения – степень эпигенетического изменения и количество ангидрита, доломита и галита;

4) структурно литологический фактор в масштабе колонки керна и ГИС (мезонеоднородность) – однородность коллекторов,

неоднородность (тонкое переслаивание песчано-алевролитно-глинистое), промежуточная неоднородность.

Проблема корректной оценки проницаемости также усугубляется тем, что все эти четыре группы факторов, определяющих проницаемость, встречаются в коллекторах пород продуктивных горизонтов как отдельно, так и вместе. Засолонение, ангидритизация и доломитизация отмечаются в любых литотипах независимо от их структурно-текстурных

особенностей. На рис. 7, 8 приведены обобщенные модели определения проницаемости $K_{пр} = f(K_n)$; $K_{пр} = f(K_{п.эф})$, где $K_{п.эф}$ – коэффициент эффективной пористости, по ботубинскому, хамакинскому и талахскому горизонтам с учетом литологического разделения.

Установленные зависимости $K_{пр} = f(K_{п.эф})$ рекомендуются для определения коэффициента проницаемости продуктивных горизонтов ЧНГКМ по ГИС с учетом выделения литотипов и разделения пород по степени однородности. На рис. 9 приведены примеры учета степени неоднородности в хамакинском горизонте.

Следует отметить, что по приведенным зависимостям определяется абсолютная проницаемость по газу в атмосферных условиях. Для максимального приближения к пластовым условиям были разработаны зависимости коэффициента эффективной проницаемости в пластовых условиях от коэффициента абсолютной проницаемости (пример приведен на рис. 10).

В итоге применения новой комплексной многокомпонентной петрофизической модели значения проницаемости по ГИС стали подтверждаться значениями проницаемости

по гидродинамическим исследованиям (фактически произошло уменьшение проницаемости по ГИС относительно стандартного подхода в среднем на 20...35 %).

Адаптивная методика прогнозирования литологии и емкостных свойств в межскважинном пространстве, по данным сейсморазведки МОГТ-3D на ЧНГКМ с использованием нейронных сетей, реализована в оперативном режиме предбуровых моделей и последующих уточненных моделей после бурения проектных скважин в районах кустового бурения. При моделировании разреза используется контролируемый вероятностный подход распределения литотипов, основанный на нейросетевой классификации. Эта технология демонстрирует свою эффективность в условиях возрастающего количества обрабатываемой информации, удобства интерпретации при наличии неоднозначности решения обратной задачи – районирования зон с улучшенными ФЕС.

Выполнение нейросетевого анализа с целью оптимизации прогноза коллекторов в межскважинном пространстве предполагает использование следующих входных данных:

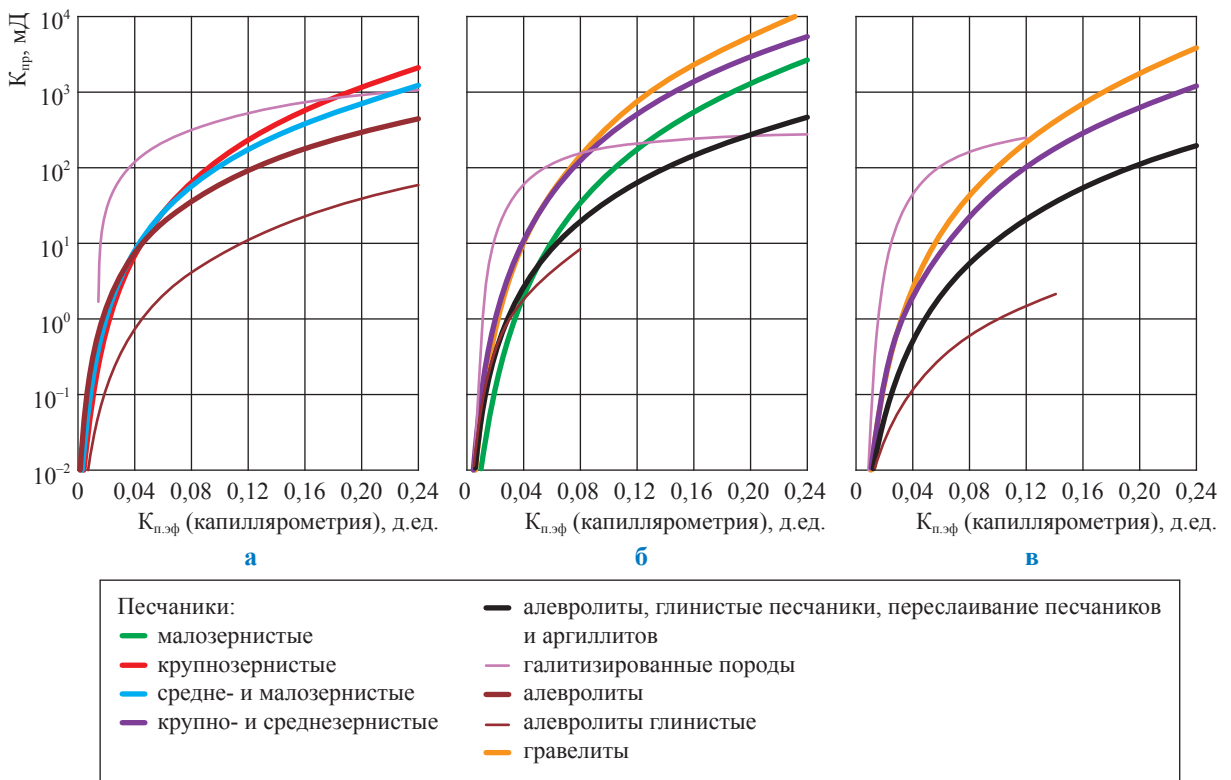


Рис. 8. Модель зависимостей коэффициента абсолютной проницаемости от коэффициента эффективной пористости (по капиллярметрии) для выделенных литотипов ботубинского (а), хамакинского (б) и талахского (в) горизонтов

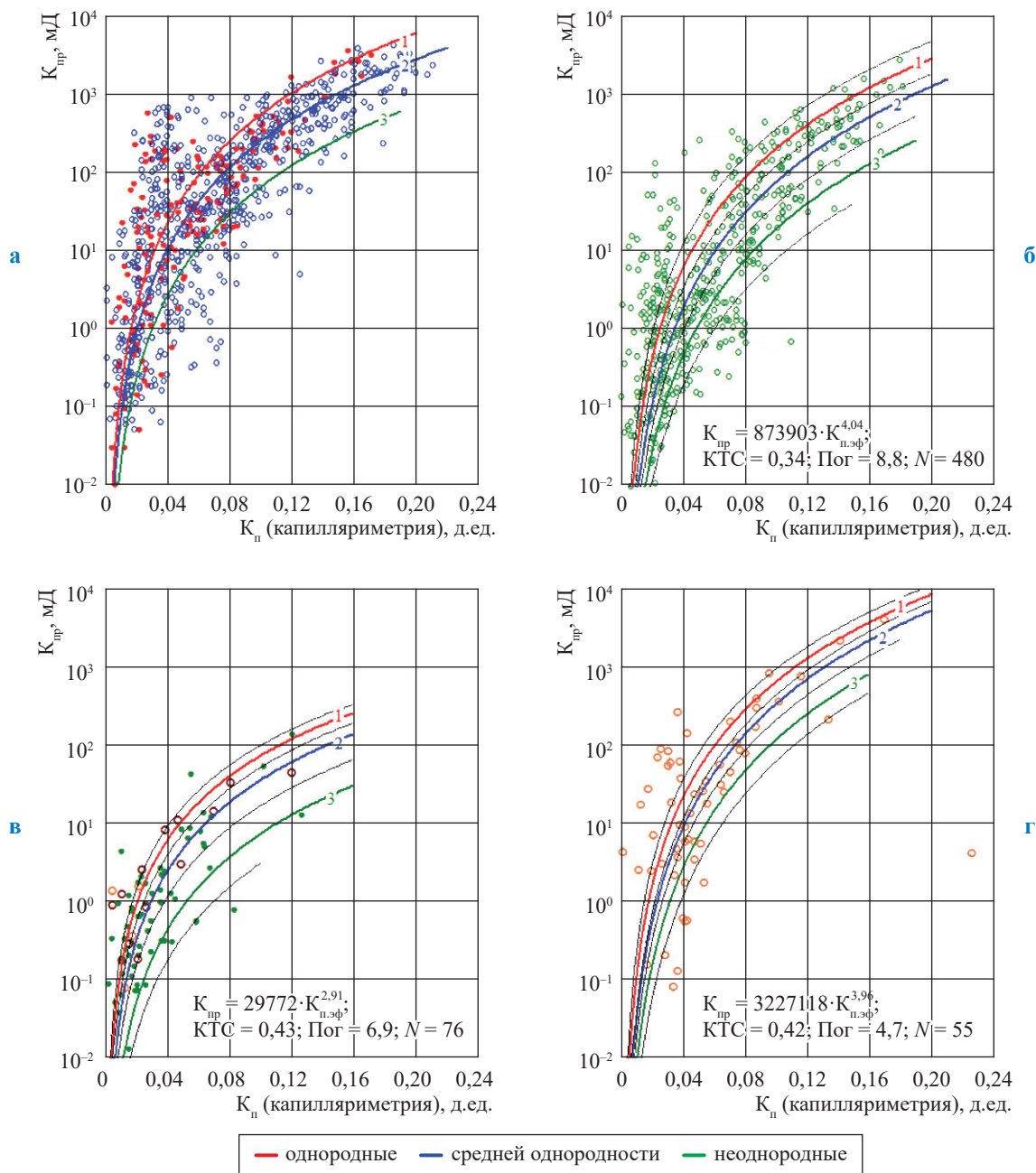


Рис. 9. Зависимости коэффициента проницаемости от коэффициента эффективной пористости в хамакинском горизонте, дифференцированные по неоднородности (однородные, средняя однородность, неоднородные) для песчаников средне- и мелкозернистых (а), алевролитов и глинистых песчаников (б), переслаивания песчаников и алевролитов (в), гравелитов (г)

1) осредненных детерминированных кривых литологии (гистограмм) с минимальной невязкой относительно исходных данных. Результат представляет собой эквивалентную эффективную модель среды, суммарно соответствующую отклику в масштабах разрешающей способности сейсморазведки. Производится уменьшение количества литотипов путем

их объединения по критериям минимального самостоятельного влияния на динамические свойства сигнала (16 литотипов объединяются в четыре). Данный шаг необходим для физического обоснования сейсмогеологической модели ввиду уменьшения разрешающей способности методов в ряду ГИС – вертикальное сейсмопрофилирование – сейсморазведка;

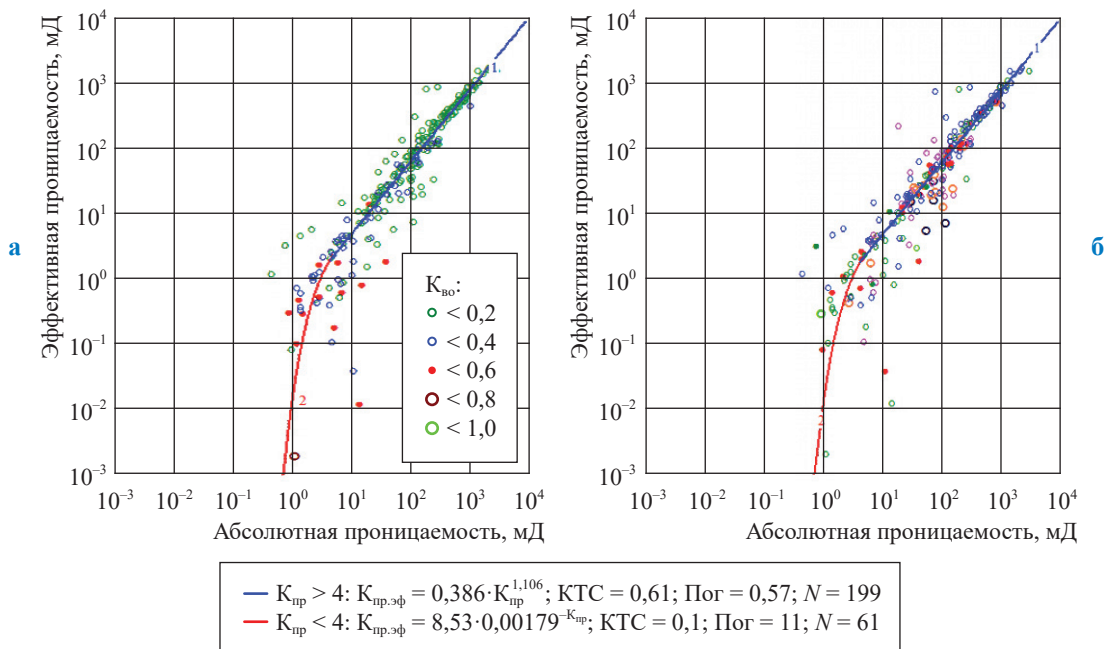


Рис. 10. Зависимость эффективной проницаемости при эффективном давлении от коэффициента абсолютной проницаемости по хамакинскому горизонту при дифференциации данных по коэффициенту остаточной водонасыщенности (а) и литологии (б)

2) результатов структурной интерпретации сейсмических данных МОГТ⁶-3D:

- структурно-тектонического каркаса, определяющего геометрические особенности изучаемого интервала разреза;
- толстослоистой глубинно-скоростной модели, которая позволяет преобразовать данные сейморазведки МОГТ-3D и результаты их интерпретации из временного масштаба в глубинный с последующим анализом геолого-геофизической информации в единой системе координат (в том числе использовать горизонтальные скважины);

3) результатов динамической интерпретации сейсмических данных МОГТ-3D:

- наборов сейсмических атрибутов до и после суммирования, реагирующих на изменение литологического состава, контраста физических свойств горных пород и/или изменение мощности изучаемого интервала разреза и имеющих «смысловую» физико-геологическую интерпретацию;
- результатов инверсионных преобразований, позволяющих перейти от амплитудно-частотных характеристик волнового поля

к петроупругим свойствам горных пород в межскважинном пространстве.

В качестве алгоритма работы нейросети используется оптимальный с точки зрения авторов вероятностный подход на основе ассоциативного обучения нейронной сети с равноправной связью (*англ.* democratic neural network association). При прогнозе литологического состава горных пород проблема обучения нейросети может быть связана с отсутствием надежной корреляционной зависимости между кривыми литологии (ГИС) и сейсмическими данными, поскольку фации, как правило, распределены хаотично и не имеют строгого математического критерия для разделения. Использование только одной контролируемой нейронной сети имеет тенденцию искажать результаты обучения [13], поскольку восстановленные «литотипы» горных пород часто пересекаются друг с другом. Применение нескольких одновременно работающих сетей в качестве ассоциативной комбинации оптимизирует результаты прогноза [14]. Существуют различные подходы для одновременного обучения нескольких нейронных сетей. Как правило, используются методы многовекторного обучения [15], которые требуют в качестве входных данных наборы независимых сейсмических

⁶ МОГТ – метод общей глубинной точки.

атрибутов. Применение такого подхода к прогнозу литологии не является надежным с точки зрения характеристики коллектора, поскольку большинство используемых атрибутов взаимозависимы и отличаются только статистическим распределением анализируемого параметра. Другой подход заключается в одновременном запуске и обучении нескольких нейронных сетей с использованием единого набора атрибутов [16]. Такая методика обеспечивает возможность проводить обучение ассоциативных нейронных сетей с уникальным набором атрибутов сейсмических данных, которые не обязательно являются независимыми. Определение ансамбля нейронных сетей с различными стратегиями обучения помогает компенсировать существующее смещение при использовании только одной сети [15].

Производительность обучения нейросети ограничена количеством «жестких» выборок (информация о характере литологического состава) в обучающем наборе. Если объем данных слишком мал, вполне вероятно, что обучающая выборка слишком ограничена с точки зрения разнообразия по сравнению с исходными данными для классификации. В этом случае велик риск переобучения, а прогностические свойства

сетей серьезно снижаются. Дополнение «жесткой» выборки «мягкими» (не дают прямой информации о литологическом составе) данными на этапе обучения улучшает качество прогноза нейросети [17].

Таким образом, ряд простых нейронных сетей выявляет закономерности в данных обучающего набора, используемые для создания нелинейных связей между литотипами в скважинах и набором сейсмических атрибутов. Процесс оценивает неопределенность распределения горных пород и представляет результаты в виде вероятностей нахождения искомого литотипа. Он включает в себя несколько этапов, которые рассмотрены на примере создания секторной литологической модели одного из кустов эксплуатационных скважин ЧНГКМ (рис. 11):

1) *анализ главных компонент*. При проведении атрибутивной классификации выполнен анализ главных компонент для уменьшения избыточности данных и их зашумленности в многоатрибутном наборе. На первом этапе использованы 50 атрибутов. Сейсмические атрибуты были стандартизированы. После анализа матрицы ряд атрибутов с коэффициентом сходимости больше 0,6 был исключен

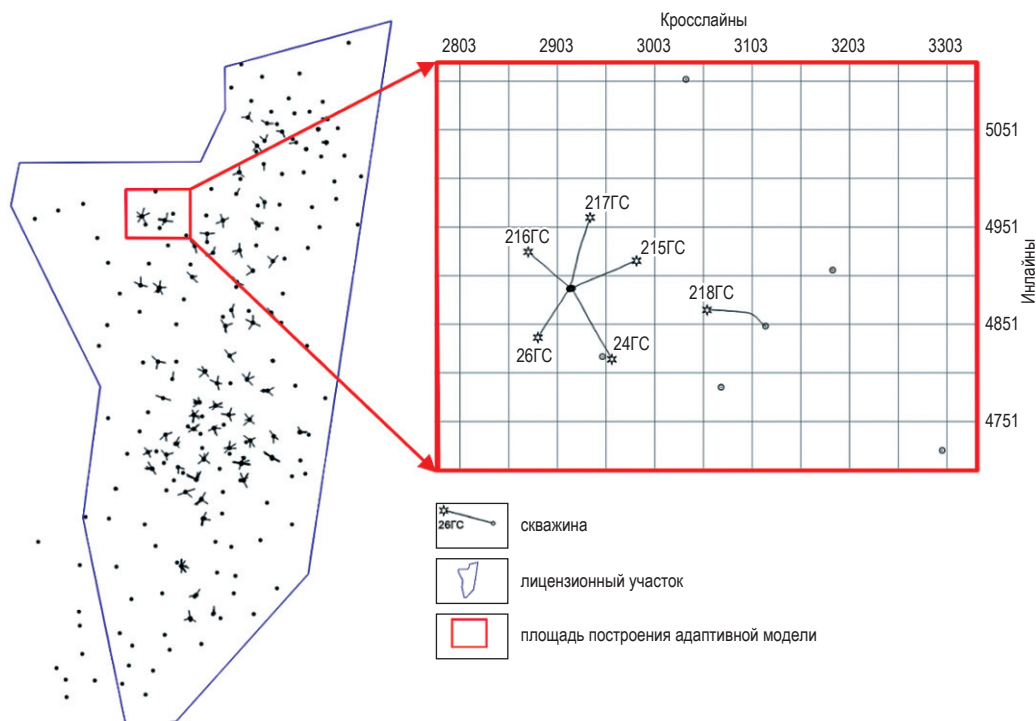


Рис. 11. Участок комплексной интерпретации материалов ГИС и сейсморазведки в районе одного из кустов эксплуатационных скважин

из дальнейших расчетов. Всего были оставлены 20 атрибутов, затем произведен повторный расчет главных компонент;

2) *создание обучающего набора*. Для этого предварительно выполняется осреднение кривых с последующим созданием выборки литологии (из кривых после осреднения) и сейсмических атрибутов с заданным пользователем шагом выборки вдоль траекторий скважин для дальнейшего обучения;

3) *обучение нейронной сети*. Процесс обучения заключается в формировании набора нейронов, представляющих выборку данных как основы для классификации. Сначала выполняется стабилизация: к обучающему набору данных в позициях скважин, который может не полностью представлять сейсмические данные в областях, удаленных от скважин, добавлены дополнительные сейсмические данные по сети с шагом 10×10 инлайнов \times кросслайнов.

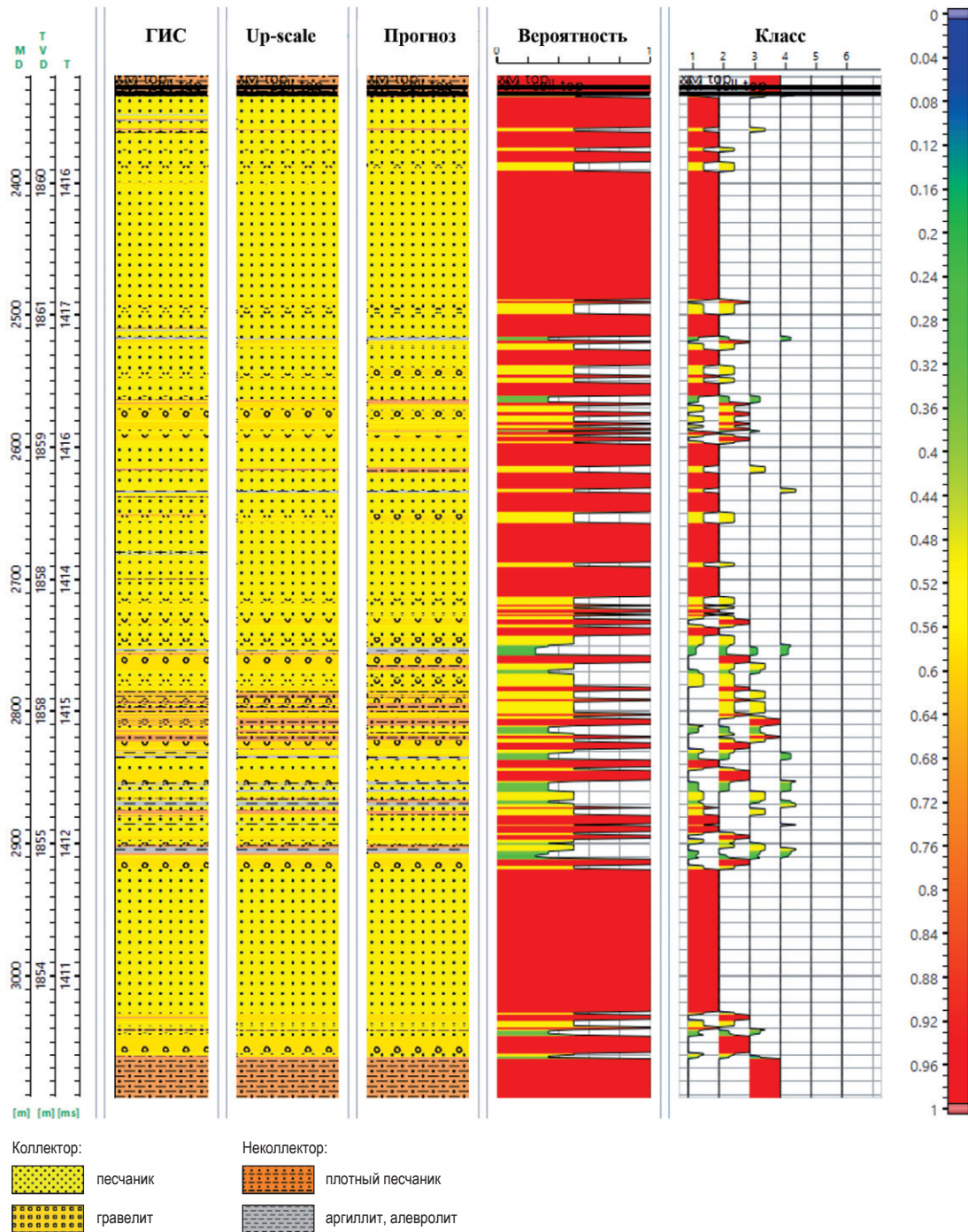


Рис. 12. Результаты обучения нейронной сети на примере одной из скважин ЧНГКМ

Затем проводят многократное тестирование параметров обучения в различных сочетаниях с подбором комбинации, описывающей наиболее достоверно сейсмогеологическую модель среды. На рис. 12 представлены критерии контроля качества при обучении нейронной сети. С использованием данных ГИС создается осредненная эффективная модель среды, которая применена для машинного обучения. В результате получены восстановленная кривая литологии по нейросетевому анализу, выполнена оценка максимальной вероятности корректного предсказания литологии вдоль траектории ствола скважины. Также приведена оценка вероятности принадлежности прогнозной литологии к указанному классу, где каждая кривая демонстрирует данное распределение, причем цвет кривой и ее отклонение показывают вероятность того, что этот класс встречается в этой позиции на траектории скважины;

4) *классификация и сглаживание*. На заключительном этапе выполняют классификацию разреза с параметрами, протестированными в процессе обучения. Получены кубы литологии, которые подверглись дальнейшей процедуре сглаживания, что улучшило применительно к ним соотношение сигнала и шума и латеральную выдержанность фаций [10].

Оценка эффективности методики прогнозирования осуществляется по результатам сопоставления моделей типа «факт – прогноз» (результаты интерпретации ГИС по пробуренной скважине – предбуровая прогнозная модель). По результатам машинного обучения оценивается работа алгоритма с использованием специальных метрик. Существуют несколько критериев контроля качества при решении задач классификации с помощью нейронных сетей. Поскольку алгоритм может некорректно определять искомые классы, рассмотрим основные метрики ошибок классификации – матрицу ошибок. В качестве исходной информации использованы литологические кривые ГИС (коллектор / неколлектор) и прогноза литологии вдоль траектории ствола скважины до бурения. При этом матрица ошибок выглядит так, как показано в таблице.

Предполагается, что данные ГИС являются известными и достоверными, а алгоритм нейросетевой классификации демонстрирует результаты восстановления литологической кривой коллектор / неколлектор в процессе машинного обучения. Если при работе классификатора прогнозные значения на данной кривой и ГИС совпадают, то говорится о двух событиях истинной классификации. При некорректном предсказании интервалов коллектора и неколлектора возникают:

- ошибка I рода («ложный коллектор»), связанная с классификацией нейросетью точек в качестве зоны коллектора, которые не являются, согласно данным ГИС, коллектором;
- ошибка II рода («пропуск коллектора»), связанная с классификацией нейросетью точек в качестве зоны неколлектора, которые являются коллектором согласно данным ГИС.

Все вышеперечисленные метрики учитываются при расчете корректности работы алгоритма нейронной сети. Однако в случае асимметрии классов необходимо рассматривать метрики с отдельными показателями качества прогноза каждого из классов.

Точность прогноза интерпретируется как доля точек коллектора, прогнозируемых по результатам работы классификатора, при этом являющихся коллектором согласно данным ГИС. Точность прогноза предоставляет возможность оценить способность алгоритма обнаружить коллектор и не позволяет присвоить единый класс всем объектам, поскольку это приведет к росту ошибки I рода.

$$\text{Точность прогноза} = \frac{\text{Совпадение прогнозов коллектора по нейросети и по ГИС}}{\text{Совпадение прогнозов коллектора по нейросети и по ГИС} + \text{Ошибка I рода (ложный коллектор)}}$$

Матрица ошибок

Нейросеть \ ГИС	Коллектор	Неколлектор
Коллектор	Коллектор	Ошибка II рода: «пропуск коллектора»
Неколлектор	Ошибка I рода: «ложный коллектор»	Неколлектор

Параметр полноты прогноза демонстрирует способность используемого алгоритма обнаружить коллектор и отличить его от неколлектора и характеризуется как доля найденных классификатором точек коллектора среди общей мощности коллектора.

$$\text{Точность прогноза} = \frac{\text{Совпадение прогнозов коллектора по нейросети и по ГИС}}{\text{Совпадение прогнозов коллектора по нейросети и по ГИС} + \text{Ошибка II рода (пропуск коллектора)}}$$

Совместный анализ теоретически предельных максимальных и минимальных значений данных метрик приводит к следующим выводам:

- минимальные значения точности прогноза и полноты объясняются как полное несовпадение точек коллектора по ГИС и нейросетевому анализу;
- максимальное значение точности прогноза (1) и минимальное значение полноты объясняется как совпадение точек коллектора по ГИС и нейросетевому анализу, при этом классификатор не выявил большую часть коллектора, что приводит к возрастанию ошибки II рода;
- минимальное значение точности прогноза и максимальное значение полноты объясняется как несовпадение большинства точек коллектора по ГИС и нейросетевому анализу, при этом классификатор выявил большой объем коллектора, что приводит к возрастанию ошибки I рода;
- максимальные значения точности прогноза и полноты объясняются как надежная классификация точек коллектора и их совпадение по ГИС и нейросетевому анализу.

Рассмотренные метрики использованы как критерии контроля качества создания литологической адаптивной модели с использованием нейронных сетей на примере хамакинского продуктивного горизонта в районе одного из эксплуатационных кустов ЧНГКМ. Первоначально пробурен пилотный ствол (индекс Р) с дальнейшим разбуриванием куста горизонтальными стволами с порядковыми номерами, соответствующими очередности бурения.

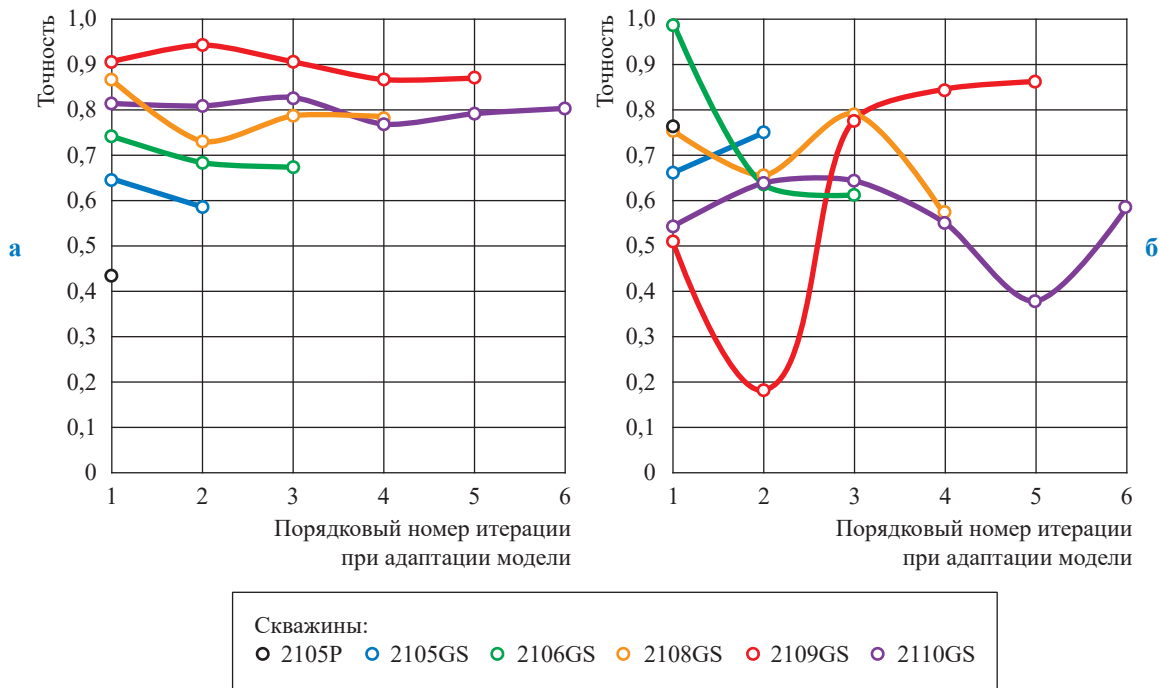


Рис. 13. Оценка параметров точности (а) и полноты (б) на основе сравнения данных ГИС и результатов создания адаптивной литологической модели с использованием нейросети для эксплуатационных скважин одного из эксплуатационных кустов ЧНГКМ

Методика оценки прогноза заключается в сравнении кривых литологии вдоль траектории ствола скважины для предбуровых и адаптивной моделей. Расчет метрик производится до момента включения скважины в адаптивную модель, что позволяет выполнить независимый анализ качества прогноза. Полученные результаты свидетельствуют об уверенном обнаружении коллектора на предбуровой модели при оценке точности (рис. 13, см. а). Полнота (см. рис. 3б) является менее устойчивым параметром и зависит от множества факторов, ключевыми из которых, предположительно, являются разрешающая способность данных сейсморазведки МОГТ-3D и сопутствующие эффекты.

Однако более удобно с точки зрения процесса сравнения моделей, когда их качество выражено одним параметром, учитывающим одновременно ошибки пропуска коллектора и ложного обнаружения коллектора. Для этого используется метрика F_p с приоритетом метрики точности прогноза (весовой коэффициент для полноты прогноза $\beta = 0,4$), основанном на изучении накопленного опыта бурения и прогноза с использованием нейронных сетей (рис. 14):

$$F_p = (1 + \beta^2) \frac{\text{Точность прогноза} \cdot \text{Полнота прогноза}}{\text{Точность прогноза} + \beta^2 \cdot \text{Полнота прогноза}}$$

На выбор весового коэффициента оказывают влияние такие параметры, как степень неоднородности разреза, кондиционность материалов каротажа при его интерпретации (отсутствие необоснованного завышения или занижения мощности коллектора с учетом выбора информативного метода ГИС), разрешающая способность сейсмических данных и их кратность, успешность обучения алгоритма на скважинных данных.

В рамках сейсмогеологической интерпретации результатов необходимо оценивать способность метода восстановить эффективную толщину коллектора. Для этого следует проанализировать метрику отклонения прогнозной мощности коллектора от истинной, полученной по ГИС. Одной из наиболее оптимальных считается взвешенная абсолютная процентная ошибка прогнозирования (*англ.* weighted absolute percent error, WAPE), которая является симметричной и наименее чувствительной к искажениям числового ряда (рис. 15):

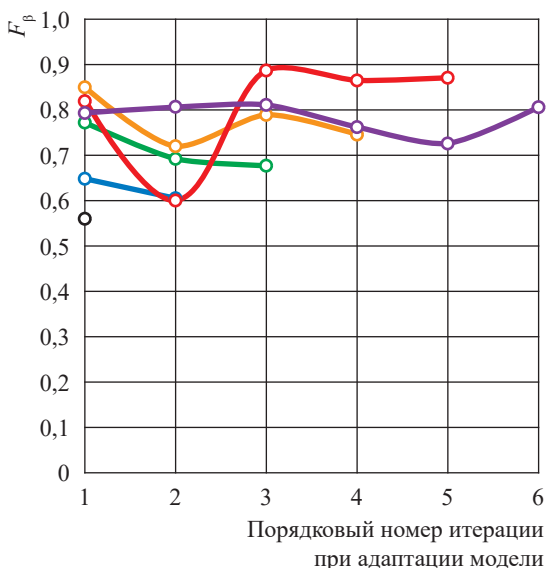


Рис. 14. Оценка достоверности прогноза с учетом ошибок I и II рода на основе сравнения данных ГИС и результатов построения адаптивной литологической модели с использованием нейросети

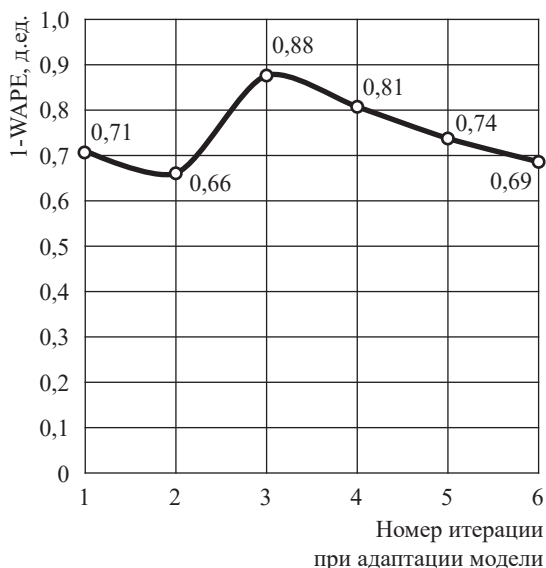


Рис. 15. Оценка достоверности прогноза эффективных толщин коллектора на основе анализа взвешенной абсолютной процентной ошибки

$$WAPR = \frac{\sum_{i=1}^n | \text{Фактическая эффективная мощность коллектора}(i) - \text{Прогнозная эффективная мощность коллектора}(i) |}{\sum_{i=1}^n \text{Фактическая эффективная мощность коллектора}(i)}$$

где n – количество значений в изучаемой выборке данных.

Таким образом, применение алгоритмов построения адаптивной литологической модели с использованием алгоритмов нейросетевого анализа доказало свою значимость в ходе прогноза эффективной мощности коллектора в межскважинном пространстве и продемонстрировало успешную апробацию на ЧНГКМ. Разработанная методика с численным обоснованием качества модели может быть рекомендована для дальнейшего использования в ходе аналогичных работ и успешно опробована при методическом сопровождении подсчета запасов углеводородов с достоверностью прогнозов эффективных толщин коллекторов 0,9...0,7.

Методика построения локальной секторной геологической модели заключается в использовании полученных кубов литологии в процессе машинного обучения в качестве низкочастотного тренда. При распространении литологии в межскважинном пространстве ведется учет только субвертикальных скважин (пилотный и разведочный ствол), а также точек входа в продуктивный пласт горизонтальных стволов скважин. Использование наклонно направленных скважин не является оптимальным при создании геологической модели ввиду появления множества артефактов, возникающих на контакте ячеек модели. Данный факт обуславливает, с одной стороны, потерю информации без учета этих скважинных данных с величиной ошибки определения литологии по данным сейсморазведки 3D, с другой стороны, препятствует появлению артефактов при создании геологической модели. Полученные модели литологии (коллектор/неколлектор) соответствуют точности прогноза по материалам сейсморазведки МОГТ-3D и подтверждены результатами бурения. Заложенные в геологические построения тренды, обусловленные аналогией с осадконакоплением, приводят к закономерным геологическим разрезам и картам с очевидным линзовидным строением хамакинского и талахского горизонтов ЧНГКМ.

В дополнение созданы модели пористости продуктивных интервалов разреза, где входными данными послужили построенные модели

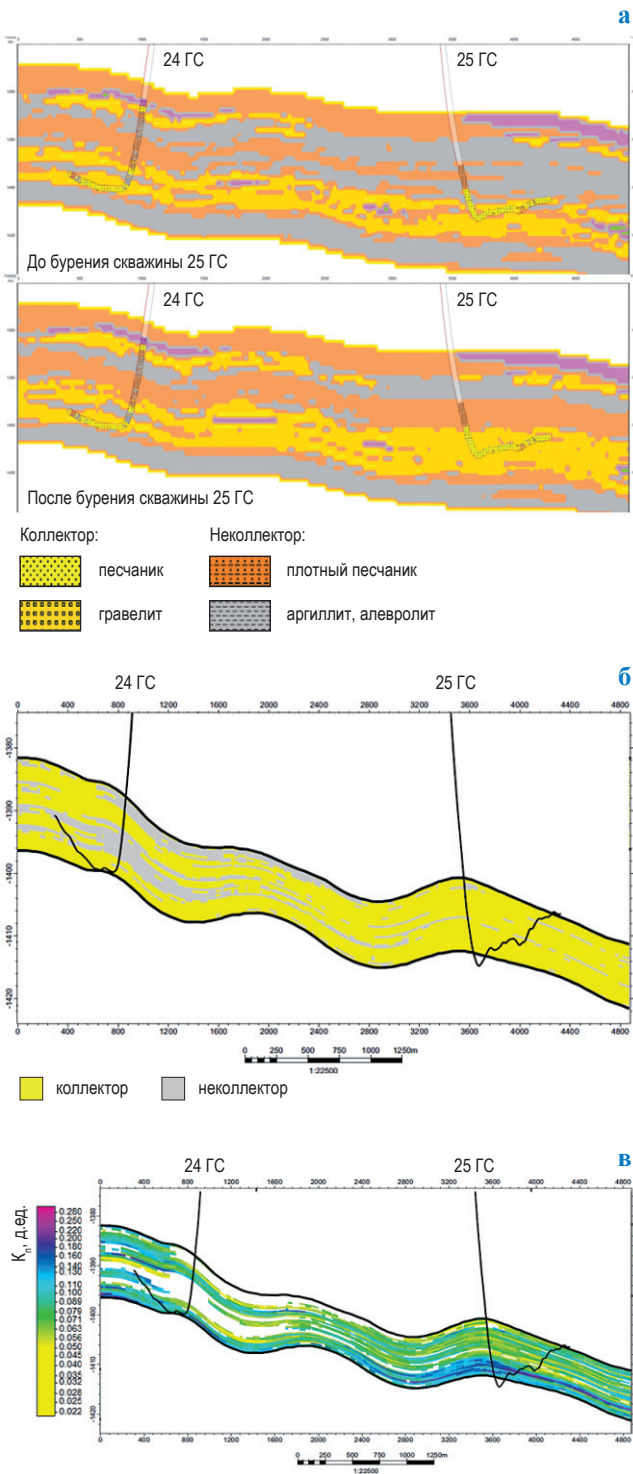


Рис. 16. Результаты после бурения скважины 25ГС, ЧНГКМ: а – куб литологии (нейронные сети); геологическая модель в интервале хамакинского горизонта; б – куб литологии; в – куб пористости

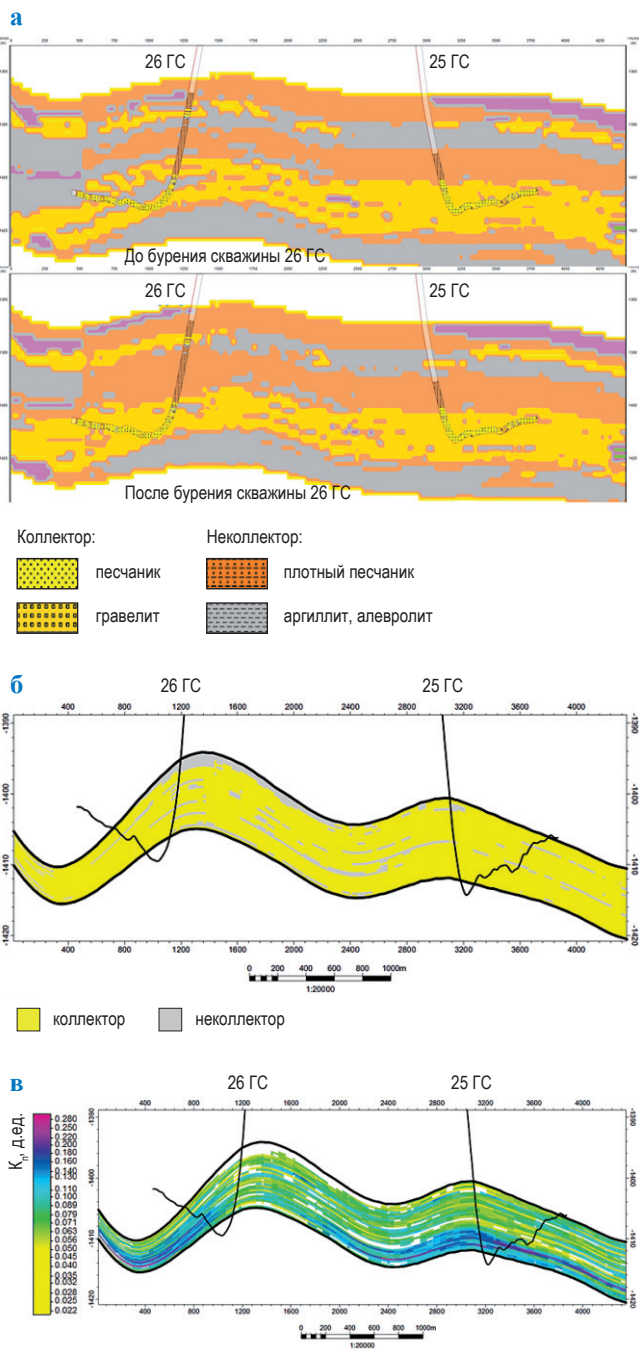


Рис. 17. Результаты после бурения скважины 26ГС, ЧНГКМ: а – куб литологии (нейронные сети); геологическая модель в интервале хамакинского горизонта; б – куб литологии; в – куб пористости

литологии. Полученные результаты представлены на рис. 16 и 17.

Таким образом, впервые на уникальном ЧНГКМ построена цифровая геологическая модель на основе петрофизической модели 16 литологических компонент (включая засоленные) коллекторов ботубинского, хамакинского

и талахского горизонтов, которая позволила достичь достоверности литологии и подсчетных параметров не менее 90 %.

Впервые обоснована и подтверждена результатами последующего бурения эксплуатационных скважин в разрезе ЧНГКМ комплексная технология интерпретации данных сейсморазведки и ГИС с использованием петрофизической компонентной модели и адаптивной методики прогнозирования литологии и емкостных свойств ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов ЧНГКМ в межскважинном пространстве с использованием нейронных сетей в среднем с достоверностью прогноза эффективных толщин в локальных секторных геологических моделях в диапазоне 70...90 %.

Синергический эффект применения двух разработанных инновационных методик – оценки многокомпонентной литологии из петрофизической модели по данным ГИС и прогнозирования эффективных толщин по литологической сейсмофациальной и геологической модели с использованием искусственного интеллекта – позволил впервые достичь решения обратной задачи прогноза песчано-глинистых коллекторов на глубинах до 2 км с достоверностью, превышающей 0,7.

Список литературы

1. Рыжов А.Е. Типы и свойства терригенных коллекторов венда Чаяндинского месторождения / А.Е. Рыжов // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 145–160.
2. Рыжов А.Е. Влияние особенностей строения порового пространства коллекторов Чаяндинского НГКМ на их фильтрационные характеристики / А.Е. Рыжов, Н.В. Савченко, Т.А. Перунова и др. // Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения: тез. докл. II Междунар. науч.-практической конф., Москва, 28–29 октября 2009 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 62.
3. Скоробогатов В.А. Енисей-Ленская мегапровинция: формирование, размещение и прогнозирование месторождений углеводородов // Геология нефти и газа. – 2017. – № 3. – С. 3–17.

4. Поляков Е.Е. Решение научных проблем при подсчете запасов углеводородов Астраханского газоконденсатного месторождения / Е.Е. Поляков, Е.А. Фёдорова, В.В. Стрекозин и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 3 (31): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 141–150.
5. Поляков Е.Е. Продуктивность сложнопостроенных терригенных коллекторов венда Чайядинского месторождения в зависимости от литолого-петрофизических свойств и геолого-технических условий вскрытия отложений / Е.Е. Поляков, Е.А. Пылев, И.В. Чурикова и др. // Территория нефтегаз. – 2017. – № 12. – С. 22–32.
6. Поляков Е.Е. Проблемы определения коэффициента проницаемости по ГИС для сложнопостроенных коллекторов вендского возраста Чайядинского месторождения на этапе эксплуатационного бурения / Е.Е. Поляков, И.В. Чурикова, Е.А. Пылев и др. // Территория нефтегаз. – 2018. – № 10. – С. 30–41.
7. Чурикова И.В. Особенности распространения и свойства засоленных коллекторов венда Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения / И.В. Чурикова, Е.А. Пылев, Е.О. Семёнов и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 4 (41): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 153–163.
8. Чуриков, Ю.М. Основные закономерности изменения статистических оценок фильтрационно-емкостных свойств вендских отложений по глубине залегания для месторождений, входящих в газотранспортную систему «Сила Сибири» / Ю.М. Чуриков // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 4 (41): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 91–105.
9. Чурикова, И.В. Дифференцированное определение фильтрационно-емкостных свойств неоднородных коллекторов вендских отложений Восточной Сибири по данным геофизических исследований скважин (на примере Чайядинского и Ковьютинского месторождений) / И.В. Чурикова, Е.А. Пылев, Е.Е. Поляков и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 3 (48): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 127–140.
10. Пинчук А.В. Оптимизация кустового бурения на Чайядинском нефтегазоконденсатном месторождении по данным совместного анализа сейсмических атрибутов и ГИС с применением алгоритмов нейронных сетей / А.В. Пинчук, Е.А. Пылев, Е.Е. Поляков и др. // Геология нефти и газа. – 2022. – № 2. – С. 17–30. – DOI: 10.31087/0016-7894-2022-2-17-30
11. Резванов Р.А. Радиоактивные и другие неэлектрические методы исследования скважин / Р.А. Резванов. – М.: Недра, 1982.
12. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – М.: ВНИГНИ; Тверь: НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.
13. Tetko I.V. Introduction to associative neural networks / I.V. Tetko // Journal of Chemical Information and Computer Sciences. – 2002. – № 42. – С. 717–728. – DOI: 10.1021/ci010379o.
14. Tetko I.V. Associative neural network / I.V. Tetko // Neural Processing Letters. – 2002. – № 16. – С. 187–199. – DOI: 10.1023/A:1019903710291.
15. Gao J. On the power of ensemble: Supervised and unsupervised methods reconciled / J. Gao, W. Fan, J. Han // SIAM Data Mining Conference. – 2010. – https://hanj.cs.illinois.edu/pdf/sdm10_jgao.pdf
16. Zhou Y. Democratic co-learning / Y. Zhou, S. Goldman // 16th IEEE International Conference on Tools with Artificial Intelligence. – 2004. – <https://ieeexplore.ieee.org/document/1374241>
17. Guillaumin M. Multimodal semi-supervised learning for image classification / M. Guillaumin, J. Verbeek, C. Schmid // IEEE Conference on Computer Vision and Pattern Recognition. – 2010. – <https://lear.inrialpes.fr/pubs/2010/GVS10/GVS10.pdf>

Complex procedure for building prognostic seismic-facies and geological models by means of neural networks to identify log sheets of Vendian reservoirs in order to optimize production drilling at Chayanda field

Ye.A. Pylev¹, A.V. Pinchuk^{1*}, Ye.Ye. Polyakov¹, I.V. Churikova¹, S.Yu. Romashchenko¹, D.S. Volkov¹, M.A. Tvorogov¹, N.D. Gachegova¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Gazovikov street, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

* E-mail: E-mail: A_Pinchuk@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The paper describes geological structure, lithology, the structural and petrophysical patterns common for the deposits of the Chayanda oil-gas-condensate field. Authors summarize the standard techniques, algorithms and the implementation results for the innovative technology aimed at interpreting complex well log measurements and 3D seismic data by means of a neural network. The named practices are intended to dispose operational drilling and provide the target performance (the initial flow rates etc.) during commercial hydrocarbon recovery. For the first time, in respect to the unique Chayanda field there is a digital geological model designed on the grounds of a petrophysical model consisting of 16 lithological components (including the salinization) of the reservoirs belonging to Botuoba, Khamaki and Talakh horizons. The digital model provided 90% fidelity of the lithologic and calculated data.

For the first time, there is a complex neural-net-based technique for interpreting seismic data and well log measurements combining a petrophysical component model and an adaptive procedure for predicting lithologic and capacity properties of Botuoba, Khamaki and Talakh horizons in the interwell space. It demonstrates the 70...90% fidelity of the outcome predicted values of the effective reservoir thicknesses in the local sectoral geological. The synergetic effect of consolidated application of both simulators originally enabled solving an inverse problem of forecasting the sandy-and-clay reservoirs down to the 2 km depths with fidelity more than 0,7.

Keywords: field, deposit, geological model, gas, fault, studies.

References

1. RYZHOV, A.Ye. Types and properties of the elastic Vendian reservoirs of Chayandinskoe NGKM [Tipy i svoystva terrigennykh kollektorov venda Chayandinskogo mestorozhdeniya]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013, no. 1 (12): Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems, pp. 145–160. ISSN 2306-8949. (Russ.).
2. RYZHOV, A.Ye., N.V. SAVCHENKO, T.A. PERUNOVA, et al. Influence of pore volume structure of Chayanda field reservoirs on their filtration characteristics [Vliyaniye osobennostey stroyeniya porovogo prostranstva kollektorov Chayandinskogo NGKM na ikh filtratsionnyye kharakteristiki]. In: *Global reserves and resources of gas and advanced technologies for their development* [Mirovyye resursy i zapasy gaza i perspektivnyye tekhnologii ikh osvoyeniya]: proc. of the 2nd International sci.-practical conf., 28–29 October 2009. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2010, p. 62. (Russ.).
3. SKOROBOGATOV, V.A. Yenisey-Lena megaprovince: generation, disposition and prediction of hydrocarbon fields [Yenisey-Lenskaya megaprovinsiya: formirovaniye, razmeshcheniye i prognozirovaniye mestorozhdeniy uglevodorodov]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2017, no. 3, pp. 3–17, ISSN 0016-7894. (Russ.).
4. POLYAKOV, Ye.Ye., Ye.A. FEDOROVA, V.V. STREKOZIN, et al. Solving scientific tasks at calculation of hydrocarbon reserves in Astrakhan gas-condensate field [Resheniye nauchnykh problem pri podschete zapasov uglevodorodov Astrakhanskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017, no. 3 (31): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 141–150. ISSN 2306-9849. (Russ.).
5. POLYAKOV, Ye.Ye., Ye.A. PYLEV, I.V. CHURIKOVA, et al. Productivity of complex terrigenous Vendian reservoirs of Chayanda field depending on lithological-petrophysical properties and geological-engineering conditions of deposit uncapping [Produktivnost slozhnopostroyennykh terrigennykh kollektorov venda Chayandinskogo mestorozhdeniya v zavisimosti ot litologo-petrofi zicheskih svoistv i geologo-tekhnicheskikh usloviy vskrytiya otlozheniy]. *Territoriya neftegaz*. 2017, no. 12, pp. 22–32. ISSN 2072-2745. (Russ.).
6. POLYAKOV, Ye.Ye., I.V. CHURIKOVA, Ye.A. PYLEV, et al. Issues of well-log-based determination of permeability factors for complex-structured Vendian reservoirs of Chayanda field during a stage of production drilling [Problemy opredeleniya koyeffitsiyenta pronitsayemosti po GIS dlya slozhnopostroyennykh kollektorov vendskogo vozrasta Chayandinskogo mestorozhdeniya na etape ekspluatatsionnogo bureniya]. *Territoriya Neftegaz*. 2018, no. 10, pp. 30–41. ISSN 2072-2745. (Russ.).

7. CHURIKOVA, I.V., Ye.A. PYLEV, Ye.O. SEMENOV, et al. Distribution and properties of saline Vendian reservoirs belonging to Chayanda oil-gas-condensate field [Osobennosti rasprostraneniya i svoystva zasolonennykh kollektorov venda Chayandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, no. 4 (41): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 153–163. ISSN 2306-9849. (Russ.).
8. CHURIKOV, Yu.M. Consistent patterns for depth variation of statistical estimations of filtration and porosity at Vendian deposits of the fields included into the “Power of Siberia” gas transportation system [Osnovnyye zakonomernosti izmeneniya statisticheskikh otsenok filtratsionno-yemkostnykh svoystv vendskikh otlozheniy po glubine zaleganiya dlya mestorozhdeniy, vkhodyashchikh v gazotransportnuyu sistemu “Sila Sibiri”]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, no. 4 (41): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 91–105. ISSN 2306-9849. (Russ.).
9. CHURIKOVA, I.V., Ye.A. PYLEV, Ye.Ye. POLYAKOV, et al. Graded determination of porosity and permeability properties for heterogeneous Vendian reservoirs at Eastern Siberia according to well logging data. Cases of Chayanda and Kovykta fields [Differentsirovannoye opredeleniye filtratsionno-yemkostnykh svoystv neodnorodnykh kollektorov vendskikh otlozheniy Vostochnoy Sibiri po dannym geofizicheskikh issledovaniy skvazhin (na primere Chayandinskogo i Kovyktinskogo mestorozhdeniy)]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 3(48): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 127–140. ISSN 2306-8949. (Russ.).
10. PINCHUK, A.V., Ye.A. PYLEV, Ye.Ye. POLYAKOV, et al. Optimisation of cluster drilling based on integrated seismic attributes and well log data analysis using neural network algorithms: Chayandinsky oil and gas condensate field [Optimizatsiya kustovogo bureniya na Chayandinskom neftegazokondensatnom mestorozhdenii po dannym sovmestnogo analiza seymicheskikh atributov i GIS s primeneniym algoritmov neyronnykh setey]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2022, no. 2, pp. 17–30, ISSN 0016-7894. (Russ.). DOI: 10.31087/0016-7894-2022-2-17-30
11. REZVANOV, R.A. *Radioactive and other nonelectric methods of well testing* [Radioaktivnyye i drugiye neelektricheskiye metody issledovaniya skvazhin]. Moscow: Nedra, 1982.
12. PETERSILYE, V.I., V.I. POROSKUN, G.G. YATSENKO (eds.). *Methodical recommendations for volumetric calculation of geological oil and gas reserves* [Metodicheskiye rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefti i gaza obyemnym metodom]. Moscow: All-Russian Research Geological Oil Institute & Tver, Russia: Tvergeofizika, 2003. (Russ.).
13. TETKO, I.V. Introduction to associative neural networks. *Journal of Chemical Information and Computer Sciences*, 2002, no. 42, pp. 717–728, ISSN 0095-2338. DOI: 10.1021/ci010379o.
14. TETKO, I.V. Associative neural network. *Neural Processing Letters*, 2002, no. 16, pp. 187–199, ISSN 1370-4621. DOI: 10.1023/A: 1019903710291.
15. GAO, J., W. FAN, J. HAN. On the power of ensemble: Supervised and unsupervised methods reconciled. In: *SIAM Data Mining Conference*, 2010. https://hanj.cs.illinois.edu/pdf/sdm10_jgao.pdf
16. ZHOU, Y., S. GOLDMAN. Democratic co-learning. In: *16th IEEE International Conference on Tools with Artificial Intelligence*, 2004. <https://ieeexplore.ieee.org/document/1374241>
17. GUILLAUMIN, M., J. VERBEEK, C. SCHMID. Multimodal semi-supervised learning for image classification. In: *IEEE Conference on Computer Vision and Pattern Recognition*, 2010. <https://lear.inrialpes.fr/pubs/2010/GVS10/GVS10.pdf>

УДК 553.98(571.1)

Баженовская нефть Западной Сибири: генезис, запасы, ресурсы, перспективы освоения

В.А. Скоробогатов

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1
E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: месторождение, залежь, скважина, нефть, битумоид, поиск, запасы, ресурсы, баженовская свита, приток, перспективы, добыча.

Тезисы. В работе проанализировано современное состояние геолого-геохимической изученности и нефтеносность самого сложного геологического объекта Западно-Сибирской мегапровинции – баженовской битумогенерирующей (нефтематеринской) свиты волжского яруса центрально-западных районов. Приведены данные о нефтеносности (число месторождений, запасы нефти). Кратко проанализированы условия формирования нефтеотдающих зон и участков и главные генетические критерии прогноза (для дальнейших поисков). Приведена авторская точка зрения на извлекаемые ресурсы баженовской свиты и перспективы освоения баженовской сланцевой нефти.

Первопроходцу в области изучения и прогнозирования баженовской нефти, настоящему геологу земли сибирской – Фабиану Григорьевичу Гурари – посвящаю

Западно-Сибирская нефтегазоносная мегапровинция (ЗСМП) – крупнейшая в мире по суммарным ресурсам углеводородов (УВ) – начиналась с юры Березовского газоносного и Шаимского нефтеносного районов (1953–1960 гг.). Безусловно, ею она и завершится во 2-й половине XXI в. Именно с юрским литолого-стратиграфическим продуктивным комплексом (ЮК) связаны как традиционные нефть и газ, так и так называемые сланцевые нефть и газ (СлН и СлГ) ЗСМП. Юра Западной Сибири – по сути, продуктивный комплекс на все времена...

Нефтяная геостатистика ЗСМП

В пределах ЗСМП (суша и шельф) на 01.01.2022 обнаружены 935 месторождений УВ, в том числе нефтесодержащих 750 (типа нефтяных (Н), нефтегазоконденсатных (НГК), газонефтеконденсатных (ГКН) и др.), из них преобладают чисто нефтяные – без залежей свободного газа (СГ). За все годы эксплуатации открытых и разведанных нефтесодержащих¹ месторождений накопленная добыча нефти составила почти 15 млрд т, текущие разведанные извлекаемые запасы (кат. $A+B_1+C_1$) – 12 млрд т, предварительные (B_2+C_2) – 8 млрд т (по Тюменской, Томской, Новосибирской и Омской областям). Основные нефтесодержащие месторождения сосредоточены в Ханты-Мансийском автономном округе – ХМАО (450), меньше в Томской (122) и др. южных областях.

Залежи нефти – свободные и в виде подгазовых оторочек в объеме мезозойской части осадочного чехла – открыты в широком диапазоне от кровли сеномана до подошвы юры. Нефтяным доминант-комплексом в ЗСМП является неоком-аптский (более 70 % начальных запасов и большинство залежей), далее следуют юрский (с нижне-среднеюрским и верхнеюрским подкомплексами) и альб-сеноманский (незрелые,

¹ См. Скоробогатов, В.А. Нефтеносность Западно-Сибирской мегапровинции / В.А. Скоробогатов, Е.С. Давыдова, О.Г. Кананыхина // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 3 (31): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – рис. 1. – С. 17.

тяжелые нефтеносные нефти). Известны залежи нефти в зоне контакта с доюрскими породами и одно «триасовое» месторождение – Северо-Рогожниковское.

Проблемам Западной Сибири (и ее нефтяных месторождений) посвящено очень много работ: статей, обзоров, монографий, справочников, в том числе и в последние годы [1–43 и др.]. Достаточно много исследований уделялось и уделяется проблемам юрского продуктивного литолого-стратиграфического комплекса (ЮК), в том числе тюменской и васюганской песчано-глинистым свитам и их аналогам [14, 30, 34, 35 и др.], а также баженовской и абалакской свитам (БС и АС), сложенным непроницаемыми глинисто-кремнистыми породами, входящими в региональную покрывку верхней юры – валанжина [2–5 и др.].

В восточной половине ЗСМП в берриасе-валанжине развиты песчано-алевролитовые горизонты ачимовской толщи (АТ), залегающие выше кровли БС на 5...20 м и более. От кровли сеномана к средней и нижней юре в ЗСМП наблюдаются экспоненциальное усложнение условий локализации скоплений УВ и снижение открытых и разведанных запасов как отдельных залежей, так и суммарных газовых (от сеномана, альба и верхнего апта) и нефтяных (от нижнего апта и неокома к юре).

Именно в верхнеюрском подкомплексе восточной половины Западно-Сибирского мегабассейна (ЗСМБ) наблюдаются самый широкий спектр природных резервуаров УВ и коллекторов: песчаники, алевролиты, аргиллитоподобные породы БС, известняки в составе продуктивных горизонтов П, Ю₁/СГ₁, Ю₀, наибольшее разнообразие нефтей и газов по составу и физико-химическим свойствам, самый широкий диапазон термобарокатагенетических условий локализации углеводородных промышленных скоплений (УВС) при минимальной толщине подкомплекса – от 20...30 до 100...120 м (от кровли БС, волжский ярус, до подошвы нижевасюганской подсвиты келловей).

Классическими областями распространения типичной БС (относительно мощной, высокобитуминозной) являются Среднеобская – Среднее Приобье (СП) с Салымским и Сургутским районами, Фроловская, Каймысовская, а также западные районы Васюганской нефтегазоносной области (НГО).

Анализу условий формирования и геологического строения БС, состава слагающих ее органо-минеральных комплексов посвящены многочисленные работы, опубликованные главным образом в двадцатилетие с 1971-го по 1990 г. [4, 9–12, 16, 17, 21, 26, 32, 33, 39 и др.]. Вместе с тем по числу публикаций за период 1969–2022 гг. БС существенно опережает другие песчано-глинистые объекты исследований, как нижнемеловые, так и юрские, и тем более АТ.

Характерной особенностью БС, отличающей ее от всех других толщ в разрезе осадочного чехла ЗСМП, является сложный («пестрый») литологический состав: глинистые и кремнистые компоненты слагают большую часть объема толщи, однако распространены также карбонаты (в отдельных прослоях), пирит (до 5 %) и, безусловно, органическое вещество (ОВ) в рассеянной (РОВ) и полуконцентрированной (ПКОВ) формах (5...25 %). В работах 1970–1980-х гг., когда литологический состав БС был изучен недостаточно, для ее макрохарактеристики С.Г. Краснов и В.А. Скоробогатов использовали обобщающий термин «глинисто-кремнисто-сапропелевая порода», поскольку эти три компонента занимают 80...90 % и более общего объема свиты [32]. Однако разберемся по порядку.

По опубликованным данным последнего десятилетия, детализирующим строение разреза БС, в объеме свиты распространены следующие основные литотипы пород:

- кремнисто-глинистые породы. Приурочены к переходной зоне контакта подошвы БС, или нижнетутлеймской подсвиты, с подстилающими отложениями АС;
- глинистые и сапропелево-глинистые силициты (глинисто-кремнисто-сапропелевые разности, по В.А. Скоробогатову и С.Г. Краснову, 1984 г.);
- в прослоях – глинисто-карбонатные породы.

ОВ относится ко второму типу (сапропелевое морское). В разрезах БС преобладают глинистые и кероген-глинистые силициты.

В Салымской и Красноленинской зонах в разрезе БС самые высокоомные, а значит, обогащенные ОВ и битумоидами, слои залегают в верхних десяти-пятнадцати метрах (ближе к кровле свиты), что означает, что максимальная биопродуктивность волжского моря отмечалась в конце века (привнос терригенного материала

был минимальным). Первоначальный объем органики (при содержании органического углерода ($C_{орг}$) 20...25 % при показателе отражения витринита $R^o = 0,5$ % – самое начало мезокаатгена) достигал 30...33 %. ОВ было действительно породообразующим компонентом органо-флюидоминеральной системы. Именно за счет трансформации 15...18 % объема комплекса и перехода части ОВ в подвижное жидкое и газообразное состояния и создавались все последующие генетические условия для баженновской нефти (БН).

В малопрогретьх районах СП в качестве породообразующего компонента выступает тонкорассеянное ОВ, содержание которого в отдельных прослоях может достигать до 22...25 % масс. и более, в высокопрогретьх районах оно снижается до 9...8 % и менее (за счет выгорания керогена с образованием органических подвижных соединений (ОПС), в том числе битумоидов и природного «нефтяного» газа).

В ряде публикаций исследователей ВНИГРИ и СНИИГТГМСа высказывалась идея о том, что главной и даже единственной продуцирующей толщей в объеме осадочной макролинзы ЗСМБ является юрская, в том числе БС для меловых нефтей СП (работы 1960-х – начала 1970-х гг.). Геолого-геохимический интерес к БС активизировал ряд открытий скоплений нефти в проницаемом гор. Ю₀ свиты (БН). В работах исследователей научных школ ВНИГНИ, ВНИИГАЗа и ЗапСибНИГНИ неоднократно подчеркивалось, что в качестве эффективных продуцентов ОПС – битумоидов, УВ-газов и др. может рассматриваться практически весь объем осадочного чехла плиты в интервале глубин от 0,5...0,7 до 5,0 км и более, поскольку в разрезе нижнего мела и юры развиты превосходные, отличные, хорошие и средние по качеству материнские породы: газо- и битумогенерирующие толщи и отдельные пласты глин, глинистых алевролитов, углей, углистых и горючих (= битуминозных) сланцев, а нефтематеринская роль БС сильно преувеличена (по масштабам нефтенакпления в породах неокома) даже для районов СП. В большинстве случаев БС работала в плане нефтенакпления сама на себя (БН) – см. ниже.

Необходимо особо подчеркнуть, что предтечей мировой сланцевой нефти (СлН) стала именно БС Западной Сибири. Первые притоки обычной нефти типично

«сапропелево-морского» генетического типа (умеренно сернистой – содержание S от 0,5 до 2,0 %, малопарафинистой, – содержание парафина обычно 2,5...3,5 %) были получены в конце 1960-х – начале 1970-х гг. в ареале Салымского нефтяного месторождения на западе Салымско-Правдинской зоны (СПЗ).

В 1970-х и 1980-х гг., несмотря на разбуривание большого числа перспективных площадей в ХМАО, число открытых залежей с промышленными запасами обычной нефти в БС увеличивалось медленно, однако число научных работ, в том числе диссертационных, посвященных геологии и нефтеносности верхнеюрского подкомплекса, стремительно росло.

К 1990 г. нефтеносность БС с учетом полупромышленных притоков была установлена на 31 площади СП.

Давно замечено: в нефтегазовой геологии чем сложнее проблема и чем дальше от ее решения, тем интенсивнее растет число публикаций (статей и книг), тем интенсивнее информационный шум, тем больше публикуется работ – пустых, никчемных, надуманных, узкопроблемных, дублирующих друг друга, далеких от решения главной проблемы. Такой проблемой для БС стала проблема качественного и количественного прогноза нефтеносности: где и как искать новые промышленные скопления, каковы количественные соотношения между запасами и ресурсами традиционной и «сланцевой» нефти и как они распределены в пространстве. По богатейшему – мирового масштаба – альб-сеноманскому газоносному комплексу за почти шесть десятилетий его изучения и освоения (1965–2022 гг.) опубликовано немного статей и всего несколько монографий, причем ни одной специальной [30], однако совсем мало работ «не по делу...». Но что такое сеноманский газ для России – знают даже школьники, но БС – пока «вещь сама по себе», особенно в практическом смысле, в том числе и к настоящему времени (2021–2022 гг.).

Обратное наблюдается для БС: сотни работ только после 2000 г., многие десятки монографий, множество статей, мелкотемных, в том числе околонуточных [22, 23, 25, 40], а главные проблемы не решены до настоящего времени. Хорошо изучена литология свиты, недостаточно – геотермическая характеристика и особенно онтогенез УВ (как все сформировалось). При этом многие отечественные авторы ссылаются на зарубежные оценки ресурсов СлН

в Западной Сибири (лучше говорить – нефтебитумоидов/битумонефти) – нет пророков в своем Отечестве?

Автор занимается комплексом проблем БС с 1972 г. С первых образцов баженовского керна, отобранных в июле 1972 г. в пос. Горноправдинск. В первое десятилетие были отобраны и проанализированы 850 образцов пород БС и АС (плюс до 500 образцов по тюменской свите нижней-средней юры) по десяткам разведочных площадей западных районов СП в Правдинской, Сургутской, Красноленинской, Назымской нефтегазоразведочных экспедициях «Главтюменьгеологии», сделано большое число геохимических и углепетрографических (по углям средней юры) анализов. Уже к 1978 г. была разработана авторская концепция онтогенезиса БН центрально-западных районов Среднеобской и Фроловской областей, вошедшая составной частью в кандидатскую диссертацию «Геолого-геохимические и палеогеотермические условия нефтегазоносности пород юры Западной Сибири», результаты которой опубликованы [30, 32, 34, 35]. Уже тогда многие мысли, идеи, выводы были сформулированы и высказаны. Они практически не изменились до настоящего времени (2022 г.). Их суть заключается в следующем.

1. БС волжского возраста, сложенная глинисто-кремнистыми аргиллитоподобными с высоким содержанием сапропелевой органики ($C_{орг} = 5...25\%$) породами, – наиболее выдающаяся, но не единственная битумогенерирующая толща Западной Сибири. Ее нефтематеринская роль вольно или невольно сильно преувеличена. В большинстве случаев она «работала» или сама на себя (автоаккумуляция нефти – БН), или на близлежащий коллектор – песчано-алевролитовые горизонты ваюганской свиты (гор. Ю₁), в меньшей степени – на АТ (берриас). Кстати, до кровли тюменской свиты (гор. Ю_{2,3}) «эмиграционная волна» баженовских битумоидов не доходила (на 20...30 м вниз).

2. Породы БС объемно насыщены ОПС (нефтебитумоидом = битумонефтью) только в средне- и высокопрогретых зонах (современные геотемпературы (СТ) – 105...110 °С и более, $R^o > 0,75...0,80\%$, газовые угли в кровле тюменской свиты в гор. Ю_{2...Ю₃} в 10...20 м ниже подошвы БС), вследствие генерационной термодеструкции существенно сапропелевого ОБ образуется горизонт Ю₀ – трещинно-поровая

система, насыщенная обычной нефтью плотностью 0,840...0,870 г/см³, далее – легкой в интервале СТ = 115...125 °С и конденсатоподобной, начиная с СТ = 126...128 °С, плотностью менее 0,8 г/см³.

3. Настоящим «полюсом» нефтенакопления в БС является Салымская зона (СЗ) – западная часть крупной СПЗ, приуроченная к ярко выраженной термоаномалии (средний градиент температур – 4,0...4,5 °С / 100 м; СТ = 85...145 °С). Вторая термоаномалия – Красноленинская – находится на западной окраине геохимически благоприятного ареала распространения БС с несколько худшими условиями для формирования нефтеносных зон с традиционными («обычными») запасами нефти. От СЗ в центробежном направлении перспективы нефтеносности БС (гор. Ю₀) снижаются.

4. Наиболее действенный фактор формирования «отдающей» нефтеносности БС – геотермический. Эмпирически установлено, что в диапазоне современных геотемператур получаются:

- при СТ = 60...85 °С – нефтепроявления из БС, поровые, часто нефтенасыщенные коллекторы Ю₁ и АТ;
- при СТ = 85...100 °С – непромышленные притоки нефти из БС (0,5...4 т/сут);
- при СТ = 100...115 °С – различные промышленные притоки нормальной нефти (от 4...5 до 50...100 т/сут и более), промышленная нефтеносность поровых коллекторов (гор. АТ, Ю₁, Ю₂) затухает;
- при СТ = 115...130 °С – главная нефтеносность БС (высокие и средние по величине притоки нефти средней и пониженной плотности, малосернистой);
- при СТ = 130...150 °С – начало и завершение разрушения нефти и нефтебитумоидов в объеме толщи, притоки легкой и конденсатоподобной нефти, часто уже бессернистой (содержание S менее 0,3 %), но и малопарафинистой (содержание парафина 1,5...2,5 %).

Справедливо подчеркнуть, что настоящим первопроходцем проблемы БС был и остается Ф.Г. Гурари. Низкий ему поклон. Именно он на рубеже 1960–1970-х гг. акцентировал внимание геологической общественности на проблемах свиты.

В первое двадцатилетие активного изучения (1971–1990 гг.) вся толща БС рассматривалась как условно единый (литологически)

трещиноватый резервуар. Уже в 1977–1980 гг. были обозначены факторы, благоприятствующие образованию нефтеотдающих интервалов разреза и площадных участков в ареале Большого Салыма: геохимический, геотермический (генерация битумоидов), литологический (изоляция БС от поровых коллекторов – сверху (АТ) и снизу (гор. Ю₁, при этом гор. Ю₂ в кровле тюменской свиты не рассматривался – «далековато» от подошвы свиты), тектонический (отсутствие «дренирующих» разломов).

В 1991–2000 гг. в нефтяной промышленности России наблюдалась пауза в сфере разведки и добычи, вызванная известными причинами. Необходимо отметить, что в «золотое» двадцатилетие развития нефтяной и газовой отраслей промышленности России (1971–1990 гг.) установленная нефтеносность БС ограничивалась Салымско-Приобским и в меньшей степени Сургутским районами. Первые открытия нефти начинались на востоке Фроловской НГО, но, например, в Красноленинской зоне (районе) нефтенакопления в породах юры даже в высокопрогретой Пальяновской – восточной – зоне из БС были получены только первые непромышленные притоки (скв. № 34, дебит нефти – 1,13 м³/сут), а в Томской области – нефтепроявления в ареале Колтогорского мегапрогиба, на Восточно-Моисеевской и Саймовской площадях (0,2...0,5 м³/сут) при СТ = 100...105 °С. Помимо Салымского нефтяного месторождения залежи были обнаружены на Малобалыкском, Верхнесалымском и Приразломном месторождениях опять же в ареале Большого Салыма, но, несмотря на бурение многих десятков поисковых и разведочных скважин, например, в пределах гигантских Приобского и Правдинского нефтяных месторождений, скоплений БН обнаружено не было.

Особенности геологического строения, литологического состава и нефтегазоносности БС, в том числе геохимии ОВ и нефтей, изучались О.В. Барташевич, В.И. Белкиным, Ф.Г. Гулари, В.М. Добрыниным, Т.В. Дорофеевой, М.Ю. Зубковым, Г.А. Калмыковым, А.Э. Конторовичем, С.Г. Красновым, Н.В. Лопатиным, С.Г. Неручевым, И.И. Нестеровым, Г.Р. Новиковым, Ф.К. Салмановым, В.А. Скоробогатовым и др. [1–40]. «Патриархом» проблемы, безусловно, является Ф.Г. Гулари (работы 1969–1998 гг.) [9, 10, 11 и др.].

Сложнейшая комплексная проблема нефтеносности БС к 1991 г. решена не была,

по крайней мере, в части оценки начальных потенциальных извлекаемых ресурсов в БС всей территории мегапровинции, прогнозирования и направленных поисков залежей нефти с «отдающими» коллекторами и запасами. Именно с ресурсами БН было мало что понятно. Их величина рассматривалась в диапазоне 3...20 млрд т извлекаемой обычной нефти из трещиноватых коллекторов (официальная оценка в 1989 г. – 5 млрд т).

С 2001 г. возобновились работы целевым назначением на БС, низы тутлеймской свиты и АС (гор. ЮК₁ в восточных районах Красноленинского свода). Они продолжаются и до настоящего времени (2023 г.). В эти годы была установлена промышленная нефтеносность не только БС, но и АС на востоке Красноленинской зоны нефтенакопления (КЗН).

Успехи в освоении сланцевой нефти (СЛН) в США, а также реальная нефтеносность горизонтов Ю₀...ЮК₁ послужили мощным стимулом для дальнейшего изучения БС и ее аналогов не только как эффективной битумогенерирующей (= нефтематеринской) свиты, но и как нетрадиционного коллектора для прироста запасов и промышленной добычи обычной – традиционной – нефти в Среднеобской и Фроловской областях и для оценок перспектив освоения битумонефти (БН ~ СЛН).

По проблемам БС (а их много: генерационные, эмиграционные, коллекторские, ресурсные и др.) число публикаций в последние годы все увеличивается, но практически во всех из них отсутствуют ответы на главные проблемы: как сформировались «сладкие зоны» (участки) с отдающими коллекторами в БС? где искать новые для организации промышленной по масштабам добычи нефти из нее? совокупность каких условий привела к формированию нефтеносных зон (участков) с нормальной нефтью и промышленными запасами? каковы ресурсы обычной нефти и СЛН в объеме БС?

ЗСМП, по общему признанию, рассматривается как своеобразная мегалаборатория для изучения большинства процессов нефтегазовой геологии и онтогенеза УВ, а БС – это «лаборатория в лаборатории» для познания онтогенеза морской «сапропелевой» нефти всей генетической цепочки процессов и явлений: генерация, эмиграция, консервация и разрушение – тепловое, но без вторичной миграции и аккумуляции, невозможных в изначально непроницаемой

глинисто-кремнисто-карбонатной («сапропелевой») толще.

Современная нефтяная геостатистика БС и АС такова. В пределах ХМАО открыты 85 месторождений с промышленными извлекаемыми запасами нефти в диапазоне от десятков тысяч тонн (по сути, непромышленные запасы на глубинах 2,7...3,2 км в СП) до 100 млн т, из них только 15 с запасами более 1 млн т, в том числе одно крупнейшее – Салымское, два крупных, три средних, 9 мелких, их запасы показаны в табл. 1.

При этом известны 32 мельчайших месторождения (от 0,1 до 0,99 млн т, извлек.) и 17 непромышленных, хотя и они отражены в Государственном балансе запасов (в диапазоне от 22 до 99 тыс. т). Интересны Жумажановское (0,1 млн т) и Южно-Жумажановское нефтяные месторождения (36 тыс. т), продуктивные только по БС (выше и ниже – вода, в поровых коллекторах средней юры (гор. Ю_{2,3}), в АТ и в неокомских горизонтах групп «А» и «Б»). Вообще в ХМАО открыто большое число нефтяных месторождений, в пределах которых БС непродуктивна.

На севере Тюменской области (к югу от ХМАО) открыты 7 месторождений с залежами в БС, в том числе два с запасами более 1 млн т (извлек.), пять мельчайших

с суммарными разведанными запасами 4,5 млн т по кат. В₁+С₁ и 24,4 млн т по кат. В₂+С₂, все месторождения существенно недоразведаны. В Томской области известно только одно официально открытое Федюшкинское нефтяное месторождение (0,018 млн т), на юге Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) – два, Вэнгайхинское и Известинское месторождения, с извлекаемыми запасами соответственно 0,2 и 0,07 млн т по кат. В₁+С₁ и 0,97 млн т по кат. С₂, т.е. мельчайшие.

Есть много скважин на большом числе площадей, которые при испытании интервала БС давали притоки нефти менее 1 т/сут, часто только десятки литров (практически «сухо»). Кроме того, известны 11 месторождений с разведанными запасами 0,8...1,0 млн т, 10 месторождений в диапазоне 0,5...0,8 млн т, 17 месторождений с разведанными запасами 0,1...0,5 млн т, 17 месторождений запасами менее 0,1 млн т (непромышленные по величине запасов), всего 65 месторождений в ХМАО, а вместе с крупными – 85.

Всего из верхнеюрских глинистых коллекторов (БС + АС) добыты 16 млн т, включая мелкие нефтяные месторождения, разведанные извлекаемые запасы всех нефтяных месторождений составляют 280 млн т, предварительно оцененные – около 520 млн т, в сумме

Таблица 1

Извлекаемые запасы нефти наиболее крупных месторождений ХМАО (БС + АС), млн т, на 01.01.2018

№ п/п	Месторождение	Добыча накопленная	Запасы		
			кат. А+В ₁ +С ₁	кат. В ₂ +С ₂	Всего
1	Салымское (СНМ)	4,3	96,7	38,3	139,3
2	Приразломное	0,2	69,2	77,0	146,7
3	Красноленинская зона	6,3	9,4	70,5	86,2
4	Правдинское	0,2	37,8	20,8	58,8
5	Северо-Салымское	0,3	29,0	0,9	30,2
Итого по Большому Салыму		5,0	232,7	137,0	374,7
6	Мурьяунское	–	9,7	4,9	14,6
7	Айпимское	2,5	2,3	4,1	8,9
8	Кечимовское	0,02	3,4	4,8	8,2
9	Приобское	-	4,0	98,2	102,2
10	Галяновское	0,3	2,4	8,8	11,5
11	Западно-Сахалинское	0,3	2,0	–	2,3
12	Средне-Шапшинское	0,1	1,9	2,4	4,4
13	Мултановское*	–	1,7*	–	1,7
14	Верне-Салымское	–	1,1	5,8	6,9
15	Западно-Асомкинское	–	1,0	–	1,0
Итого по месторождениям вне СНМ		3,2	29,5	129,0	157,7
Итого по наиболее крупным месторождениям		8,2	262,2	262,0	532,4

* Малодостовверные запасы, по-видимому, «битумонефти».

они не достигли даже 1 млрд т традиционной нефти. Насчитывается еще до 80 площадей с залежами УВ в нижнем мелу и песчано-глинистой юре, в пределах которых в одной или нескольких скважинах были получены дебиты на уровне 1...2 т/сут или нефтепроявления (десятки и сотни литров в сутки), однако промышленные скопления не установлены.

Курьезный случай произошел в Правдинской нефтегазоразведочной экспедиции в начале 1980-х гг. Для выполнения плана бурения прямо в поселке в речному порту пробурили, по сути, «дикую кошку» – поисковую скважину на площади, названной Имбирной. Так, даже в ней был получен приток из БС сотни литров в сутки. Эти и многие другие случаи в практике поисков нефти в гор. Ю₀ доказывают тезис, высказанный автором [35], что в ареале распространения БС (рис. 1) в любом месте можно пробурить скважину и при тщательном испытании получить промышленный приток или (что чаще) непромышленную нефть (0,5...3,0 т/сут), т.е. породы свиты насыщены нефтью повсеместно, объемно, однако только в зонах, где современные геотемпературы (СТ) превышают 75...80 °С (в начале «нефтяного окна» для поровых традиционных коллекторов и залежей катагенез соответствует градации МК₁). Очень показательна нефтепродуктивность БС на большинстве месторождений, которая отмечается на отдельных участках и не «соединяется» в единые залежи, как обычно происходит для выдержанных в пространстве песчано-алевролитовых коллекторов.

На востоке зоны термоаномалии КЗН выделяется целый ряд участков с нефтью в БС и АС, но явно не соединяющихся флюидодинамически друг с другом (они «стратифицированы» по вертикали). На востоке Сургутского свода в разрезе БС часто появляются линзы песчано-алевролитовых пород, чередующиеся с битуминозными глинами. Из них получают небольшие притоки нефти (на Курраганской и др. площадях), при этом запасы БС часто не фигурируют в государственном балансе, учитываются вместе с нефтью обычных коллекторов (АТ и др.). Таким образом, полюс нефтеносности БС – район Большого Салыма с центром в западной, высокопрогретой, части одноименного месторождения [14, 32, 35]. В центробежном направлении нефтеносность собственно битуминозных пород экспоненциально снижается. В верхней части абалакской сероцветной

толщи на западе ХМАО (Фроловская НГО) появляется коллектор, из которого на ряде площадей получены промышленные притоки нефти (гор. ЮК₁).

При отборе керн (на Салымской и др. площадях) по микротрещинам постоянно наблюдаются капельки нефти, настоящей, «живой». Все породы БС в СП и прежде всего в Салымском нефтегазоносном районе высокобитуминозны, объемно насыщены битумонофтью (нефтебитумоидом).

Необходимо отметить, что оперировать геологическими запасами нефти по БС не вполне корректно, так как вся толща насыщена битумонофтью (нефтебитумоидом) в рассеянном состоянии и только малую их часть составляет нефть гор. Ю₀ – отдающего трещиноватого коллектора. Таким образом, богатейшая нефтеносная зона по БС – Салымско-Правдинская в ближнем ареале двух одноименных месторождений. На других месторождениях продуктивны одна-две, максимум три скважины на фоне десятков непродуктивных (малопродуктивных) скважин.

В центральных и северных районах Надым-Пур-Тазовского региона (НПТР), на Ямале и Гыдане в БС не зафиксировано даже нефтепроявлений, хотя в одной из скважин на площади Харасавэйской из интервала БС, представленного серыми глинами (на 100 м выше гор. Ю₂), получен промышленный приток газа с конденсатом при пластовой температуре 130 °С. С чем связан приток, осталось неясным, так как при подобных и даже более высоких СТ в гор. Ю₀ сохраняется нефтяная фаза. Есть авторы, которые высоко оценивают роль БС в нефтенакплении в арктических областях ЗСМП [27]. Однако эти предположения нереальны: породы свиты здесь небитуминозны, а все «северные» нефти имеют «гумусово-континентальной» облик [30, 36].

В объеме свиты наблюдается макрорассеянное состояние битумоидов и микроконцентрированное состояние нефти (в трещинно-поровой системе гор. Ю₀) с отдающими возможностями структурно-литолого-флюидальной системы. Битуминозность пород составляет в СПЗ 0,5...1,5 (до 2), % масс. [20, 24], т.е. в 1 м³ (2,3 т) породы содержится только жидких ОПС от 10 до 50 кг.

Все геохимические параметры нефтей БС тесно связаны с пластовыми температурами. По данным автора (табл. 2), при увеличении СТ

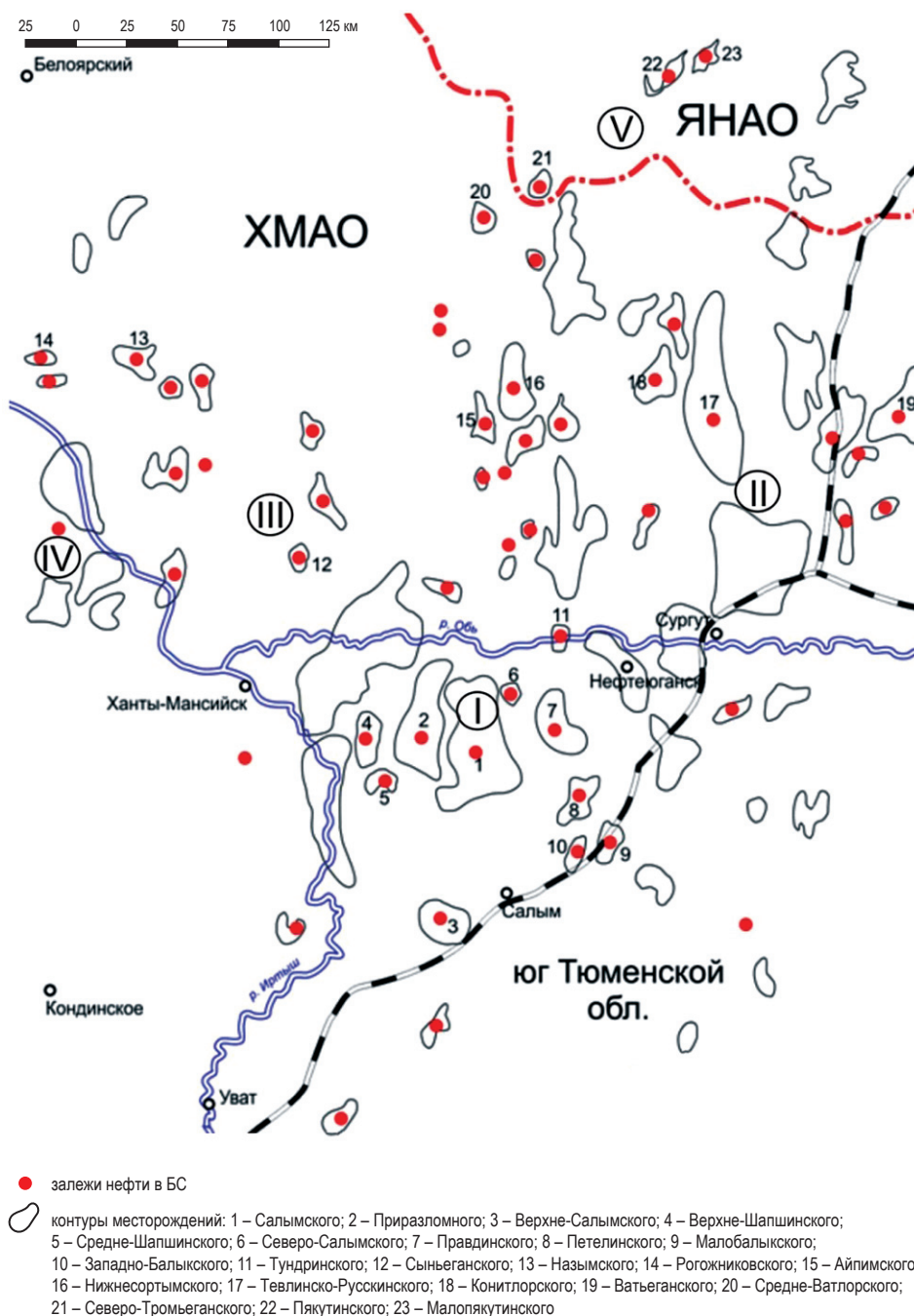


Рис. 1. Фрагмент схемы месторождений ХМАО с залежами нефти в горизонте Ю₀ БС.
 Районы: I – Салымский, II – Сургутский, III – Фроловский, IV – Красноленинский,
 V – Надым-Пурский

от 90...95 °С до 135...140 °С плотность нефти снижается от 0,930...0,900 до 0,800 г/см³ и менее (рис. 2), содержание серы в том же диапазоне СТ – от 1,8...1,5 до 0,2 % и менее, вплоть до практически полного природного очищения нефти от сернистых соединений.

Точно так же резко уменьшается содержание смол и особенно асфальтенов (в сумме до 2 % и менее), которые разрушаются, и часть их массы снова переходит в твердые

состояния. Появление пирита (FeS) в БС связано, по-видимому, именно с процессом десульфуризации нефтей и битумоидов (а иначе куда девается сера?).

В пределах Салымского месторождения плотность нефти закономерно увеличивается от 0,798...0,818 г/см³ в «горячих» центральной и западной зонах до 0,873...0,916 г/см³ в более низкотемпературных периферийных восточных и северных зонах. Классическая нефть

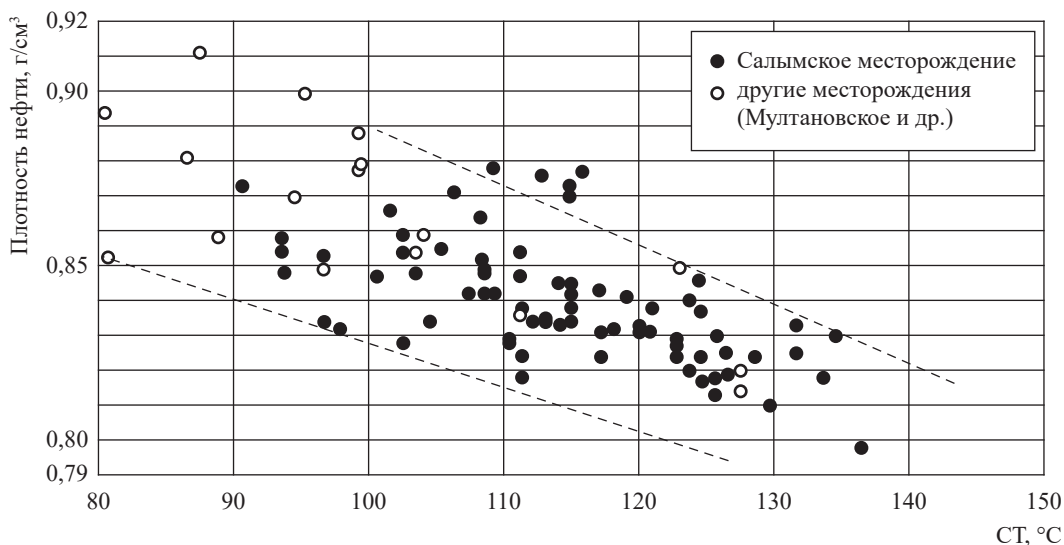


Рис. 2. График зависимости плотности нефтей БС от современных геотемператур

Таблица 2

Зависимость физико-химических свойств нефтей БС Салымского и Сургутского районов от современных геотемператур

Месторождение, номер скважины	СТ, °С	Плотность, г/см ³	Содержание в нефти, %			
			парафина	серы	смола силикагелевых	асфальтенов
Мултановское, 2	88	0,929*	3,51	1,52	33,19**	6,07**
Салым, 139	99	0,873	2,96	1,04	6,45	0,88
Салым, 167	128	0,827	3,1	0,14	1,67	–
Салым, 141	138	0,798	2,4	0,11	0,75	–

* Тяжелая нефть = нефтебитумоид (приток 2 т/сут), по сути, это незрелая нефтяная нефть [36].

** Для обычной нефти «многовато» углеводородных соединений.

гор. Ю₀ на участках среднепрогретых (по отношению к БС – 110...115 °С) имеет усредненные геохимические характеристики: плотность – 0,83...0,84 г/см³; содержание серы – 0,5...1,0 %; парафинистость – 1,5...2,0 %; содержание смол и асфальтенов – 5...15 %.

Интересна битумо нефть Конитлорского месторождения на западе СП: плотность – 0,897 г/см³, содержание серы – 1,39 %, парафина – 2,15 %, смол – 4,85 %, асфальтенов – 12,4 % (аномальное содержание). По сути, это недостаточно «созревшая» битумо нефть, скопившаяся в еще неразвитой трещинной системе БС. И притоки подобной нефти невысокие: 5...10 т/сут.

Есть ряд нефтесодержащих месторождений, где нефтепродуктивны гор. АТ, Ю₀ и Ю₁, правда, с небольшими запасами нефти. При этом характеристики нефтей различаются порой существенно, что прямо показывает самобытность этих нефтяных систем, их сингенетичность вмещающим породам при вертикальных расстояниях между горизонтами

10...20 м. Нет разломов – нет субвертикальной миграции нефти в свободном состоянии, а эмиграция эффективна при малых расстояниях от кровли и подошвы БС до песчано-алевролитовых коллекторов (5...7 м, предел – 10 м) [8, 33].

Интересно Малобалыкское нефтяное месторождение, расположенное непосредственно к востоку от СПЗ на юго-западе от Сургутского района. Оно представляет собой своеобразные полюсы нефтеносности в АТ с начальными запасами нефти почти 300 млн т (уже добыто 160 млн т). В БС запасы здесь минимальны – 0,8 и 8,1 млн т (кат. В₁ и В₂), в гор. Ю₂ тюменской свиты – 1,3 и 0,4 млн т соответственно (гор. Ю₁ отсутствует – глины). Нефти залежей горизонтов АТ, Ю₀ и Ю₂ существенно различаются по всем параметрам при СТ 98 °С, например, по плотности – соответственно 0,85; 0,88; 0,89 г/см³, сернистости – 1,2; 0,8; 1,1% и т.д. Причем битумо нефть следует охарактеризовать как малозрелую (не вполне созревшую) в объеме свиты (менее 100 °С).

В пределах СП наиболее крупные залежи нефти образовались в гор. БС₁₀ и БВ₈ среднего валанжина (на Самотлорском, Федоровском и др. месторождениях), где зрелость РОВ позволяет развиваться процессам масштабного битумообразования в морских глинах мегнионской свиты (градации катагенеза МК₁...начало МК₂, показатель отражения витринита $R^\circ > 0,5\%$).

Если битумопродукт имеет возможность эмигрировать в близлежащий традиционный коллекторский горизонт (песчано-алевролитовый или карбонатный – в низах БС), она уходит из материнского пласта (прослая, обогащенного ОВ). То же относится и к БС, когда она «зажата» между АТ и гор. Ю₁ (глинистые перемычки между ними не более 10 м).

Для понимания процессов онтогенеза и нефтенакпления оценен генерационный потенциал БС в трех зонах СП (табл. 3), для чего автор провел расчеты объемов битумогенерации для ряда площадей и зон нефтенакпления с привлечением методики генерационно-массовых расчетов [8, 36] и данных о содержании, типе и степени катагенеза ОВ [31].

Мало того, что объемы и плотности генерации нефтебитумоидов на востоке СП были намного меньше, чем в Салымском районе, возможности для сохранности в объеме БС были практически нулевыми (массовая эмиграция), поэтому-то и отсутствует нефтеносность БС за редкими исключениями.

Вывод очевиден: в западных районах Среднеобской области масштабы генерации битумопродуктов были несравненно выше, чем в восточных, в силу этой генетической причины и сформировались богатейшая нефтеносная зона в ареале Салымского месторождения и ряд менее значимых зон (участков с отдающими нефть коллекторами).

Все онтогенетические «необходимости» для крупномасштабной битумогенерации: вещество – энергия – пространство – время – катализ (природный) в объеме БС западной половины СП выполняются полностью (Салым) или в значительной степени (западные и северные склоны Сургутского свода, центрально-восточные районы Фроловской НГО).

Ареал установленной промышленной нефтеносности БС простирается от северных районов Тюменской области до севера ХМАО и юга НПТР, от восточных участков Краснотурбинского свода до западных склонов Нижневартовского свода (Поточное и Урьевское месторождения).

В работах автора конца 1970-х – середины 1980-х гг. подчеркивались онтогенетически необходимые условия для промышленной нефтеносности гор. Ю₀: современное содержание РОВ не менее 6...7%, СТ не менее 110 °С (чем больше, тем лучше), литологическая изоляция БС обычными серыми глинами сверху и снизу не менее 10 м (при отсутствии даже малоамплитудных разломов – 7...8 м при фоновой мощности БС 25...35 м). Это прогностические параметры для поисков «обычной» нефти в БС.

При условии невозможности или минимальной эмиграции (при отсутствии разломов) в объеме БС сохраняется до 3,8 т нефтеподобного газонасыщенного битумоида на 1 м²; 3,8 млн т – на 1 км² и т.д. Это геологически рассеянные ресурсы СлН и обычной (в трещинах гор. Ю₀) нефти. Таким образом, в пределах высокопрогретой зоны (110...140 °С) на площади Большого Салыма около 10 тыс. км² в объеме БС содержится до 38...40 млрд т нефтебитумоидов / битумопродукта.

Для всех перспективных земель расчеты становятся менее достоверными:

Таблица 3

**Удельные плотности генерации битумоидов в различных зонах СП*
по усредненным генерационным параметрам на 1 м²**

Генерационный параметр	Зона		
	Приобская	Салымская (центр)	Самотлорская
Мощность БС, м	30	35	12
Содержание РОВ, среднее, %	14	10	16
Масса РОВ на 1 м ² , т, (в столбе породы)	9,2	8,4	4,4
R ^o , %	0,65	1,0 (0,55...1,35 %)	0,70
Удельная битумогенерация на 1 т ОВ, %	10,4	24,0	12,7
Масса генерации нефтебитумоидов на 1 м ²	0,96	2,0	0,56

Примечание. РОВ существенно сапропелевого типа (II) с малой примесью гумусовой компоненты (менее 10%), «окно в нефть» для БС сдвинуто по шкале катагенеза до интервала $R^\circ = 0,65...1,40\%$.

площадь распространения «классической» БС – 300 тыс. км²; средняя толщина свиты – 25...30 м (во многих зонах СП – до 40...45 м); современное $C_{\text{орг}}$ (РОВ) – от 6...7 до 17...20 %; территория с уровнем катагенеза от 0,75 до 1,15 % (R°) в кровле тюменской свиты – 200 тыс. км².

Минимальная общая масса генерированных битумоидов на площади 200 тыс. км² – 220 млрд т (на самом деле, существенно больше с учетом площади до 300 тыс. км² и зон катагенеза в БС $R^\circ = 0,60...0,80$ %).

При среднем коэффициенте эмиграции 0,15 (при ее полном отсутствии в центрально-западных районах и с учетом частичной эмиграции на востоке СП – до 50...60 %) ориентировочная оценка остаточной (неэмигрировавшей) массы битумоидов (микронепти) составит около 190 млрд т. Это и есть «геологические ресурсы» нефтебитумоидов = СлН в БС свите центрально-западных районов ЗСМП.

Вопрос о массе (ресурсах) извлекаемой части СлН остается технологически неопределенным. Даже создание специальных «баженских» полигонов пока мало что дало в плане масштабного освоения битумонефти [15, 42]. Чисто экспертно эту величину можно оценить в 10...12 % (19...23 млрд т) при использовании в будущем новейших инновационных технологий. При этом ресурсы обычной нефти становятся частью этой интегральной величины, а ресурсы собственно СлН в Западной Сибири составят до 20 млрд т (извлек.). Это оценка «сверху» нефтяного потенциала БС (в рассеянном виде). По данным Минприроды РФ, ресурсы СлН в ХМАО оцениваются в 11 млрд т (извлек.), при этом конкретные расчеты отсутствуют. Где же истина? По-видимому, внутри интервала 11...20 млрд т (извлек.).

Представляется, что в силу ряда причин именно БС станет лидером по добыче СлН в России. По расчетам ряда исследователей, возможная добыча баженской СлН может достигнуть в 2030 г. 20 млн т, но, по мнению автора, масштаб нефтеносности верхнеюрских битуминозных пород в центрально-западной части ЗСМП таков, что реально позволит добывать ежегодно до 45...50 млн т, возможно, до 70 млн т. Итак, геологический феномен БС налицо. Предстоит самое трудное: промышленно освоить запасы обычной баженско-абалакской нефти и очень значительные

ресурсы нефтебитумоидов = битумонефти (СлН) [1, 8, 31, 37, 43].

Таким образом, при движении с запада на восток от Салымского и Сургутского районов с появлением «принимающего» горизонта Ю₁ вся нефтеносность БС «завершается»: эмиграционный поток части нефтебитумоидов устремляется вниз, насыщая близлежащий песчано-алевролитовый коллектор (гор. Ю₁), или вверх – в ачимовские линзы (АТ). Учтем также, что разломов, даже среднеамплитудных (10...20 м), в СП мало.

В северных областях мегапровинции снижается содержание в БС органики, ухудшаются ее свойства (смешанное ОВ гумусово-сапропелевого типа), и, как следствие, нефтеносность свиты практически исчезает уже на юге НПТР [8, 35]. В ЯНАО из многих сотен разбуренных площадей нефтеносность в БС установлена только на четырех (на двух – полупромышленная).

Вне ареала промышленной нефтеносности БС поиски месторождений успеха иметь не будут, как и их научное обеспечение. В этой связи проводить обширные научно-аналитические исследования БС в Томской области, на востоке ХМАО (Вахский район) и тем более в северных и арктических областях ЗСМП совершенно бессмысленно с практической, да и с научной точки зрения: их результаты не приведут к новым открытиям, что было показано еще в работах 1980-х гг. [14, 35], и последующие бурение скважин и испытание гор. Ю₀ только подтвердили этот вывод. Усилия будут напрасными.

Итак, несмотря на «научную бездонность» проблемы баженской нефти в ее концентрированном и рассеянном состояниях в центрально-западных районах ЗСМП, публикацию десятков монографий, сотен статей, защиту множества кандидатских и докторских диссертаций, пора все же приходить к единому мнению о ресурсах баженской – действительно сланцевой – нефти, к реальному прогнозированию, направленным поискам, рациональной разведке, промышленному освоению и добыче битумонефти в осязаемых объемах.

Эта комплексная мегапроблема должна наконец-то найти практический выход к масштабному производству – добыче «морской сапропелевой», по генезису, нефти верхнеюрского подкомплекса ЗСМП – в промышленных масштабах, на уровне десятков миллионов тонн в год [1, 31].

Список литературы

1. Афанасенков А.П. Нефть Западной Сибири / А.П. Афанасенков, В.А. Скоробогатов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2022. – № 2. – С. 12–26.
2. Балущкина Н.С. Закономерности строения баженовского горизонта и верхов абалакской свиты в связи с перспективами добычи нефти / Н.С. Балущкина, Г.А. Калмыков, Т.А. Кирюхина и др. // Геология нефти и газа. – 2013. – № 3. – С. 48–61.
3. Билибин С.И. К оценке запасов и ресурсов сланцевой нефти / С.И. Билибин, Г.А. Калмыков, Н.С. Балущкина и др. // Недропользование XXI век. – 2015. – № 1. – С. 34–45.
4. Брадучан Ю.В. Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность) / Ю.В. Брадучан, Ф.Г. Гурари, В.А. Захаров и др. – Новосибирск: Наука, 1986.
5. Брехунцов А.М. Нефти битуминозно-кремнисто-глинистых и карбонатно-кремнисто-глинистых пород / А.М. Брехунцов, И.И. Нестеров // Горные ведомости. – 2011. – № 6. – С. 30–61.
6. Варламов А.И. Состояние и перспективы развития сырьевой базы нефти Российской Федерации в свете существующих проблем / А.И. Варламов // Геология нефти и газа. – 2016. – № 5. – С. 14–23.
7. Гончаров И.В. Геохимические особенности нефтей баженовской свиты Салымского месторождения / И.В. Гончаров, Н.К. Винокурова, М.П. Бодрягина // Строение и нефтегазоносность баженинов Западной Сибири: сб. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1985. – С. 115–123.
8. Гулев В.Л. Нетрадиционные ресурсы газа и нефти / В.Л. Гулев, Н.А. Гафаров, В.И. Высоцкий и др. – М.: Недра, 2014. – 284 с.
9. Гурари Ф.Г. Доманикиты Сибири и их роль в нефтегазоносности / Ф.Г. Гурари. – Новосибирск: СНИИГиМС, 1982. – 135 с.
10. Гурари Ф.Г. Региональный прогноз промышленных скоплений углеводородов в доманикитах / Ф.Г. Гурари // Геология нефти и газа. – 1984. – № 2. – С. 1–5.
11. Гурари Ф.Г. Условия формирования и методика поисков залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты / Ф.Г. Гурари и др. – М.: Недра, 1988. – 199 с.
12. Дорофеева Т.В. Коллекторы нефти баженовской свиты Западной Сибири / Т.В. Дорофеева, С.Г. Краснов, Б.А. Лебедев и др. – Л.: Недра, 1983.
13. Дорофеева Т.В. Локальный прогноз залежей нефти баженовской свиты / Т.В. Дорофеева, М.Г. Аристаров, Е.Ю. Блинкова и др. – М.: Недра, 1992.
14. Ермаков В.И. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра, 1986. – 221 с.
15. Забелло Е. Бажену – национальный статус. Нефтяники планируют объединить усилия по поиску технологий для бажена / Е. Забелло // Oil and Gas J., Russia. – 2017. – № 7. – С. 50–53.
16. Зубков М.Ю. Коллекторы в бажен-абалакском комплексе Западной Сибири и способы их прогноза / М.Ю. Зубков // Геология нефти и газа. – 2014. – № 5. – С. 58–72.
17. Зубков М.Ю. Органическое вещество баженовской свиты Салымского месторождения / М.Ю. Зубков, Н.М. Зубарева, А.Х. Сайфуллина // Геология нефти и газа. – 1988. – № 5. – С. 19–25.
18. Калмыков Г.А. Нефтегазоносные высокоуглеродистые толщи на границе юры и мела / Г.А. Калмыков, Н.Л. Киселева, Н.С. Балущкина и др. – Ярославль: Аверс Плюс, 2017. – 308 с.
19. Колпаков В.В. Нефтеносность и геологическое строение нормального и аномального разрезов баженовской свиты Когальмского региона / В.В. Колпаков, Д.А. Спиридонов, Г.Х. Шайхутдинов и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 11. – С. 5–17.
20. Конторович А.Э. Геохимия битумоидов баженовской свиты / А.Э. Конторович, Е.А. Костырева, С.В. Родякин и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 79–88.
21. Корж М.В. Особенности литогенеза аргиллитов баженовской свиты и возможный механизм образования в них залежей нефти / М.В. Корж, С.И. Филина // Нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири: сб. – М.: ИГиРГИ, 1980. – С. 6–17.
22. Коровина Т.А. Особенности вещественного состава пород баженовской свиты на Ай-Пимской площади / Т.А. Коровина, Е.П. Кропотова, И.В. Федорцов // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 6. – С. 18–21.
23. Лимбергер Ю. Загадки баженовской свиты. Остались ли на земле гигантские месторождения нефти? / Ю. Лимбергер // Нефтегазовая вертикаль. – 2017. – № 12. – С. 70–73.

24. Лопатин Н.В. Баженовская свита Западно-Сибирского бассейна: нефтегенерационные свойства и катагенетическая зрелость / Н.В. Лопатин, Т.П. Емец // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1999. – № 7. – С. 2–17.
25. Немова В.Д. Эффективные подходы к изучению и прогнозу нефтеносности отложений баженовской свиты / В.Д. Немова, Е.П. Аташева, И.В. Панченко и др. // Геология нефти и газа. – 2014. – № 6. – С. 36–47.
26. Нестеров И.И. Нефтегазосность глинистых пород Западной Сибири / И.И. Нестеров, И.Н. Ушатинский, А.Я. Малых и др. – М.: Недра, 1987. – 256 с.
27. Полякова И.Д. Баженовская свита – источник промышленных нефтей и жирных газов в титон-неокомских отложениях Южно-Карского региона / И.Д. Полякова, В.И. Богоявленский // Докл. АН. – 2011. – Т. 440. – № 1. – С. 105–110.
28. Предтеченская Е.А. Баженовская свита как «промежуточный» коллектор углеводородов в зонах дизъюнктивных нарушений / Е.А. Предтеченская, О.Н. Злобина // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 11. – С. 20–33.
29. Скворцов М.Б. Новые данные о размещении нефтегазопродуктивных зон баженовских отложений Западной Сибири / М.Б. Скворцов, Г.В. Кузнецов, Н.Д. Сурова и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 89–96.
30. Скоробогатов В.А. Изучение и освоение углеводородного потенциала недр Западно-Сибирского осадочного мегабассейна: итоги и перспективы / В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – 2014. – № 3 (19). – С. 8–26.
31. Скоробогатов В.А. Практические аспекты изучения и освоения нефтяного потенциала баженовской битумогенерирующей толщи Западной Сибири / В.А. Скоробогатов, А.П. Афанасенков // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2019. – № 6. – С. 3–12.
32. Скоробогатов В.А. Некоторые критерии перспектив нефтеносности баженовской свиты Западной Сибири / В.А. Скоробогатов, С.Г. Краснов // Геология нефти и газа. – 1984. – № 3. – С. 15–19.
33. Скоробогатов В.А. Термобарогеохимическая эволюция скоплений углеводородов / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 1991. – № 8. – С. 23–29.
34. Скоробогатов В.А. Условия нефтенакопления в Краснотенинской зоне (Западная Сибирь) / В.А. Скоробогатов // Советская геология. – 1984. – № 9. – С. 3–13.
35. Скоробогатов В.А. Условия формирования углеводородных скоплений в верхнеюрских отложениях центральных и северных районов Западной Сибири / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 1980. – № 11. – С. 25–32.
36. Строганов Л.В. Газы и нефти ранней генерации Западной Сибири / Л.В. Строганов, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. – 414 с.
37. Ступакова А.В. К оценке ресурсов и запасов сланцевой нефти / А.В. Ступакова, Г.А. Калмыков, Н.П. Фадеева и др. // Вестник Моск. ун-та. Серия 4: Геология. – 2015. – № 3. – С. 3–10.
38. Трофимук А.А. Баженовская свита – уникальный природный резервуар нефти / А.А. Трофимук, Ю.Н. Карогодин // Геология нефти и газа. – 1984. – № 4. – С. 29–33.
39. Ушатинский И.Н. Литология и перспективы нефтеносности юрско-неокомских битуминозных отложений Западной Сибири / И.Н. Ушатинский // Сов. геология. – 1981. – № 2. – С. 11–22.
40. Цветков Л.Д. Сланцевая нефть России / Л.Д. Цветков, Н.Л. Цветкова // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России до 2030 г. – С. 219–230.
41. Шандрыгин А.Н. Состояние и перспективы разработки месторождений сланцевой нефти / А.Н. Шандрыгин, И.В. Шпуров, В.Г. Браткова // Недропользование XXI век. – 2015. – № 1. – С. 52–63.
42. Шпильман А.В. О принципах создания научного полигона «Баженовский» в Ханты-Мансийском автономном округе – Югра // Недропользование XXI век. – 2015. – № 1. – С. 4–10.
43. Шутько С.Ю. Сценарный прогноз параметров добычи нефти из низкопроницаемых нефтегазовых резервуаров баженовской свиты / С.Ю. Шутько, Д.А. Дубровский, А.Н. Лопатников // Деловой журнал Neftegaz.ru. – 2018. – № 10. – С. 56–64.

Bazhenovo oil from Western Siberia: genesis, reserves, resources, prospects for recovery

V.A. Skorobogatov

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Gazovikov street, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Author analyzes modern status of the geological-geochemical knowledge oil-bearing capacity of the most problematic geological object in central-western regions of West-Siberian megaprovince, such as the Bazhenovo bitumen-generating (oil-source) series dated by Volgian stage. There are data on oil presence (number of fields, amounts of oil reserves). The paper includes the brief analysis of conditions favorable for generation of the oil-giving zones and sites, as well as the main genetic criteria of prediction (in view of further searching). Author enunciates his own vision of the recoverable resources of Bazhenovo series and gives the prognosis for development of Bazhenovo shale oil.

Keywords: field, deposit, well, oil, bitumoid, search, reserves, resources, Bazhenovo series, inflow, prospects, production.

References

1. AFANASENKOV, A.P., V.A. SKOROBOGATOV. Petroleum at Western Siberia [Nef't Zapadnoy Sibiri]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*, 2022, no. 2, pp. 12–26, ISSN 0869-3188. (Russ.).
2. BALUSHKINA, N.S., G.A. KALMYKOV, T.A. KIRYUKHINA, et al. Regularities of structure of Bazhenov horizon and upper parts of Abalak suite in view of oil production prospects [Zakonmernosti stroeniya bazhenovskogo gorizonta i verkhov abalakskey svity v svyazi s perspektivami dobychi nef'ti]. *Geologiya Nef'ti i Gaza*, 2013, no. 3, pp. 48–61, ISSN 0016-7894. (Russ.).
3. BILIBIN, S.I., G.A. KALMYKOV, N.S. BALUSHKINA, et al. Revisited to the assessment of reserves and resources of oil shale [K otsenke zapasov i resursov slantsevoy nef'ti]. *Nedropolzovaniye XXI vek*, 2015, no. 1, pp. 34–45. ISSN 1998-4685. (Russ.).
4. BRADUCHAN, Yu.V., F.G. GURARI, V.A. ZAKHAROV, et al. *Bazhenovo horizon at Western Siberia (stratigraphy, paleogeography, ecosystem, oil presence)* [Bazhenovskiy gorizont Zapadnoy Sibiri (stratigrafiya, paleogeografiya, ekosistema, nef'tenosnost)]. Novosibirsk: Nauka, 1986. (Russ.).
5. BREKHUNTSOV, A.M., I.I. NESTEROV. Oils from bituminous-siliceous-argillaceous and carbonaceous-siliceous-argillaceous rocks [Nef'ti bituminozno-kremnisto-glinistykh i karbonatno-kremnisto-glinistykh porod]. *Gornyye Vedomosti*, 2011, no. 6, pp. 30–61, ISSN 1818-5606. (Russ.).
6. VARLAMOV, A.I. Status and prospects for development of the crude oil in-situ resources of Russian Federation through the lens of actual problems [Sostoyaniye i perspektivy razvitiya seryevoy basy nef'ti Rossiyskoy Federatsii v svete sushchestvuyushchikh problem]. *Geologiya Nef'ti i Gaza*. 2016, no. 5, pp. 14–23. ISSN 0016-7894. (Russ.).
7. GONCHAROV, I.V., N.K. VINOKUROVA, M.P. BODRYAGINA. Geochemical specifics of Bazhenovo oils from Salymkoye field [Geokhimicheskiye osobennosti nef'tey bazhenovskoy svity Salymnskogo mestorozhdeniya]. In: *Structure and oil-gas-bearing capacity of West-Siberian bazhenites* [Stroyeniye i nef'tegazonosnost bazhenitov Zapadnoy Sibiri]: collected bk. Tyumen: ZapSibNIGNI, 1985, pp. 115–123. (Russ.).
8. GULEV, V.L., N.A. GAFAROV, V.I. VYSOTSKIY, et al. *Alternative gas and oil resources* [Netraditsionnyye resursy gaza i nef'ti]. Moscow: Nedra, 2014. (Russ.).
9. GURARI, F.G. *Siberian domanikites and their impact to oil and gas presence* [Domanikity Sibiri i ikh rol v nef'tegazonosnosti]. Novosibirsk: SNIIGiMS, 1982. (Russ.).
10. GURARI, F.G. Regional forecast of commercial hydrocarbon agglomerations within domanikites [Regionalnyy prognoz promyshlennykh skopleniy uglevodorodov v domanikitakh]. *Geologiya Nef'ti i Gaza*, 1984, no. 2, pp. 1–5, ISSN 0016-7894. (Russ.).
11. GURARI, F.G. *Conditions favorable for generation and searching procedure for oil deposits in argillites of Bazhenovo formation* [Usloviya formirovaniya i metodika poiskov zalezhey nef'ti v argillitakh bazhenovskoy svity]. Moscow: Nedra, 1988. (Russ.).
12. DOROFEYEVA, T.V., S.G. KRASNOV, B.A. LEBEDEV, et al. *Oil reservoirs at Bazhenovo formation in Western Siberia* [Kollektory nef'ti bazhenovskoy svity Zapadnoy Sibiri]. Leningrad, USSR: Nedra, 1983. (Russ.).
13. DOROFEYEVA, T.V., M.G. ARISTAROV, Ye.Yu. BLINKOVA, et al. *Local forecast of oil deposits in Bazhenovo formation* [Lokalnyy prognoz zalezhey nef'ti bazhenovskoy svity]. Moscow: Nedra, 1992.
14. YERMAKOV, V.I., V.A. SKOROBOGATOV. *Thermal field of the young plates in the USSR* [Teplovoye pole molodykh plit SSSR]. Moscow: Nedra, 1986. (Russ.).

15. ZABELO, Ye. National status to Bazhenovo. Oil suppliers plan to combine efforts in seeking for technologies for Bazhenovo oil [Bazhenovo – natsionalnyy status. Neftyaniki planiruyut obyedinit usiliya po poisku tekhnologiy dly bazhena]. *Oil and Gas J., Russia*, 2017, no. 7, pp. 50–53. (Russ.).
16. ZUBKOV, M. Yu. Reservoirs in the Bazhenovo-Abalak complex of the Western Siberia and methods of forecasting its spread [Kollektory v bazhenovo-abalakskom komplekse Zapadnoy Sibiri i sposoby ikh prognoza]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2014, no. 5, pp. 58–72, ISSN 0016-7894. (Russ.).
17. ZUBKOV, M. Yu., N. M. ZUBAREVA, A. Kh. SAYFULLINA. Organic matter of Bazhenovo formation at Salymskoye field [Organicheskoye veshchestvo bazhenovskoy svity Salymnskogo mestorozhdeniya]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 1988, no. 5, pp. 19–25, ISSN 0016-7894. (Russ.).
18. KALMYKOV, G. A., N. L. KISELEVA, N. S. BALUSHKINA, et al. *Oil-gas-bearing high-carbon series at interface of Jurassic and Cretaceous systems* [Neftegazonosnyye vysokouglerodistyye tolshchi na granitse yury i mela]. Yaroslavl: Avers Plyus, 2017. (Russ.).
19. KOLPAKOV, V. V., D. A. SPIRIDONOV, G. Kh. SHAYKHUTDINOV, et al. Oil content and geological structure of the normal and anomalous sections of Bazhenov suite in Kogalym region [Neftenosnost i geologicheskoye stroeniye normalnogo i anomalnogo razrezov bazhenovskoy svity Kogalymnskogo regionala]. *Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftyanikh i Gazovykh Mestorozhdeniy*, 2016, no. 11, pp. 5–17, ISSN 2413-5011. (Russ.).
20. KONTOROVICH, A. E., Ye. A. KOSTYREVA, S. V. RODYAKIN, et al. Geochemistry of Bazhenov formation bitumoids [Geokhimiya bitumoidov bazhenovskoy svity]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 2, pp. 79–88, ISSN 0016-7894. (Russ.).
21. KORZH, M. V., S. I. FILINA. Specifics of lithogenesis of Bazhenovo argillites and possible mechanism of oil deposits generation in these rocks [Osobennosti litogeneza argillitov bazhenovskoy svity i vozmozhnyy mekhanizm obrazovaniya v nikh zalezhey nefti]. In: *Oil-bearing capacity of West-Siberian Bazhenovo formation* [Neftenosnost bazhenovskoy svity Zapadnoy Sibiri]: collected bk. Moscow: Institute for Geology and Development of Fossil Fuels (IGIRGI), 1980. (Russ.).
22. KOROVINA, T. A., Ye. P. KROPOTOVA, I. V. FEDORTSOV. Specifics of material composition of Bazhenovo series rocks at Ay-Pimskaya stretch [Osobennosti veshchestvennogo sostava porod bazhenovskoy svity na Ay-Pimskoy ploshchadi]. *Neftyanoye Khozyaystvo*, 2001, no. 6, pp. 18–21, ISSN 0028-2448. (Russ.).
23. LIMBERGER, Yu. Enigmas of Bazhenov suite. Are there any gigantic oil fields under foot? [Zagadki bazhenovskoy svity. Ostalis li na Zemle gigantkiye mestorozhdeniya nefti?]. *Neftegazovaya Vertikal*, 2017, no. 12, pp. 70–73. (Russ.).
24. LOPATIN, N. V., T. P. YEMETS. Bazhenovo formation at Western-Siberian basin: capacity for oil generation and catagenic maturity [Bazhenovskaya svita Zapadno-Sibirskogo basseyna: neftegeneratsionnyye svoystva i katageneticheskaya zrelost']. *Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftyanikh i Gazovykh Mestorozhdeniy*, 1999, no. 7, pp. 2–17, ISSN 2413-5011. (Russ.).
25. NEMOVA, V. D., E. P. ATASHEVA, I. V. PANCHENKO, et al. Efficient approaches to investigation and prediction of petroleum potential of the Bazhenov suite deposits [Effektivnyye podkhody k izucheniyu neftenosnosti otlozheniy bazhenovskoy svity]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2014, no. 6, pp. 36–47, ISSN 0016-7894. (Russ.).
26. NESTEROV, I. I., I. N. USHATINSKIY, A. Ya. MALYKH, et al. *Oil-gas-bearing capacity of mud rocks at Western Siberia* [Neftegazonosnost glinistyykh porod Zapadnoy Sibiri]. Moscow: Nedra, 1987. (Russ.).
27. POLYAKOVA, I. D., V. I. BOGOYAVLENSKIY. The Bazhenovo formation as a source of economic oils and rich gases in the Tithonian-Neocomian section of the South Kara region [Bazhenovskaya svita – istochnik promyshlennykh neftey i zhirnykh gazov v titon-neokomskikh otlozheniyakh Yuzhno-Karskogo regionala]. *Doklady Akademii nauk*, 2011. – T. 440. – № 1. – С. 105–110, ISSN 0869-5652. (Russ.).
28. PREDTECHENSKAYA, Ye. A., O. N. ZLOBINA. Bazhenovo formation as a “transitional” reservoir of hydrocarbons in zones of disjunctive dislocations [Bazhenovskaya svita kak “promezhutochnyy” kolektor uglevodorodov v zonakh dizyunktivnykh narusheniy]. *Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftyanikh i Gazovykh Mestorozhdeniy*, 2018, no. 11, pp. 20–33, ISSN 2413-5011. (Russ.).
29. SKVORTSOV, M. B., G. V. KUZNETSOV, N. D. SUROVA, et al. New data on the bazhenov pay zones occurrence in West Siberia [Novyye dannyye o razmeshchenii neftegazoproduktivnykh zon bazhenovskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 2, pp. 89–96, ISSN 0016-7894. (Russ.).
30. SKOROBOGATOV, V. A. Research and development of the hydrocarbons potential of the soils of the Western Siberian sedimentary megabasin: results and perspectives [Izuchiye i osvoyeniye uglevodorodnogo potentsiala nedr Zapadno-Sibirskogo osadochnogo megabasseyina: itogi i perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014, no. 3 (19): Resource support problems of Russian oil-producing regions, pp. 8–26. ISSN 2306-8949. (Russ.).
31. SKOROBOGATOV, V. A., A. P. AFANASENKOV. Practical aspects of studying and development of oil potential for Bazhenov bitumen-generating series at Western Siberia [Prakticheskiye aspekty izucheniya i osvoyeniya nefryanogo potentsiala bazhenovskoy bitumogeneriruyushchey tolshchi Zapadnoy Sibiri]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*, 2019, no. 6, pp. 310. ISSN 0869-3188. (Russ.).
32. SKOROBOGATOV, V. A., S. G. KRASNOV. Few criteria of outlooks for oil presence at Bazhenov suite in Western Siberia [Nekororyye kriterii perspektiv neftenosnosti bazhenovskoy svity Zapadnoy Sibiri]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 1984, no. 3, pp. 15–19. ISSN 0016-7894. (Russ.).

33. SKOROBOGATOV, V.A. Thermobaric-geochemical evolution of hydrocarbon agglomerations [Termobarogeokhimicheskaya evolutsiya skopleniy uglevodorodov]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 1991, no. 8, pp. 23–29. ISSN 0016-7894. (Russ.).
34. SKOROBOGATOV, V.A. Background of oil and gas accumulation in Krasnoleninskaya zone (Western Siberia) [Uslovia neftenakopleniya v Krasnoleninskoy zone (Zapadnaya Sibir)]. *Sovetskaya Geologiya*, 1984, no. 9, pp. 3–13, ISSN 0869-7175. (Russ.).
35. SKOROBOGATOV, V.A. Conditions favorable for forming hydrocarbon agglomerations in Upper-Jurassic deposits of central and northern regions at Western Siberia [Usloviya formirovaniya uglevodorodnykh skopleniy v verkhneyurskikh otlozheniyakh tsentralnykh i svernykh rayonov Zapadnoy Sibiri]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 1980, no. 11, pp. 25–32. ISSN 0016-7894. (Russ.).
36. STROGANOV, L.V., V.A. SKOROBOGATOV. *Western-Siberian gases and oils of earlier generation* [Gazy i nefti ranney generatsii Zapadnoy Sibiri]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2004. (Russ.).
37. STUPAKOVA, A.V., G.A. KALMYKOV, N.P. FADEYEVA, et al. To assessment of shale oil resources and reserves [K otsenke resursov i zapasov slantsevoy nefti]. *Vestnik Moskovskogo Universiteta. Series: Geology*, 2015, no. 3, pp. 3–10, ISSN 0579-9406. (Russ.).
38. TROFIMUK, A.A., Yu.N. KAROGODIN. Bazhenovo formation as a unique natural oil reservoir [Bazhenovskaya svita – unikalnyy prirodnyy rezervuar nefti]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 1984, no. 4, pp. 29–33. ISSN 0016-7894. (Russ.).
39. USHATINSKIY, I.N. Lithology and outlooks for oil presence in Jurassic-Neocomian bituminous sediments at Western Siberia [Litologiya i perspektivy neftenosnosti yursko-neokomskikh bituminoznykh otlozheniy Zapadnoy Sibiri]. *Sovetskaya Geologiya*, 1981, no. 2, pp. 11–22, ISSN 0869-7175. (Russ.).
40. TSVETKOV, L.D., N.L. TSVETKOVA. Slate oil of Russia [Slantsevaya nef't Rossii]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013, no. 5 (16): Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030, pp. 219–230. ISSN 2306-8949. (Russ.).
41. SHANDRYGIN, A.N., I.V. SHPUROV, V.G. BRATKOVA. Status and prospects for development of shale oil fields [Sostoyaniye i perspektivy razrabotki mestorozhdeniy slantsevoy nefti]. *Nedropolzovaniye XXI vek*, 2015, no. 1, pp. 52–63. ISSN 1998-4685. (Russ.).
42. SHPILMAN, A.V. On principles of creating a “Bazhenovskiy” scientific polygon in Khanty-Mansi autonomous area – Yugra [O printsipakh sozdaniya nauchnogo poligona “Bazhenovskiy” va Khanty-Mansiyskom avtonomnom okruge – Yugra]. *Nedropolzovaniye XXI vek*, 2015, no. 1, pp. 4–10. ISSN 1998-4685. (Russ.).
43. SHUTKO, S.Yu., D.A. DUBROVSKIY, A.N. LOPATNIKOV. Scenario prediction for parameters of oil recovery from low-permeable Bazhenovo oil-gas reservoirs [Stsenarnyy prognoz parametrov dobychi nef'ti iz nizkopronitsayemykh neftegazovykh rezervuarov bazhenovskoy svity]. *Delovoy Zhurnal Neftegaz.ru*, 2018, no. 10, pp. 56–64, ISSN 2410-3837. (Russ.).

УДК 622.324.5(571.17)

Особенности применения пассивного сейсмического мониторинга при подготовке к разработке метаноугольных месторождений Кузбасса

Е.Г. Абарбанель^{1*}, Д.А. Сизиков¹, Е.В. Швачко¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1

* E-mail: E_Abarbanel@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова:

гидроразрыв пласта, пассивный сейсмический мониторинг, напряженно-деформированное состояние, метаноугольные месторождения, 3D визуализация, трещиноватость, угольный пласт, диффрактор.

Тезисы. Проблема истощения запасов на разрабатываемых крупных газовых месторождениях заставляет сегодня говорить не только об организации добычи на удаленных месторождениях с высокой себестоимостью извлечения, но и о разработке нетрадиционных ресурсов углеводородов. Расширение ресурсной базы углеводородного сырья является важнейшей составляющей стратегии развития добывающих компаний. Одним из новых для отечественных компаний направлений является разработка нетрадиционных газовых ресурсов в рамках стратегии комплексного эффективного освоения углеводородного сырья, развития регионов: от экологических до локально-энергетических.

В 2003 г. в Кузбассе начаты экспериментальные работы по обоснованию возможности промышленной добычи метана. В 2003–2004 гг. пробурены и оснащены необходимым оборудованием первые экспериментальные скважины. В этих скважинах произведены гидроразрывы пластов (ГРП). К настоящему времени в Кузбассе пробурены около 40 разведочных скважин. В процессе освоения скважин проведены откачки воды, созданы депрессии на пласты и получены первые притоки метана. С целью оптимизации их местоположения проектируются сейсморазведочные работы. При этом необходимо учитывать аномальность угольной толщи в плане ее залегания, особенности нарушенных и трещиноватых зон, небольшие мощности угольных пластов (3...10 м), а также малую глубину их залегания (до 1 км). Угольные пласты относятся к нетрадиционным коллекторам сорбированного метана. Их емкостные характеристики определяются микропоровой структурой (до 80 % составляют поры размером от 4 до 80 Å). Матрица угля практически непроницаема, поэтому фильтрационные характеристики пластов предопределяются трещиноватостью углей. Естественно, что выявление участков с повышенной открытой трещиноватостью является одной из актуальных задач разведки метаноугольных месторождений.

Освещаемая методика предназначена для дифференциации угольных пластов как нетрадиционных коллекторов угольного метана по степени их перспективности в конкретных горно-геологических условиях размещения скважины. Методика включает проведение пассивного сейсмического мониторинга с поверхности земли во время производства ГРП на метаноугольных месторождениях. Далее следует специфическая обработка наблюдаемого сейсмического материала с получением на выходе выделенного на фоне сейсмического шума полезного сигнала, приуроченного к определенной стадии производства ГРП. Регистрация данных осуществляется с земной поверхности в окрестности изучаемой скважины во время производства ГРП по наземным сейсмическим профилям (азимутам) с получением на выходе наборов сейсмограмм.

Наземный пассивный сейсмический мониторинг на углететановых месторождениях Кузбасса

Пассивный сейсмический мониторинг (ПСМ) является сейсмическим методом, применение которого рекомендуется во время проведения гидроразрыва пластов (ГРП) практически на всех скважинах метаноугольного месторождения. Эта технология служит для диагностической визуализации и контроля ГРП, для предполагаемого определения трассировки потоков технических жидкостей. Поскольку от качества ГРП зависит дебит газа, а количество операций по ГРП достигает 10 и более в одной скважине, то необходим контроль (мониторинг) проведения ГРП и соответствия дизайна ГРП фактическому результату. Особенно это важно при кустовом размещении скважин для обеспечения единой воронки дренирования.

При этом выполняется большой объем модельных расчетов по оценке геометрии ГРП. Однако производимые расчеты не обеспечивают получения информации

об азимуте распространения ГРП. Отсутствие такой необходимой информации мешает оптимизировать разработку месторождений с использованием гидродинамических методов, в частности оптимизировать направление потоков вытесняющей газ жидкости.

Получение фактических данных по распространению трещины ГРП, ее геометрических параметров позволяет оценить направление напряженного состояния горного массива (трещина ГРП распространяется параллельно направлению максимальных напряжений горного массива). Появляется возможность запроектировать размещение скважин для проведения в них ГРП с учетом создания единой депрессионной воронки, поэтому работы по технологии наземного и скважинного мониторинга ГРП в достаточной степени актуальны.

Метод микросейсмического мониторинга основан на обнаружении и локализации с помощью наземных и скважинных сейсмических наблюдений источников сейсмической эмиссии (тресков, сейсмических ударов, микроземлетрясений) в зоне ГРП, обусловленных изменениями напряженно-деформированного состояния пород в результате проведения ГРП (закачка жидкости ГРП, пропанта или других материалов) в скважине. Используемые при обработке полученных данных приемы 3D-визуализации источников микросейсмических событий позволяют оконтурить возникающую при ГРП зону трещиноватости и определить ее основные геометрические параметры.

Микросейсмический мониторинг дает возможность контролировать геометрию ГРП на достаточно больших расстояниях (первые сотни метров) от места наблюдения, а также непосредственно получать 3D-изображения плоскости разрыва. В настоящее время в России для получения информации о распространении искусственного трещинообразования при производстве ГРП на традиционных месторождениях углеводородов широко применяется наземный сейсмический мониторинг с использованием стандартного сейсмического оборудования и наблюдением по нескольким азимутам, расположенным в окрестности изучаемой скважины. Однако информативность результатов наземного ПСМ на традиционных месторождениях не всегда удовлетворительная по ряду обстоятельств.

Повышенная информативность метода на метанугольных месторождениях обусловлена рядом следующих причин:

1) относительно неглубоким (до 1 км) [1] залеганием изучаемого пласта. В связи с этим из-за большого затухания исходного сигнала с глубиной минимизируется получение недостоверного результата;

2) особенностью физико-механических характеристик угольного пласта. Угольный пласт представляет собой типичный трещиноватый коллектор с водонасыщенными трещинами;

3) контрастностью поля сейсмических свойств промышленных объектов (угольных пластов) небольшой мощности (1...10 м).

На Нарыкско-Осташкинской площади Кузбасса в окрестности ряда скважин проведены наземные сейсмические исследования методом ПСМ. (Регистрация выполнялась на рабочую станцию со специализированным программным обеспечением Focus от компании Paradigm (рис. 1)). Схема расположения азимутов наблюдения представлена на рис. 2. Предпосылками для возникновения сейсмического события при закачке жидкости под давлением является резкий перепад давления в диапазонах 35...50 атм, связанный с искусственным трещинообразованием (см. рис. 1).

Ниже рассматриваются основные особенности технологии ПСМ, даются рекомендации о целесообразности ее более широкого применения. Мониторинг ГРП на примере одной из скважин в Кузбассе осуществлялся с дневной поверхности по четырем азимутам (лучам) наблюдения, расстояние между сейсмоприемниками составляло 10 м. Изучаемый угольный пласт находится на глубине около 700 м относительно дневной поверхности. Точки пересечения азимутов (лучей) наблюдения находятся над пластопересечением ствола скважины и изучаемого пласта.

Интерпретация данных ПСМ для решения геологических задач

В одной из скважин изучаемого месторождения проводились мероприятия по мониторингу ГРП. Различный характер сейсмических записей позволяет оценить физические свойства изучаемых угольных пластов:

- *пласт 89* – по всей видимости, анизотропный (рис. 3), что подтверждено данными акустического каротажа, проведенного в скважине 16. Характер сейсмического поля

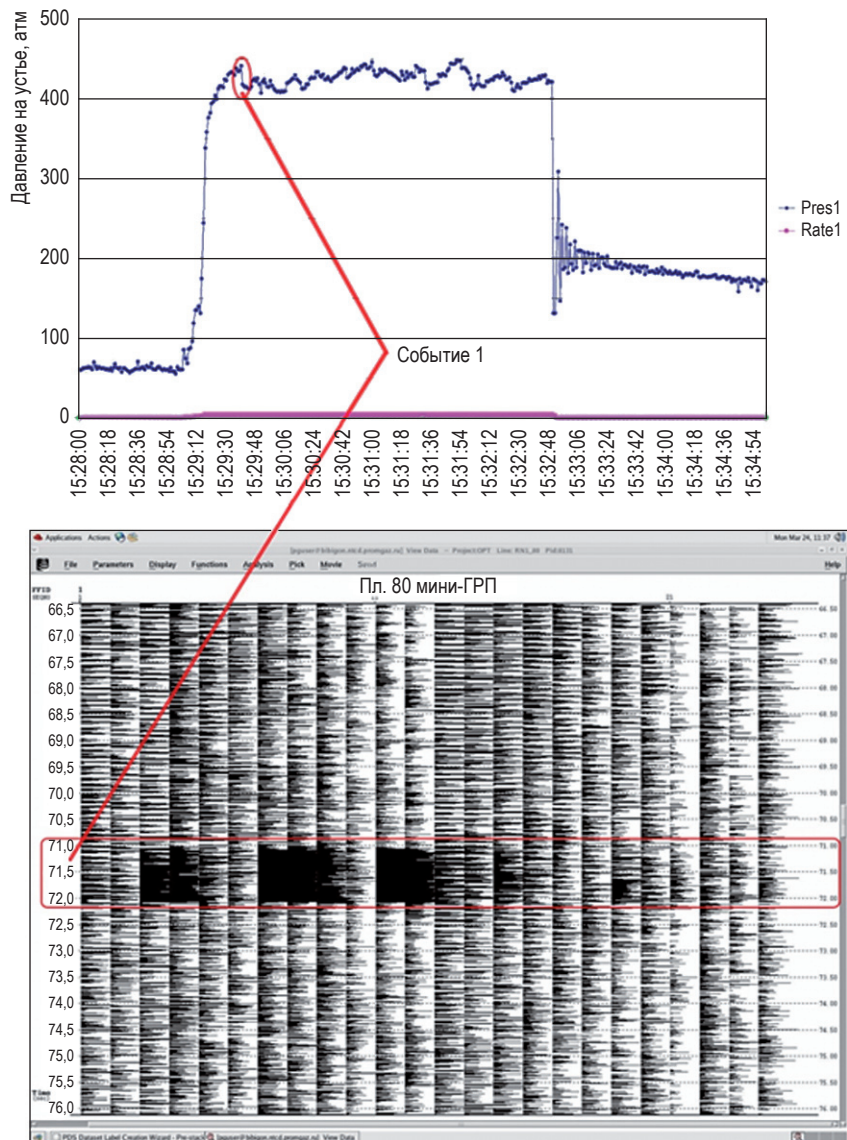


Рис. 1. Связь возникновения сейсмического события с давлением закачек жидкости ГРП

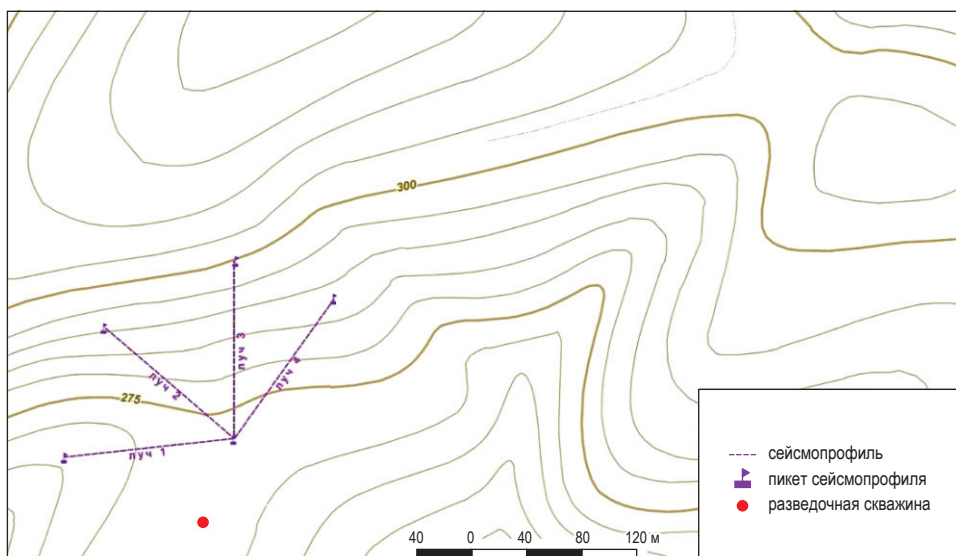


Рис. 2. Расположение азимутов наблюдения в окрестности изучаемой скважины

пласта 89 при производстве ГРП крайне низко-частотный (резонансная частота близка к 0 Гц), возможно, соответствует распространению медленной дисперсионной волны при возникновении искусственного трещинообразования под воздействием давления технологической жидкости (рис. 4) [2–4];

- *пласт 91* – более плотный, азимут направления трещиноватости проследить затруднительно (см. рис. 3); вероятно, характер

сейсмической записи (рис. 5) (волна аппроксимируется гиперболическим годографом) соответствует точечному дифрактору, расположенному на некой глубине. По-видимому, трещинообразования с формированием единой (генеральной) системы трещин не произошло, спектр сейсмической записи более высокочастотный (см. рис. 4) (резонансная частота близка к 25...30 Гц).

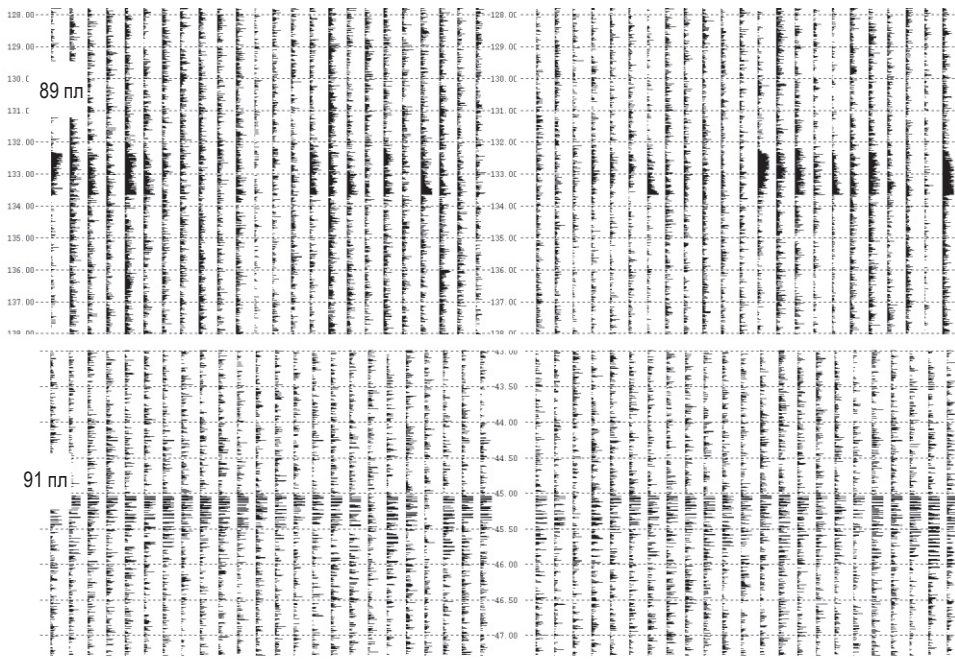


Рис. 3. Сравнение сейсмических полей угольных пластов 89 и 91 по четырем азимутам

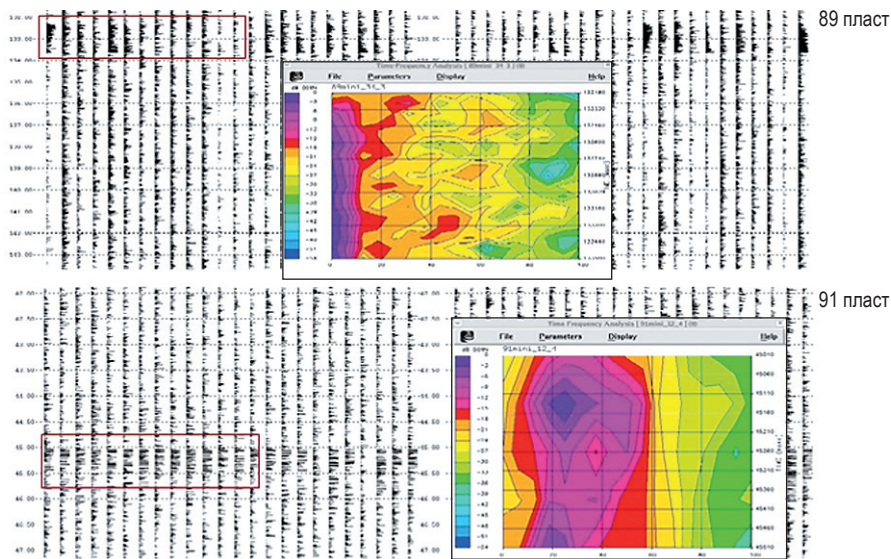


Рис. 4. Сравнение спектров сейсмических полей угольных пластов с индексами 89 и 91: выделены данные, где выполнялся анализ

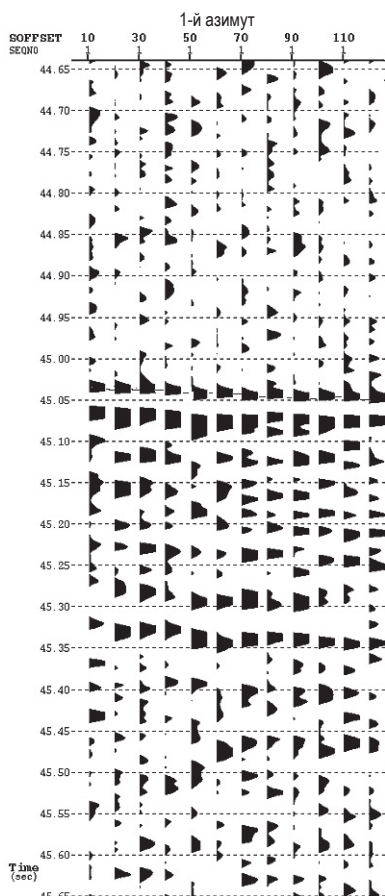


Рис. 5. Сейсмическое событие при производстве ГРП на 91-й угольный пласт, находящийся на глубине около 700 м относительно дневной поверхности, где по одному из азимутов наблюдения рассчитана кажущаяся скорость

$$V_{\text{каж}} = 5500 \text{ м/с}$$

Интенсивность выделенных аномалий сейсмической активности пласта наиболее вероятным образом отображает степень новообразованной трещиноватости (развитие сети каналов), а результаты обработки данных наземного микросейсмического мониторинга позволяют увидеть в динамике процесс ГРП.

Микросейсмический мониторинг ГРП на метаноугольных месторождениях позволяет получать новую объективную информацию об азимутах фильтрации технической жидкости. Оперативный контроль процесса ГРП открывает возможности предотвращения нежелательных эффектов техногенного воздействия на пласт, например, таких как образование трещины в нежелательном направлении.

В окрестности изучаемой скважины проведены наблюдения ПСМ для пласта 89,

сопутствующие всем трем стадиям проведения ГРП – инжект, мини и основной. Фрагмент сейсмического события при проведении мини-стадии ГРП с элементами интерпретации представлен на рис. 6. Вид сейсмического поля на различных стадиях носит унаследованный характер: развитие трещинообразования однозначно фиксируется на каналах азимутальных лучей и пространственно прослеживается в юго-западном направлении от пластопересечения пласта 89 к устью изучаемой скважины. Сейсмические события всех стадий отчетливые, низкочастотные, что, возможно, является признаком возникновения искусственного трещинообразования для пласта 89.

Построения не противоречат основным параметрам предварительного дизайна, выполненного компанией, осуществляющей мероприятия ГРП (рис. 7). Дизайн с определением азимута преимущественной трещиноватости по результатам геодинамического моделирования в изучаемой скважине не проводился.

Интерпретация данных ПСМ для решения технологических задач

При изучении наблюдаемого поля от мини-стадии ГРП пласта 91 исследуемой скважины выявлены следующие обстоятельства:

- сейсмическое событие 45-й секунды (условно) наблюдения записываемой информации имеет выраженный относительно высокочастотный вид для всех каналов по всем направлениям наблюдения. Как было отмечено выше, это говорит об изотропных свойствах изучаемого пласта (рис. 8);

- сейсмическое поле 69-й секунды (условно) наблюдения (рис. 9) низкочастотное с выраженным азимутом распространения – максимум энергии сосредоточен в районе пластопересечения 89-го пласта. Значительные изменения регистрируемой картины сейсмического поля в процессе интенсификации одного пласта требовали объяснений.

Противоречивая характеристика свойств пласта 91 обусловлена нежелательным ростом давления в затрубном пространстве при закачке технологической жидкости при производстве ГРП для 91-го пласта (рис. 10, кривая помечена зеленым). В области интервала перфорации пласта 91 (рис. 11, верхний горизонт) траектория ствола скважины отмечалась значительным пространственным искривлением, и, вероятно, в процессе воздействия

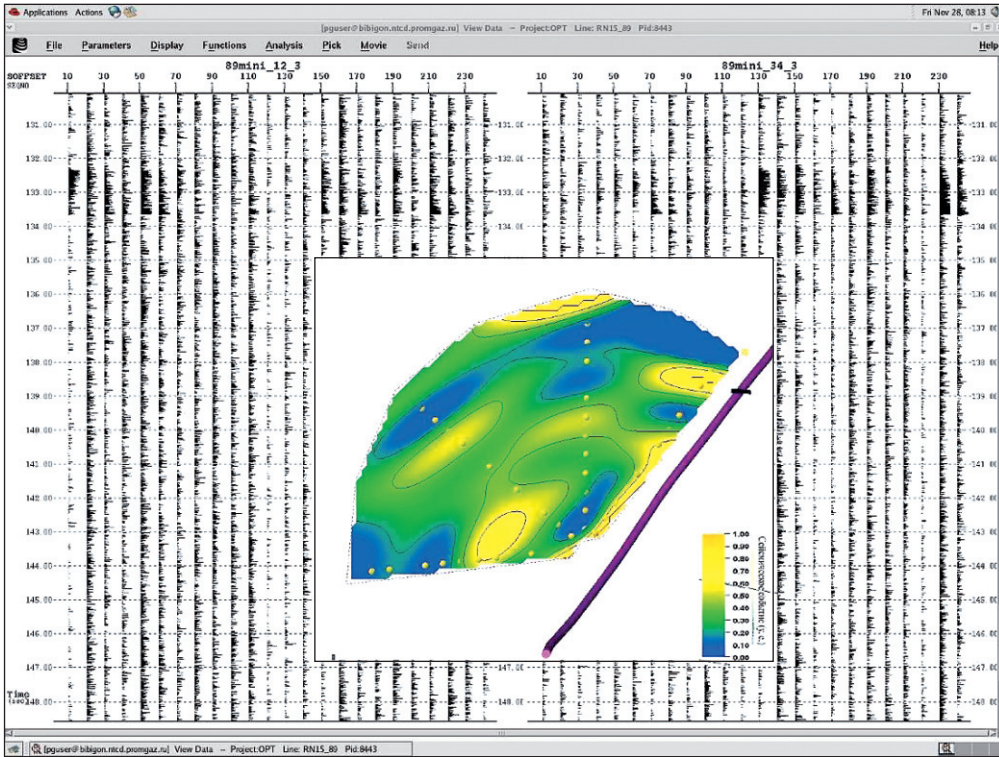
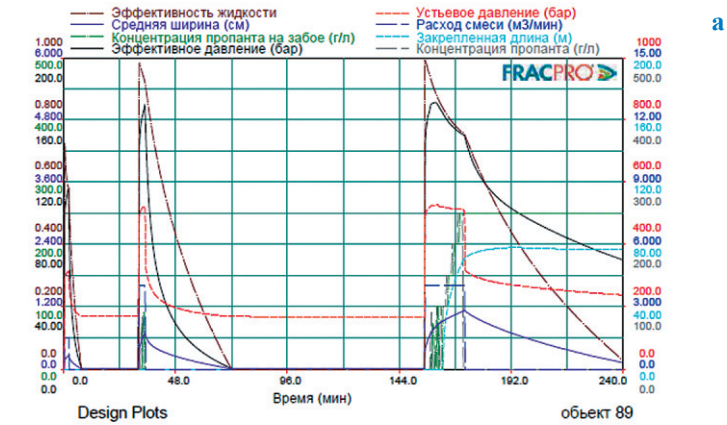
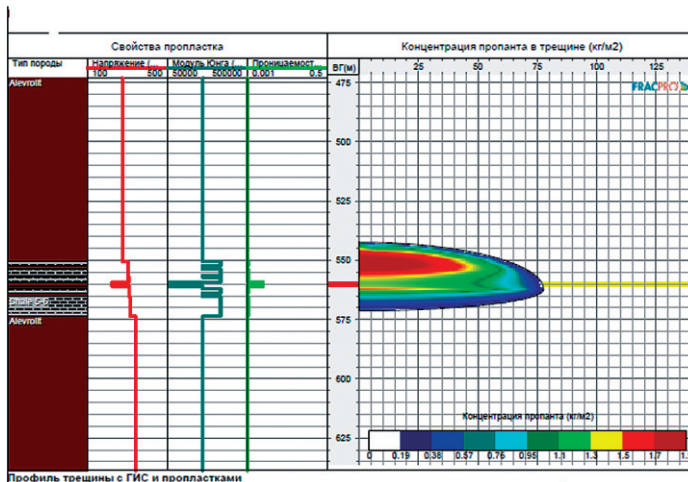


Рис. 6. 89-й пласт, стадия мини-ГРП



а



б

Рис. 7. Дизайн ГРП пласта 89:

а – график технологических параметров; б – профиль трещины с ГИС

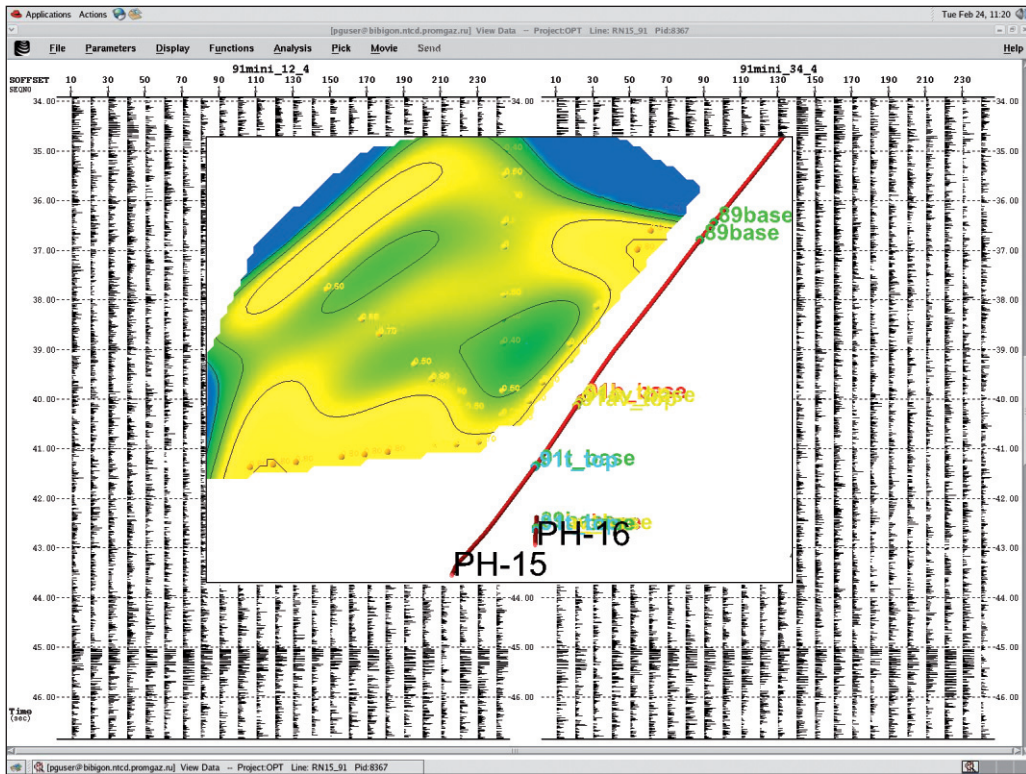


Рис. 8. Сквжина 15, стадия мини-фрак на пласт 91, 45-я секунда наблюдений

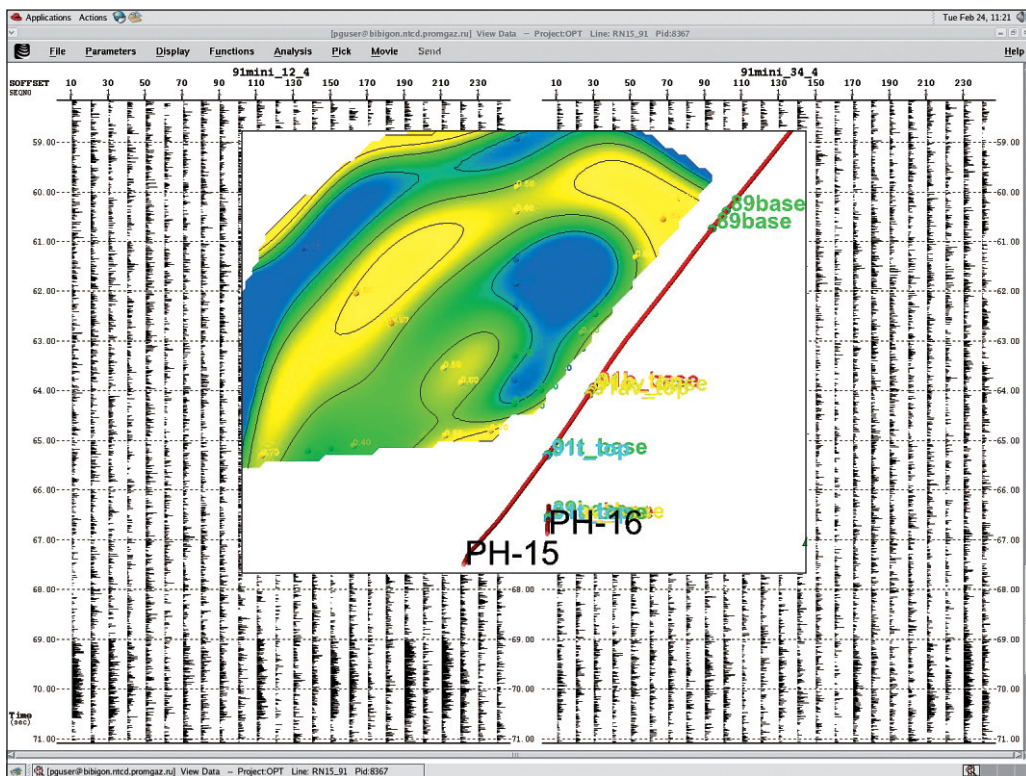


Рис. 9. Сквжина 15, стадия мини-фрак на пласт 91, 69-я секунда наблюдений

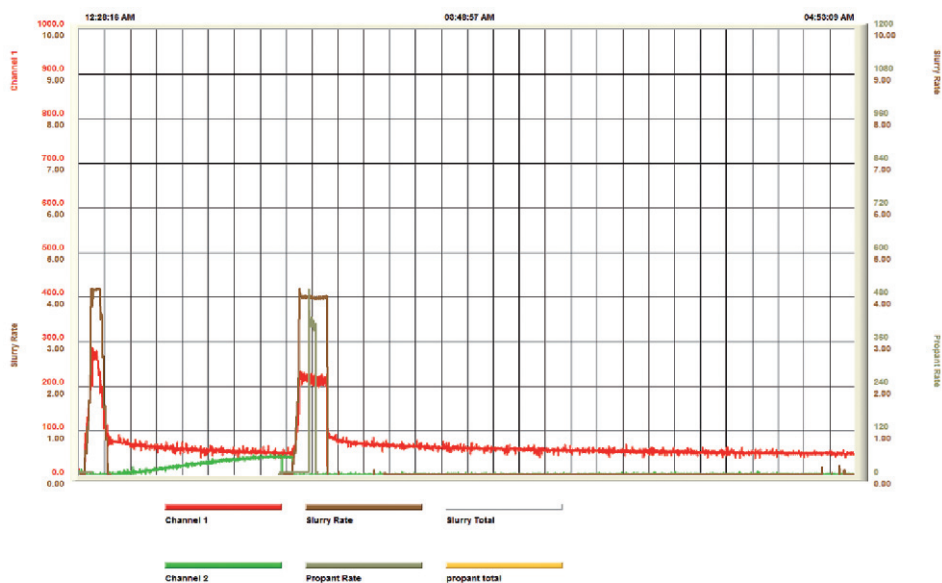


Рис. 10. Кривые давления закачки технологической жидкости в процессе ГРП пласта 91

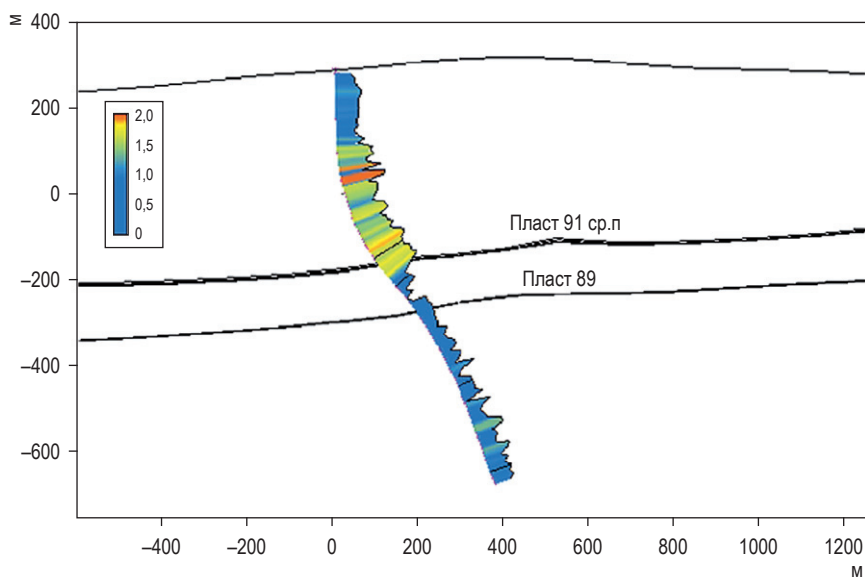


Рис. 11. Интенсивность искривления ствола изучаемой скважины: в легенде условные единицы измерений

нижняя капа установленной двухпакерной компоновки потеряла герметичность. Энергия закачки от производства ГРП на пласт 91 перешла нижележащему пласту 89. В результате по характеру сейсмического поля наблюдаемое сейсмическое событие соответствует пласту 89, а не пласту 91, как предполагалось ранее (см. рис. 9). В данном случае наблюдается

реакция нижележащего пласта 89 при производстве ГРП на выше залегающий пласт 91.

В последующих работах при интенсификации угольных пластов подобные влияния следует минимизировать. Таким образом, наземный сейсмический мониторинг ГРП дополнительно дает возможность оценить качество проведения основных технологических операций.

Интерпретация результатов ПСМ дает представление о сложной системе разнонаправленных трещин при производстве ГРП. Выделение и оценка параметров низкочастотной волны в процессе мониторинга ГРП позволяют оценить перспективность изучаемого пласта для использования данной технологии интенсификации при дальнейшей его разработке. Полученная информация помогает формировать представления о направлении основных сжимающих напряжений и дает возможность использовать это при моделировании геомеханических параметров.

Результаты испытаний позволяют сделать вывод о целесообразности широкого применения технологии ПСМ при проведении работ по оценке эффективности ГРП на месторождениях метана угольных пластов. В значительной мере это также касается и постановки работ по интенсификации добычи при разработке трещиноватых коллекторов, обычно характеризуемых сложными сейсмогеологическими условиями. Как показывает опыт исследований трещиноватых коллекторов, ГРП

в них может иметь сложную структуру, плохо прогнозируемую средствами модельных расчетов. В то же время следует иметь в виду, что неконтролируемый ГРП может привести к негативным последствиям: повреждению колонны соседней скважины, вскрытию соседних водонасыщенных непродуктивных пластов.

Мониторинг позволяет оптимизировать проведение и найти новые пути решения производственных задач, таких как: повышение наглядности процесса интенсификации угольного пласта, определение направлений анизотропии проницаемости пород вдоль выделенных каналов распространения флюидов, измерение параметров ГРП, корректировка проектной сети скважин и их азимутального расположения для более точного управления разработкой.

Обобщение результатов ПСМ по площади обеспечит прогноз техногенной трещиноватости при ГРП на соседних объектах и позволит уменьшить непроизводительные затраты.

Наряду с геологическими задачами ПСМ решает технологические задачи, в связи чем перспективы применения этого метода расширяются.

Список литературы

1. Абарбанель Е.Г. Получение сейсмического разреза вторых гармоник для картирования геологических горизонтов на метанугольных месторождениях / Е.Г. Абарбанель, Е.В. Швачко, Д.А. Сизиков и др. // Газовая промышленность. – 2012. – № S (672). – С. 20–23.
2. Paillet F.L. Acoustic models of propagation in the borehole and their relationship to rock properties / F.L. Paillet, J.E. White // Geophysics. – 1982. – Т. 47. – С. 1215–1228.
3. Coulouvrat F. Lamb-type waves in a symmetric solid-fluid-solid trilayer / F. Coulouvrat, M. Rousseau, O. Lenoir, et al. // Acustica. – 1998. – Т. 84. – С. 12–20.
4. Korneev V. Krauklis wave in a stack of alternating fluid-elastic layers / V. Korneev // Geophysics. – 2011. – Т. 76. – С. N47–N53.

Specifics of applying passive microseismic monitoring when preparing development of methane-coal fields at Kuzbass

Ye.G. Abarbanel^{*}, D.A. Sizikov¹, Ye.V. Shvachko¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Gazovikov street, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

^{*} E-mail: E_Abarbanel@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Depletion of reserves at the big gas fields makes speak not only about arrangement of gas recovery from the remote fields with high cost of extraction, but also about the alternative hydrocarbon resources. The enlargement of the hydrocarbon resource base is a major element of the strategy of the operators. A new lead for the domestic operating companies is development of the alternative gas resources within the framework of a strategy of complex efficient development of raw hydrocarbons.

In 2003, the experiments on substantiation of the industrial production of methane in Kuzbass started. In 2003–2004, the first test wells were drilled and equipped. In these wells, the hydraulic fracturing was accomplished. Today, there are nearly 40 pioneer wells in Kuzbass. They were unwatered, the differential pressures were created, and the first methane inflows were gotten. The seismic surveys are designed to optimize location of the wells. At that, it is necessary to consider the abnormality of the coal series in the plan view, the peculiarities of the fault and fractured zones, the tiny thicknesses of the coal layers (3...10 m), as well as their shallowness (down to 1 km). The coal layers are ranked as the alternative reservoirs of the occluded methane. Their capacity is determined by the microporous structure (the pores from 4 to 80 Å in diameter are a fraction of up to 80 %). A matrix of coal is practically impenetrable, so the filtration characteristics of the layers are predetermined with fracture porosity of coals. Naturally, detecting sections with excessive open fracture porosity is an actual task for prospecting the methane-coal fields.

A described procedure is aimed at diversification of the coal layers, being the alternative reservoirs of the coalbed methane, according to the extent of their potential benefits in the particular geological situation of well positioning. The procedure includes the passive microseismic monitoring from the Earth's surface during the hydraulic fracturing at the methane-coal fields. After it, the procedure supposes the special processing of the observed seismic data with getting a valid signal against the seismic noise background. This valid signal must be dated to a particular stage of the hydraulic fracturing. The data are being registered from the Earth's surface nearby a studied well during hydraulic fracturing according to the ground-based seismic azimuths (profiles). A set of seismograms must be an output result.

Keywords: hydraulic fracturing, passive microseismic monitoring, strain-stress behavior, methane-coal fields, 3D imaging, fracture density, coal bed, diffractor.

References

1. ABARBANEL, Ye.G., Ye.V. SHEVCHENKO, D.A. SIZIKOV, et al. Getting a quadric component seismic profile to plot geological horizons at methane-coal fields [Polucheniye seysmicheskogo razreza vtorykh garmonik dlya kartirovaniya geologicheskikh gorizontov na metanougolnykh mestorozhdeniyakh]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2012, no. S (672), pp. 20–23. ISSN 0016-5581. (Russ.).
2. PAILLET, F.L., J.E. WHITE. Acoustic models of propagation in the borehole and their relationship to rock properties. *Geophysics*, 1982, vol. 47, p. 1215–1228, ISSN 0016-8033.
3. COULOUVRAT F., M. ROUSSEAU, O. LENOIR, et al. Lamb-type waves in a symmetric solid-fluid-solid trilayer. *Acustica*. 1998. Vol. 84. P. 12–20, ISSN 1801-9064.
4. KORNEEV, V. Krauklis wave in a stack of alternating fluid-elastic layers. *Geophysics*, 2011, vol. 76, pp. N47–N53, ISSN 0016-8033.

УДК 552:13

Угольный ренессанс¹ России в XXI веке: веление времени? необходимость?

А.В. Ступакова¹, В.А. Скоробогатов^{2*}

¹ Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинские горы, д. 1

² ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1

* E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова:

уголь,
газ,
нефть,
запасы,
ресурсы,
добыча,
осадочный бассейн,
топливно-
энергетический
баланс,
топливно-
энергетический
комплекс,
потребление.

Тезисы. В статье обсуждаются проблемы угленосности и газоносности осадочных бассейнов России и мира, история угледобычи за последние три столетия, динамика изменения за последние 60 лет структуры топливно-энергетического баланса (ТЭБ) ряда стран, в том числе России, и мира в целом и его современная структура (2018–2022 гг.). Дан прогноз добычи горючих ископаемых до 2040 г. и будущей структуры национального ТЭБ.

Посвящаем светлой памяти российских геологов – угольщиков и газовиков – В.Г. Васильева, М.В. Голицына, В.И. Ермакова, А.К. Матвеева, В.П. Ступакова и др.

«Локальным», но всеобъемлющим энергоносителем на протяжении всего существования человечества были дрова. Однако большая энергетика России, как и всего мира, зародилась в XVIII в. и начиналась с угля. Вряд ли стоит думать, что уголь из энергетики уйдет совсем когда-нибудь и где-нибудь в конце XXI в. Впрочем, каковы будут энергетические приоритеты в 2090–2100 гг. к 350-летию развития энергетики, предположить трудно. Ясно одно: полноценное возрождение угольной отрасли промышленности в России – насущная необходимость.

Вопросы формирования и размещения месторождений горючих ископаемых, начальных и текущих запасов и ресурсов, добычи современной и прогнозируемой, роли газа, нефти и угля в мировом, региональных и национальных топливно-энергетических балансе (ТЭБ) и комплексе (ТЭК), их будущего в XXI в. обсуждаются в ряде работ, в том числе и авторов настоящей статьи [1–26 и др.].

Парагенезис газа и угля

Горючие ископаемые, или минеральные энергоносители – газ, нефть и уголь в газообразном, жидком и твердом состояниях – неизбежные компоненты развития органофлюидоминеральных систем осадочных сероцветных толщ континентального, дельтового и морского генезиса большинства осадочных (седиментационных) бассейнов (ОБ) Земли фанерозойского возраста. Углеводородные скопления (УВС) открыты повсеместно, преимущественно в осадочных породах, кайнозоя, мезозоя, палеозоя, докембрия (венд, рифей). Скопления угля появились в среднем девоне в неморских толщах, хотя природный газ (ПГ) как таковой древнее угля... По данным В.И. Высоцкого, верхнюю часть земной коры осложняют до 550 ОБ, мегабассейнов (МБ) и суббассейнов (СБ), из которых около 240 относятся к промышленно нефтегазоносным (НГБ) либо газонефтеносным (ГНБ).

¹ Возрождение. Как то, которое в XVI в. произошло с европейской культурой... Авторы глубоко убеждены, что ренессанс угольной отрасли промышленности в XXI в. попросту неизбежен...

Газовые геологи В.Г. Васильев, В.И. Ермаков, В.П. Ступаков и др. неоднократно отмечали, что многие ОБ одновременно являются и газодобывающими, нефтегазодобывающими и углеводородными (УГВ) [5, 16, 17, 20]. Многие из этих бассейнов в разрезе содержат угленосные или субугленосные формации каменноугольно-пермского, юрско-мелового и кайнозойского возраста (в триасе угля мало...). Если эти толщи перекрыты региональными флюидоупорами (глинами, солью), то они содержат большое количество газа в виде скоплений. Поэтому геологи Мингазпрома до 1993 г. никогда особо и не разделяли изучение месторождений и залежей свободного газа (СГ) и угля ни в геологическом, ни тем более в генетическом смысле, особенно в рамках проблемы парагенезиса горючих ископаемых в земных недрах. Не разделяют и сейчас [5, 6, 14, 17, 20].

Уголь и газ в рамках «пространства-времени» сопровождают друг друга практически всегда. В УГВ первична именно их угленосность, вторична – газодобываемость [1, 2, 5, 6, 20]. Газовые и газоконденсатные залежи залегают или внутри угленосных формаций (УФ), или выше них, но под региональными глинистыми или соленосными покрывками. Генезис такого газа связан, как правило, с угленосными толщами. Если есть газовые залежи глубже угленосных толщ, то генезис газа уже иной (метан полигенетичен...).

Классические примеры «сопряженных» угленосных и газодобываемых толщ известны в Надым-Пур-Тазовском регионе (НПТР) Западно-Сибирской нефтегазодобываемой провинции (ЗСМП), где крупные газовые скопления локализованы в кровле континентальной угленосной толщи баррема-сеномана, лишенной надежных внутренних покрывок. Газодобываемость танопчинской угленосной толщи апта – верхов баррема (горизонты ТП₁...ТП₁₅) на Ямале и Гыдане также свидетельствует о генетической связи угля и газа [6, 15, 21]. В разрезе танопчинской толщи мощностью более 1 км (от гор. ТП₁ до ТП₂₀) скопления газа залегают в песчано-алевролитовых резервуарах, разделенных глинистыми покрывками и пластами углей марок Б₃ – Д – Г₁ (позднебуроугольных, длиннопламенных). В разрезе апта известны до 60 пластов угля рабочей мощности, а геологические запасы угля на Ямале и Гыдане просто огромны [15]. Однако глубинный интервал максимальной

угледобываемости – 0,5...1,8 км, что делает нерентабельной в настоящее время добычу угля. А вот запасы газа в тех же угленосных толщах также огромны и составят значительную часть добычи газа в этом регионе в будущем (пока текущая добыча из апта невелика). Начальные потенциальные ресурсы газа только в Ямало-Карском регионе, на суше и шельфе, в отложениях апта оцениваются в 20 трлн м³, «живые» разведанные (промышленные) запасы СГ уже составляют 6 трлн м³ [15, 19]. Добыча газа ведется из гор. ТП₁₋₆ на Бованенковском (ПАО «Газпром») и Южно-Тамбейском («Новатэк») месторождениях. Парагенетические связи угля и газа в важнейших ОБ и областях России, так же как и возможности их добычи, обсуждаются в работах [1, 4–6, 8, 9, 19 и др.].

Газ добывать намного легче и выгоднее, чем нефть, а тем более уголь. Угольные шахты к западу от Норильска закрыли, когда в Норильский промузел по газопроводу стал поступать газ из Мессояхского района. Известны «углезапретные перегибы» Западной Европы. Угольная промышленность Великобритании была практически полностью ликвидирована (с некоторым смещением во времени) после того, как на шельфе Северного моря нашли крупные запасы газа. И до сих пор там добывают до 40 млрд м³/год (национальная добыча + экспорт полностью покрывают потребности страны в природном газе и в значительной степени – в энергоресурсах). Однако и в других странах Западной Европы угольную промышленность практически прикрыли в угоду сторонникам безуглеродной энергетики. «Победили зеленые». Безусловно, временно... Объясняется просто: США продвигают свой сланцевый газ в Европу и страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР) и прочно «оседлали» правящие элиты Западной Европы с выгодой для себя.

Угледобываемые комплексы под соленосными региональными флюидоупорами известны в Центральной Азии, в североазиатских бассейнах и во многих других регионах мира (межгорные ОБ Китая, Австралии и др.) [1, 2, 5, 6, 15, 17, 20, 22]. В этих бассейнах в определенные геологические периоды времени накапливались континентальные и субконтинентальные толщи, богатые органическим веществом, которые впоследствии были перекрыты соленосными толщами. В Центральной Азии (Туркменистан и Узбекистан) значительные

запасы и ресурсы СГ известны в карбонатных отложениях келловей-оксфорда (верхняя юра), залегающих под соленосной покрывкой волжского возраста. Газоносные природные резервуары перекрывают мощную газоматеринскую субугленосную толщу нижней-средней юры (до 1,0...1,2 км и более), которая выполняет роль газоматеринской.

При этом во многих странах угленосные формации эксплуатируются для добычи угля в зонах, близко расположенных к поверхности [7, 11]. Погружаясь, угленосные толщи становятся крупными генераторами газа за счет увеличивающегося уровня катагенетической преобразованности и формируют газоносные комплексы и месторождения выше угленасыщенных толщ. При этом угленосные и газоносные бассейны пространственно сопряжены, связаны едиными тектоническими структурами. Так, уголь, который добывался два века в больших масштабах с малых глубин в Рурском (Рейнско-Вестфальском – запад Германии) угольном бассейне, при его погружении на север послужил генерирующей субстанцией для газа южной газоносной области Североморского НГБ. Газ, мигрировав субвертикально, образовал крупные скопления в красноцветных песчаниках нижней перми под соленосной покрывкой [5, 6, 17]. Начальные запасы газа составляют около 4,0 трлн м³, в том числе месторождения газа Гронинген – 2,8 трлн м³.

История угледобычи

Проблема производства угля в России обсуждается в ряде работ [3, 8, 9, 11], оно ведет свое начало с 1722 г. В начале XIX в. все ежегодное мировое производство угля составляло 5 млн т. В России объем угледобычи не превышал нескольких сотен тысяч тонн в год, достигнув в последние два десятилетия XIX в. десятков миллионов тонн в год. Интересно, что на рубеже XIX и XX вв. вся добыча нефти в мире едва достигала 20 млн т (90 % – Россия + США), а добыча угля превышала 100 млн т (Рур

в Германии, Донбасс в Российской Империи, Пенсильвания в США, шахты в Англии, Франции, Польше и др.). Отметим, что в мировом топливно-энергетическом балансе (ТЭБ) доля угля в 1900 г. достигала 55 % (для сопоставления данные о количествах всех видов топлива, в том числе дров, пересчитываются через нефтяной эквивалент – н.э.).

Соревновательное противостояние угля и нефти во всех странах мира продолжалось в течение всего XX в. С 1940 г. во многих странах стала активно зарождаться и газовая отрасль промышленности. В СССР и РФ вся добыча природного газа (ПГ) была представлена нефтяным попутным газом (в 1940 г. – всего 9 млрд м³) и только с 1944–1946 гг. началась добыча СГ, которая в течение трех последующих десятилетий быстро увеличивалась после открытия, разведки, и освоения газодержащих месторождений-гигантов на севере Западной Сибири (Медвежьего, Уренгойского и др.) (табл. 1).

К 1988 г. единая страна (СССР) производила угля 772 млн т/год, в том числе Россия – 426 млн т/год, большие объемы угледобычи были сосредоточены во многих республиках – Украине, Казахстане и др. Правда, по словам В.И. Ермакова, который начинал свою профессиональную деятельность на шахтах Воркутинского угольного бассейна, цена шахтной (подземной) добычи газа была высокой: 1 млн т угля – 1 жизнь шахтера, а наоборот, и больше... (внезапные газовые выбросы, аварии). В годы Великой Отечественной войны угледобыча, как и вся страна, работала на износ и уносила много человеческих жизней, особенно в Кемеровском бассейне (многие шахтеры были женщинами, мужчины воевали).

Максимальные уровни добычи в России в XX в.: угля – 425 млн т (1988 г.); нефти – 565 млн т (1989 г.); газа – 665 млрд м³ (1988 г.).

По оценкам 1984 г., общие потенциальные ресурсы угля в мире составляли 14,8 трлн т (из них: Россия – 3,8; США – 3,6; Китай – 1,5;

Таблица 1

Сопоставление физических объемов добычи горючих ископаемых в России

Год	1950	1970	1990	2000	2010	2020
Уголь, млн т	200	271	395	258	323	440*
Нефть + конденсат, млн т	38	353	517	305 (1999 г.)	450	525
Газ, млрд м ³	2,3	83	641	584	649	694

* Оценка, в 2018 г. добыты 439,3 млн т.

Австралия – 0,8) [8, 11, 12]. Во всем мире добыча угля в 1984 г. составляла 5,5 млрд т (из них: Китай – 2,0; США – 1,0). На рубеже XX и XXI вв. произошел спад производства нефти и угля в России, как и всей экономики страны. Хорошо держалась «на плаву» только газовая отрасль промышленности. Возрождение энергетики началось лишь в 2001–2002 гг., но уровни добычи России во времена СССР так и не были превзойдены по углю и по нефти. По газу это произошло только в 2018 г.

Кстати, мировая угольная промышленность так и не восстановилась в полном масштабе к началу второго десятилетия XXI в. Причин много, как объективных, так и субъективных. Среди объективных попросту недальновидная антиугольная политика большинства европейских стран, точнее, их правительств, которые последовательно проводили лозунг: чем меньше угля в национальном ТЭБ, тем лучше. Премьер-министр Англии М. Тэтчер попросту почти мгновенно разрушила национальную угольную промышленность, оставив без работы сразу 2 млн шахтеров. США не пошли этим деструктивным путем и сохранили национальную угледобычу, игнорируя «киотские протоколы», и поставляют уголь на экспорт в Европу до сих пор (2022 г.). Некоторое «шевеление» в области угледобычи наблюдается в 2022 г. (в Германии и др. странах), но не от хорошей жизни, вследствие отказа от российского газа. И везде видны «уши осла» из США (осел – символ Демократической партии, слон – Республиканской партии. Слон поумнее будет... У людей, как и у животных. Однако, верно).

Изменения структуры мирового потребления за последние 60 лет по всем источникам энергии отражены в табл. 2.

Прекрасно видны основные тенденции изменения структуры ТЭБ: общее снижение доли (и роли) угля, увеличение – долей СГ и ВИЭ, стабилизация по нефти, а в последнее десятилетие и по углю.

Роль нефти, газа и угля в энергобалансе стран и регионов мира

За последние почти шесть десятилетий развития мировой энергетики сохранили свои позиции нефть и гидроэнергетика. Увеличилась доля природного газа, снизилась доля угля (в сумме их доля практически сохранилась), на смену торфу и дровам пришли более прогрессивные ВИЭ. Современная структура ТЭБ важнейших регионов мира приведена в табл. 3.

Да, газ выше, лучше нефти (во многих отношениях, и в главном – легче добывать). Нефть лучше, чем уголь. Кто бы сомневался? Но ТЭБ любой страны или региона должен быть сбалансирован согласно требованиям ее экономики, потребностям в тех видах энергии, которые необходимы для развития всех отраслей промышленности и для нужд народонаселения.

Страны развивают свой топливно-энергетический комплекс (ТЭК) согласно собственным потребностям и природным возможностям для обеспечения этих потребностей. И главный критерий при выборе видов топлива – это природное богатство недр рассматриваемой территории, а именно, чем богаты недра страны, какими запасами (текущими) для современной добычи и прогнозными

Таблица 2

Производство* первичных энергоносителей в мире в 1960–2018 гг., %

Год	Нефть	Природный газ	Уголь	Атомная энергетика	Гидроэнергия	Торф + дрова	Возобновляемые источники энергии (ВИЭ)
1960	29,8	13,9	45,4	0,0	6,0	4,9	–
1970	40,4 (максимум)	18,5	30,2	0,4	6,1	4,4	–
1992	40,1	22,8	27,7	6,8 (максимум)	2,4	0,2	–
2002	37,4	24,3	25,5	6,5	6,3	Нет данных	
2010	33,7	23,7	29,5	5,2	6,5	0,1	1,4
2018	33,6	23,9	27,2	4,4	6,8 (идет увеличение)	0,1	4,0

* По данным BP Statistical Review World Energy, июнь 2019 г.

Таблица 3

Потребление первичных энергоресурсов в крупных регионах мира в 2018* г., %

Регион	Нефть	Газ	Уголь	Атом	Гидроэнергия	ВИЭ	Всего, млн т н.э.
Северная Америка	39,3	31,0	12,1	7,7	5,7	4,2	2832
Европа	37,2	22,7	14,3	9,8	7,3	8,7	1967
Азия	Ближний Восток	45,7	52,7	0,9	0,2	0,4	902
	АТР	28,3	11,9	47,5	2,1	6,5	5986
Страны бывшего СССР	20,0	51,8	15,9	6,5	5,7	0,1	1015
Африка	41,5	27,9	22,0	0,5	6,5	1,6	462
Латинская Америка	44,9	20,6	5,1	0,7	23,6	5,0	702
Другие	34,5	15,8	27,6	-	21,7	0,4	65
Всего	33,6	23,9	27,2	4,5	6,8	4,0	13931

* К 2022 г. структура ТЭБ большинства стран мира изменилась незначительно (сказались 2020 и 2021 гг.).

Таблица 4

Современный ТЭБ ЮАР и России за 2018 г., %

	Уголь	Нефть	Газ	Атом	Гидроэнергия	ВИЭ	Всего, млн т н.э.
ЮАР	70,8	21,6	3,0	2,1	0,2	2,3	121,5
Россия	12,2	21,1	54,2	6,4	6,0	0,1	~720

ресурсами они обладают под дальнейшие поисково-разведочные работы для расширения и укрепления их минерально-сырьевой базы под будущую добычу.

Конечно, хорошо добывать золото, серебро, платину, алмазы, другие драгоценные и полудрагоценные камни, которыми богаты недра, но лучше добывать нефть, газ, уголь, разнообразные руды, которые, помимо обеспечения внутренних потребностей, развития промышленности при масштабном экспорте обеспечат и значительный золотовалютный запас страны. Лучше всего – оптимум – добывать и то, и то. Например, ЮАР добывала золота долгое время более 1 тыс. т в год (оценка максимума – 1,3 тыс. т в год – первое место в мире). В последние годы добыча в ЮАР снизилась до 550 т/год и менее. Однако страна почти не имеет запасов углеводородов (крайне мало). Здесь добывается уголь, месторождения которого имеются на суше. В структуре ТЭБ доля угля очень значительна, однако страна вынуждена импортировать и много углеводородов, особенно нефти, расплачиваясь добытым золотом (через валюту). Согласно современным воззрениям, структура баланса ЮАР весьма далека от рациональной и тем более от оптимальной (табл. 4). Налицо «угольная» динамика ТЭК, однако вынужденная – природная. Вместе с тем Норвегия, добывающая много углеводородов, экспортирует уголь, правда, в малых объемах (его нет в горной стране):

многие технологии без угля попросту невозможны. То же наблюдается и в регионе Арабско-Персидского залива (Иран, арабские страны: нет угля в недрах, нет его добычи).

Многие страны, как высокоразвитые, так и развивающиеся, лишенные природных возможностей для добычи энергоресурсов на собственной территории (и прилегающем шельфе), покупают на мировом рынке и импортируют большие объемы горючих ископаемых с разными долями углеводородов и угля (табл. 5).

Эти страны или вовсе не производят, или добывают нефть + газ в объемах до 4...5 млн условных тонн (у.т), что составляет первые проценты от потребностей в энергии, развивают производство ВИЭ, независимое от богатства их недр природными энергоносителями, однако суммарное производство солнечной, ветровой и проч. возобновляемой энергии ни в одной стране никогда не превысит 30...35 %: слишком дорого, а часто неудобно и технически невозможно. В конце холодной зимы 2021 г. штат Техас попросту замерз, так как ветряки перестали работать. Спасла Техас переброска энергии из более северных районов США, причем значительная часть этой «резервной» энергии была получена за счет угольной генерации (Предаппалачский угольный бассейн).

Что реально, целесообразно и даже необходимо для небольших государств по площади и народонаселению, таких как Дания, Швеция,

Таблица 5

Структура энергобаланса стран, импортирующих энергоресурсы в значительных объемах

Часть света	Страна	Структура ТЭБ, %						Всего энергопотребление, млн т н.э.
		нефть	газ	уголь	атом	гидроэнергия	ВИЭ	
Европа*	Финляндия	36,5	6,1	14,7	17,7	10,2	14,7	29,3
	Швейцария	37,8	9,4	0,4	20,9	28,4	3,2	27,8
	Швеция	27,6	1,3	3,7	28,9	26,1	12,3	53,6
	Беларусь	27,8	67,8	4,1	–	0,4	0,0	24,5
Азия*	Шри-Ланка	66,3	0,0	15,0	–	17,5	1,3	8,0
	Япония	40,2	21,9	25,9	2,4	4,0	5,6	454,2
	Тайвань	42,2	17,1	33,2	5,3	0,8	1,3	118,4

* Все по экспорту (добыча нефти в большинстве стран – не более 1...1,5 млн т/год, газа – первые миллиарды метров кубических).

Швейцария, даже Греция и Португалия в Европе, то чаще всего невозможно осуществить для крупных, особенно малонаселенных территорий с труднопроходимыми лесами, горными хребтами, реками и болотами (в Китае, Индии, США, Канаде, России). В Северной Америке, в Северной и Южной Африке невозможно себе представить миллионы ветряков, очень дорогих при сооружении и в производстве, сотни тысяч солнечных батарей, многие десятки атомных электростанций и каскады гидроэлектростанций, губящих природу и тающих огромные опасности (риски). Поэтому необходимо продуманное и просчитанное (взвешенное) развитие *всех* элементов ТЭК мира, особенно для крупных регионов. Комплексное использование всех видов энергии с учетом развития экономики страны представляет собой новую энергетическую парадигму не только для России, но и для большинства других стран [12, 13, 18, 21].

Бесспорно, большинство «угольных» стран с «разумными» правительствами вряд ли откажутся полностью от производства и потребления угля. Польша и Украина в Европе, Китай, Индия, Индонезия, Турция в Азии, ЮАР в Африке, США в Северной Америке, Австралия при отказе от угля попадут под значительную, часто полную, зависимость от импорта энергоносителей, чреватую многими рисками (геополитическими, технологическими, экономическими и др.). Правда, Украина образца 2022 г. не в счет... В частности, полуторамиллиардный Китай не сможет полностью прекратить производство угля, заменив его нефтью и газом, а возможности развития гидро- и атомной энергетики исчерпаны или ограничены, а ВИЭ

экономически нецелесообразны в больших масштабах (в условиях густонаселенных межгорных впадин типа Сычуаньской). Примером тому служит определенный возврат к углю и некоторых европейских стран, таких как Англия и Германия, которые вследствие своей недальновидной политики отказа от российского газа пришли к острому дефициту и росту спотовых цен до 1000...1500 \$ за 1000 м³ весной 2022 г. и до 3500 \$ за 1000 м³ летом 2022 г., что намного выше (на порядок) договорных цен за трубный газ. И осенью 2022 г. газовые цены в Европе колебались в интервале 1000...2000 \$ за 1000 м³.

Добавим, что российский уголь, особенно его дефицитные сорта (коксуемый и др.), хорошо продается на мировом рынке, его покупают даже такие угольные страны, как Китай, Индия и др. Покупала и Польша до антироссийских санкций 2021–2022 гг.

Современные тенденции и перспективы развития мирового энергетического комплекса

Они свидетельствуют о постепенном *увеличении валового потребления энергии всех видов* всеми странами мира – как с высоко развитой, так и со слабо развитой экономикой. Увеличивается потребление первичной энергии всех видов горючих ископаемых и вторично произведенной электроэнергии. Происходящие время от времени кризисы (финансово-экономические и производственные, чаще всего искусственные) только подстегивают увеличение темпов развития энергетики. Эту тенденцию показала и экономика «постковидной» эпохи, когда после падения экономики (в 2020-м – начале 2021 г.) сначала

произошла ее стагнация, далее начался медленный подъем.

В условиях экологических рисков и геополитических «новаций» необходима диверсификация производства и источников энергии. Использование различных видов энергии, разумный баланс национального производства и потребления, экспорта одних видов и импорта других видов энергоносителей должны происходить не в ущерб традиционной экономике (не во вред, а во благо). Использование новых источников энергии наряду с традиционными должно находиться в разумном балансе с ними. Снижение использования угля имеет право быть относительным к росту потребления газа, атомная и гидроэнергетика не должны наносить ущерб экологической безопасности регионов и чрезмерно дополнять потребление традиционных видов энергии. По экспертным оценкам авторов, даже в 2040 г. мировое производство чистой (не овеществленной) энергии на АЭС никогда не превысит 10...12 % от ТЭБ, гидроэнергии – 7...8 %, ВИЭ – 14...15 %, в сумме – 30...35 %. Как исключение для малых по площади, но развитых стран – до 40...45 %. Остальные источники энергии останутся традиционными, полностью отказаться от которых не получится и к 2070–2080 гг., а может быть, и никогда.

А уголь – самый традиционный вид энергии (уже более двухсот лет) – должен занимать (и сохранять) достойное место в развитии мировой энергетики. Всегда. А его доля в ТЭБ

должна постепенно увеличиваться. В этом и заключается ренессанс (полномасштабное возрождение) угля даже в такой энергетически самодостаточной стране, как Россия, где доля газа в энергобалансе превышает 50 %.

Авторами статьи дан прогноз оптимально сбалансированной структуры мирового и российского (табл. 6, 7) ТЭБ в 2040 г., который показывает преимущественное использование и производство всех видов энергии. При этом надо отметить, что традиционные виды энергии в этой структуре по-прежнему будут играть ведущую роль. Безусловно.

Насколько реален этот прогноз? По газу – вполне. Запасы и ресурсы СГ позволят добывать ПГ в объеме не менее 1 трлн м³ уже к 2030 г., не говоря уже о 2040 г. [7, 13, 19], там уже и 1,1...1,2 трлн м³ не предел... (была бы благоприятная конъюнктура). По нефти – «вынужденный» прогноз падения национальной добычи, поскольку гиганты и просто крупнейшие нефтяные месторождения завершатся разработкой весьма скоро, а «раскачать» нетрадиционные ресурсы нефти («плотной» и сланцевой) будет трудно. Увеличение производства энергии из угля – желательная необходимость (а может быть, благо для России?). Она подкреплена просто громадными уже разведанными запасами (190...200 млрд т) и прогнозными ресурсами угля (3,8 трлн т) во многих угленосных и углегазоносных бассейнах: Печорском, Кузнецком, Тунгусском, Ленском и мн. др. Площадь, млн км², угленосных бассейнов

Таблица 6

Прогноз структуры мирового ТЭБ к 2040 г., %

Нефть	Газ	Уголь	Атом	Гидроэлектроэнергия	ВИЭ	Всего
21...22 (до 20)	30...32	17...19 (до 20)	8...9	7...8	12...14	100

Таблица 7

Производство энергии из всех видов источников в России: современное состояние и прогноз на 2040 г.

Источник энергии	2019 / 2021 г. (факт)	2040 г. (прогноз)
ПГ, млрд м ³ (СГ + нефтяной)	739 / 725	1030...1050 (до 150 из нетрадиционных источников)
Нефть, млн т	556 / 550	470...480** (оптимистический прогноз)
Уголь, млн т	450 / нет данных*	580...600 (вероятно, «разумный» минимум)
Всего, млрд у.т	1,7 / 1,7	~ 2,2

* Конкретные величины получены исходя из имеющихся тенденций и реальных «необходимостей» в развитии ТЭК России.

** Безусловно, более 400...

в России превышает 6,0 (из 17,1 на суше), в Китае – 4,0, в США – 2,0, в Австралии – 1,5. Начальные геологические ресурсы мира, по реальной оценке, просто огромны (не менее 15 трлн т, в России ~ 4 трлн т). При этом во многих ОБ Северной Евразии угленосные толщи развиты на малых глубинах (0...500 м), что делает благоприятным вариант открытой добычи угля, особенно в регионах Восточной Сибири (что и делается в ряде областей Якутии).

Один из авторов данной работы, В.А. Ско-робогатов, провел полевой сезон 1971 г. в Заполярной Якутии, описывая мощную угленосную толщу нижнего мела – верхней юры на платформенном борту Предверхоанского прогиба, где прямо у уреза воды р. Лены обнажаются пласты длиннопламенных углей мощностью от 0,5 до 2 м. Много пластов. Добыча угля производится в пос. Сангар выше по течению реки (южнее).

Направления дальнейших исследований в области освоения горючих ископаемых недр Северной Евразии с выходом «в практические дела» обсуждаются в ряде работ [2, 9, 11, 15, 21, 23].

Итак, полномасштабное возрождение угольной отрасли промышленности России в XXI в. – насущная необходимость. Это и веление времени. Ренессанс угольной отрасли уже начался в 2018–2021 гг., причем хорошими темпами. Согласно проекту Энергетической стратегии России до 2035 г. планируется увеличить национальную добычу угля к 2025 г. до 480...530 млн т, а к 2035 г. – до 550...668 млн т. Реальные, достижимые объемы... больше? Не стоит пока, а впрочем...

Россия, занимающая большую часть территории Северной Евразии – великая газовая и угольная держава. Начальные потенциальные ресурсы газа ее недр оцениваются в 200...288 трлн м³ (по разным оценкам – корпоративным и официальным), в том числе прогнозные неоткрытые ресурсы – не менее 100...105 трлн м³. Этих ресурсов, безусловно, хватит на весь XXI в. при сохранении высоких темпов добычи газа (до 1,0...1,1 трлн м³ в год к 2040 г. и далее) и расширенного воспроизводства запасов (до 1,2...1,3 трлн м³ в год). Промышленные запасы угля оцениваются в 280...300 млрд т, прогнозные превышают 1,5 трлн т с учетом накопленной добычи, начальные, потенциальные – 2,0...2,2 трлн т (!). Таких запасов угля нет ни в одной стране мира. Даже в Китае и США...

В России в ближайшие три-четыре десятилетия (скорее всего) закончатся запасы и прогнозные ресурсы обычной, «традиционной», нефти... Эдак к 2050–2055 гг. будут в значительной степени исчерпаны и эффективные ресурсы СГ (уникальных и гигантских месторождений типа Уренгоя и др. на суше, частично и на море). Ресурсы же угля будут едва затронуты, останутся... фактически неисчерпанными и неисчерпаемыми. Их много, колоссально много! Когда заканчивается «все» углеводородное, уголь в недрах остается... Во многих странах... В этом и заключается суть «угольного ренессанса» России. Не столько вынужденно, сколько необходимого.

Авторы отдают себе отчет в невозможности освещения глубоко и подробно всех аспектов «проблемы угля» России и мира в одной малой по объему статье, но необходимость ренессанса обозначена и она очевидна... Быть посему... как раньше говорили на Руси.

Список литературы

1. Голицын М.В. Газоугольные бассейны России и мира / М.В. Голицын, А.М. Голицын, Н.В. Пронина и др. – М.: МГУ, 2002. – 249 с.
2. Голицын М.В. Метаноугольные бассейны и месторождения России. Пути решения проблем добычи метана из угольных пластов / М.В. Голицын, А.Х. Богомолов, В.И. Вялов и др. // Геология нефти и газа. – 2013. – № 3. – С. 88–95.
3. Голицын М.В. Развитие науки об угле в СССР и России / М.В. Голицын, В.И. Вялов, Н.В. Пронина // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2015. – № 4. – С. 11–21.
4. Голицын М.В. Энергетика завтрашнего дня / М.В. Голицын // Государственное управление ресурсами. – 2006. – № 2. – С. 3–8.

5. Данилов В.Н. Сравнительный анализ онтогенеза углеводородов в Печорском и других осадочных бассейнах мира / В.Н. Данилов, Н.А. Малышев, В.А. Скоробогатов и др. – М.: Академия горных наук, 1999. – 400 с.
6. Ермаков В.И. Образование углеводородных газов в угленосных и субугленосных отложениях / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра, 1984.
7. Карнаухов С.М. Эра сеноманского газа: «от рассвета до заката» / С.М. Карнаухов, В.А. Скоробогатов, О.Г. Кананыхина // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.: сб. науч. статей. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С. 15–25.
8. Конюхов А.И. Нефть, газ и уголь в Московском государственном университете имени М.В. Ломоносова. 1945–2020 годы / А.И. Конюхов, А.Х. Богомолов, Е.Е. Карнющина и др. // Научный журнал Российского газового общества. – 2020. – Т. 26. – № 3. – С. 64–70.
9. Логвинов М.И. Состояние, проблемы развития и перспективы освоения угольной сырьевой базы / М.И. Логвинов, И.В. Гордеев, В.Н. Микерова и др. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2017. – № 3. – С. 52–61.
10. Люгай Д.В. Российский газ в XXI веке (к 25-летию ПАО «Газпром») / Д.В. Люгай, В.А. Скоробогатов // Юбилейный сборник ПАО «Газпром». – М.: Газпром, 2018. – С. 40–45.
11. Матвеев А.К. Ресурсы углей мира / А.К. Матвеев, В.С. Борисов, Н.Г. Железнякова и др. // Докл. Международного геол. конгресса, 3–14 авг. 1984 г. – М: Наука, 1984. – Т. 2. – С. 10–20.
12. Петренко И.В. Угольная промышленность / И.В. Петренко // ТЭК России. – 2019. – № 3. – С. 25–30.
13. Скоробогатов В.А. Будущее российского газа и нефти / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 31–43.
14. Скоробогатов В.А. Газовый потенциал недр осадочных бассейнов Северной и Восточной Евразии: стратегия освоения / В.А. Скоробогатов, С.М. Карнаухов // Газовая промышленность. – 2007. – № 3. – С. 16–21.
15. Скоробогатов В.А. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов, В.Д. Копеев. – М.: Недра Бизнесцентр, 2003. – 352 с.
16. Скоробогатов В.А. Гигантские газосодержащие месторождения мира: закономерности размещения, условия формирования, запасы, перспективы новых открытий / В.А. Скоробогатов, Ю.Б. Силантьев. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – 240 с.
17. Скоробогатов В.А. Крупнейшие, гигантские и уникальные осадочные бассейны мира и их роль в развитии газовой промышленности в XXI веке / В.А. Скоробогатов // Деловой журнал Neftegaz.ru. – 2018. – № 10. – С. 126–141.
18. Скоробогатов В.А. Новая парадигма развития энергетического комплекса России / В.А. Скоробогатов // Деловой журнал Neftegaz.ru. – 2019. – № 5. – С. 80–89.
19. Скоробогатов В.А. Опыт оценок потенциальных ресурсов свободного газа осадочных бассейнов России и их подтверждаемость при поисково-разведочных работах / В.А. Скоробогатов, Г.Р. Пятницкая, Д.А. Соин и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 59–65.
20. Скоробогатов В.А. Парагенезис горючих ископаемых в осадочных бассейнах и породах различного типа и возраста / В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки. – 2019. – № 4: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 4–17.
21. Скоробогатов В.А. Угленосность и газонефтеносность осадочных бассейнов Сибири и Дальнего Востока России и Китая / В.А. Скоробогатов // Стратиграфия, тектоника и полезные ископаемые осадочных бассейнов Евразии: мат-лы совещания. – М.: МГГРУ, 2004. – С. 54–55.
22. Ступакова А.В. К юбилеям выдающихся ученых, заложивших фундамент науки геологии нефти и газа, И.О. Брода, Н.Б. Вассоевича и И.В. Высоцкого / А.В. Ступакова, Е.Е. Карнющина, А.И. Конюхов // Георесурсы. – 2022. – Т. 24. – № 2. – С. 5–9.
23. Ступакова А.В. Мифы о сланцевом газе / А.В. Ступакова, Д.В. Митронов // Oil&Gas Journal Russia. – 2010. – № 10. – С. 28–37.
24. Ступакова А.В. Направления развития геологии и геохимии горючих ископаемых / А.В. Ступакова // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2015. – № 4. – С. 6–9.

25. Ступакова А.В. Направления развития геологии нефти, газа и угля в Московском государственном университете имени М.В. Ломоносова / А.В. Ступакова, Г.А. Калмыков, В.А. Жемчугова и др. // Научный журнал Российского газового общества. – 2020. – Т. 26. – № 3. – С. 71–89.
26. Ступакова А.В. Новые направления поисково-разведочных работ на нефть и газ / А.В. Ступакова, С.В. Фролов, Т.А. Кирюхина // Газовая промышленность. – 2014. – Т. 714. – № 11. – С. 29–33.

Coal renaissance in Russia in 21st century: is it imperative or necessity?

A.V. Stupakova¹, V.A. Skorobogatov^{2*}

¹ Lomonosov Moscow State University, GSP-1, Leninskie Gory, Moscow, 119991, Russian Federation

² Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Gazovikov street, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

* E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The article highlights the questions of coal and gas presence in the sedimentary basins at Russian territory and throughout the world. Authors summarize the tercentenary history of coal production, show dynamics (over the last 60 years) and the current structure (2018–2022) of fuel and energy balances in few countries including Russia and the entire world. They also predict the fuel fossils recovery till 2040 and the future national domestic energy balance.

Keywords: coal, gas, oil, reserves, resources, production, sedimentary basin, fuel and energy balance, power complex, power consumption.

References

- GOLITSYN, M.V., A.M. GOLITSYN, N.V. PRONINA, et al. *Coal-gas basins in Russia and in the world* [Gazougolnyye basseyny Rossi i mira]. Moscow: Moscow State University, 2002. (Russ.).
- GOLITSYN, M.V., A.Kh. BOGOMOLOV, V.I. VYALOV, et al. Methane coal basins and fields of Russia. Ways of solving problems of methane production from coal seams [Metanougolnyye basseyny i mestorozhdeniya Rossii. Puti resheniya problem dobychi metana iz ugolnykh plastov]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2013, no. 3, pp. 88–95, ISSN 0016-7894. (Russ.).
- GOLITSYN, M.V., V.I. VYALOV, N.V. PRONINA. Coal geology development in USSR and Russia [Razvitiye nauki o bugle v SSSR i Rossii]. *Vestnik Moskovskogo Universiteta. Series 4: Geology*, 2015, no. 4, pp. 11–21, ISSN 0579-9406. (Russ.).
- GOLITSYN, M.V. Power engineering of tomorrow [Energetika zavtrashnego dnya]. *Gosudarstvennoye Upravleniye Resursami*, 2006, no. 2, pp. 3–8. (Russ.).
- DANILOV, V.N., N.A. MALYSHEV, V.A. SKOROBOGATOV et al. *Comparative analysis of hydrocarbon ontogenesis in Pechora and other sedimentary basins of the World* [Srvnitelnyy analiz ontogeneza uglevodorodov v Pechorskoy i drugikh osadochnykh basseynakh mira]. Moscow: Academy of Mining Sciences, 1999. (Russ.).
- YERMAKOV, V.I., V.A. SKOROBOGATOV. *Generation of hydrocarbon gases in carboniferous and subcarboniferous sediments* [Obrazovaniye uglevodorodnykh gazov v uglenosnykh i subuglenosnykh otlozheniyakh]. Moscow: Nedra, 1984. (Russ.).
- KARNAUKHOV, S.M., V.A. SKOROBOGATOV, O.G. KANANYKHINA. The age of Cenomanian gas: “From the dawn to the sunset” [Era senomanskogo gaza: “ot rassveta do zakata”]. In: *Challenges of supplying resources to gas producing regions of Russia to 2030* [Problemy resursnogo obespecheniya gazodobyvayushchikh rayonov Rossii do 2030 g.]: collection of sc. articles. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2011, pp. 15–25. (Russ.).
- KONYUKHOV, A.I., A.Kh. BOGOMOLOV, Ye.Ye. KORNUSHINA, et al. Oil, gas and coal in Lomonosov Moscow State University. 1945–2020 [Neft, gaz i ugol v Moskovskom gosudarstvennom universitete imeni M.V. Lomonosova. 1945–2020 gody]. *Nauchnyy zhurnal Rossiyskogo gazovogo obshchestva*, 2020, vol. 26, no. 3, pp. 64–70, ISSN 2412-6497. (Russ.).
- LOGVINOV, M.I., I.V. GORDEYEV, V.N. MIKEROVA, et al. Current state, development challenges and prospects of the coal resources base [Sostoyaniye, problemy razvitiya i perspektivy osvoyeniya ugolnoy syr'evoy bazy]. *Mineralnyye resursy Rossii. ekonomika i upravleniye*, 2017, no. 3, pp. 52–61, ISSN 0869-3188. (Russ.).

10. LYUGAY, D.V., V.A. SKOROBOGATOV. Russian gas in XXI century (to 25th anniversary of the Gazprom PJSC) [Rossiyskiy gaz v XXI veke (k 25-letiyu PAO "Gazprom")]. In: *Festive collected book of the Gazprom PJSC*, Moscow, 2018, pp. 40–45. (Russ.).
11. MATVEYEV, A.K., V.S. BORISOV, N.G. ZHELEZNYAKOVA, et al. Global coal resources [Resursy ugley mira]. In: *Reports of the International geological congress*, 3–14 August 1984. Moscow: Nauka, 1984, vol. 2, pp. 10–20. (Russ.).
12. PETRENKO, I.V. Coal-mining industry [Ugolnaya promyshlennost]. *TEK Rossii*, 2019, no. 3, pp. 25–30. (Russ.).
13. SKOROBOGATOV, V.A. Future of Russian gas and oil [Budushcheye rossiyskogo gaza i nefiti]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 31–43. ISSN 0016-7894. (Russ.).
14. SKOROBOGATOV, V.A., S.M. KARNAUKHOV. Subsoil gas potential of the sedimentary basins at Northern and Eastern Eurasia: strategy of development [Gazovyy potentsial nedr osadochnykh basseynov Severnoy i Vostochnoy Evrazii: strategiya osvoyeniya]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2007, no. 3, pp. 16–21. ISSN 0016-5581. (Russ.).
15. SKOROBOGATOV, V.A., L.V. STROGANOV, V.D. KOPEYEV. *Geological structure and gas-oil-bearing capacity of Yamal* [Geologicheskoye stroeniye i gazoneftenosnost Yamala]. Moscow: Nedra-Bisnestsentr, 2003. (Russ.).
16. SKOROBOGATOV, V.A., Yu.B. SILANTYEV. *Gigantic gas-bearing fields of the World: patterns of allocation, conditions for generation, reserves, prospects for new discoveries* [Gigantskiye gazosoderzhashchiye mestorozhdeniya mira: zakonomernosti razmeshcheniya, usloviya formirovaniya, zapasy, perspektivy novykh otkrytiy]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. (Russ.).
17. SKOROBOGATOV, V.A. The biggest, gigantic and unique sedimentary basins of the World and their impact to development of the gas industry in the XXI century [Krupneyshiye, gigantskiye i unikalnyye osadochnyye basseyny mira i ikh rol v razvitiy gazovoy promyshlennosti v XXI veke]. *Delovoy zhurnal Neftegaz.ru*. 2018, no. 10, pp. 126–141. ISSN 2410-3837. (Russ.).
18. SKOROBOGATOV, V.A. A new evolution paradigm for Russian power complex [Novaya paradig razvitiya energeticheskogo kompleksa Rossii]. *Delovoy zhurnal Neftegaz.ru*, 2019, no. 5, pp. 80–89, ISSN 2410-3837. (Russ.).
19. SKOROBOGATOV, V.A., G.R. PYATNITSKAYA, D.A. SOIN, et al. Practice of estimation of potential resources of the free gas in sedimentary basins of Russia and their validation during prospecting works [Opyt otsenok potentsialnykh resursov svobodnogo gaza osadochnykh basseynov Rossi i ikh podtverzhdayemost pri poiskovo-razvedochnykh rabotakh]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 59–65. ISSN 0016-7894. (Russ.).
20. SKOROBOGATOV, V.A. Paragenesis of fossil fuels in sedimentary basins and rocks of different types and ages [Paragenesis goryuchikh iskopayemykh v osadochnykh basseynakh i porodakh razlichnogo tipa i vozrasta]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, no. 4 (41): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 4–17. ISSN 2306-9849. (Russ.).
21. SKOROBOGATOV, V.A. Coal and gas-oil presence in sedimentary basins of Russian Siberia and Far East, and China [Uglenosnost i gazoneftenosnost osadochnykh basseynov Sibiri i Dalnego Vostoka i Kitaya]. In: *Stratigraphy, tectonics and mineral resources in Eurasian sedimentary basins* [Stratigrafiya, tektonika i poleznyye iskopayemye osadochnykh basseynov Yevrazii]. Moscow: Sergo Ordzhonikidze Russian State University of Geological Prospecting, 2004, pp. 54–55. (Russ.).
22. STUPAKOVA, A.V., Ye.Ye. KARNYUSHINA, A.I. KONYUKHOV. To anniversaries of remarkable scientists who laid a foundation of petroleum geology – I.O. Brod, N.B. Vassoyevich, I.V. Vysotskiy [K yubileyam vydayushchikhsya uchenykh, zalozhivshikh fundament nauki geologii nefiti i gaza, I.O. Broda, N.B. Vassoyevicha, I.V. Vysotskogo]. *Georesursy*, 2022, vol. 24, no. 2, pp. 5–9, ISSN 1608-5043. (Russ.).
23. STUPAKOVA, A.V., D.V. MITRONOV. Myths about shale gas [Mify o slantsevom gaze]. *Oil&Gas Journal Russia*, 2010, no. 10, pp. 28–37, ISSN 1995-8137. (Russ.).
24. STUPAKOVA, A.V. Direction of petroleum geology department of geology faculty in Moscow state university [Napravleniya razvitiya geologii i geokhimii goryuchikh iskopayemykh]. *Vestnik Moskovskogo Universiteta. Series 4: Geology*, 2015, no. 4, pp. 6–10, ISSN 0579-9406. (Russ.).
25. STUPAKOVA, A.V., G.A. KALMYKOV, V.A. ZHEMCHUGOVA, et al. Leads of oil, gas and coal geology in Lomonosow Moscow State University [Napravleniya razvitiya geologii nefiti, gaza i uglya v Moskovskom gosudarstvennom universitete imeni M.V. Lomonosova]. *Nauchnyy zhurnal Rossiyskogo gazovogo obshchestva*, 2020, vol. 26, no. 3, pp. 71–89, ISSN 2412-6497. (Russ.).
26. STUPAKOVA, A.V., S.V. FROLOV, T.A. KIRYUKHINA. New leads of oil and gas prospecting [Novyye napravleniya poiskovo-razvedochnykh rabot na nefit i gaz]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2014, vol. 714, no. 11, pp. 29–33, ISSN 0016-5581. (Russ.).

УДК 553.98

Природный газ России и США в XXI веке: соревновательное противостояние продолжается. Кто победит?

В.А. Скоробогатов

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский,
пос. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1
E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Рассмотрена роль природного газа (ПГ) в соревновательном противостоянии двух мировых (и газовых!) держав – России и США. Первая лидирует по текущим (и начальным) запасам свободного газа, занимая 2-е место в мире по его добыче. Вторая – лидер по текущему производству ПГ, преимущественно из газосланцевых толщ. Оно не подкреплено даже на ближайшую перспективу (до 2030–2035 гг.) достаточной минерально-сырьевой базой газа. Победа в «газовой войне», как, впрочем, и во всех других, будет за Россией.

Ключевые слова:

газ,
нефть,
запасы,
ресурсы,
месторождение,
добыча,
прогноз,
производство,
потребление,
Россия,
будущее.

Непримиримые противоречия между Россией и США во всех сферах человеческой деятельности достигли апогея в 2022 г. Наиболее зримо они проявляются на примере такого важнейшего горючего полезного ископаемого, как природный газ – наиболее политизированного из всех видов минеральных ресурсов (нефть, золото и др. виды просто «отдыхают»). Хотя и на примере нефти тоже... (запреты, недостойная конкуренция, ярый протекционизм).

В любом материальном производстве существуют главные необходимости, которые и позволяют его осуществлять. В добычных производствах это запасы и ресурсы полезных ископаемых, включая горючие, т.е. нефть, газ, уголь. На вопрос, поставленный в заголовке статьи, ответ один: это та страна, у которой сырьевая база газодобычи больше и надежнее, включая неоткрытые традиционные ресурсы газа в недрах и возможности осваивать нетрадиционные источники газодобычи в течение длительных отрезков времени, та, чья минерально-сырьевая база газа защищена от внутренних и внешних угроз и неожиданностей (примеры Катара и Ирана см. ниже). Однако все по порядку...

На протяжении всего своего развития человеческая цивилизация использовала различные виды полезных ископаемых, добывавшихся сначала на поверхности и в неглубоких шахтах до 50...100 м, далее – на глубине многих сотен метров вплоть до 1,5...2,0 км («золотые забой» в ЮАР в XX в.).

Золото было всегда (более 5 тыс. лет). Потом появились медь, олово, их сплав – бронза, воистину, царский металл на полуторатысячелетнем отрезке времени, далее железо (конец II тыс. до н.э.). Нефть и газ из поверхностных проявлений были известны и использовались давно («греческий» огонь, парсы-огнепоклонники и др.).

Со временем изменилась и значимость различных видов полезных ископаемых. В XVIII–XIX вв. из горючих полезных ископаемых главным был, безусловно, уголь, в XX в. – нефть, в XXI в. становится газ как наиболее прогрессивный вид минеральных энергоносителей. Сколько-нибудь масштабное производство и использование природного газа началось в двадцатилетие 1921–1940 гг. Сначала в США, потом и в европейских странах. В России – в 1945–1946 гг.

Итак, газовой промышленности мира исполнилось 100 лет. Она моложе нефтяной на столетия, газ до сих пор «гонится» за нефтью (и по запасам в недрах, и по добыче, но... не по ресурсам природного газа, которых больше, чем нефтяных). Вообще, сначала старались добывать нефть, а природный газ был чаще всего нежелательным элементом добычи углеводородов (УВ). Он поступал на устье скважин

(поисковых, разведочных, эксплуатационных) вместе с нефтью – попутный газ – и часто вырывался из газонасыщенных коллекторских горизонтов: искали нефть, но часто находили газ в виде свободных фазообособленных скоплений. Было время, когда нефтяники как огня боялись свободного газа, который часто находился под сверхнормальным = аномальным пластовым давлением в природных резервуарах, и малейшая ошибка при бурении или испытании приводила к авариям и даже катастрофам, да и сейчас они не в восторге от газа, особенно в смешанных скоплениях, типа нефтегазоконденсатных, газонефтяных и др. (как, впрочем, и газовики от нефти): при совместном нахождении в ловушках нефть и газ просто «мешают» друг другу... особенно при эксплуатации.

Только в первой половине XX в. пришло осознание того, что газ не хуже нефти как полезное ископаемое (природный = минеральный энергоноситель), а во многих отношениях даже лучше (окончательно осознано мировым сообществом к 1981–1990 гг.). Подробная историография развития нефтяной и газовой отраслей промышленности мира в целом и крупнейших стран – производителей УВ в частности, в том числе и современные положения с запасами, ресурсами, добычей, опубликована [1–16]. Заметим, что сейчас природный газ стал самым «политизированным» видом горючих ископаемых, затмив в этом отношении нефть, золото, алмазы, руды [11, 12]. Кто владеет газом, тот владеет всем. Такая формула будет выполняться в первой половине текущего столетия (во многом...). Безусловно, газ (как и нефть) более технологичен, полезен, чем золото, которое выполняет функции настоящих денег, и не более того. УВ же – и топливо, и ценнейшее химическое сырье. Они высоколиквидны и в недрах (их запасы можно продать), и на поверхности земли, уже добытые. Их не украдешь просто так, в мешке, как золото...

Промышленность США в XX в. развивалась бурными темпами. Для этого необходимо было увеличивать добычу не только металлов и неметаллических полезных ископаемых, но и угля, нефти, газа. При этом на территории Северной Америки все нефтяные и газовые гиганты, благодаря большим и все увеличивавшимся объемам геологоразведочных и поисково-разведочных работ (ППР), прежде

всего глубокого бурения, были открыты в 1-й половине прошлого столетия (газовый сверхгигант Панхэндл-Хьюстон – 2,2 трлн м³ начальных извлекаемых запасов в 1919 г.; Ист-Тексас – 750 млн т нефти в 1927 г. и т.д.) [3]. В 1940 г. в США были добыты 150 млн т нефти и 100 млрд м³ природного газа, при этом и в 1941–1950 гг. – в период войн и революций, когда в Европе воевали, в Америке беспрепятственно развивались и разведка, и добыча УВ.

Одна из многочисленных причин поражения Германии в 1945 г. – хроническая нехватка горючего (= нефти) вследствие исчерпания запасов УВ как на ее территории, так и в странах-союзниках, сателлитах (Румынии, Италии и др.). Хотя США поставляли нефтепродукты Германии через посредников (был такой грех. Много у Америки грехов... Вообще, автора всегда удивляла полная беспринципность англосаксов во всех вопросах. Выгода – прежде и превыше всего. Всегда. Везде. Во всем!).

Вообще, в любом соревновательном противостоянии выигрывает, безусловно, тот, у кого резервы (материальные, финансовые, людские, даже военные – и в мирное время) обширнее, качественнее, надежнее и разнообразнее... Пример: Германия и Япония в XX в.: закончились резервы – закончилась война... Для Германии обе мировые войны закончились сокрушительным поражением. Как и для Японии, которая до сих пор является фактическим протекторатом США (чуть лучше статуса колонии...). Как, впрочем, и вся Европа, кроме России и Белоруссии. Так и в нефтегазовой сфере.

В течение XIX–XX вв. горючие ископаемые добывали из их гомогенного (концентрированного) состояния: уголь с содержанием органической массы более 50 % – из пластов промышленной мощности (толщины) не менее 0,5 (0,3) м; нефть и природный газ – из свободных фазообособленных скоплений, или залежей УВ в объеме природных резервуаров (пористых песчаников, алевролитов, пористотрещиноватых известняков внутри ловушек). По мере изучения и освоения углеводородного потенциала недр осадочных бассейнов мира, перевода значительной части начальных потенциальных традиционных ресурсов (НПР) УВ в начальные запасы, разработки открытых, разведанных и освоенных запасов

и их перевода в накопленную добычу открывались и эксплуатировались сначала уникальные и гигантские, далее крупные, средние и все большее число мелких по запасам месторождений и залежей УВ (менее 3,0 млн условных тонн, для свободного газа – миллиардов метров кубических).

Все конечно в этом мире. Заканчивались и неоткрытые (непоискованные) ресурсы, и высоко- и среднеэффективные запасы долго эксплуатируемых скоплений УВ, особенно в старых, традиционных областях нефти и газодобычи (Западной Европе, восточно-северных штатах США, европейских областях России и др.).

Изучение онтогенеза УВ в земных недрах с целью повышения эффективности прогнозирования и дальнейших поисков углеводородных скоплений [6] показало, что в осадочных толщах газ и нефть находятся не только в концентрированном виде (в залежах), но и в рассеянном и микроконцентрированном состояниях, объемы и массы таких скоплений намного превышают традиционные НПП и газа, и нефти [6, 7, 14]. В работах ряда исследователей показано, что коэффициенты промышленной аккумуляции и сохранности УВ (в коллекторах) составляют, как правило, первые проценты, как исключение – от 10 до 25 %, по отношению к объемам генерации природного газа и битумоидов соответственно в газовой и нефтематеринских толщах (породах – глинах, алевролитах, углях, битуминозных известняках). Очень много УВ остается в материнских пластах (неэмигрировавшие битумоид, нефть и газ в рассеянном состоянии), теряется на путях вторичной миграции внутри коллекторских толщ; они составляют эволюционные потери из сформированных залежей в течение многих десятков – первых сотен миллионов лет [6].

Несконцентрированные (в виде однородных скоплений) природный газ и нефть (рассеянные битумоиды = микронепфть), прежде всего, в материнских толщах можно использовать как источник получения УВ в промышленных объемах. Это показали исследования нефтегазоносных бассейнов в последнее тридцатилетие XX в. Но пока есть традиционные ресурсы и запасы УВ с хорошими (= приемлемыми) дебитами, лучше эксплуатировать эти источники.

Виды нетрадиционных источников получения УВ [6, 7]

Нефть: сланцевая (СлН) – в глинисто-кремнистых толщах; так называемая «плотная» – тяжелая высоковязкая (приповерхностная) в низкопроницаемых, плотных коллекторах при дебитах менее 5 т/сут в России, 2...3 т/сут в США.

Газ: угольный – в самом веществе угля и в межугольных пластах; сланцевый (СлГ); «плотный» – в низкопроницаемых, плотных коллекторах при получении дебитов из разведочных и эксплуатационных скважин менее 30 тыс. м³/сут в России, менее 10 тыс. м³/сут в США и Китае. Однако, в отличие от России, по мере истощения возможностей для открытия и эксплуатации залежей традиционного «нормального» газа из его скоплений более 30...50 млн м³ (в России – более 0,1...1,0 млрд м³ в разных регионах) в США геологические и извлекаемые запасы «плотного» газа рассматриваются уже давно совместно с запасами и добычей обычного газа (из высокодебитных скоплений).

Россия была первой страной в мире, где началось изучение и промышленное освоение СлН (баженовской высокобитумозной свиты центральных районов Западно-Сибирской мегапровинции – ЗСМП) еще в начале и середине 1970-х гг. [6], когда в США о ней и речи никакой не было, и проблемы такой не стояло. Точно так же во многих бассейнах Северной Евразии (СЕА) – России – на ряде площадей при испытаниях горизонтов на средних и больших глубинах получались полупромышленные и непромышленные притоки УВ из залежей, добывные возможности которых оказывались низкими (по дебитам, а часто и по запасам). То есть скопления существуют в природе (в недрах), но они временно не рентабельны для разработки, и, обнаружив их, о них забывали до лучших времен. Например, в ЗСМП обнаружены и частично разведаны громадные запасы = ресурсы, геол., УВ в коллекторах с открытой пористостью менее 12 % и проницаемостью менее 0,1 мД (многие миллиарды тонн и триллионы метров кубических) [7].

Например, в ареале Сургутского свода в среднеюрских горизонтах Ю₂...Ю₃ геологические запасы нефти оцениваются в 4...7 млрд т, а начальные разведанные

запасы – менее 1 млрд т. Остальное – «плотная» нефть с дебитами 0,1...2 т/сут. То же наблюдается и в ареале Красноленинского свода во Фроловской нефтегазоносной области. В присводовой части Уренгойского месторождения в мощной толще песчано-глинистой юры от ее кровли (гор. Ю₂) до подошвы (гор. Ю₁₈) геологические ресурсы свободного газа оцениваются не менее чем в 14...15 трлн м³ (за счет очень высоких пластовых давлений, 75...100 МПа, но при пониженной пористости 8...11 % – ниже «промышленной»), и это при начальных запасах = ресурсах обычного газа менее 13 трлн м³! Из всех горизонтов песчаников и алевролитов тюменской свиты были получены дебиты газа от 0,5...1,0 до 12...15 тыс. м³/сут, которые на глубинах 4...5 км являются, конечно, нерентабельными (пока...). Примеров по всем нефтегазоносным бассейнам России множество. Безусловно, очередь «плотных» свободного газа и нефти придет, но не ранее начала 3-го десятилетия XXI в. Это стратегический резерв нефте- и газодобычи России, а в США «в бой за нефть и газ» эти резервы уже введены, и весьма успешно, однако только в последние три десятилетия, а сланцевые УВ – в 2008–2022 г. Это было необходимое решение в безвыходной природно-технологической ситуации почти полного исчерпания традиционных запасов нефти (и неоткрытых ресурсов) и газа (на суше). В Мексиканском заливе и на Аляске немного еще осталось в глубоководных горизонтах (5...10 км) теплого, но... «тайфунистого» южного и ледового арктического шельфа моря Бофорта.

Текущее производство горючих ископаемых, в том числе газа, определяется потребностями промышленности (преимущественно) и сельского хозяйства и ресурсными возможностями недр конкретных стран и регионов, но в целом, конъюнктурой мирового и региональных рынков (североамериканского, Западной Европы, стран Азиатско-Тихоокеанского региона и др.).

Малые ресурсы УВ в недрах (реальные, а не дутые) – малые запасы, даже при больших объемах ПРР. Малые запасы – небольшая добыча, несмотря на прочие благоприятные условия. Показателен пример России (табл. 1). До 1960 г. разведанные запасы нефти (около 3 млрд т) во много раз превышали запасы свободного газа, соответственно, и добыча (см. табл. 1). Мощный скачок по нефти произошел между 1960-м и 1980-м гг., а по газу – в десятилетие 1981–1990 гг., когда добыча природного газа существенно превзошла добычу жидких УВ (нефти + конденсата). По нефти в России был достигнут максимально возможный уровень в 500...560 млн т, а добыча природного газа после некоторой стагнации в 1990-е годы продолжает неуклонно увеличиваться и в XXI столетии.

В стратегическом долговременном противоборстве выигрывает та страна, в недрах которой неоткрытые ресурсы природного газа больше и достовернее, надежнее с точки зрения освоения и лучше защищены от внутренних и внешних угроз. Например, запасы традиционного газа (свободного + попутного) у Ирана и Катара очень значительные (34 и 23,5 трлн м³ соответственно), а реализация их в текущей и перспективной добыче пока туманна в силу ряда причин. Вследствие множества существующих уже более 70 лет противоречий между странами Ближнего Востока – Турцией, Израилем (вместе с США и Англией), Ираном и «разъединенными» арабскими государствами – внутренние опасности и внешние угрозы настолько велики, что весь регион напоминает пороховую бочку, готовую к взрыву в любой момент. В этом регионе случались неоднократно военно-политические катаклизмы. В этой связи геополитические риски дальнейшего масштабного освоения их недр значительны (остается «поджечь фитиль»). Новейший пример – Сирия: ее нефтегазовый комплекс, по сути, уничтожен (стараниями США).

После кризисного десятилетия (1991–2000 гг.) достигнутая в последние годы

Таблица 1

Динамика добычи нефти и газа в России по десятилетиям

Вид УВ	1950 г.	1960 г.	1970 г.	1980 г.	1990 г.	2000 г.	2010 г.	2020 / 2021 гг.
Нефть, млн т/год	18	119	285	547	516	326	480	512 / 523
Природный газ (главным образом свободный), млрд м ³ /год	2,3	24,4	83,3	254	640,6	583,9	649,0	694 / 723

добыча газа в 725...739 млрд м³/год (2018–2019 гг.) – для России далеко не предел: ресурсные возможности для ее увеличения очень значительные.

В тридцатилетие 1981–2010 гг. по валовой добыче природного газа то Россия обгоняла США, то наоборот, поскольку соревновательное противостояние в газовой сфере было основано на обычном (= традиционном) газе, преимущественно свободном, его текущих запасах и неоткрытых ресурсах в недрах национальных территорий и контролируемого шельфа, которые стремительно уменьшались в Америке, но возрастали в России в силу расширенного воспроизводства минерально-сырьевой базы газа в 2005–2020 гг. [1, 10, 11, 16].

Для компенсации снижения запасов и добычи в нулевых годах (2001 г. и др.) в США приступили к масштабному освоению сначала угольного газа, потом СлГ (до 25 % от добычи в 2010 г.), но возможности для увеличения производства газа из угольных пластов, достигнув максимума (50...55 млрд м³/год), быстро исчерпались (эффективные извлекаемые запасы уменьшились), в дальнейшем была сделана ставка именно на СлГ, поскольку резервы и нормального, и плотного газа снизились до минимума (6,5 и менее трлн м³ в период 2011–2019 гг.). Динамика изменения доказанных извлекаемых запасов за последнее

десятилетие по странам – лидерам в газовой сфере приведена в табл. 2.

Запасы газа России увеличиваются (свободный газ), но медленно, а в США рост запасов природного газа происходит исключительно только за счет СлГ. По другим странам-производителям запасы уменьшались (в основном) в силу их естественного истощения и отсутствия новых значительных открытий и приростов: недра большинства осадочных бассейнов Европы, Северной Америки, Китая изучены на 80...95 % и более до глубин 5...6 км (ниже – повсеместно плотные коллектора), в том числе УВ в сланцевых толщах.

Динамика увеличения ежегодных объемов добычи и экспорта (импорта) ПГ в 2010–2021 гг. приведена в табл. 3.

Если в 2010 г. объемы добычи газа в США и РФ были одинаковыми, то в последующие годы Соединенные Штаты опередили Россию по производству газа исключительно за счет добычи СлГ, увеличившейся с 156 до 521 млрд м³ в 2018 г. и до 770 млрд м³ в 2021 г. Однако если экспорт газа за пределы России увеличивался, то в США «чистый» экспорт не превышал 100 млрд м³ в год (импорт из Канады и др. стран).

США в последние десятилетия XX в. и в начале XXI в. были крупным импортером и нефти, и газа (по нефти до сих пор объемов

Таблица 2

Динамика доказанных запасов, трлн м³, природного газа (традиционных) ведущих добывающих стран (в том числе СлГ по США и Китаю) [4]

Страна	2011 г.	2015 г.	2021 г.
США	9,0 (СлГ – 2,8)	11,0 (СлГ – 5,7)	12,2 (СлГ – 9,4)
Россия	47,5	49,9	47,7
Иран	33,1	34,0	34,1
Катар	25,2	24,5	23,8
Китай	2,8	3,3	7,0 (СлГ – 5,4)
Норвегия	2,6	2,5	1,4

Таблица 3

Добыча и внешнеторговый оборот* природного газа стран – лидеров в газовой сфере в текущем столетии, млрд м³

Страна	2010 г.	2015 г.	2021 г.
США	611,0 [+32,2]	813,7 (417,4 – СлГ) [+50,5]	954 (570 – СлГ)
Россия	610,0 [–206,6]	635,5 [–192,5]	723 [–265]
Иран	138,5 [–8,4]	226,7 [– 8,6]	308,2 [нет данных]
Катар	116,7 [+94,9]	181,4 [124,5]	190,8
Китай	93,0 [–]	133,3 [–]	178,6
Норвегия	106,4 [+102,0]	120,6 [+115,5]	106,3

* См. данные в квадратных скобках: экспорт со знаком минус, импорт со знаком плюс.

Таблица 4

Структура ТЭБ лидирующих стран и мира в целом (2018 г.), %, сравнение по нефтегазовому эквиваленту (н.э.)

Страна	Вид энергоресурсов							Всего, млн т н.э.
	нефть	газ	уголь	гидро	атом	ВИЭ	итого, %	
США	40	30,5	13,8	2,8	8,4	4,5	100	2300,6
Россия	21,1	54,2	12,2	6,0	6,4	0,1	100	720,7
Китай	19,6	7,4	58,2	2,0	8,4	4,4	100	3274
Индия	29,6	6,2	55,9	1,1	3,8	3,4	100	809
Япония	20,2	21,9	25,9	2,4	4,0	5,6	100	454
Мир в целом							100	

своего производства не хватает). Руководство США поставило стратегическую задачу: избавиться от углеводородной зависимости страны от добывающих азиатских стран. По газу эта задача выполнена, и декларируется новая стратегическая цель: рост уже экспорта «излишков» газа, СлГ прежде всего, в страны Европы и даже на Украину, а также в страны Азиатско-Тихоокеанского региона, котрым своего газа катастрофически не хватает. Например, Китай превратился именно в последние годы в крупнейшего импортера природного газа (из Катара, Австралии, Мьянмы, с 2019 г. – трубного газа из России), но активно добывает на своей территории помимо свободного и СлГ). Однако, по сути, наблюдаемая насильственная газификация Европы американским сланцевым газом – это, скорее, политическая, чем экономическая задача, имеющая целью ослабить позиции России как главного газового экспортера в современном мире. Противоборство России и США во всех сферах дополняется противостоянием по газу (по нефти этого не наблюдается: стабильные, никем и ничем не нарушаемые поставки российской нефти уже более 50 лет никем в будущем под сомнение не ставятся¹ – они надежны и геополитически защищены, несмотря на колебания цен на нефть в 2019–2020 гг.). Ни США, ни Катару в будущем не удастся сколько-нибудь сильно потеснить Россию и на мировом газовом рынке в силу ряда причин. Каких? Об этом ниже. Итак, что в будущем?

Вековое противостояние (1921–2022 гг.) России и США продолжается. Не касаясь других «точек соприкосновения», рассмотрим конкуренцию двух сверхдержав в газовой области. Напомним, что баланс распределения

добытого газа – балансовая добыча (БД) – в любой стране-производителе складывается из следующих элементов: внутреннего потребления (ВП), технологических расходов (ТР) на прокачку газа по газопроводам и закачку в нефтяные пласты и подземные хранилища и продажи (ПР), т.е. экспорта «излишков» (или покупки) на мировом и региональных рынках. По укрупненным (округленным) цифрам в России за 2018–2019 гг.:

$$\begin{aligned} \text{БД(валовая)} &= \text{ВП} + \text{ТР} + \text{ПР} = \\ &= 465 + 50 + 220 = 735 \text{ млрд м}^3. \end{aligned}$$

Энергетика России «газовая» (табл. 4) с концепцией продавать за рубеж больше нефти, а газ использовать на внутреннее потребление (прогрессивно, экономически выгодно, рационально по всем позициям). И национальная добыча горючих ископаемых, и производство электроэнергии внутри стран за счет других источников (гидро-, атомных, возобновляемых (ВИЭ)) зависят от двух главных факторов: внутренних возможностей и потребностей в энергии и конъюнктуры мирового и региональных энергетических рынков (нефтяного, газового, угольного, электроэнергетического). В последнее десятилетие ощущается все возрастающее давление «зеленой энергетики» на производство и потребление энергии за счет ее традиционных источников. Опять же это инициатива США (многоходовая комбинация, как и поддержка «зеленых» в Европе). Однако вполне очевидно, что ни один из видов получения энергии не может (и не должен!) занимать даже 75...80 % топливно-энергетического баланса (ТЭБ) любой страны, не говоря уже о 95...100 %. Во всех сферах материального развития, в том числе и в промышленности, необходимы и энергия, и вещество (в виде УВ и угля). Страны, ориентированные

¹ Статья была написана летом 2021 г... и выставлялась, ждала своего времени... Актуальность не потеряла в 2023 г.

Таблица 5

Структура стратегического газового баланса ведущих стран – производителей природного газа (официальные оценки на 01.01.2020), трлн м³

Страна	Накопленная добыча	Текущие доказанные запасы (обычного газа)	Прогнозные ресурсы (в России – неразведанные)	Традиционные НПР газа
США	40,3	3,2	4,5	48,0
Россия	23,4	49,5	214, 6* / 147**	287,5 / 200**
Иран	4,9	33,7	2,4	41,0
Катар	2,3	24,1	1,2	27,5
Китай	2,1	5,4 (СлГ – ?)	16,4* (СлГ – ?)	24,0** (СлГ – 12,0)
Норвегия	3,3	1,9	2,3	7,5

* Завышено против реального.

** Авторская оценка.

только на один энергоноситель, даже газ (Туркменистан, Бангладеш, Тринидад и Тобаго и др.), ощущают дефицит в других источниках получения энергии – в нефти, угле, электроэнергии, и в них чувствуется «энергетический дискомфорт». Неслучайно даже после атомных катастроф в СССР и Японии большое число стран тем не менее развивают атомную энергетику, особенно азиатских (при техническом и другом содействии России и стран Западной Европы). Это отражает стремление к внутренне сбалансированному, разнообразному ТЭБ энергопотребления [8, 9, 12, 15].

Вероятно, оптимальная структура ТЭБ наблюдается у малого числа стран (Россия, Турция и др.) В средней перспективе (до 2030–2035 гг.) вместе с ростом общего энергопотребления в структуре ТЭБ России доля газа увеличится до 58...60 % (более и не стоит), ВИЭ – до 3...4 %, других источников незначительно снизится (нефти до 19...20 % и т.д.) [15]. В США доля газа вряд ли превысит 35...36 % в силу ряда причин.

Ресурсные возможности обеспечения добычи природного газа в ведущих странах мира отражены в табл. 5. Они наилучшие в трех странах Евразии: России (свободный газ), Иране (свободный + нефтяной попутный газ), Катаре (свободный газ), причем в двух последних современная добыча природного газа намного ниже потенциальной.

Будущее производство и экспорт природного газа

По мнению руководства ПАО «Газпром», Россия без всяких проблем может увеличить к 2028–2030 гг. национальное производство газа до 850...900 млрд м³/год (всеми компаниями-операторами), в том числе объем нефтяного

попутного газа уже никогда не будет превышать 75...80 млрд м³/год, остальное – свободный газ. Это касается только традиционного газа. В десятилетие 2031–2040 гг. в стране будет стремительно увеличиваться объем газа, добываемого из нетрадиционных источников, прежде всего «плотного», а также угольного, но не СлГ, ресурсы, которого не превышают 4...5 трлн м³ (извлек.) [7]. После 2040 г., возможно, начнется добыча газа и из газогидратов, прежде всего морских. Но запасы даже традиционного газа уменьшаться не будут: в ходе проведения дальнейших ППР ежегодные приросты разведанных запасов будут превышать добычу в 1,2...1,3 раза вплоть до 2040 г., т.е. расширенное воспроизводство минерально-сырьевой базы газодобычи продолжится.

Автор неоднократно приводил [12, 13, 15] величины вероятной газодобычи в России, млрд м³: 2030 г. – 870...900; 2040 г. – 1000...1050 (в том числе «нетрадиционный» газ – до 150); 2050 г. – 1100...1150 (до 200). Безусловно, это «экспертные фантазии» автора, однако хорошо знающего запасы и ресурсы природного газа, а также производственные возможности недр России и ее важнейших регионов, в том числе недр арктических морей [12, 13].

При увеличении ежегодного внутреннего газопотребления в 2036–2040 гг. до 480...500 млрд м³/год на экспорт будет направляться в год не менее 450 млрд м³, после 2040 г. – до 500...550 млрд м³. Вряд ли какая-либо страна мира подойдет к такому экспортному объему.

Сырьевая база газодобычи в США намного меньше и несравнимо хуже качеством, чем в России, где «арктический газ» все же доставит много трудностей и при поисках, и при разведке, и особенно при добыче на шельфе

всеми компаниями-производителями. Правда, и «глубокий» морской традиционный газ Мексиканского залива (США) тоже не подорок, по всем критериям (геологическим, экономическим, экологическим и др.). Сланцевый газ тоже. Уже в ближайшие 12–15 лет недра многих штатов в связи с добычей СлГ превратятся в решето, и проблемы геоэкологии встанут во весь рост. Безусловно, вести разведку и добычу традиционного газа в России, да и во всем мире, намного лучше, чем СлГ в США и Китае (там это происходит не от хошой жизни).

В ряде зарубежных публикаций последних лет, в том числе и прогностической направленности, особенно американских, утверждается, что лидирующее положение США останется неизменным до 2040 г. с добычей 1,0...1,1 трлн м³, а в России – 0,9...0,95 трлн м³, однако природно-геологический и экологический потолок производства в Северной Америке вряд ли превышает (и не превысит!) уровень в 1,0 трлн м³/год, а у российского газа такого потолка попросту нет (1,2 трлн м³/год? – пожалуйста, и даже 1,4...1,5 млрд м³ не предел: запасы и ресурсы это позволяют... но позволит ли газовая конъюнктура?). Но даже добывая ежегодно газ в объеме, например, 1 трлн м³, США в связи с огромным внутренним потреблением не смогут догнать в экспортном исполнении не только Россию, но даже и Катар (реальный рост добычи природного газа – до 280...300 млрд м³, поставки за рубеж – не менее 250 млрд м³, а у США – не более 120...150 млрд м³. И навряд ли 200 млрд м³/год). Другое положение в России. При опережающем росте производства природного газа и стагнации добычи нефти в силу ресурсно-геологических причин (высокая освоенность минерально-сырьевой базы нефтедобычи) уже в 2025–2027 гг. экспорт газа из России обгонит нефтеэкспорт в физическом выражении, при этом его поставки

в сжиженном виде (с Ямала, Сахалина и др.) превысят реально 100...110 млн т, дойдут до 120 млн т и, возможно, более (в физическом объеме – 150 млрд м³). Это потребует дальнейшего развития инфраструктуры и трубопроводных поставок как более надежных и долговременных, чем спотовая торговля сжиженным природным газом. Такого положения у США нет и быть не может... И не будет.

Во всех отношениях развитие газовой отрасли промышленности имеет большие перспективы в России, чем в США. Другие страны – аутсайдеры в области газа не составят сколько-нибудь серьезной конкуренции российскому газу... По нефти ситуация и в России, и в США, и в мире намного сложнее, чем с газом, но это уже другая проблема.

Выводы

Начальные потенциальные ресурсы природного газа оцениваются в России в диапазоне 200...280 трлн м³ (оценки снизу и сверху), накопленная добыча – 25 трлн м³; в США традиционные + нетрадиционные ресурсы – до 80...82 трлн м³ (резко и необоснованно завышенные прогнозы). Добыто 33 трлн м³. Неоткрытые – прогнозные – ресурсы только традиционного газа составляют в недрах России не менее 100...105 трлн м³ (по официальной оценке – до 180 трлн м³). К этому необходимо добавить извлекаемые ресурсы различных видов нетрадиционных ресурсов газа (48...50 трлн м³, по авторской оценке 2022 г.).

Как и в настоящее время, так и в долгосрочной перспективе позиции по газу у России более выигрышные, они надежнее, разнообразнее, чем у США. Этим и будет обеспечена победа России в «газовой войне» XXI в. В ближайшее десятилетие Россия вновь вернет себе лидерство в производстве газа (1,0...1,1 трлн м³/год).

Список литературы

1. Афанасенков А.П. Развитие минерально-сырьевой базы нефтегазового комплекса России и мира в XX–XXI вв.: итоги, проблемы, перспективы / А.П. Афанасенков, В.И. Высоккий, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 3 (48): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 21–40.
2. Варламов А.И. Ресурсный потенциал углеводородов – основа развития топливно-энергетического комплекса России / А.И. Варламов, А.П. Афанасенков, М.И. Лоджевская и др. // Геология нефти и газа. – 2016. – № 3. – С. 3–13.

3. Вольский Э.Л. Газовая промышленность США: информационно-аналитический обзор / Э.Л. Вольский, Л.И. Новикова, Л.Я. Кабачкин и др. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2001. – 150 с.
4. Высоцкий И.В. Гигантские месторождения углеводородов России и мира. Перспективы новых открытий / В.И. Высоцкий, В.А. Скоробогатов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2021. – № 1-3. – С. 20–25.
5. Гриценко А.И. Сырьевая база и добыча в России в XXI веке / А.И. Гриценко, В.А. Крылов и др. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. – 148 с.
6. Гулев В.Л. Нетрадиционные ресурсы газа и нефти / В.Л. Гулев, Н.А. Гафаров, В.И. Высоцкий и др. – М.: Недра, 2014. – 284 с.
7. Леонов С.А. Газ в плотных низкопроницаемых коллекторах – основной резерв освоения газового потенциала недр осадочных бассейнов России в 2031–2070 гг. / С.А. Леонов, В.А. Скоробогатов, Д.Я. Хабибуллин // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 3 (48): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 203–212.
8. Мастепанов А.М. МЭА: прогноз добычи нетрадиционных видов газа / А.М. Мастепанов // Научный журнал Российского газового общества. – 2018. – № 3–4. – С. 3–21.
9. Мастепанов А.М. Прогнозы развития мирового нефтегазового комплекса как отражение глобальных проблем и тенденций энергопотребления / А.М. Мастепанов // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 5. – С. 6–11.
10. Минерально-сырьевая база топливно-энергетического комплекса России. Состояние и прогноз / под ред. В.З. Гарипова, Е.А. Козловского. – М., 2004. – 548 с.
11. Недзвецкий М.Ю. Минерально-сырьевая база газовой отрасли промышленности России, крупных регионов и компаний: современное состояние и перспективы развития в первой половине XXI века / М.Ю. Недзвецкий, В.В. Рыбальченко, А.Н. Рыбьяков и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 3 (48): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 4–20.
12. Скоробогатов В.А. Будущее российского газа и нефти / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 31–43.
13. Скоробогатов В.А. Западно-Арктический шельф Северной Евразии: запасы, ресурсы и добыча углеводородов до 2040 и 2050 гг. / В.А. Скоробогатов, М.Ю. Кабалин. – Деловой журнал Neftegaz.ru. – 2019. – № 11(95). – С. 36–51.
14. Скоробогатов В.А. Опыт оценок потенциальных ресурсов свободного газа осадочных бассейнов России и их подтверждаемость при поисково-разведочных работах / В.А. Скоробогатов, Г.Р. Пятницкая, Д.А. Соин и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 59–65.
15. Скоробогатов В.А. Энергетический мир в 2040 году. Взгляд из две тысячи двадцатого / В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 3 (48): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 218–231.
16. Черепанов В.В. Минерально-сырьевая база газодобычи России и ПАО «Газпром»: современное состояние и перспективы развития в XXI веке / В.В. Черепанов, Д.В. Люгай // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ 70 лет. – С. 17–30.

Natural gas in Russia and in the USA in 21st century: competitive confrontation. Who is going to be a winner?

V.A. Skorobogatov

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Gazovikov street, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The article highlights the role of the natural gas in the competitive struggle of two gas empires – the Russian Federation and the United States of America. The first one is on top with regard to the current and initial reserves of free gas and ranks next to the USA in its recovery. The second country is leading in current gas production, mostly from shales. This production has no background like enough mineral resource base even in the nearest future (up to 2030–2035). Thereat, a victory in the named gas war, as surely as in all others, will be Russian.

Keywords: gas, oil, reserves, resources, field, production, forecast, consumption, Russia, USA, future.

References

1. AFANASENKOV, A.P., V.I. VYSOTSKIY, V.A. SKOROBOGATOV. Evolution of mineral resource base for petroleum industry in Russia and abroad in 20th and 21st centuries: results, challenges and outlooks [Razvitiye mineralno-syryevoy bazy neftegazovogo kompleksa Rossii i mira v XX–XXI vv.: itogi, problem, perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 3(48): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 21–40. ISSN 2306-8949. (Russ.).
2. VARLAMOV, A.I., A.P. AFANASENKOV, M.I. LODZHEVSKAYA, et al. Resource potential of hydrocarbons as a foundation of the fuel & energy industry in Russia [Resursnyy potentsial uglevodorodov – osnova razvitiya toplivno-energeticheskogo kompleksa Rossii]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2016, no. 3, pp. 3–13. ISSN 0016-7894. (Russ.).
3. VOLSKIY, E.L., L.I. NOVIKOVA, L.Ya. KABACHNIK, et al. *Gas industry in the United States* [Gazovaya promyshlennost v SShA]: review. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2001. (Russ.).
4. VYSOTSKIY, I.V., V.A. SKOROBOGATOV. Gigantic hydrocarbon fields in Russia and in the world. Outlooks for new discoveries [Gigantskiye mestorozhdeniya uglevodorodov Rossi i mira. Perspektivy novykh otkrytiy]. *Mineralnyye resursy Rossii. Ekonomika i upravleniye*, 2021, no. 1-3, pp. 20–25. ISSN 0869-3188. (Russ.).
5. GRITSENKO, A.I., V.A. KRYLOV, et al. *Base and production of mineral resources in Russia in 21st century* [Syryevaya baza i dobycha v Rossii v XXI veke]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2000. (Russ.).
6. GULEV, V.L., N.A. GAFAROV, V.I. VYSOTSKIY, et al. *Alternative gas and oil resources* [Netraditsionnyye resursy gaza i nefti]. Moscow: Nedra, 2014. (Russ.).
7. LEONOV, S.A., V.A. SKOROBOGATOV, D.Ya. KHABIBULLIN. Gas in tight low-permeable reservoirs as a major reserve for development of subsoil gas potential at sedimentary basins of Russia in 2031–2070 [Gaz v plotnykh nizkopronitsayemykh kollektorakh – osnovnoy rezerv osvoyeniya gazovogo potentsiala nedr osadochnykh basseynov Rossii v 2031–2070 gg.]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 3(48): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 203–212. ISSN 2306-8949. (Russ.).
8. MASTEPANOV, A.M. International Energy agency: prediction for alternative gas production [MEA: prognoz dobychi netraditsionnykh vidov gaza]. *Nauchnyy zhurnal Rossiyskogo gazovogo onshchestva*, 2018, no. 3–4, pp. 3–21. ISSN 2412-6497. (Russ.).
9. MASTEPANOV, A.M. Forecasts for evolution of global oil-gas complex as reflection of global problems and tendencies of power consumption [Prognozy razvitiya mirovogo neftegazovogo kompleksa kak otrazheniye globalnykh problem i tendentsiy energopotrebleniya]. *Neftyanoye Khozyaystvo*, 2018, no. 5, pp. 6–11. ISSN 0028-2448. (Russ.).
10. GARISOV, V.Z., Ye.A. KOZLOVSKIY (eds.). *Mineral resources of Russian fuel & energy industry. Contemporary state and prediction* [Mineralno-syryevaya baza toplivno-energeticheskogo kompleksa Rossii. Sostoyaniye i prognoz]. St. Petersburg: Institute of Geological Economic Problems Ltd, 2004. (Russ.).
11. NEDZVETSKIY, M.Yu., V.V. RYBALCHENKO, A.N. RYBYAKOV, et al. Mineral resource base for gas industry, big regions and companies in Russia: contemporary status and promising trends up to a midpoint of 21st century [mineralno-syryevaya baza gazovoy otrasli promyshlennosti Rossii, krupnykh regionov i kompaniy: sovremennoye sostoyaniye i perspektivy razvitiya v pervoy polovine XXI veka]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 3(48): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 4–20. ISSN 2306-8949. (Russ.).
12. SKOROBOGATOV, V.A. Future of Russian gas and oil [Budushcheye rossiyskogo gaza i nefti]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 31–43. ISSN 0016-7894. (Russ.).
13. SKOROBOGATOV, V.A., M.YU. KABALIN. West-Arctic shelf of Northern Eurasia – reserves, resources and production of hydrocarbons up to 2040 and 2050 [Zapadno-Arkticheskiy shelf Severnoy Evrazii: zapasy, resursy i dobycha uglevodorodov do 2040 i 2050 gg.]. *Delovoy zhurnal Neftegaz.ru*, 2019, no. 11, pp. 36–51. ISSN 2410-3837. (Russ.).
14. SKOROBOGATOV, V.A., G.R. PYATNITSKAYA, D.A. SOIN, et al. Practice of estimation of potential resources of the free gas in sedimentary basins of Russia and their validation during prospecting works [Opyt otsenok potentsialnykh resursov svobodnogo gaza osadochnykh basseynov Rossi i ikh podtverzhdayemost pri poiskovo-razvedochnykh rabotakh]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 59–65. ISSN 0016-7894. (Russ.).
15. SKOROBOGATOV, V.A. Global power industry in 2040. Vision from 2020 [Energeticheskiy mir v 2040 godu. Vzglyad iz dve tysyachi dvadtsatogo]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 3(48): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 218–231. ISSN 2306-8949. (Russ.).
16. CHEREPANOV, V.V., D.V. LYUGAY. Mineral resource base of gas production by Russia and the Gazprom PJSC: modern status and outlooks for development in the XXI century [Mineralno-syryevaya baza gazodobychi Rossi i PAO “Gazprom”: sovremennoye sostoyaniye i perspektivy razvitiya v XXI veke]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 17–30. ISSN 0016-7894. (Russ.).

УДК 553.98(268.45+268.52)

А будет ли «большая нефть» в недрах морских осадочных бассейнов Северной Евразии?

Д.А. Астафьев^{1*}, В.А. Скоробогатов¹, А.В. Толстик¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1

* E-mail: D_Astafiev@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. В работе проанализированы генетические условия газо- и нефтеносности недр морей, окружающих Северную Евразию, прежде всего генерационные (органическое вещество в материнских породах – глинах, карбонатах и углях, уровень его катагенеза) и консервационно-эволюционные (остаточные углеводороды – газ, нефть и их скопления в залежах внутри ловушек, сохранившиеся до наших дней) условия. Сделан вывод о малой вероятности существования и открытия крупнейших по запасам скоплений нефти (100...300 млн т извлекаемых и более) в мезозойских толщах Западной Арктики и кайнозойских Восточной Арктики, как и в недрах Охотского и Берингова морей.

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, залежь, запасы, ресурсы, поиски, разведка, добыча, Арктика, шельф, перспективы.

Обязанность любой науки – ставить вопросы и по возможности отвечать на них. Так, и затрагиваемым в статье проблемам в течение последних трех десятилетий посвящено некоторое количество публикаций [1–15].

При выходе в любую новую область суши и шельфа перед нефтегазовой геологией всегда стоят научно-практические вопросы:

- какова в целом будет нефтегазоносность осадочного чехла данной области, региона, автономного комплекса пород (между двумя региональными покрывками)?
- углеводородные скопления (УВС) какого фазового состояния будут открыты – газовые (Г) / газоконденсатные (ГК), чисто нефтяные (Н) или смешанные, т.е. нефтегазоконденсатные (НГК), газоконденсатнефтяные (ГКН) и т.д.?
- каковы будут соотношения между газом и нефтью в запасах и ресурсах?
- какова будет крупность УВС, попадутся ли «гиганты», или все ограничится небольшими по запасам месторождениями и залежами?
- каковы будут добывные возможности УВС (рабочие дебиты, конечные коэффициенты извлечения газа или нефти)?

Безусловно, России нужна большая нефть. Всегда, везде, во все времена (и сейчас, и в будущем) все компании искали крупные (крупнейшие, гигантские и т.д.) месторождения углеводородов (МУВ), и чем крупнее – тем лучше по всем известным причинам.

Под «большой нефтью» (БН) авторы понимают нефтегазоносность крупных геологических объектов – осадочных бассейнов или автономных генерационно-аккумуляционных комплексов пород с уже выявленными или реально предполагаемыми разведанными / доказанными запасами (категорий $A+B_1+C_1$) всех месторождений/залежей в объеме не менее чем 1,0...1,5 млрд т, которые могут дать потенциальную валовую добычу при вводе в разработку всех или значительной части нефтесодержащих МУВ более 35...40 млн т в год при их одновременной эксплуатации, что выполняется крайне редко, при разумном коэффициенте нефтедобычи 3,5...4,0 % в год от начальных извлекаемых запасов.

С газом всегда относительно легко, легче, чем с нефтью. Конечный коэффициент извлечения свободного газа ну просто не может быть менее 50...60 % от его первоначальных геологических запасов. Обычно это 75...85 % и до 90 %. Конечный коэффициент извлечения нефти может быть каким угодно – от 5 до 55 %, фон – 25...45 %.

Большой газ в Арктике точно будет. Он уже есть в Баренцевоморской нефтегазоносной провинции (НГП) и Южно-Карской области (ЮКО) Западно-Сибирской мегапровинции (ЗСМП). Но вот большая нефть? По мнению двух соавторов, БН в Арктике точно не будет... Третий сомневается в таком выводе. А малая нефть в Арктике в ближайшие 30...40 лет и не нужна (с залежами от единиц до первых десятков миллионов тонн геологических, да еще в подгазовых оторочках...) [10].

Однако приведем факты и результаты научных исследований по проблеме. Аргументы за и против развития и обнаружения крупнейших нефтесодержащих МУВ в арктических провинциях и областях – вопрос далеко не риторический, а сугубо практический. Он связан с двумя моментами. Первый: возможности для поисков и открытия средних (10...30 млн т извлек.) и тем более крупных (> 30 млн т извлек.) нефтесодержащих месторождений типа Н, НГК, ГКН, НГ в большинстве осадочных бассейнов суши Северной Евразии (СЕА) близятся к завершению, а на шельфе, наоборот, начался период все более интенсивных поисково-разведочных работ (ППР) на газ и нефть. И, как следствие, происходят открытия очень крупных газосодержащих МУВ (от 100 до 1000 млрд м³), чаще всего без нефти (в 2001–2022 гг.).

Рассмотрим эмпирические аргументы и факты, а также результаты научно-исследовательской работы в области онтогенеза углеводородов (УВ) в недрах крупных шельфовых осадочных бассейнов Арктики. Начнем с запасов, ресурсов и добычи УВ в шельфовых бассейнах СЕА.

Морская газонефтяная геостатистика такова. Из 3750 МУВ на суше и шельфе СЕА (Россия и окружающие ее моря – арктические, дальневосточные и южные внутренние) в недрах морских бассейнов обнаружены 56, в том

числе 53 газосодержащих (с залежами свободного газа (СГ), в том числе типа Г, ГК, ГКН, НГК), и 39 нефтесодержащих (Н, НГК и др.), при этом накопленная добыча Н составила к началу 2021 г. 0,3 млрд т, текущие разведанные запасы – 0,6 млрд т, предварительно оцененные запасы (по категориям В₂+С₂) – 0,9 млрд т, в сумме – 1,8 млрд т. Запасы СГ начальные – 3,7 (0,7 + 3,0) трлн м³, предварительные – 5,2 трлн м³, в сумме – 9,9 трлн м³. Очевидно, что многие газосодержащие МУВ существенно недоразведаны, однако текущее отношение извлекаемых запасов Н:СГ составляет 2:11. Изменится ли оно в ходе доразведки и при дальнейших ППР в результате новых открытий МУВ и залежей и будущих приростов? Данные о газе месторождений СЕА приведены в табл. 1.

Исключительно нефтеносны недра Балтийского моря (в российском секторе открыты 6 нефтяных месторождений с минимальными суммарными запасами менее 13 млн т). Преимущественно нефтеносны недра Печорского моря (5 Н, 1 НГК, 1 ГК месторождений) с начальными открытыми запасами менее 0,5 млрд т (в том числе В₂+С₂ – 340 млн т). Исключительно газоносны Баренцевоморская провинция (БМП – 5 газосодержащих МУВ без нефти) и ЮКО ЗСМП – 17 месторождений типа Г и ГК, в том числе на одном, возможно, обнаружено нефтяное скопление (притоков УВ не было, но запасы поставлены на государственный баланс – 1 и 138 млн т по кат. С₁ и С₂ соответственно). Нефть, по сути, не открыта... Авторы убеждены в том, что истинные открытия происходят только в результате получения промышленных притоков Н в объеме не менее 10 т/сут, а так... выдается желаемое за действительное.

В историческом аспекте в ЮКО первыми были открыты два газовых МУВ

Таблица 1

Величина и структура запасов СГ шельфовых областей СЕА (на 01.01.2021)

Шельф	Количество газосодержащих месторождений	Накопленная добыча	Запасы, трлн м ³		Всего, трлн м ³
			кат. А+В ₁ +С ₁	кат. В ₂ +С ₂	
Всего, в том числе:	52	0,7	10,2	5,2	16,1
Карское море	17	0,4*	4,2	4,1	8,7
Баренцево море	7	–	4,2	0,2	4,9
Охотское море (без о. Сахалин)	15	0,3	1,3	0,2	1,8
Прочие	13	–	0,5	0,2	0,7

* Морская часть Юрхаровского месторождения типа суша/море (свод ловушки в акватории губы).

(без нефти) – Ленинградское и Русановское (1990 и 1989 гг.). Оба – первыми присвоены скважинами. Разрез вскрыт до нижних горизонтов апта (гор. ТП₁₂₋₁₅), выше, чем проходит «генерационная» линия нефти (в Ямало-Карском регионе (ЯКР) – с гор. ТП₁₈₋₂₀). Тем не менее факт показательный. Подтвердятся ли открытые запасы Н – большой вопрос.

На Северном Каспии открыты 9 газосодержащих и 10 нефтесодержащих МУВ, в том числе только одно нефтяное, однако начальные запасы СГ составляли почти 0,6 трлн м³ (в том числе по кат. В₂+С₂ – 0,2 трлн м³), Н – почти 0,4 млрд т (кат. В₂+С₂ – 143 млн т), т.е. газа больше, чем нефти, но не на много.

В Охотоморской провинции (ОМП) известны 19 МУВ, в том числе 15 газо- и 14 нефтесодержащих (4 чисто нефтяных, но мелких), среди ГК месторождений – гигант Южно-Кириновское (0,8 трлн м³) с минимальными запасами нефти в тонкой оторочке под газом. Преимущественная газоносность ОМП очевидна (запасы СГ – 1,8 трлн м³, Н – 0,6 млрд т извлекаемых, хотя геологические запасы сопоставимы). Некоторые компании-операторы жаждут нефтяного прецедента на шельфе Арктики и «открывают» месторождения, которых, весьма вероятно, и нет в природе... а если и есть, то маленькие с точки зрения нефтяных возможностей. Тенденции установлены. Правда, кто-то скажет: еще не вечер; но, по мнению авторов, уже и не раннее утро, по крайней мере, для шести-восьми морей СЕА с установленной нефтегазоносностью недр. В табл. 2 приведены (по убывающей) запасы наиболее крупных морских МУВ.

В результате исследований газовых геологов России установлено, что фазовое состояние МУВ и соотношения запасов СГ и Н в открытых и предполагаемых МУВ, а в конечном итоге внутри начальных потенциальных ресурсов (НПР УВ), определяются и контролируются генетическими условиями, прежде всего генерационными и эволюционными [11]. При этом установлено, что главными показателями генетической природы и эволюционного этапа развития, на котором находятся нефти тех или иных скоплений, служат:

- их плотность («незрелые» тяжелые, нормальные, легкие, конденсатоподобные – перед их полным тепловым разрушением);
- сернистость (содержание серы обычно составляет от 0,1 до 2,0 %);
- парафинистость (т.е. содержание твердых алкановых УВ, или парафина).

Второстепенные показатели – смолистость нефтей, содержание в них асфальтенов.

Производными, «более тонкими» показателями генезиса Н являются содержание нафтеновых легкокипящих УВ, соотношение реликтовых УВ (отношение пристана к фитану больше или меньше 2), среди металлов – соотношение ванадия и никеля (V:Ni больше или меньше единицы) и др. Не будем детально останавливаться на геохимических показателях. Они обсуждаются в специальных работах. Для авторов важнее ответ на поставленный в статье вопрос...

В ряде публикаций, в том числе авторов данной работы [7, 9, 11], приводятся необходимые геолого-геохимические, палеогеотермические и эволюционно-динамические условия

Таблица 2

Начальные запасы наиболее крупных шельфовых месторождений газа (слева) и нефти (справа) СЕА

Месторождение газа	НПП	Начальные разведанные запасы		НПП	Месторождение нефти
		СГ, трлн м ³	нефти, млн т		
Штокмановское	БМП	3,9	113	ОМП	Чайво
Крузенштерновское (море/суша)	ЗСМП	1,3	108	ОМП	Пильгун-Астоское
Южно-Кириновское	ОМП	0,8	97	Тимано-Печорская провинция (ТПП, Печорское море)	Медынское-море
Ленинградское	ЗСМП	0,7	81	ТПП	Приразломное
Каменномыское-море	ЗСМП	0,6	74	ОМП	Одопту-море
Лунское	ОМП	0,4	–	–	–
Семаковское (море/суша)	ЗСМП	0,3	–	–	–
Всего		8,0	473		

крупного первичного и вторичного нефтенакопления в недрах осадочных бассейнов того или иного возраста и генезиса, в том числе и критерии крупного масштабного нефтенакопления. Итак, согласно исследованиям ряда экспертов, на вопрос, вынесенный в заголовок данной работы, следует ответ: на Дальнем Востоке точно не будет в силу генетических условий. А в Арктике? Остаются недра арктического шельфа – сектора западноарктических морей (Баренцева, Карского) и восточного сектора (море Лаптевых и др.) [1, 5, 7, 10].

Опыт изучения и освоения преимущественно нефтеносных и наоборот – газоносных провинций, регионов и областей мира позволил авторам сформулировать главные критерии крупного (достаточно масштабного по суммарным начальным запасам) нефтенакопления. Это:

- повышенное (в морских и дельтовых терригенных толщах) и высокое (в континентальных озерных) содержание рассеянного органического вещества (РОВ) сапропелевого и лейптинито-сапропелевого типа (соответственно $> 1\%$ и $> 2\%$), преобразованного до градаций катагенеза $ПК_3 \dots МК_2$ – переходной к $МК_3$ (показатель отражения витринита $R^\circ = 0,45 \dots 1,00\%$);

- оптимальное для нефти эмиграционно-миграционное соотношение мощностей выдержанных в пространстве (коэффициент коррелируемости $0,8 \dots 0,9$) пар таких пластов, как коллектор и покрывка единичной мощностью от 10 до 20...30 м (соответственно миграционные и эмиграционные условия) в морских толщах, повышенная глинистость (до 70...80 %) в континентальных озерных формациях;

- значительный автономный генерационно-аккумуляционный объем пород (между двумя региональными или областными покрывками) в пределах структурно-литологического влияния крупных по полезной емкости ловушек, приуроченных к осевым зонам сводов и мегавалов, реже во впадинах и на внешних моноклиналях;

- наличие мало- и среднеамплитудных по отношению к региональным покрывкам полупроводящих газопроницаемых разломов в континентальных толщах, высокая площадная и объемная нарушенность морских толщ (карбонаты);

- любой возраст, но наиболее благоприятный – мезозойский (мел + юра). Причина:

палеозой «перезрел» в целом, кайнозой «недозрел» для масштабной битумогенерации и последующего нефтенакопления в ловушках.

Согласно общемировым тенденциям от одной эры к другой увеличивается доля гумусовой компоненты в суммарном органическом веществе: палеозой – минимум (со среднего девона); мезозой – повышенная доля; кайнозой – высокая, преобладающая. Это связано с эволюцией органического мира на поверхности Земли и в Мировом океане: в последние 66,5 млн лет все большие объемы терригенных пород от разрушающихся альпийских сооружений вместе с остатками наземной органики перемещались реками и ветром в шельфовые области и захоранивались в морских осадках. Отсюда в породах палеогена и особенно миоцена и плиоцена в большинстве осадочных бассейнов мира гумусовая компонента (витринит + фюзинит) «подавляет» количественно морскую сапропелевую компоненту – производную морской биоты. Это доказано для большинства дельтовых и морских бассейнов (Южно-Каспийского, Северо-Сахалинского – суша и присахалинский шельф, Левантийского, межгорных бассейнов Индонезии и др.). В этой связи в кайнозойских толщах должны формироваться преимущественно скопления нефтей высокопарафиновых, низкосернистых в виде подгазовых оторочек. Они и развиты во многих нефтегазоносных бассейнах. Такие нефти и будут открывать в осадочных бассейнах Восточной Арктики, однако мощные озерные толщи, расположенные к нефтенакоплению, в разрезе кайнозоя, вероятнее всего, не предвидятся (подобные нижнесреднеюрским и нижнемеловым толщам молодых плит – Западно-Сибирской, Скифско-Туранской в СЕА, бассейну Сунляо и др. в Китае, бассейнам Карнарвону и реки Эроманги в Австралии). Таким образом, крупнейшие нефтяные месторождения в кайнозойских толщах – скорее, исключение, чем правило, и они, если где развиты, чаще всего имеют вторичный генезис (дегазационно-остаточные). Как исключение приведем пример уникального месторождения тяжелой сернистой генетически первичной нефти сапропелевого происхождения – Уилмингтон (кайнозойский бассейн Лос-Анджелеса, Калифорния, США).

Известно, что «гумусово-континентальные» нефти – мало- и бессернистые (содержание S – $0,0 \dots 0,2\%$, обычно легкие – плотностью $0,820 \dots 0,850 \text{ г/см}^3$), малосмолистые,

но высокопарафиновые (от 5...7 до 18...25 % парафина); «сапропелево-морские» – повышенной и высокой плотности, сернистые и высокосернистые (более 1 %, до 2...3 %), смолистые, с повышенным содержанием асфальтенов, малопарафинистые (содержание парафина менее 4 %). Первые – детище неморских и дельтовых толщ, часто угленосных и субугленосных. Вторые – производные морских терригенных и карбонатных пород с существенно сапропелевым органическим веществом (типа II).

Промежуточный характер имеют озерные нефти – малосернистые (содержание серы 0,2...0,3 %), но и малопарафинистые (парафин – 2...4,5 %) – производные от смешанного (сапропелево-гумусового или гумусо-сапропелевого), геохимически наиболее благородного органического вещества типа I, I/II.

Газо- и нефтеносность осадочных бассейнов типа суша/море относительно хорошо изучена на примере Западной Сибири и ЮКО – в Ямало-Карском регионе. В ЗСМП к регионам и областям образования БН относятся, безусловно, Среднее Приобье (СП, неоком, юра) и Фроловская НГО с Красноленинским нефтегазоносным районом (озерная нижняя-средняя юра + морской апт), вероятно, Надым-Пур-Тазовский регион (НПТР – начальные запасы Н – 2 млрд т), а, например, Ямальская НГО и тем более Гыдано-Енисейский регион к такому уже не относятся, и даже открытие и разведка гигантского Пайяхского нефтяного месторождения в Енисей-Хатангском мегапрогибе делу не поможет (его запасы оцениваются значительно менее 1 млрд т к завершению ПРР, сейчас, на 01.01.2022, – «всего» в 250 млн т). Речь идет именно о потенциальных запасах

(начальных) и ежегодной добыче Н не менее 1 млрд т / 40...50 млн т соответственно.

Южные моря, Берингово и даже Охотское море (ОМП) явно не потянут на БН. На присахалинском шельфе добыча Н падает, и никакими силами ее уже не раскачаешь до уровня хотя бы 20 млн т в год. Подгазовую нефть (в оторочках) трудно «брать». Она мешает и добыче газа (сдерживает ее).

Прогностическое влияние отдельных факторов нефтидогенеза УВ отражено в табл. 3.

Генетические условия и причины разномасштабной газо- и битумогенерации и углеводородонакопления в недрах шельфовых областей СЕА обсуждаются в ряде работ, в том числе и авторов данной статьи [1, 4, 9, 11]. Результаты исследования генерационных свойств пород на примере Ямала отражены в табл. 4.

Установлено, что в северных и особенно в арктических областях ЗСМП во всем стратиграфическом диапазоне от кровли сеномана до низов юры рассеяно гумусовое ОВ, в меньшей степени сапропелевое, а также концентрированная органика – угли (гумолиты) в апт-альб-сеноманской толще, в верхах неокома и в нижнесреднеюрской толще, а глины верхней юры – валанжина содержат смешанное РОВ невысокого содержания (от 0,8...1,0 до 2,0...2,5 %) и не могут являться эффективными битумогенерирующими (нефтематеринскими) толщами (северная половина НПТР, Ямал, Гыдан, ЮКО) (см. табл. 4).

Результаты налицо: в арктических областях открыты уже 68 МУВ, в том числе только два нефтяных (в Усть-Енисейском районе), остальные типа Г+ГК. Существенно меньше выявлено смешанных месторождений – ГКН/НГК. И так, БН в недрах шельфа не предвидится

Таблица 3

Соотношение генетических факторов онтогенеза и прогностических параметров УВС в недрах осадочных бассейнов различного типа и возраста

Параметр УВС	Факторы онтогенеза				
	генерационные		миграционные (первичные / вторичные)	аккумуляционно-консервационные (первичные)	эволюционно-консервационные (вторичные)
	тип органического вещества	уровень катагенеза			
Тип по фазовому состоянию	+++	+++	+	+	++
Величина (запасы)	–	+	++	+++	++
Добывные возможности	–	++	+	–	+++

Примечание: три плюса – влияние важнейшее, определяющее; два плюса – влияние важное; один плюс – влияние второстепенное или опосредованное пр. факторами; минус – не влияет.

Таблица 4

Генерационные свойства меловых и юрских пород Ямальской области (суша):

Г – гумусовое; СГ – сапропелево-гумусовое; ЛГ – лейптинито-гумусовое

Комплекс	Содержание органического углерода, % (количество тестов)			
	глина и глинистые алевролиты	алевролиты и песчаники	тип РОВ	диапазон катагенеза (R°, %)
Альб-сеноманский	2,7 (30)	1,1 (10)	Г/СГ	ПК ₂ ...ПК ₃ (0,40...0,50 %)
Неоком-аптский	2,4 (250)	1,5 (70)	Г/ЛГ*	ПК ₃ ¹ ...МК ₂ ¹ (0,48...0,75 %)
Ачимовская толща	3,0 (10)	–	ГС/СГ	МК ₁ ...МК ₂ (0,55...0,20 %)
Региональная глинистая покрывка (валанжин-готерив)	1,9 (10)	–	СГ	МК ₃ ¹ ...МК ₂ ¹ (0,65...0,85 %)
Верхняя юра (низы покрывки)	2,7 (25)	–	СГ/ГС	МК ₂ (0,80...0,90 %)
Нижняя-средняя юра	1,75...2,25 (135)	1,7 (20)	Г/СГ/ЛГ	МК ₂ ¹ ...МК ₄ (0,85...1,35 %)
ИТОГО тестов	460	110		

(генетически «запрещена»), а почти все ее запасы составят нефтяные оторочки преимущественно в низах песчано-глинистого неокома. Генетические условия, благоприятствующие крупному нефтенакплению на севере ЗСМП, отсутствовали. А чего нет в природе, того не откроешь и не прирастишь (на бумаге и в балансах «нарисовать» можно, но что потом будем добывать?).

В Баренцевом море геохимические и генерационные условия в породах нижнего мела, юры и триаса изучены достаточно хорошо [13]. В глинисто-кремнистых породах верхней юры (возрастной и отчасти фациальный аналог классической битумогенерирующей толщи – баженовской свиты центральных областей ЗСМП – рассеянно-смешанное ОВ типа П/Ш (СГ/ГС). При этом неглубоко залегающие толщи в диапазоне от средней юры до низов мела к тому же еще и малообразованы, находятся в диапазоне протокатагенеза (ПК₂...ПК₃, R° до 0,5 %) и не могли быть эффективными продуцентами битумоидов в тонкопористых породах, а без этого и нефть не скопится в ловушках в объеме природных резервуаров. Что и наблюдается фактически.

По мнению авторов, преимущественная газоносность мезозойских отложений БМП и ЮКО предопределена условиями онтогенеза, которые выражаются в следующем их наборе [4–6, 9–12, 14]:

- устойчивое погружение в мезозойское и кайнозойское время, способствовавшее

мощному газообразованию и формированию газосодержащих залежей (типа Г, ГК);

- относительно небольшие глубины и мягкие термокатагенетические условия современного нахождения неморских сероцветных песчано-глинистых генерационно-аккумуляционных толщ;

- преимущественно гумусовый тип органического вещества в объеме рассеянной и концентрированной (угли) компонент во всем диапазоне от триаса до апта и сеномана;

- невысокая нарушенность недр западноарктических морей разломами, благоприятствовавшая сохранности газа в виде скоплений.

Официальные оценки НПР нефти в недрах арктических морей СЕА (2009/2012 гг.), млрд т: БМП – 3,0; ЮКО – 5,0; восточный сектор морей – 2,5; всего – 10,5. По расчетам В.А. Скоробогатова, Д.А. Соина и др., соответствующие оценки реальных подтверждаемых ресурсов: 2,0 + 2,5 + 1,5 = 6,0 млрд т. Разница существенная. С более высокой вероятностью подтвердится в ходе дальнейших ПРР нижняя оценка нефтяного потенциала северного шельфа СЕА.

Согласно исследованиям авторов и др., если среди первых пяти открытых и частично разведанных МУВ и залежей в пределах перспективной территории (на суше) и в акватории (на шельфе) отсутствуют какие-либо виды УВС в виде крупнейших и гигантских скоплений (0,1...1,0 млрд т или 0,1...1,0 трлн м³), то, скорее всего, они никогда и не будут выявлены,

поскольку фактически (реально) их нет в природе. В БМП соотношение открытий применительно к нефти таковы: 5/0; в ЮКО – 8/0 (?); в восточно-арктических морях пока 0/0.

Итак, феномен БН в недрах арктических морей СЕА ожидать вряд ли стоит. Из этого и надо исходить при стратегическом планировании результатов ПРР в первой половине XXI столетия. Подчеркнем, что во всем разрезе продуцирующей части осадочного чехла ЯКР и Гыдана (сеноман – низы юры) напрочь отсутствуют пласты даже морских по генезису глин с высоким содержанием РОВ и повышенной долей

сапропелевой компоненты, а значит, условия для масштабной битумогенерации не выполнялись. Генетически недра ЯКР предрасположены к мощному газообразованию за счет РОВ и углей (см. табл. 4). Для суши Ямала этот кардинальный вывод никем никогда не оспаривается уже три десятка лет [11].

Стратегическое планирование дальнейших ПРР любой компанией-оператором должно учитывать уже накопленные эмпирические факты и результаты теоретических исследований, но только неангажированных – независимых экспертов [3, 5–7].

Список литературы

1. Астафьев Д.А. Газонефтяная геостатистика недр шельфовых бассейнов Северной Евразии в связи с освоением запасов и ресурсов углеводородов до 2050 г. / Д.А. Астафьев, Е.С. Давыдова, Г.Р. Пятницкая и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 72–80.
2. Афанасенков А.П. Нефть России: проблемы, риски, перспективы / А.П. Афанасенков, В.А. Скоробогатов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2022. – № 5–6. – С. 2–12.
3. Варламов А.И. Газовое будущее России: Арктика / А.И. Варламов, А.П. Афанасенков, О.М. Прищепа и др. // Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения (WGRR-2017): тезисы докл. IV Межд. научно-практич. конференции. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – С. 9–10.
4. Кирюхина Т.А. Геохимические аспекты газонефтеносности юрских и доюрских отложений севера Западной Сибири и прилегающего шельфа / Т.А. Кирюхина, Г.В. Ульянов, А.Д. Дзюбло и др. // Газовая промышленность. – 2011. – № 7. – С. 66–70.
5. Ковалёва Е.Д. Западно-Сибирская Арктика: новый взгляд на перспективы освоения углеводородного потенциала недр в XXI веке / Е.Д. Ковалёва, О.Г. Кананыхина, В.А. Скоробогатов // Наука и техника в газовой промышленности. – 2015. – № 3. – С. 3–17.
6. Коваленко В.С. Арктические районы Западной Сибири: запасы и ресурсы углеводородов, проблемы поисков, разведки и освоения месторождений газа и нефти / В.С. Коваленко, В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр / под ред. Б.А. Соколова, Э.А. Абля. – М.: Геос, 2002. – Кн. 1. – С. 233–237.
7. Мельников П.Н. Итоги поисково-разведочных работ на Арктическом шельфе России в 2014–2019 гг. и перспективы проведения работ на ближайшее время / П.Н. Мельников, М.Б. Скворцов, М.Н. Кравченко и др. // Геология нефти и газа. – 2019. – № 6. – С. 5–18.
8. Поляков Е.Е. Где искать новые крупнейшие, гигантские и уникальные газосодержащие месторождения в Северной Евразии? / Е.Е. Поляков, В.В. Рыбальченко, А.Е. Рыжов и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 45–57.
9. Прищепа О.М. Углеводородный потенциал Арктической зоны России и перспективы его освоения / О.М. Прищепа, Д.М. Меткин, И.С. Боровиков // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2019. – № 3. – С. 14–28.
10. Пятницкая Г.Р. Изучение и освоение углеводородного потенциала нижне-среднеюрской толщи северных областей Западной Сибири: итоги и перспективы / Г.Р. Пятницкая, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 86–104.
11. Скоробогатов В.А. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов, В.Д. Копеев. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003 – 352 с.

12. Скоробогатов В.А. Западно-Арктический шельф Северной Евразии: запасы, ресурсы и добыча углеводородов до 2040 и 2050 гг. / В.А. Скоробогатов, М.Ю. Кабалин // Деловой журнал Neeftegaz.ru. – 2019. – № 11 (95). – С. 36–51.
13. Соин Д.А. Термобарические условия газонефтеносности северных районов Западной Сибири (суша и шельф) / Д.А. Соин, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – С. 59–65.
14. Ступакова А.В. Перспективы нефтегазоносности мезозойского разреза Баренцевоморского бассейна / А.В. Ступакова, Т.А. Кирюхина, А.А. Суслова и др. // Георесурсы. – 2015. – № 2. – С. 13–27.
15. Толстикова А.В. Запасы и ресурсы углеводородов, перспективы изучения и промышленного освоения недр морей России в XXI в. / А.В. Толстикова, Д.А. Астафьев, Я.И. Штейн и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 73–85.

Will the “big oil” be found in subsoil sedimentary basins of Northern Eurasia, or not?

D.A. Astafyev¹, V.A. Skorobogatov¹, A.V. Tolstikov¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Gazovikov street, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

* E-mail: D_Astafiev@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Authors analyze the genetic conditions for gas and oil presence in bowels of the seas surrounding the Northern Eurasia territory. First of all, the generation conditions are intended, namely: the organic matter in the parent rocks like clays, carbonates, coals, a level of its catagenesis). Besides, the preserving-evolutionary conditions are intended, namely: the residual hydrocarbons such as gas and oil and their agglomerations survived nowadays within the traps. Authors concluded that there is a little hope to discover big oil agglomerations (1...3·10⁸ t recoverable resources and more) either in the Mesozoic series at Western Arctic, or in the Cenozoic series of Eastern Arctic, as well as in waters of Okhotsk and Bering seas.

Keywords: oil, gas, field, deposit, reserves, resources, search, prospecting, production, Arctic, continental shelf, outlooks.

References

1. ASTAFYEV, D.A., Ye.S. DAVYDOVA, G.R. PYATNITSKAYA, et al. In-situ gas-and-oil statistics of the offshore basins in Northern Eurasia in relation to development of hydrocarbon reserves and resources till 2050 [Gazoneftyanaya geostatistika neдр shelfovykh basseynov Severnoy Yevrazii v svyazi s osvoyeniym zapasov i resursov uglevodorodov do 2050 g.]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers.* Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 3(35): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 72–80. ISSN 2306-9849. (Russ.).
2. AFANASENKOV, A.P., V.A. SKOROBOGATOV. Oil of Russia – challenges, risks, prognosis. [Nefь Rossii: problemy, riski, perspektivy]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*, 2022, no. 5–6, pp. 2–12, ISSN 0869-3188. (Russ.).
3. VARLAMOV, A.I., A.P. AFANASENKOV, O.M. PRISHCHEPA et al. Gas future of Russia: Arctic. In: *IV International Conference “World Gas Resources and Reserves and Advanced Development Technologies” (WGRR-2017): Abstract of papers presented at the International Conference, November 08–10, 2017* [online]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017, pp. 8–9. Available from: http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/wgrr-2017_en.pdf
4. KIRYUKHINA, T.A., G.V. ULYANOV, A.D. DZYUBLO, et al. Geochemical aspects of gas and oil presence in Jurassic and pre-Jurassic sediments at north of Western Siberia and in adjacent waters [Geokhimicheskiye aspekty gazoneftenosnosti yurskikh i doyrskikh otlozheniy severa Zapadnoy Sibiri i priliegayushchego shelfa]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2011, no. 7, pp. 66–70, ISSN 0016-5581. (Russ.).
5. KOVALEVA, Ye.D., O.G. KANANYKHINA, V.A. SKOROBOGATOV. The West-Siberian Arctic: new vision of further development of hydrocarbon subsoil potential in 21st century [Zapadno-Sibirskaya Arktika: novyy vzglyad na perspektivy osvoyeniya uglevodorodnogo potentsiala neдр v XXI veke]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*, 2015, no. 3, pp. 3–17, ISSN 2070-6820. (Russ.).

6. KOVALENKO, V.S., V.A. SKOROBOGATOV, L.V. STROGANOV. Arctic regions of Western Siberia: reserves and resources of hydrocarbons, issues of searching, prospecting and developing oil and gas fields [Arkticheskiye rayony Zapadnoy Sibiri: zapasy i resursy uglevodorodov, problemy poiskov, razvedki i osvoyeniya mestorozhdeniy gaza i nefi]. In: SOKOLOV, B.A., E.A. ABEL (eds.). *New ideas in oil and gas geology and geochemistry. To creation of a general theory of subsoil oil-and-gas bearing capacity* [Novyye idei v geologii i geokhimii nefi i gaza. K sozdaniyu obshchey teorii neftegazonosnosti neдр]. Moscow: Geos, 2002, bk. 1, pp. 233–237. (Russ.).
7. MELNIKOV, P.N., M.B. SKVORTSOV, M.N. KRAVCHENKO, et al. The results of geological exploration on the Russian arctic shelf in 2014–2019 and prospects for future development [Itogi poiskovo-razvedochnykh rabot na Arkticheskom shelfe Rossii v 2014–2019 gg. i perspektivy provedeniya rabot na blizhaysheye vremya]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2019, no. 6, pp. 5–18, ISSN 0016-7894. (Russ.).
8. POLYAKOV, Ye.Ye., V.V. RYBALCHENKO, A.Ye. RYZHOV, et al. Where must the new the biggest, gigantic and unique gas-bearing fields be looked for in Northern Eurasia? [Gde iskat novyye krupneyshiye, gigantskiye i unikalnyye gazosoderzhashchiye mestorozhdeniya v Severnoy Evrazii?]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 45–57. ISSN 0016-7894. (Russ.).
9. PRISHCHEPA, O.M., D.M. METKIN, I.S. BOROVNIKOV. Hydrocarbon potential of Russian Arctic zone and outlooks for its development [Uglevodorodnyy potentsial Arkticheskoy zony Rossi i perspektivy yego osvoyeniya]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*, 2019, no. 3, pp. 14–28, ISSN 0869-3188. (Russ.).
10. PYATNITSKAYA, G.R., V.A. SKOROBOGATOV. Studying and developing hydrocarbon potential of Lower-Middle-Jurassic deposits in northern areas of Western Siberia: resume and perspectives [Izucheniya i osvoyeniye uglevodorodnogo potentsiala nizhne-sredneyurskoy tolshchi severnykh oblastey Zapadnoy Sibiri: itogi i perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 3(35): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 86–104. ISSN 2306-9849. (Russ.).
11. SKOROBOGATOV, V.A., L.V. STROGANOV, V.D. KOPEYEV. *Geological structure and gas-oil-bearing capacity of Yamal* [Geologicheskoye stroyeniye i gazoneftenosnost Yamala]. Moscow: Nedra-Bisnestsentr, 2003. (Russ.).
12. SKOROBOGATOV, V.A., M.YU. KABALIN. West-Arctic shelf of Northern Eurasia – reserves, resources and production of hydrocarbons up to 2040 and 2050 [Zapadno-Arkticheskiy shelf Severnoy Evrazii: zapasy, resursy i dobycha uglevodorodov do 2040 i 2050 gg.]. *Delovoy zhurnal Neftegaz.ru*, 2019, no. 11, pp. 36–51. ISSN 2410-3837. (Russ.).
13. SOIN, D.A., V.A. SKOROBOGATOV. Pressure and temperature conditions of gas-and-oil occurrence of northern regions of Western Siberia (land and shelf) [Termobaricheskiye usloviya gazoneftenosnosti severnykh rayonov Zapadnoy Sibiri (susha i shelf)]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013, no. 5 (16): Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030, pp. 59–65. ISSN 2306-8949. (Russ.).
14. STUPAKOVA, A.V., T.A. KIRYUKHINA, A.A. SUSLOVA, et al. Outlooks for oil-gas presence in Mesozoic sequence of Barents basin [Perspektivy neftegazonosnosti mezozoyskogo razreza Barentsevomorskogo basseyna]. *Georesursy*. 2015, no. 2, pp. 13–27. ISSN 1608-5043. (Russ.).
15. TOLSTIKOV, A.V., D.A. ASTAFYEV, Ya.I. SHTEYN, et al. Reserves and resources of hydrocarbons, outlooks for exploration and commercial development of the seabed subsoil in Russia in 21st century [Zapasy i resursy uglevodorodov, perspektivy izucheniya i promyshlennogo osvoyeniya neдр morey Rossii v XXI v.]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2018, no. 4, pp. 73–85. ISSN 0016-7894. (Russ.).

УДК 553.981/.982:550.83

Современные проблемы и альтернативные идеи изучения глубинного строения нефтегазоносных бассейнов, геодинамики и нефтидогенеза

Д.А. Астафьев

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1
E-mail: D_Astafiev@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: геодинамика, глубинные структуры, сейсмотомография, GPS-ГЛОНАСС-съемка, напряженное состояние недр, зоны нефтегазо-накопления, повышение коэффициентов извлечения нефти, газа, конденсата.

Тезисы. С учетом уточненных представлений о глубинном строении и геодинамике глубоких недр Земли рассмотрены возможные варианты бассейно- и нефтидогенеза на Земле. Обоснована целесообразность продолжения регионального и глубинного изучения России системой сейсмотомографических профилей и отдельными скважинами научного и параметрического бурения в комплексе с GPS-ГЛОНАСС-съемками в режиме мониторинга. В качестве результата таких работ ожидается детализация глубинной структуры осадочных и нефтегазоносных бассейнов, крупных зон нефтегазо-накопления и отдельных гигантских месторождений углеводородов, а в перспективе – разработка технологии контроля и управления напряженным состоянием недр на участках крупных зон нефтегазо-накопления, открывающая возможности повышения коэффициентов извлечения нефти, газа и конденсата, а также более достоверного контроля сейсмичности в районах расположения населенных пунктов, важных и опасных промышленных сооружений (трасс газо- и нефтепроводов, плотин, атомных электростанций и др.).

Проблемы глубинного строения нефтегазоносных бассейнов (НГБ), возможно мантийного или пусть только верхнемантийного нефтидогенеза в сравнении с нефтидогенезом в осадочных чехлах НГБ приобретают все большую актуальность, так как вынуждают в очередной раз переосмыслить, проверить и перепроверить не только результаты исследований в области бассейногенеза и нефтидогенеза, но и связи этих процессов с глубинным строением и геодинамической эволюцией Земли в целом и отдельно крупных ее регионов. Это вполне логично при рассмотрении столь сложных проблем как в геодинамике, так и в области онтогенеза нефтидов, которые не решены полностью за весь исторический период существования наук о Земле.

Имеющиеся геолого-геофизические фактические материалы по строению как НГБ, так и Земли в целом, а также по современному объяснению геодинамического механизма ее эволюции позволяют говорить о достижении за прошедший более чем 10-летний период работы нового уровня знаний и о наметившихся путях решения оставшейся главной проблемы нефтегазовой геологии – проблемы природного генезиса нефти и газа (органического в осадочном чехле, неорганического в породах мантии и консолидированной земной коры, смешанного – полигенетического [1]).

Следует отметить, что действующий уже более 10 лет проект «Кудрявцевские чтения»¹ обусловлен обоюдной заинтересованностью сторонников глубинного неорганического генезиса углеводородов (УВ) и их оппонентов – сторонников осадочно-миграционной органической концепции – проанализировать разные возможности синтеза УВ для земных недр и при этом еще лучше понять строение и геодинамический механизм эволюции Земли. Без знания строения геопространства Земли и глубинных процессов разговоры о глубинном генезисе УВ и особенно нефти не имеют смысла.

Академик В.Е. Хаин на конференции в ИГИРГИ в 2003 г. отмечал, что для него такой проблемы нет; он был убежденным сторонником органического генезиса УВ, но считал важным продолжение изучения этой проблемы, в том числе и с учетом

¹ См. <http://conference.deepoil.ru> и <http://journal.deepoil.ru>

строения и геодинамики недр. Кроме того, будет правильным ни в коем случае не отрицать фундаментальных знаний, полученных геологами разных специализаций и сторонниками как биогенного, так и абиогенного синтеза УВ, а также специалистами в области бассейногенеза и геодинамики, хотя почти все они рассматривали процессы формирования и строения НГБ в объеме осадочного чехла или земной коры, в лучшем случае литосферы. Эти ценнейшие знания нужно уточнять, а не отвергать, не предлагая ничего более объективного и убедительного. Как не критикуй, эти знания накоплены в результате вековых с лишним исследований и бурения сотен тысяч скважин, осмысленны, проверены и перепроверены более глубокими и новыми исследованиями и в значительной мере практикой.

Одновременно следует отметить возможность получения метана (и даже жидких УВ) каталитическим путем и наличие УВ в космических объектах [2].

В настоящее время состояние знаний о глубоких недрах таково, что даже опытным геологам очень трудно разобраться в сложнейших проблемах глубинного строения и геодинамики Земли. Поэтому и принимают они на веру либо господствующую пока концепцию тектоники литосферных плит, либо древний фиксизм, либо другие полузабытые гипотезы, например расширяющейся или пульсирующей Земли. Хотя есть уже и другие концепции: тектоника роста ядра [3], постплейт-тектоника [4] и др., но, к сожалению, практически с тем же наполнением – результатами, сводящимися к движению литосферных плит по астеносфере. За рубежом проведены исследования под названием «За пределами тектоники литосферных плит» [5], но значимого уточнения или смены плитотектонической парадигмы не случилось.

Аналогично и применительно к концепциям нефтидогенеза: далеко не все специалисты-геологи, нефтяники являются убежденными сторонниками глубинной нефти, да и нет пока тех неоспоримых аргументов, которые бы убеждали в наличии нефти и УВ в верхней, а тем более в нижней мантии (возможно, кроме твердых тугоплавких УВ, попавших в мантию в результате рециклинга корового вещества). Весомых аргументов против масштабного мантийного нефтидогенеза, особенно против образования в мантии, да и в консолидированной коре жидких УВ, очень много. Главное,

в реальной действительности и при вековой практике при наличии миллионов скважин и других горных выработок нет залежей нефти в трещинах и разломах консолидированной коры как гранитной, так и базальтовой, а все известные залежи нефти и газа в выступах пород фундамента убедительно объясняются концепцией осадочно-миграционного генезиса УВ и связаны с мигрировавшей нефтью из осадочного чехла. И даже там, где имеются коллекторы и покрышки, своды, валы и др. менее выраженные тектонические элементы с мало-мощным осадочным чехлом, например окраины НГБ, Воронежская антеклиза, Мезеньская синеклиза и др., промышленных залежей УВ не выявлено. В механизме формирования таких залежей пока остаются непонятными роль и масштаб влияния легких УВ-газов и глубинного водорода.

А в районах, где в осадочном чехле нет покрышек, при допущении наличия глубинного нефтидогенеза должно быть много следов мигрирующей нефти хоть в осадочном чехле, хоть в породах фундамента. Даже в молодых орогенах на месте бывших осадочных бассейнов нет или очень мало остается следов УВ. И никакой глубинной подпитки залежей не наблюдается. А кратковременное повышение дебитов УВ на выработанных месторождениях вызвано преобразованием коллекторов (раскрытием неэффективной пористости и медленным переходом части неизвлекаемой нефти в извлекаемую). Еще ярче отсутствие каких-либо УВ, кроме УВ газов в мизерных количествах, наблюдается на древних щитах платформ.

Практика поисково-разведочных работ свидетельствует, что промышленные месторождения УВ формируются только там, где есть прогретый осадочный чехол над рифтами, даже не только мощный и даже без покрышек (Байкал – незрелая нефть из гумусового или смешанного органического вещества выходит на дно [6], УВ газ накапливается подо льдом и во льду). Кроме того, мантийное нефтеобразование должно быть достаточно масштабным процессом, планетарным явлением, результаты которого так или иначе проявлялись бы на поверхности и в толщах горных пород не только в определенных зонах НГБ, но и за их пределами. А этого нет, как бы ни хотелось включить все территории в разряд нефтегазоперспективных.

Сторонники полигенетической модели онтогенеза нефтидов обосновывают механизм

поступления водорода, какой-то части УВ, в основном метана и его радикалов, в осадочный чехол из верхних интервалов консолидированной коры и, возможно, из участков высокоподнятой остывшей мантии под рифтами (под Западной Сибирью, под Байкалом, под мощными рифтами на шельфах морей и даже в поясах срединно-океанических хребтов (СОХ). При этом считается, что основные объемы УВ на Земле синтезируются в осадочном чехле надрифтовых депрессий, особенно крупных, при участии глубинного тепла и водорода, который стимулирует известные химические реакции синтеза УВ. Кроме того, от болотного, диагенетического, бактериального метана, от метана в результате брожения органики, а также метана других химических реакций в атмосфере, почве, горных породах и т.д. не уйти.

В отношении подвижности УВ: ничего не запрещает нефти и газу мигрировать по латерали и вертикали, по другим сложным путям миграции, в процессе диффузии и т.д. и скапливаться в ловушках, сохраняясь на миллионы лет, подпитываясь, пока не закончатся благоприятные условия нефтидогенеза (генерация, эмиграция, миграция, наличие ловушек, покрышек и условий сохранности залежей УВ [7]).

На космических телах синтез УВ происходит в коромантийных оболочках на глубинах с оптимальными термобарическими условиями, но все равно преимущественно в зонах разломов и областях деструкции коромантийных оболочек, где возможна активная флюидодинамика. Скопления газообразных УВ в жидкой фазе и твердом состоянии сохраняются в приповерхностных условиях и на поверхности (Титан, Плутон и др.) за счет низкой температуры, а также частично и временно в атмосферах (Марс и др.) [2].

К настоящему времени новые результаты осмысления бассейногенеза, онтогенеза нефтидов и геодинамики Земли получены в результате комплексного анализа и обобщения указанных разделов знаний во взаимосвязи и взаимообусловленности. Поэтому в процессе исследований исключительно по принципам от известного к неизвестному, необходимого и достаточного фактического геолого-геофизического и др. материала из разных наук о Земле в целом (например, используя не только привычные тектонические, нефтегазогеологические карты, весь набор карт важнейших геофизических

характеристик поверхности и изученных недр Земли, но и карты результатов GPS-ГЛОНАСС-съемок [8] глобального и планетарного уровня генерализации информации, а также огромное количество профильных сейсмотомаграфических разрезов по наиболее информативным направлениям через важнейшие структуры земной коры – окраины континентов, орогены, рифты и осадочные бассейны, в целом через континенты и океаны – и карт сейсмотомаграфических срезов на разных глубинных уровнях) при целенаправленном комплексировании огромных баз данных достигнут ряд настоящих синергических эффектов.

Среди таких эффектов обнаружение новой реальной иерархии тектонической и геодинамической делимости литосферы не только на уже известные литосферные плиты, но и на их группировки [9, 10]. Но в таком случае это не литосферные, а коромантийные плиты (сектора), которые являются по существу коромантийными конвективными ячейками Бенара g-типа, сформировавшимися в процессе распада Пангеи Вегенера. Это группировки: Африкано-Евразийско-Австрало-Западно-Тихоокеанская, Американо-Гренландская и обособленная Антарктическая (рис. 1).

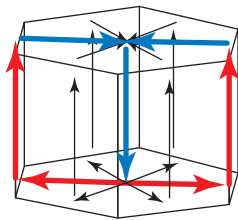
Более того, рассмотрев сотни опубликованных моделей конвекции в мантии, отдельно конвекции в астеносфере и движения литосферных плит, а также состояния и свойств мантийного вещества по сейсмотомаграфическим характеристикам и экспериментальным данным, можно убедиться, что мантийное вещество в целом твердофазно, но расслоено по сейсмологическим, петрологическим, геотермическим и др. характеристикам и свойствам. При этом во всех оболочках выделяются неоднородности свойств мантийного вещества как в латеральных направлениях, так и в радиальных (вертикальных). На неоднородности радиальной направленности (рис. 2, 3) практически не обращали внимания, так как с самого начала изучения глубинного строения Земли утвердился образ оболочечного ее строения [11]. Такая модель строения Земли, безусловно, верна, но сильно абсолютизирована и не учитывает неоднородности оболочек, в частности радиальных и субрадиальных структур («столбчатости»), которые фиксируются по данным сейсмотомаграфии, глубинного сейсмического зондирования (ГСЗ) и др. геофизических методов исследований. При этом следует отметить,

что астеносферный слой 200...300 км толщиной, по данным сейсмотомографии, практически не выражен не только под континентами, но и под океанами. Зато фиксируются утолщения слоя D'' в основании мантии под крупными осадочными бассейнами и вообще под тектонически активными поясами и областями Земли [11].

Все это позволило увидеть еще одно чрезвычайно важное явление, а именно то, что геодинамические процессы, в частности в виде разноскоростного, хотя и медленного, движения

коромантийных секторов (плит), осуществляются практически обособленно в границах выделенных группировок соответствующих коромантийных секторов [9, 10, 12].

Кроме того, стало очевидно, что именно в таких группировках происходит глобальный конвективный процесс на Земле (см. рис. 1). При этом наконец-то обозначились четкие контуры конвективных ячеек Бенара g -типа и их внутренняя структура. В таких ячейках внешние контуры (пояса апвеллинга) совпадают с поясами СОХ в океанах; пояса



Три планетарные конвективные ячейки Бенара g -типа в коромантийной оболочке Земли: Африкано-Евразийско-Австрало-Западно-Тихоокеанская, Американско-Гренландская и Антарктическая (Д.А. Астафьев, 2005). Обоснованы с учетом генерализованной карты напряжений в литосфере, составленной по международной программе «Литосфера» (М.Л. Зобак, 1992).

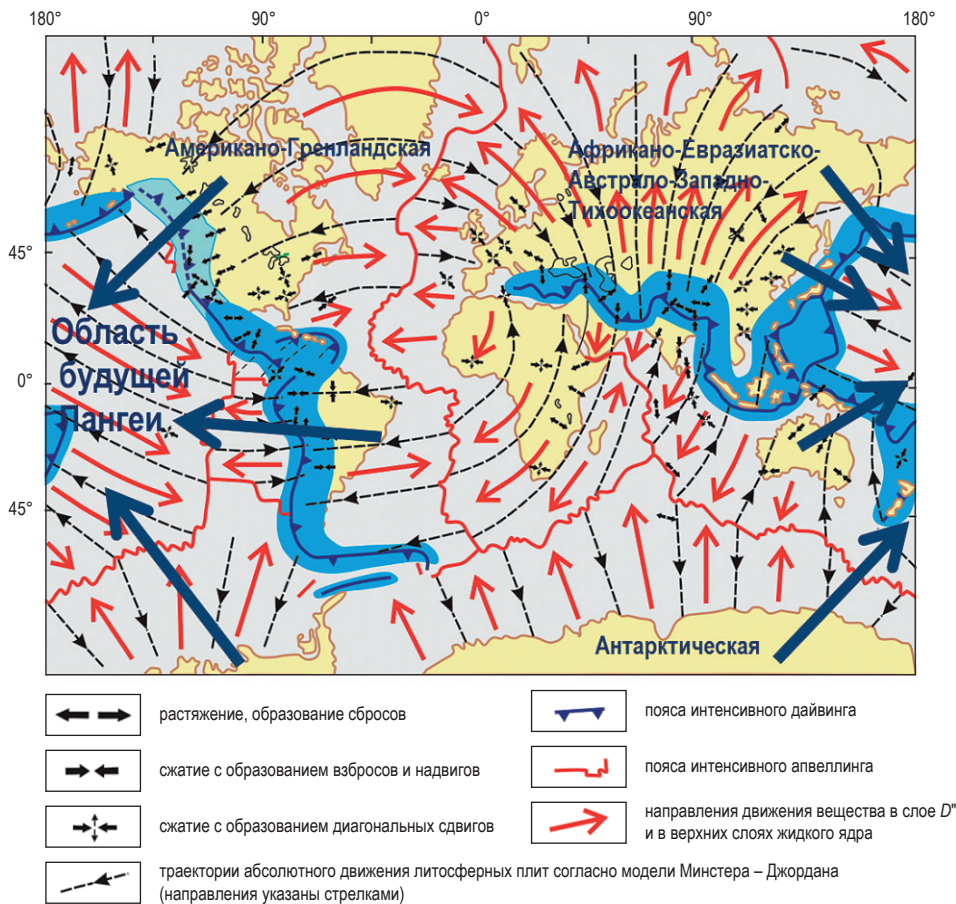


Рис. 1. Новая иерархия в тектонической и геодинамической делимости Земли – три планетарные конвективные ячейки Бенара g -типа в коромантийной оболочке Земли: геодинамические процессы, в частности в виде разноскоростного, хотя и медленного, движения коромантийных секторов (плит), осуществляются практически обособленно в границах выделенных группировок коромантийных плит

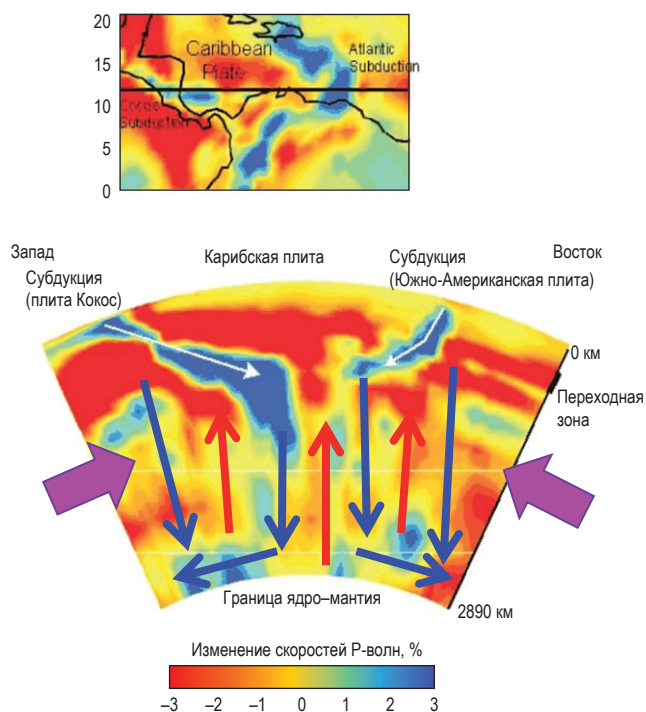


Рис. 2. Сейсмотомографический профиль через Карибский бассейн (по [15] с добавлениями), отражающий столбчатую структуру коромантийной оболочки Земли и возврат через слой D'' или вблизи него остаточного вещества литосферных слэбов на постоянно действующую подпитку апвеллинга в СОХ: красными и синими стрелками обозначены направления движения мантийного вещества – соответственно восходящего мантийного магматизма и гравитационного погружения столбчатых тел коромантийной оболочки; сиреневые стрелки показывают направления движения окружающих этот регион масс мантийного вещества в область деструкции коромантийной оболочки с пониженной плотностью

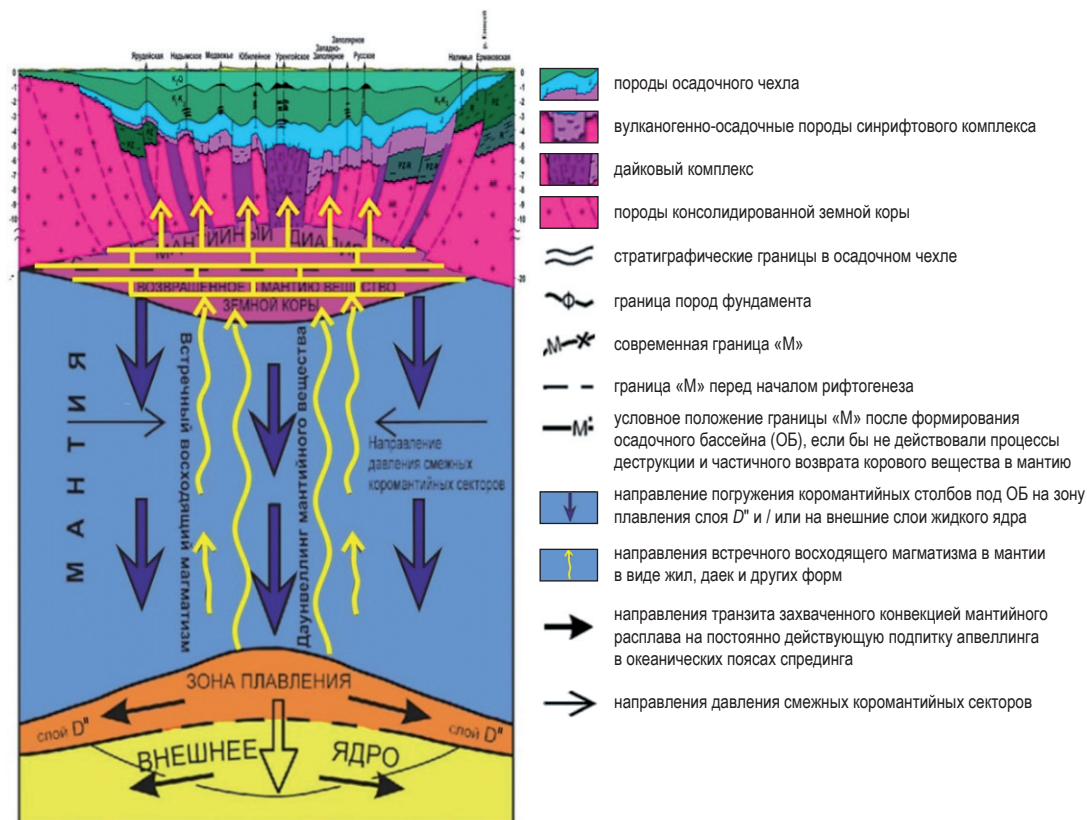


Рис. 3. Профильный разрез Западно-Сибирского НГБ с учетом материалов по геотранверсу Березово – Усть-Мая и геодинамических процессов в коромантийной оболочке по аналогии с Карибской и другими областями деструкции на окраинах и внутри континентов

и области гравитационного погружения коромантийного вещества (нисходящих потоков, даунвеллинга или дайвинга) совпадают с поясами и областями субдукции, современной (преимущественно кайнозойской) орогении, а также с континентальными и окраинно-континентальными рифтами, в том числе с развившимися надрифтовыми депрессиями (осадочными и НГБ).

За счет дайвинг-деструктивных процессов, обусловленных неравномерным дискретным по простиранию и по времени погружением смежных участков в коромантийной оболочке, образуется специфическая столбчатая структура, отчетливо фиксируемая на качественных сейсмомографических профилях и срезах на разных гипсометрических уровнях (см. рис. 2) в земной коре и мантии таких поясов [13, 14]. На поверхности и в слоях верхней части земной коры глубинные деструктивные процессы проявляются в виде рифтовых систем (меж- и внутририфтовых погруженных и приподнятых блоков – см. рис. 3), формирующихся надрифтовых депрессий и орогенов.

Между столбчатыми телами в результате их разноскоростного погружения возникают декомпрессия, плавление мантийного вещества и выжимание магматических расплавов к поверхности. Этот процесс можно назвать встречным гравитационному погружению восходящим магматизмом. Такой магматизм развивается в результате подплавления низов мантии и гравитационного неравномерного погружения столбчатых тел коромантийной оболочки на раздел ядра и мантии или на поверхность слоя D'' в областях его утолщения (термоплюмов). Встречный погружению восходящий мантийный магматизм распространяется на всю толщину коромантийной оболочки (2900 км), усиливает деструкцию литосферы. Результат такого магматизма проявляется в верхних слоях консолидированной коры и на поверхности Земли в виде интрузивного дайкового комплекса, а также в виде эффузивных излияний в районах развития рифтовых систем и в виде траппов (например, триасовый магматизм Западной и Восточной Сибири, магматизм во многих др. регионах и на др. континентах).

Выполненные обобщения совокупных геолого-геофизических данных и карт геологического содержания глобального и планетарного уровней генерализации позволили сделать

важнейший вывод, качественно уточняющий господствующие пока представления о литосферных плитах, о механизме их движения, включая внутреннюю коромантийную геодинамику, строение конвективных ячеек и сам механизм конвекции (рис. 4). Получается, что не литосферные плиты, а коромантийные плиты (или коромантийные сектора) образуют группировки, представляющие собой конвективные ячейки Бенара g -типа [9, 16]. Кроме того, скольжение коромантийных секторов внутри таких группировок осуществляется не по астеносфере, а по слою D'' или по поверхности внешнего жидкого ядра Земли.

Конвективный процесс и вся объемная геодинамика поддерживается наличием планетарной магмофлюидодинамической системы Земли [13, 14]. Эксцентриситет ядра в связи с барицентром системы Земля – Луна [17] обеспечивает за счет трения постоянное выделение тепловой энергии. В процессе эволюции Земли в процессе конвекции полное обновление океанских коромантийных секторов могло произойти около 30 раз с рециклингом углерода, циркона и др. термостойких образований!

Учитывая проявления глубинного и поверхностного магматизма Земли в целом – в СОХ, на вулканических плато, островных и подводных вулканических дугах, на активных окраинах континентов, в складчато-надвиговых поясах современной и древней орогении, во внутриконтинентальных и окраинно-континентальных рифтовых системах – сделан вывод о наличии у Земли планетарной магмофлюидодинамической системы. Такая система включает: области и пояса дайвинга коромантийного вещества, инициирующие встречный восходящий магматизм; транзитный слой D'' на разделе ядра и мантии; вероятно, внешние слои жидкого ядра; пояса апвеллинга-спрединга. Эта система обеспечивает функционирование конвективных земных ячеек, а следовательно, весь планетарный тектогенез. По существу, именно эта система является одновременно глобальной и планетарной дегазационной системой Земли, обеспечивающей постоянно действующую подпитку апвеллинга в СОХ, магматизм на окраинах и внутри континентов в процессах рифто-, бассейно- и орогенеза.

Только исходя из этих результатов (казалось бы, неожиданных) можно было сделать вывод о наличии глубинных (фактически

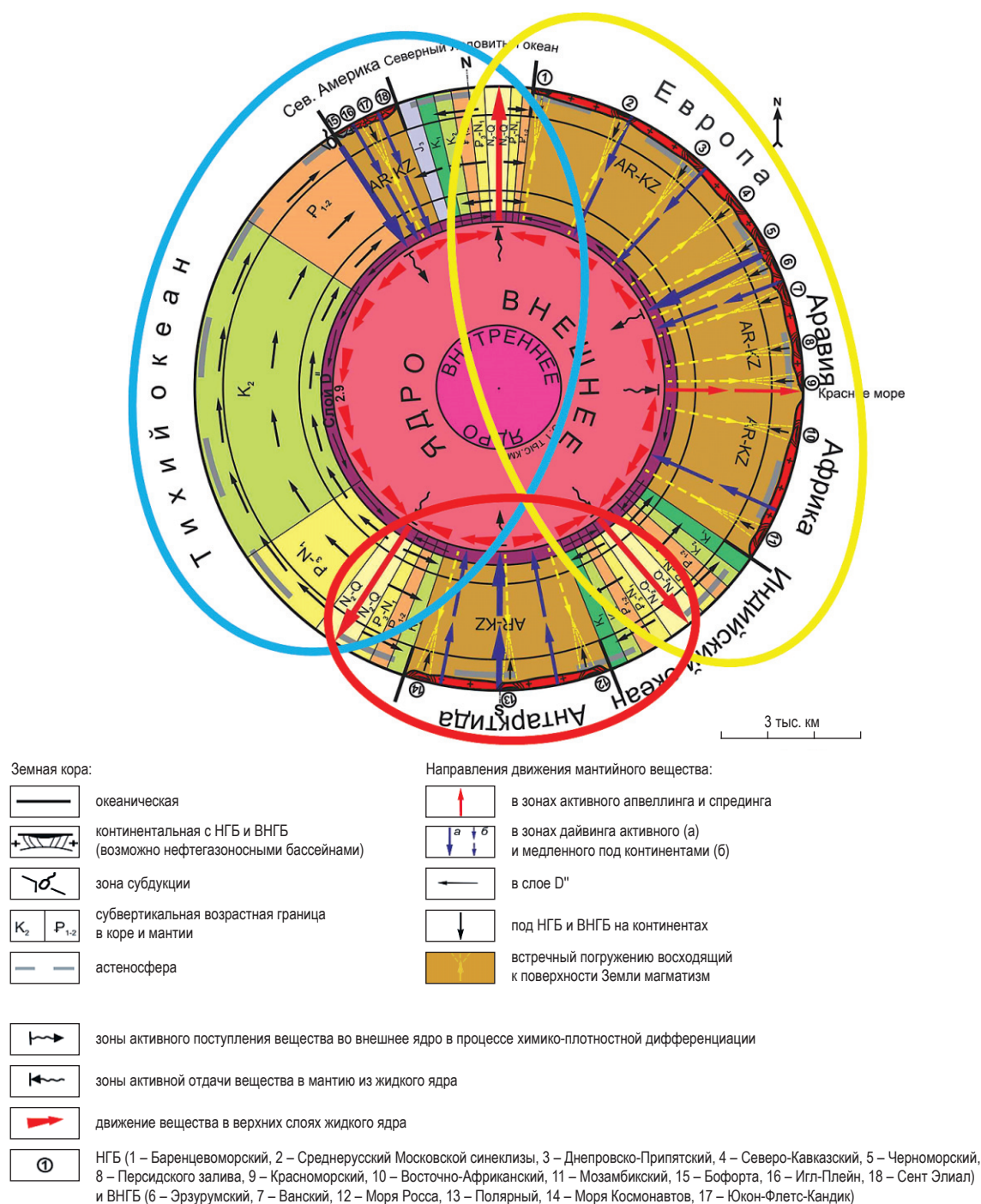


Рис. 4. Геодинамический разрез Земли по меридиану 40°...140°: желтым контуром выделена наиболее крупная Африкано-Евразийско-Австрало-Западно-Тихоокеанская конвективная коромантийная ячейка (коромантийный сектор); смежными конвективными ячейками являются Американско-Гренландская (голубой контур) и Антарктическая (красный контур)

пронизывающих всю толщину коромантийной оболочки – 2900 км) структур бассейно- и нефтидогенеза на Земле, сохраняющихся на всем протяжении их эволюции и в процессе латеральных перемещений на сотни и тысячи километров. Вспомним устойчивые глубинные геодинамические режимы В.В. Белоусова

под тектоническими элементами континентов и океанов [18–20]. В этом он был прав, но отвергал латеральные перемещения на большие расстояния.

Главным механизмом подъема мантийного вещества и выноса из земных недр компонентов УВ (H_2 , CO_2 и др.) является восходящий

к поверхности магматизм, который выносит водород, гелий, углерод и другие химические элементы в растворенном в мантийном расплаве состоянии в верхние горизонты земной коры, в осадочный чехол и даже на поверхность. На уровнях затвердевания магматических расплавов происходит дегазация мантийного вещества. Выделившиеся газы – водород, оксиды углерода, водяной пар, гелий и др. летучие элементы – устремляются к поверхности, насыщая нано-, микротрещины и поры, где имеются условия их взаимодействия в химических реакциях, дальнейшей миграции и аккумуляции в различных ловушках.

Исходя из этих и других соображений, подкрепленных реальным фактическим материалом, напрашиваются следующие выводы.

1. Любой НГБ можно рассматривать в виде субрадиального деструктивного канала от раздела ядра и мантии до поверхности. Такой канал представляется в виде области, вероятно, сквозной столбчатой деструкции коромантийного вещества, обеспечивающей встречный по отношению к неравномерному дискретному дайвингу восходящий к поверхности магматизм с выносом выделившихся глубинных флюидов, в том числе водорода, за счет декомпрессии на границах столбчатых тел (см. рис. 3).

2. Верхняя часть этого канала завершается рифтовой системой или рифтовой системой с надрифтовой депрессией в земной коре. В дальнейшем эта область преобразуется в ороген или консолидируется, а подкоровая (мантийная) часть области столбчатой деструкции сокращается в размерах и восстанавливает петрофизические и сейсмологические характеристики до значений, близких к межбассейновым областям платформ (рис. 5).

3. Теперь ОБ и НГБ на Земле можно представлять так: это образования коромантийной оболочки, они являются следствием фазовых переходов и формирования термоплюмов на разделе ядра и мантии, дайвинг-рифтогенной деструкции областей коромантийной оболочки над термоплюмами и синхронного действия магмофлюидодинамической системы в мантии, консолидированных породах фундамента и осадочного чехла.

При изучении более 550 существующих ОБ и НГБ Земли можно применять принципы генетического единства (в тектонофизическом смысле) и индивидуальности их строения

по всем без исключения характеристикам [21]. Такие принципы позволяют существенно оптимизировать и ускорить процесс изучения конкретных ОБ, в том числе нефтегазоносных, и крупных регионов в целом, включая области орогений и кряжей, при высокой достоверности прогнозов их геологического строения и размещения месторождений полезных ископаемых, в первую очередь УВ.

Исследование генезиса УВ в свете новейших открытий в науках о Земле и сравнительной планетологии позволило сделать следующие выводы.

4. УВ образуются практически повсеместно во Вселенной с момента появления водорода, углерода, углеродсодержащих соединений и снижения температуры до оптимальных для реакций взаимодействия водорода с углеродом или углеродсодержащими компонентами значений. Наиболее благоприятные условия синтеза УВ создаются не только для Земли, но и для многих планет и спутников Солнечной системы. Крупные скопления инопланетных углеводородных газов за счет криогенных условий вблизи и на поверхности преимущественно в твердой и в жидкой фазах образуются в оболочках газовых и ледяных планет, а также на поверхности и в приповерхностных областях деструкции силикатных коромантийных оболочек планет и спутников [2].

Так, в марте 2007 г. по радарным снимкам автоматической межпланетной станцией «Кассини» и спускаемым аппаратом «Гюйгенс» в районе северного полюса Титана, спутника Сатурна, обнаружены несколько гигантских озер из метана и этана (по данным спектроскопии), крупнейшее из которых, названное Кракеном, достигает в длину 1000 км и по площади сравнимо с Каспийским морем.

Аналогично происходит и в других звездно-планетных системах и галактиках, например, в галактике М 81, в которой командой астробиологов NASA из Исследовательского центра Эймса обнаружены с помощью космического телескопа Spitzer полициклические ароматические углеводороды.

5. Необходимым условием является наличие в коромантийных оболочках планет и спутников определенных, благоприятных давлений, температур и емкостного пространства для реакций взаимодействия углерода и атомарного или молекулярного водорода (реакции

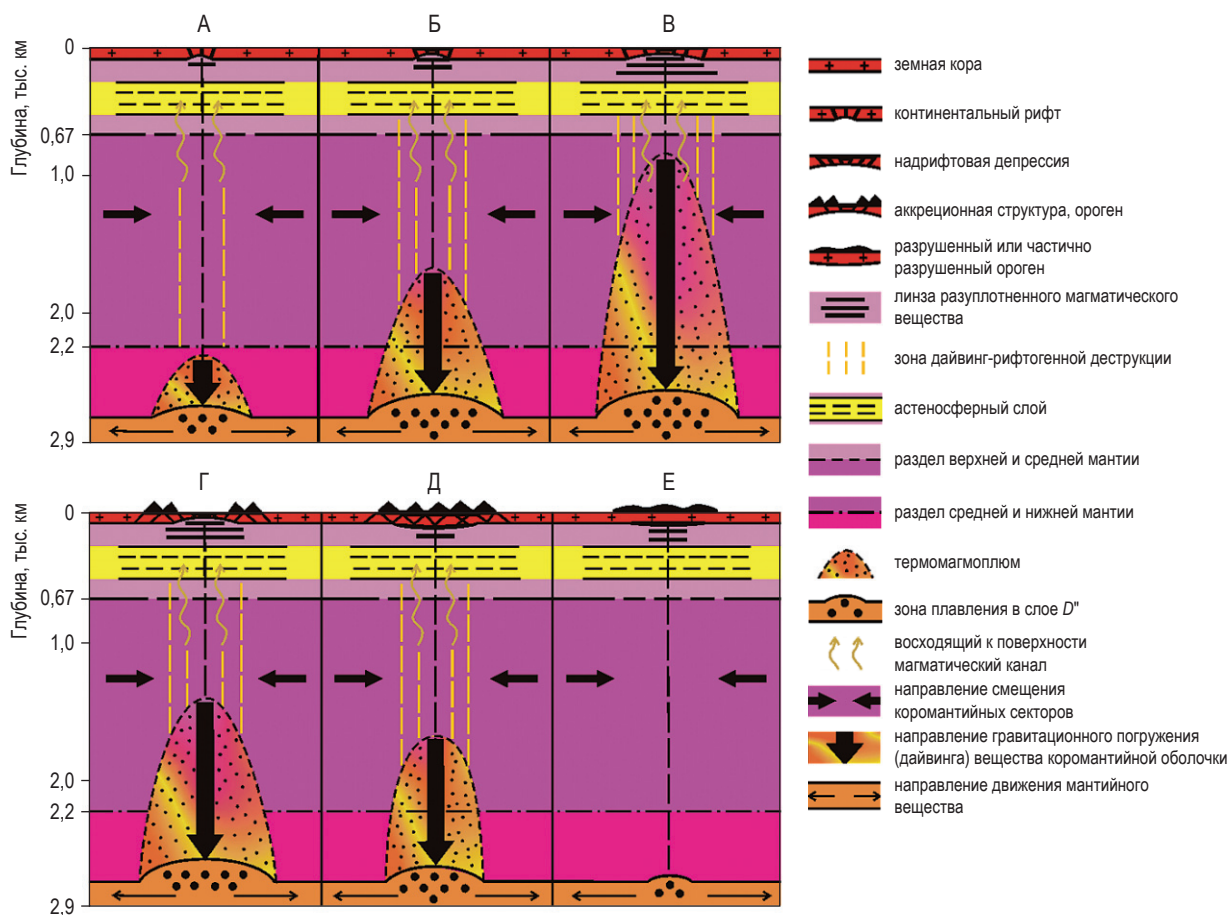


Рис. 5. Этапы геодинамической эволюции ОБ Земли (независимо от возраста и тектонической приуроченности): А – зарождение термоплюма, начало дайвинг-рифтогенной деструкции коромантийной оболочки и появление континентальных рифтов; Б – рост термоплюма, усиление деструкции, формирование надрифтовых депрессий; В – сформировавшийся зрелый ОБ; Г – остывание термоплюма, начальный этап трансформации окраин ОБ; Д – зрелый ороген; Е – частичная или полная денудация и восстановление земной коры

гидрирования, протонирования, гидрогенезации) с образованием УВ-соединений от радикалов СН до сложных соединений.

6. Аналогичные реакции происходят и в верхнемантийно-литосферной части коромантийной оболочки Земли (с уровня появления нанопористости, нанотрещиноватости и гидросферы, но главным образом в породах осадочного чехла (из-за высокой плотности, температуры и аморфизованного состояния вещества мантии Земли, при которых синтез УВ невозможен), куда поступает через рифтовые системы водород и где в избытке имеется углерод. Здесь же имеются природные резервуары (коллекторы и флюидоупоры), обеспечивающие концентрацию и консервацию УВ, гелия и других природных газов.

Таким образом, на исчерпывающем фактическом материале и в вопросах геодинамики Земли, и в вопросах бассейногенеза, глубинного строения Земли, в различиях условий и возможностей синтеза УВ там, где они имеются или предполагаются, удалось получить огромное количество новых знаний по различным направлениям в науках о Земле, а также возможность практического их применения в решении других проблем. Важно, что эти результаты открывают многие новые направления исследований и не рассматриваются как окончательная догма.

Кроме того, что кратко изложено выше, удалось объяснить:

- состояния геодинамики Земли при формировании и распаде Пангеи [16];

- механизм погружения литосферных, а по существу, окраин коромантийных плит (преимущественно океанических) в поясах и областях субдукции-дайвинга [12];

- разный масштаб проявления геодинамического механизма на Земле – глобальный (в группировках коромантийных плит) и планетарный (между группировками) [9];

- механизм формирования орогенов в процессе океано- и континентогенеза [13];

- взаимосвязь геодинамических процессов от поверхности Земли до внутреннего ее ядра [22];

- механизмы формирования очагов сильных землетрясений [22];

- современную тенденцию геодинамической эволюции Земли и ее поверхностного лика [9];

- практическое использование новой геодинамической концепции для организации поисково-разведочных работ регионального и поискового этапов [18, 23].

Практическая часть может заключаться в методике количественной оценки ресурсов УВ для НГБ и отдельных областей, уточнении перспектив нефтегазоносности путем учета доли УВ, образовавшихся в консолидированных породах коры и, возможно, верхней части мантии. Важно учитывать также подток в осадочный чехол исходных компонентов УВ-смесей, прежде всего водорода, и анализировать значение этого процесса для генерации УВ в осадочном чехле и породах переходного комплекса. Можно анализировать также глубинные уровни дегазации мантийных расплавов, особенности миграции, аккумуляции и консервации залежей УВ, а также реальные возможности обнаружения залежей УВ ниже осадочного чехла, обосновывать поисковые критерии. Такие исследования интересно будет выполнить для российских и зарубежных богатейших НГБ, супергигантских скоплений УВ, с целью действительного обоснования их генезиса.

Интересны будут накопленные материалы по изучению вулканизма и в целом магматизма, включая и рудные месторождения, а также материалы высокоразрешающей сейсмотомографии и сейсморазведки методом общей глубинной точки глубинных областей рифтов, ОБ и орогенов с целью уточнения структурных особенностей строения земной коры и мантии в их границах.

Вместе с тем следует согласиться с выводами В.П. Гаврилова, что в данных областях наук о Земле «пока далеко еще не все ясно, многое не доказано, ряд положений требует проверки, дополнительного и целенаправленного изучения. Отсюда вытекает необходимость организации и проведения комплексных фундаментальных исследований по данной проблеме, включая создание полигона для организации мониторинговых наблюдений» [24].

В этой связи для крупнейших НГБ, рифтовых систем и орогенов, континентальных окраин России и Арктического региона с целью детализации структуры литосферы, мантии и даже внешней оболочки ядра Земли рекомендуется продолжить глубинное изучение территории и акваторий морей России – дополнительно к профилям ГСЗ [25–27] выполнить высококачественную сейсмотомографию, GPS-ГЛОНАСС-съемки с бурением, где это будет целесообразно, параметрических скважин и скважин научного бурения (рис. 6). Программа позволит уточнить глубинную (коромантийную) структуру НГБ и понять следующее:

- на каких глубинных уровнях и в каких слоях (оболочках) или радиальных структурах возможна и происходит генерация дополнительных объемов УВ;

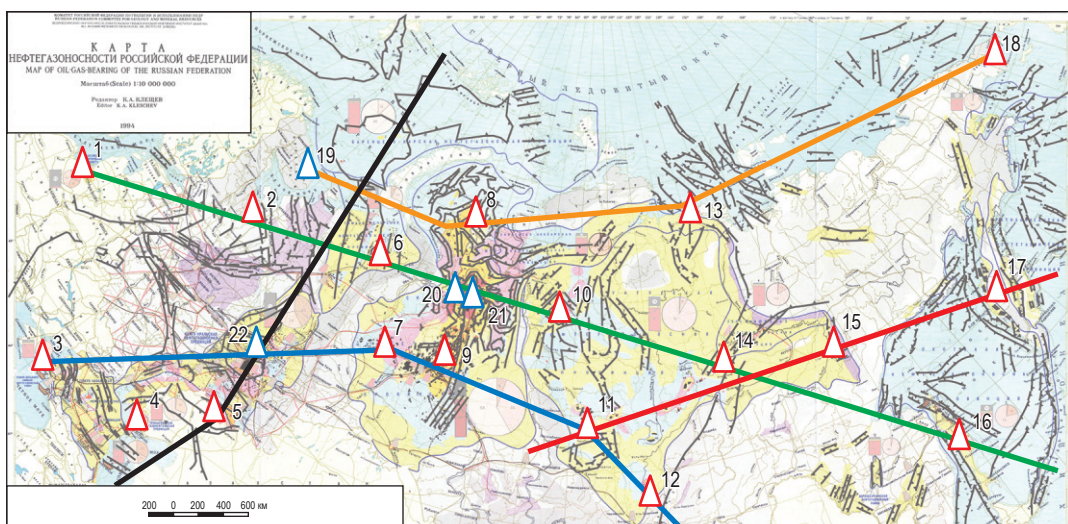
- на каких этапах формирования НГБ происходит наиболее интенсивное воздействие глубинного водорода на породы земной коры;

- как влияет глубинный водород и в целом водородно-метановая дегазация на начальные суммарные ресурсы УВ;

- как учесть возможные дополнительные объемы УВ и места их концентрации в количественной оценке ресурсов (хотя бы метана);

- имеются ли возможности обоснования новых критериев нефтегазогеологического районирования, учитывающих объемы глубинных УВ-газов и УВ, дополнительно генерированных в осадочном чехле за счет гидрирования рассеянного органического вещества и керогена глубинным водородом;

- детальную геодинамику и кинематику тектонических структур в нефтегазоносных районах и зонах нефтегазоаккумуляции и возможности создания технологий управления напряженным состоянием недр (закачка жидкостей в разломные области, глубинные взрывы, волновое воздействие и др.), что позволит



Сейсмотографические профили:

- Штокман – Ромашкино – Оренбург – Тенгиз – Кашаган – Центральное – Шах Дениз – Северное
- Крым – Кавказ – Ромашкино – Краснеленинск – Самотлор – ЮТЗ – Ковыкта
- Мезень – Тиман – Уса – Уренгой – Тунгус – Чаянда – Южно-Киринское
- Байкит (ЮТЗ) – Чаянда – Камчатка – Алеуты
- Кольская сверхглубокая скважина – Штокман – море Лаптевых – Чукотское море

Скважины:

- △ планируемые (1 – Балтийская, 2 – Мезенская, 3 – Крымская, 4 – Северо-Астраханская, 5 – Оренбургская, 6 – Усинская, 7 – Краснеленинская, 8 – Гыданская, 9 – Самотлорская, 10 – Тунгусская, 11 – Байкитская, 12 – Восточно-Ковыктинская, 13 – Хастахская, 14 – Чаяндинская, 15 – Юдомо-Майская, 16 – Сахалинская, 17 – Камчатская, 18 – Чукотская)
- △ пробуренные сверхглубокие, м (19 – Кольская, 12262; 20 – Ен-Яхинская, 8250; 21 – Уренгойская, 7800; 22 – Ново-Елховская; 5881)

— элементы рифтовых систем в основании нефтегазоносных бассейнов

Рис. 6. Схема расположения сейсмотографических профилей и скважин поисково-оценочного и научного бурения для глубинного изучения территории и морей России с целью оптимизации оценки ресурсов УВ и прогноза зон нефтегазоаккумуляции (на основе карты нефтегазоносности Российской Федерации под ред. К.А. Клещева, 1994 г., с дополнением рифтовых систем в основании ОБ и НГБ): ЮТЗ – Юрубчено-Тохомская зона

искусственно вызывать увеличение напряжений сжатия в зонах нефтегазоаккумуляции и тем самым повышать коэффициенты извлечения нефти и газа на этапах истощения месторождений УВ. Это значительный резерв запасов УВ.

В настоящее время подобный проект – EarthScore – изучения глубинного строения Северо-Американского континента, финансируемый Фондом национальной науки, развернут в США. EarthScore предусматривает покрытие сейсмографами всей территории США [24]. Также в США выполняется Программа изучения землетрясений и поддержки сейсмической сети (англ. Earthquake Hazards Program), которая включает научно-исследовательские и мониторинговые работы как на территории США, так и по всему миру. Мониторинговое направление заключается в поддержке национальных (англ. Advanced

National Seismic System; National Strong Motion Program) и мировой (англ. Global Seismic Network) сейсмических сетей.

В нашей стране отработка предлагаемой автором в настоящей статье программы исследований может быть разделена на два этапа. *На первом этапе* с помощью сейсмотографии необходимо детализировать латеральную и радиальную структуры нижней части земной коры и мантии. Одновременно следует осуществить GPS-ГЛОНАСС-съемку поверхности и уточнить тектоническое строение с учетом расположения активных разломов, размеров и конфигурации блоков земной коры. *На втором этапе* в пределах крупных зон нефтегазоаккумуляции и гигантских месторождений необходимо выполнить микросейсмотографическое исследование с целью детализации глубинной структуры земной коры и верхней

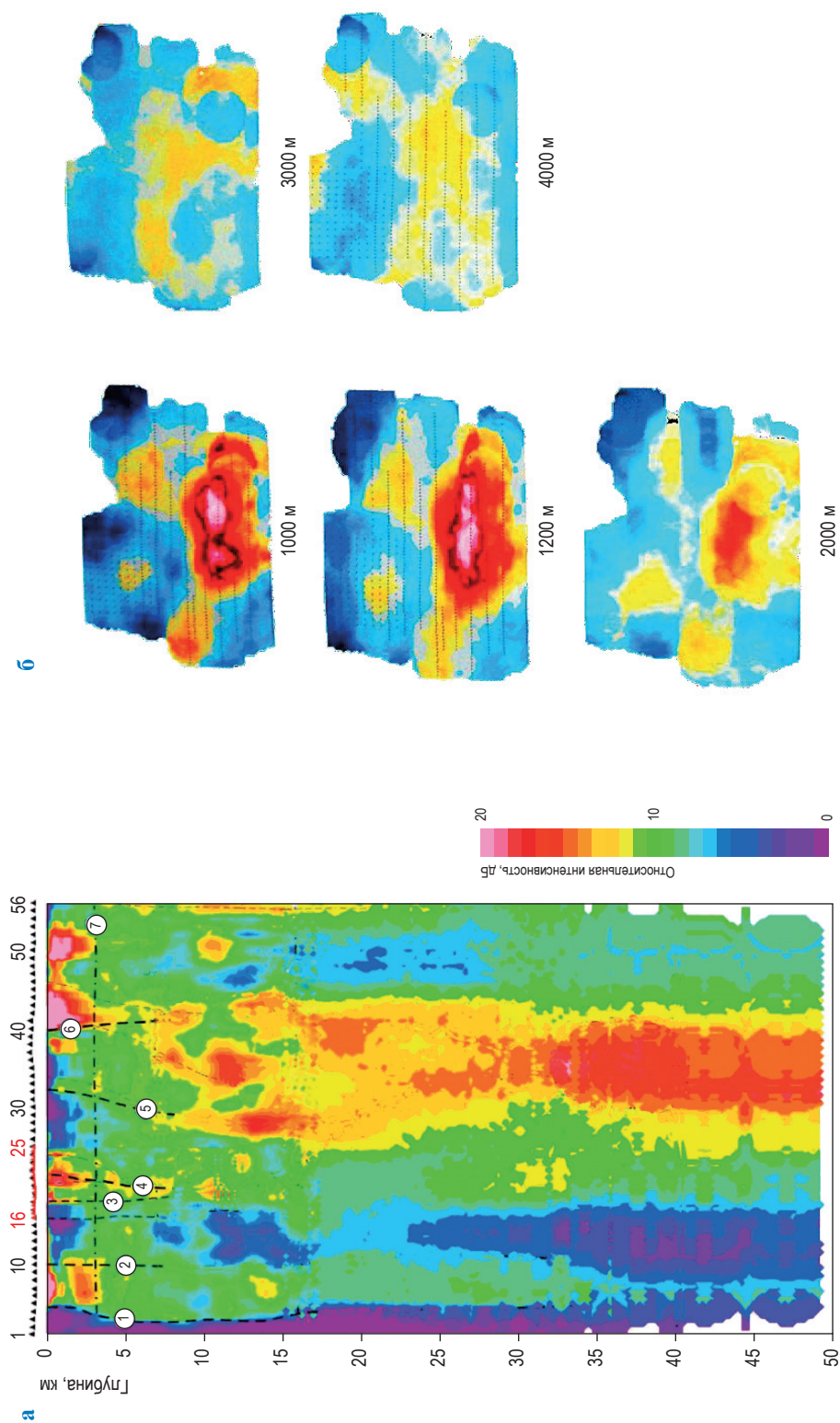


Рис. 7. Мало-Тулукоевское месторождение (молибден, уран) – Забайкальский край, Краснокаменский район (по материалам доклада Г.Б. Наумова «Локальные структурно-вещественные преобразования в процессах метаморфизма» в ИФЗ РАН): а – сейсмографика; б – микросейсмографика. Разломы: 1 – Чиндачинский; 2 – Урулонгуевский; 3 – Гозгорский. Зоны разломов: 4 – Меридиональная; 5 – Мало-Тулукоевская; 6 – Центральная Стрельцовского рудного поля. Причина столбчатости – деструкция земной коры под воздействием магматизма и разломообразования

мантии и детальную GPS-ГЛОНАСС-съемку, что позволит получить детальные сейсмотомографические модели строения коромантийной оболочки НГБ и районов размещения гигантских месторождений УВ и уточнить совместно с глубинной структурой и геодинамикой наличие и расположение чувствительных к внешнему физическому воздействию участков и зон. Положительный опыт микросейсмотомографических исследований получен при изучении рудных месторождений (рис. 7).

Аналогичные результаты можно получать и для месторождений УВ. Первоочередными гигантскими месторождениями УВ для сейсмотомографического изучения с учетом ранее выполненных работ могут быть рекомендованы следующие: Ромашкинское, Оренбургское – Волго-Уральский регион; Уренгойское, Ямбургское, Самотлорское и др. в Западной Сибири; Астраханское, Карачаганакское, Тенгизское, Кашаганское в Прикаспийской впадине; Ковыктинское, Юрубчено-Тохомское, Талаканское в Восточной Сибири; Русановское, Им. В.А. Динкова, Ленинградское, Штокмановское, Южно-Киринское, Лунское, Шах-Дениз, Белый Тигр и др. на шельфах морей. Сейсмотомографические модели образцовых гигантских месторождений УВ, разработанные в совокупности с детальными геолого-геофизическими данными сейсморазведки 3D, грави-, магнито-, электроразведки и бурения, использованными для моделирования залежей, подсчета запасов и проектирования

разработки, будут являться типовыми примерами и поисковыми аналогами для оценки ресурсов и выбора поисковых участков в малоизученных регионах и стратиграфических комплексах НГБ России и др. стран.

Концепция геодинамики коромантийных секторов Земли, подтвержденная результатами работ по предлагаемой программе, может стать теоретической и практической основой дальнейшего развития наук о Земле. Другого эффективного направления прогресса в этой области нет, так как известные, но не полностью правильные концепции строения и эволюции Земли будут тормозить прогресс познания в науках о Земле. А знания глубоких недр Земли все больше и больше окажутся востребованы в плане подготовки ресурсов полезных ископаемых, прогноза сильных землетрясений вплоть до разработки геотехнологий управления напряженным состоянием недр, дегазации пластовых вод, повышения дебитов скважин, коэффициентов извлечения УВ при разработке месторождений, контроля уровня воды в крупных внутренних морях и озерах, стабилизации климата, а может быть, и создания условий искусственного формирования крупных месторождений УВ, в частности УВ газа. Все это возможно только при наличии точных данных о глубинной структуре, геодинамике и кинематике коромантийных секторов внутри основных группировок, образующих современные конвективные ячейки Бенара *g*-типа.

Список литературы

1. Дмитриевский А.Н. Полигенез нефти и газа / А.Н. Дмитриевский // Доклады Академии наук. – 2008. – Т. 419. – № 3. – С. 373–377.
2. Астафьев Д.А. Геодинамика, общность и особенности онтогенеза нафтидов на Земле, Луне, Марсе, Титане, Нептуне, других планетах и спутниках Солнечной системы: тезисы доклада / Д.А. Астафьев // М-лы Всесоюзной конференции по глубинному генезису нефти и газа «III Кудрявцевские чтения», Москва, 2014. – <http://conference.deeroil.ru>
3. Maruyama S. Towards a new paradigm in the Earth's dynamics / S. Maruyama, M. Kumazawa, S. Kawakami // J. Geol. Soc. Jap. – 1994. – Т. 100. – № 1. – С. 1–3.
4. Трифонов В.Г. На пути к постплейт-тектонике / В.Г. Трифонов, С.Ю. Соколов // Вестник Российской академии наук. – 2015. – Т. 85. – № 7. – С. 605–615.
5. Хаин В.Е. Рецензия на монографию «Суперплюмы: за пределами тектоники плит» (Superplumes: Beyond plate tectonics / eds. D.A. Yuen, Sh. Maruyama, Sh-i. Karato, B.F. Windley. The Netherland: Springer. 2007. 569 p.) / Хаин В.Е., Филатова Н.И. // Геотектоника. – 2010. – № 1. – С. 87–91.
6. Конторович А.Э. Нефтегазоносность отложений озера Байкал / А.Э. Конторович, В.А. Каширцев, В.И. Москвин и др. // Геология и геофизика. – 2007. – Т. 48. – № 12. – С. 1346–1356.

7. Скоробогатов В.А. Газонефтеносность континентальных толщ: автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук: 04.00.17 / В.А. Скоробогатов; Всероссийский НИИ природных газов и газовых технол. – Москва, 1992. – 48 с.
8. Zoback M.L. First and second-order patterns of stress in the lithosphere: the World stress map project / M.L. Zoback // *J. Geoph. Res.* – 1992. – Т. 97. – № 38. – С. 11703–11728.
9. Астафьев Д.А. Иерархия тектонической делимости и масштабности геодинамических процессов в коромантийной оболочке Земли / Д.А. Астафьев // *Проблемы тектоники и геодинамики земной коры и мантии: м-лы L Тектонического совещания Межведомственного тектонического комитета РАН.* – М.: ГЕОС, 2018. – Т. 1. – С. 23–27.
10. Астафьев Д.А. Группировки коромантийных плит в современной геодинамике Земли / Д.А. Астафьев // *Фундаментальные проблемы геотектоники: м-лы XL Тектонического совещания Межведомственного тектонического комитета РАН.* – М.: ГЕОС, 2007. – С. 31–35.
11. Пушаровский Ю.М. Геология мантии Земли / Ю.М. Пушаровский, Д.Ю. Пушаровский. – М.: ГЕОС, 2010. – 140 с.
12. Астафьев Д.А. Планетарный геодинамический процесс (основные коромантийные структуры и механизм тектогенеза) / Д.А. Астафьев // *Современное состояние наук о Земле: м-лы Международной конференции, посвященной памяти Виктора Ефимовича Хаина.* – 2011.
13. Астафьев Д.А. Взаимосвязи движений и флюидодинамики ядра, мантийных и внутрикоровых процессов – суть объемной геодинамики Земли / Д.А. Астафьев // *Фундаментальные проблемы тектоники и геодинамики: м-лы LII Тектонического совещания Межведомственного тектонического комитета РАН.* – М.: ГЕОС, 2020. – Т. 1. – С. 36–41.
14. Астафьев Д.А. Современные тенденции в решении фундаментальных проблем бассейногенеза и нефтегазоносности / Д.А. Астафьев // *ROGTEC.* – 2013. – С. 24–43. – http://issuu.com/rogtecmagazine/docs/issue32_lowres
15. Rubie D.C. Processes and consequences of deep subduction: introduction / D.C. Rubie, R.D. van der Hilst // *Physics of the Earth and Planetary Interiors.* – 2001. – № 127. – С. 1–7.
16. Астафьев Д.А. Экстремальные состояния геодинамики Земли / Д.А. Астафьев // *Фундаментальные проблемы геотектоники: м-лы XL Тектонического совещания Межведомственного тектонического комитета РАН.* – М.: ГЕОС, 2007. – С. 36–39.
17. Баркин Ю.В. Вековой дрейф центра масс Земли, обусловленный движением плит / Ю.В. Баркин // *Вестник Московского государственного университета. Сер. 3: Физика, астрономия.* – 1996. – Т. 37. – № 2. – С. 79–85.
18. Астафьев Д.А. Новые представления о глубинном строении осадочных бассейнов и перспективы открытия уникальных и крупных месторождений углеводородов / Д.А. Астафьев // *Вести газовой науки: науч.-техн. сб.* – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – С. 15–31.
19. Астафьев Д.А. Осадочные и нефтегазоносные бассейны Земли в системе глобальных коромантийных структур и геодинамических процессов / Д.А. Астафьев // *Проблемы тектоники и геодинамики земной коры и мантии: м-лы L Тектонического совещания Межведомственного тектонического комитета РАН.* – М.: ГЕОС, 2018. – Т. 1. – С. 27–31.
20. Белоусов В.В. Основы геотектоники / В.В. Белоусов. – М.: Недра, 1988. – 382 с.
21. Астафьев Д.А. Генетическое единство и индивидуальные различия в строении осадочных бассейнов / Д.А. Астафьев // *Геология нефти и газа.* – 2002. – № 2. – С. 47–51.
22. Астафьев Д.А. Геодинамические обстановки и основные типы очагов подготовки сильных землетрясений / Д.А. Астафьев // *М-лы IV Тектонофизической конференции в ИФЗ РАН.* – 2016. – Т. 2. – С. 344–349.
23. Астафьев Д.А. Возможности уточнения ресурсов углеводородов и направлений нефтегазопроисловых работ с учетом глубинных структур и геодинамических процессов в недрах Земли / Д.А. Астафьев, А.В. Толстикова, Л.А. Наумова // *Вести газовой науки: науч.-техн. сб.* – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 2 (39): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – С. 18–29.
24. Гаврилов В.П. Геодинамическая модель нефтегазообразования в литосфере и ее следствия / В.П. Гаврилов // *Геология нефти и газа.* – 1998. – № 6. – С. 2–12.
25. Клещев К.А. Геодинамика и основные направления регионального изучения нефтегазоносных бассейнов России / К.А. Клещев, В.С. Шеин, Д.А. Астафьев и др. // *Геология, геохимия, геофизика и разработка нефти и газа.* – М.: ВНИГНИ, 1998. – С. 3–23.

26. Козловский Е.А. Комплексная программа глубинного изучения недр / Е.А. Козловский // Советская геология. – 1984. – № 9. – С. 3–12.
27. Сержантов Р.Б. Глубинное геолого-геофизическое изучение недр России: Современное состояние и основные задачи / Р.Б. Сержантов, С.Н. Кашубин, Ю.М. Эринчек и др. // Региональная геология и металлогения. – 2013. – № 53. – С. 26–31.

Contemporary issues and alternative concepts in studying abyssal structure of oil-gas-bearing basins, geodynamics and naphthide genesis

D.A. Astafyev

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Gazovikov street, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
E-mail: D_Astafyev@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Taking into account the vision of abyssal structure and geodynamics of Earth's subsoil, author examines the possible variants of basin and naphthide genesis over the Earth. He substantiates the expediency of the regional and the abyssal studies of Russia using a system of the seismotomographic profiles and the separate parametric and scientific wells together with the GPS-GLONASS monitoring. Finally, the detailed specification of the structure of the sedimentary hydrocarbon-bearing basins and zones of hydrocarbon accumulation, as well as the big fields and deposits is expected. In future, it will enable controlling the stress-strained behavior of the Earth's subsoil in areas of the oil and gas accumulation and thus increasing the hydrocarbon recovery factors. Moreover, it will support the reliable control of a seismic situation nearby either the human settlements, or the important and dangerous industrial facilities like gas and oil pipelines, check dams, nuclear power plants, etc.

Keywords: geodynamics, abyssal structures, seismic tomography, GPS-GLONASS survey, stress-strained state of subsoil, zones of oil and gas accumulation, increasing factors of oil, gas and condensate recovery.

References

- DMITRIYEVSKIY, A.N. Polygenesis of oil and gas [Poligenez nefi i gaza]. *Doklady Akademii nauk*, 2008, vol. 419, no. 3, pp. 373–377, ISSN 0869-5652. (Russ.).
- ASTAFYEV, D.A. Geodynamics, commonness and specifics of naphthides' ontogenesis at Earth, Moon, Mars, Titan, Neptune, other planets and satellites of Solar system [Geodinamika, obshchnost i osobennosti ontogeneza naftidov na Zemle, Lune, Marse, Titane, Neptune, drugikh planetakh i sputnikakh Solnechnoy sistemy]. *Proc. of the All-Union conference for abysmal genesis of oil and gas "The 3rd Kudryavtsev readings"*, Moscow, 2014. (Russ.). <http://conference.deepoil.ru>
- MARUYAMA, S., M. KUMAZAWA, S. KAWAKAMI. Towards a new paradigm in the Earth's dynamics. *J. Geol. Soc. Jap.*, 1994, vol. 100, no. 1, pp. 1–3, ISSN 0016-7630.
- TRIFONOV, V.G., S.Yu. SOKOLOV. Towards post-plate tectonics [Na puti k postpleyt-tektonike]. *Vestnik Rossiyskoy akademii nauk*, 2015, vol. 85, no. 7, pp. 605–615, ISSN 0869-5873. (Russ.).
- KHAIN, V.Ye., N.I. FILATOVA. Review of the monograph "YUEN, D.A., Sh. MARUYAMA, Sh-i. KARATO, B.F. WINDLEY (eds.). Superplumes: Beyond plate tectonics. The Netherland: Springer, 2007. 569 p.". *Geotektonika*, 2010, no. 1, pp. 87–91, ISSN 0016-853X. (Russ.).
- KONTOROVICH, A.E., V.A. KASHIRTSEV, V.I. MOSKVIN, et al. Oil and gas presence in sediments of the Baykal Lake [Neftegazonosnost otlozheniy ozera Baykal]. *Geologiya i Geofizika*, 2007, vol. 48, no. 12, pp. 1346–1356, ISSN 0016-7886. (Russ.).
- SKOROBOGATOV, V.A. *Gas and oil presence in continental strata* [Gazoneftenosnost kontinentalnykh tolshch]. Synopsis of Dr.'s thesis (geology and mineralogy); VNIIGAZ. Moscow, 1992. (Russ.).
- ZOBACK, M.L. First and second-order patterns of stress in the lithosphere: the World stress map project. *J. Geoph. Res.*, 1992, vol. 97, no. 38, pp. 11703–11728, ISSN 0148-0227.
- ASTAFYEV, D.A. Hierarchy of tectonic divisibility and proportions of geodynamic processes in crust/mantle envelope of the Earth [Iyerarkhiya tektonicheskoy delimosti i masshtabnosti geodinamicheskikh protsesov v koromantiynoy obolochke Zemli]. In: *Challenges of tectonics and geodynamics of the Earth's crust and mantle* [Problemy tektoniki i geodinamiki zemnoy kory i mantii]: proc. of the 50th Tectonic meeting of the Interagency tectonic committee of RAS. Moscow: GEOS, 2018, vol. 1, pp. 23–27. (Russ.).
- ASTAFYEV, D.A. Constellations of crust-mantle plates in contemporary Earth's geodynamics [Gruppirovki koromantiynykh plit v sovremennoy geodinamike Zemli]. In: *Fundamental problems of geotectonics* [Fundamentalnyye problemy geotektoniki]: proc. of the 40th Tectonic meeting of the Interagency tectonic committee of RAS. Moscow: GEOS, 2007, pp. 31–35. (Russ.).
- PUSHCHAROVSKIY, Yu.M., D.Yu. PUSHCHAROVSKIY. *Geology of Earth's mantle* [Geologiya mantii Zemli]. Moscow: GEOS, 2010. (Russ.).

12. ASTAFYEV, D.A. Planetary geodynamic process (basic crust-mantle structures and mechanism of tectonogenesis [Planetarnyy geodinamicheskiy protsess (osnovnyye koromantiynnye struktury i mekhanizm tektonogeneza)]. In: *Contemporary status of Earth's sciences* [Sovremennoye sostoyaniye nauk o Zemle]: proc. of the International conference dedicated to the memory of V.Ye. Khain. 2011. (Russ.).
13. ASTAFYEV, D.A. Interrelations of motions and fluidal dynamics of core, mantle and incrust processes as the essence of volumetric Earth's geodynamics [Vzaimosvyazi dvizheniy i flyuidodinamiki yadra, mantiynykh i vnutrikorovykh protsessov – sut obyemnoy geodinamiki Zemli]. In: *Fundamental problems of tectonics and geodynamics* [Fundamentalnyye problemy tektoniki i geodinamiki]: proc. of the 52nd Tectonic meeting of the Interagency tectonic committee of RAS. Moscow: GEOS, 2020, vol. 1, pp. 36–41. (Russ.).
14. ASTAFYEV, D.A. Modern trends in solving fundamental problems of basin genesis and oil-gas presence [Sovremennyye tendentsii v reshenii fundamentalnykh problem basseynogeneza i neftegazonosnosti]. In: *ROGTEC*, 2013, pp. 24–43. (Russ.). http://issuu.com/rogtectmagazine/docs/issue32_lowres
15. RUBIE, D.C., R.D. van der HILST Processes and consequences of deep subduction: introduction. *Physics of the Earth and Planetary Interiors*, 2001, no. 127, pp. 1–7, ISSN 0031-9201/
16. ASTAFYEV, D.A. Extremal geodynamical states of Earth [Ekstremalnyye sostoyaniya geodinamiki Zemli]. In: *Fundamental problems of geotectonics* [Fundamentalnyye problem geotektoniki]: proc. of the 40th Tectonic meeting of the Interagency tectonic committee of RAS. Moscow: GEOS, 2007, pp. 36–39. (Russ.).
17. BARKIN, Yu.V. Centenary driftage of geocenter due to plates motion [Vekovoy dreyf tsentra mass Zemli, obuslovlenny dvizheniyem plit]. *Vestnik Moskovskogo gosudarstvennogo universiteta. Series 3: Physics and astronomy*, 1996, vol. 37, no. 2, pp. 79–85, ISSN 0579-9392. (Russ.).
18. ASTAFYEV, D.A. New ideas of a deep structure of sedimentary basins and prospects of opening of unique and large-scale fields of hydrocarbons [Novyye predstavleniya o glubinnom stroyenii osadochnykh basseynov i perspektivy otkrytiya unikalnykh i krupnykh mestorozhdeniy uglevodorodov]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013, no. 5 (16): Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030, pp. 15–31. ISSN 2306-8949. (Russ.).
19. ASTAFYEV, D.A. Sedimentary and oil-gas-bearing Earth's basins within a system of global crust-mantle structures and geodynamical processes [Osadochnyye i neftegazonosnyye basseyny Zemli v sisteme globalnykh koromantiynykh struktur i geodinamicheskikh protsessov]. *Challenges of tectonics and geodynamics of the Earth's crust and mantle* [Problemy tektoniki i geodinamiki zemnoy kory i mantii]: proc. of the 50th Tectonic meeting of the Interagency tectonic committee of RAS. Moscow: GEOS, 2018, vol. 1, pp. 27–31. (Russ.).
20. BELOUSOV, V.V. *Basics of geotectonics* [Osnovy geotektoniki]. Moscow: Nedra, 1988. (Russ.).
21. ASTAFYEV, D.A. Genetic unanimity and individual diversity in structure of sedimentary basins [Geneticheskoye yedinstvo i individualnyye razlichiya v stroyenii osadochnykh basseynov]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2002, no. 2, pp. 47–51, ISSN 0016-7894. (Russ.).
22. ASTAFYEV, D.A. Geodynamical situations and main types of focuses of severe earthquakes [Geodinamicheskiye obstanovki i osnovnyye tipy ochagov podgotovki silnykh zemletryaseniy]. In: *Proc. of the 4th Tectonophysical conference in the Schmidt Institute of Physics of the Earth of The Russian Academy of Sciences*, 2016, vol. 2, pp. 344–349. (Russ.).
23. ASTAFYEV, D.A., A.V. TOLSTIKOV, L.A. NAUMOVA. Ways to precise hydrocarbon resources and directions of oil-gas search considering intratelluric structures and geodynamics of subsoil processes [Vozmozhnosti utochneniya resursov uglevodorodov i napravleniy neftegazoposkovykh rabot s uchedom glubinnykh struktur i geodinamicheskikh protsessov v nedrakh Zemli]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2019, no. 2 (39): Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at Russian continental shelf, pp. 18–29. ISSN 2306-8949. (Russ.).
24. GAVRILOV, V.P. Geodynamic model of oil-and-gas generation in lithosphere and its consequences [Geodinamicheskaya model neftegazooobrazovaniya v litosfere i yeye sledstviya]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 1998, no. 6, pp. 2–12, ISSN 0016-7894. (Russ.).
25. KLESHCHEYEV, K.A., V.S. SHEIN, D.A. ASTAFYEV et al. Geodynamics and major leads of regional studying the oil-gas-bearing basins of Russia [Geodinamika i osnovnyye napravleniya regionalnogo izucheniya neftegazonosnykh basseynov Rossii]. In: *Geology, geochemistry, geophysics and oil and gas development* [Geologiya, geokhimiya, geofizika i razrabotka nefti i gaza]: collected bk. Moscow: All-Russian Research Geological Oil Institute, 1998, pp. 3–23. (Russ.).
26. KOZLOVSKIY, Ye.A. Complex program of abysmal subsoil studying [Kompleksnaya programma glubinnogo izucheniya nedr]. *Sovetskaya Geologiya*, 1984, no. 9, pp. 3–12. (Russ.).
27. SERZHANTOV, R.B., S.N. KASHUBIN, Yu.M. ERINCHEK, et al. Abysmal geological-geophysical studies of Russian subsoil: Modern status and major tasks [Glubinnoye geologo-geofizicheskoye izucheniye nedr Rossii: sovremennoye sostoyaniye i osnovnyye zadachi]. *Regionalnaya Geologiya i Metallogeniya*, 2013, no. 53, pp. 26–31, ISSN 0869-7892. (Russ.).

УДК 553.981.2

Крупнейшие, гигантские и уникальные месторождения углеводородов Сибири и Дальнего Востока России. Сколько еще не открыто и где?

А.Н. Рыбьяков¹, В.А. Скоробогатов^{2*}, Д.Я. Хабибуллин¹

¹ ПАО «Газпром», Российская Федерация, 190900, г. Санкт-Петербург, BOX 1255

² ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1

* E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова:

газ,
нефть,
углеводороды,
залежь,
запасы,
ресурсы,
поиск,
открытие,
гигантские
и уникальные
месторождения,
Западная Сибирь,
Восточная Сибирь,
прогноз.

Тезисы. В работе рассмотрены вопросы современной (на 01.01.2022) геостатистики значительных по начальным запасам месторождений углеводородов (МУВ): нефтяных, газовых и газоконденсатных (с запасами свободного газа – СГ) и смешанных по фазовому состоянию, в объеме которых извлекаемые запасы СГ и нефти превышают 100 млрд м³ и 100 млн т соответственно, в недрах двух осадочных мегабассейнов – Западно- и Восточно-Сибирского (ЗСМБ и ВСМБ) и соответствующих мегапровинций. Такие МУВ и становятся базовыми для добычи в объеме более 4...5 млрд м³ или 4...5 млн т в год (при условии постоянной добычи). Из 940 и 108 МУВ, соответственно открытых в ЗСМП и ВСМП, к подобным относятся 95 и всего 15. Разница существенная! Общая структурно-буровая изученность материковой части ЗСМП уже превышает 75 %, ВСМП – составляет около 55...60 %, что «запрещает» существование неоткрытых соответственно гигантских и уникальных (более 300 млн и 3 млрд условных тонн¹) по суммарным запасам МУВ. В Западной Сибири реально открытие еще четырех-пяти крупнейших газосодержащих месторождений (возможно, но маловероятно открытие и крупнейших нефтяных). В Восточно-Сибирской (Енисей-Ленской) мегапровинции вероятно обнаружение трех-четырёх гигантских газовых и пяти-шести крупнейших нефтесодержащих МУВ (или больше по запасам – вопрос остается открытым...).

Настоящая статья посвящена анализу комплекса проблем, связанных с прогнозированием, поисками и открытием, разведкой и освоением значительных по запасам месторождений углеводородов (МУВ) (более 100 млн у.т¹), в объеме которых имеются открытые или предполагаются скопления свободного газа (СГ) и/или нефти той или иной величины (крупности), добыча которых не зависит от соответственно добычи нефти и газа, т.е. типа газовых (Г), газоконденсатных (ГК) и нефтяных (Н), газонефтяных (ГКН) и нефтегазоконденсатных (НГК) (последние – самостоятельные или с нефтью в подгазовых оторочках). Имеются в виду следующие типы МУВ: уникальные (каждое более 3 трлн м³ или 3 млрд т), сверхгигантские (1...3 трлн м³ или 1...3 млрд т), гигантские (0,3...1,0 трлн м³, 0,3...1,0 млрд т) и крупнейшие (100...300 млрд м³, 100...300 млн т), обычно многозалежные в вертикальном разрезе – от двух-трех до 35...42 залежей углеводородов.

Именно эти месторождения и становятся базовыми для разработки с ежегодным объемом добычи газа (нефти) из каждого от 3,0...5,0 до 80...100 млрд м³ (млн т) и более. Среди уже открытых в последнее десятилетие «гигантов» практически не встречается сверхгигантских и уникальных МУВ, крупнейшие известны, но мало. На шельфе Карского моря многие гиганты недоразведаны по средним и глубоким горизонтам (ниже апта), и их крупность и однозалежность (видимая) временная. При опоисковании и разведке глубоких горизонтов эти МУВ будут переходить в более высокие категории (из крупных в крупнейшие и т.д.). Проблемам, затрагиваемым в статье, в целом по миру, да и по России посвящено мало публикаций, в том числе и авторов настоящей работы [1–36].

За 120 лет ведения целенаправленных поисково-разведочных работ (ППР) в XX–XXI вв. целевым назначением на нефть (до 1930 г.) и СГ (в последующие годы)

¹ Одна условная тонна (далее – у.т) $\approx 1000 \text{ м}^3 \approx 1 \text{ т}$ жидких УВ.

на суше России и в недрах прилегающих акваторий (= Северная Евразия, или СЕА) к началу 2022 г. обнаружены 3750 МУВ различных типов и величины запасов. На суше по количеству, безусловно, преобладают нефтесодержащие месторождения типа Н, НГК и др. Газосодержащих, т.е. с залежами СГ (Г, ГК, ГКН, НГК), с разными соотношениями геологических запасов газа и нефти обнаружено 995. Многие из них введены в эксплуатацию, почти 100 завершены разработкой (истощены, обводнились, сняты с государственного баланса – очень «старые» месторождения в европейских районах страны), но подавляющая часть находится в эксплуатации и разведке (полномасштабно еще не доразведаны).

Рассмотрим последовательно два нефтегазоносных мегарегиона СЕА.

Западная Сибирь

В Западно-Сибирской нефтегазовой мегапровинции (ЗСМП, суша и шельф) открыты 930 МУВ, в том числе 260 газосодержащих. Среди 84 крупнейших, гигантских и уникальных месторождений России крупнее 100 млрд м³ на долю Западной Сибири в 2019 г. приходилось более 50 (рис. 1). Первым из них было открыто Тазовское нефтегазовое месторождение в Пур-Тазовской области (1964 г., 138,4 млрд м³ «современных» начальных запасов газа) [2, 4], далее процесс обнаружения таких месторождений приобрел «взрывной» характер, в том числе (трлн м³): 1965 г. – Заполярное (3,7), Губкинское (0,4), Самотлорское (0,2); 1966 г. – Уренгойское (12,7), Комсомольское (0,8), Лянторское (0,2); 1967 г. – Медвежье (2,5); 1968 г. – Вынгапуровское (0,4), Арктическое (0,3), Вынгайхинское (0,1), Ямбургское (7,3); 1969 г. – Южно-Русское (1,0); 1970 г. – Нурминское (0,2); 1971 г. – Бованенковское (4,1) и др. Параллельно с газовыми гигантами открывались нефтяные гигантские, сверхгигантские и уникальные, а также крупнейшие месторождения (млрд т, извлеч.): 1961 г. – Мегионское (0,2); 1969 г. – Усть-Балыкское (0,3); 1965 г. – Самотлорское (3,7 извлекаемых); 1962 г. – Новопортовское (0,3) и др. Всего в пределах ЗСМП обнаружены 116 МУВ крупнее 0,1 млрд т каждое. Общее число крупнейших, гигантских и уникальных МУВ в пределах мегапровинции (суша и шельф) оценивается в 155 (есть и «чисто» газовые, и нефтяные, но большинство – нефтесодержащие).

В ЗСМП чем дальше на север, тем меньше крупнейших, гигантских и уникальных МУВ: в Надым-Пур-Тазовском регионе (НПТР) их 11, в том числе гигант – Русское нефтегазовое месторождение (0,4 млрд т); в Ямало-Гыданском регионе одно – Новопортовское (0,2 млрд т); в Енисей-Хатангской нефтегазоносной области (ЕХО) – одно Пайяхское (0,2 млрд т), на шельфе отсутствуют как нефть (в залежах), так, естественно, и нефтяные гиганты... Пока... Но может, так оно и будет?

Неоднократно подчеркивалась выдающаяся роль ЗСМП в развитии нефтяной и газовой отраслей России (табл. 1) [1, 2, 5, 8, 14, 20, 25, 30].

Кроме того, в объеме выявленных, но неразведанных запасов кат. В₂+С₂ РФ – 24,2 трлн м³, явно завышенных за счет юры Ямала, на долю ЯНАО приходится 12,8 трлн м³ (практически половина).

На суше последнее уникальное газосодержащее МУВ – Бованенковское – было открыто на Ямале в 1971 г., супергигантское Южно-Тамбейское (1,1 трлн м³) – также в 1971 г., гигантское Береговое (0,5 трлн м³) – в 1982 г., крупнейшее Хальмерпаютинское (0,3 трлн м³) – в 1989 г. Все собственно морские гиганты ЗСМП были выявлены в период с 1989-го по 2003 г., МУВ типа суша/море – с 1971-го по 1984 г., причем их сухопутные части разведывались активно до 1991 г. Таким образом, в НПТР севера провинции и на арктических полуостровах открытия и разведка крупнейших, гигантских и уникальных месторождений газа завершились в 1990 г., впрочем, как и само активное (масштабное) изучение недр всей территории России (до 1991 г.). Итак, «отлов» уникалов и гигантов произошел на суше за сравнительно короткий период (1965–1982 гг.) на огромных территориях северных и арктических областей ЗСМП (0,8 млн км²). К слову, в центральных областях обнаружены всего пять крупнейших газосодержащих месторождений (ни одного гиганта). Центральные, западные и юго-восточные области ЗСМП – преимущественно нефтеносные (Среднеобская, Фроловская, Каймысовская и др.)

В «нулевых» годах открытия газовых гигантов произошли в Обской губе Карского моря (двух месторождений – 0,3 и 0,5 трлн м³). Активные ПРР на шельфе возобновились в 2018 г., и до 2022 г. включительно были

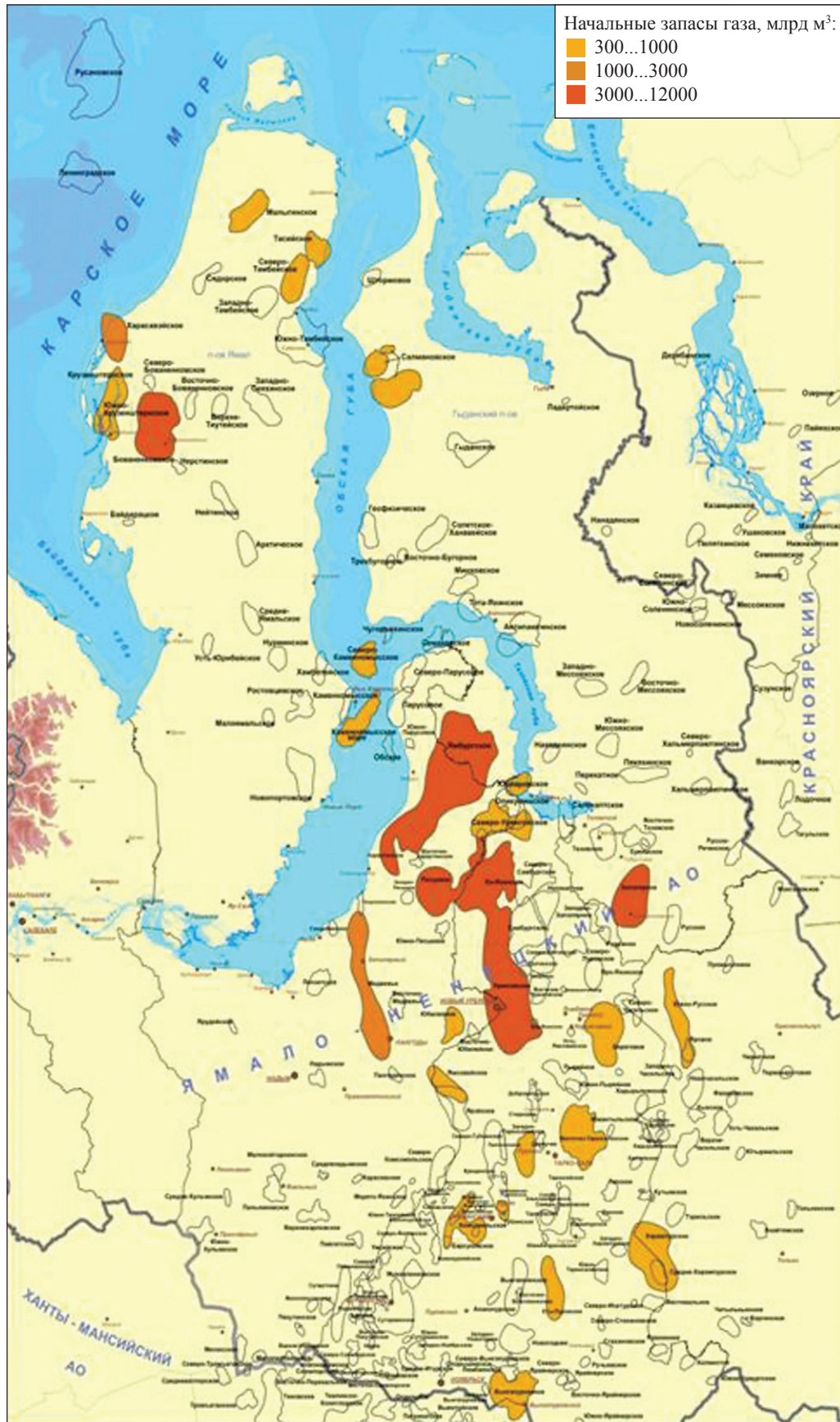


Рис. 1. Схема размещения газовых месторождений-гигантов на севере ЗСМП

открыты еще пять значительных по запасам газосодержащих месторождений, которые могут претендовать на почетное звание крупнейших и гигантских по запасам, в том числе одно на севере губы (Северо-Обское). Русановское газоконденсатное месторождение «разделилось» на два самостоятельных. Три новых обнаружены на приамальском шельфе (Нярмейское и др.) [34].

В пределах мегапровинции наблюдается четкая пространственная сегрегация газа и нефти, в том числе по площади и разрезу: максимум газоносности – в альб-сеноманском комплексе северных и арктических областей, нефтеносности – в неокомском (плюс низы апта), и если на конкретном месторождении много газа, то нефти мало (или она вообще отсутствует в виде залежей). То же наблюдается и в нефтесодержащих месторождениях,

поэтому для определения их крупности необязательно считать вместе начальные разведанные запасы СГ и нефти: это не изменит существенно их крупности. К примеру: суперуникальное МУВ – Уренгой – 12,4 трлн м³ СГ и 2,1/0,30 млрд т (геол./извлеч.) нефти, Самотлор – соответственно 0,2 трлн м³ и 3,7 млрд т и т.д.

График открытия и динамика прироста запасов СГ по вновь открываемым крупнейшим, гигантским и уникальным газосодержащим месторождениям (рис. 2) показывает, что 1-й и 2-й этапы освоения газового потенциала и открытия месторождений подобной крупности завершились в 1975 г., 3-й этап – в 1988/1989 гг. Сейчас продолжается этап 4 на суше (завершающий), а в ЮКО, если брать эту область отдельно от суши, продолжается этап 2 – открытия наиболее крупных

Таблица 1

Доля Западной Сибири и Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) в структуре начальных разведанных запасов СГ России, суша и шельф (данные на 01.01.2020), трлн м³

Регион	Накопленная добыча (НД)	Запасы кат. А+В ₁ +С ₁	Сумма начальных разведанных запасов
Россия	24,3	49,1	73,4
В том числе ЗСМП (суша и шельф)	20,7	33,4	54,1
В том числе северные и арктические области*	19,9	32,6	52,5
В том числе ЯНАО (суша)	19,5	28,1	47,6
В том числе Южно-Карская нефтегазоносная область (ЮКО)**	0,4	4,1	4,5

* С учетом ЕХО.

** Открытый шельф + Обская и Тазовская губы.

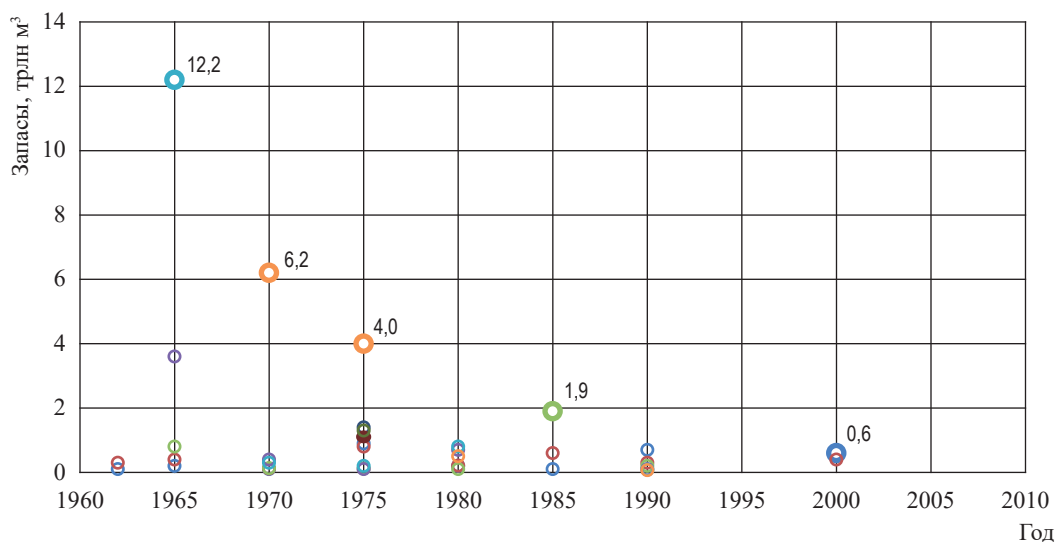


Рис. 2. График открытия крупнейших по запасам газосодержащих месторождений в ЗСМП (запасы современные отнесены к году открытия)

месторождений, который, по оценке авторов, завершится в 2031–2035 гг.

В период с 2014-го по 2019 г. (данные на 01.01.2020) начальные разведанные запасы крупнейших, гигантских и уникальных газосодержащих месторождений (НД+А+В₁+С₁) увеличились суммарно на 3,2 трлн м³ и достигли 50 трлн м³ за счет доразведки, уточнения и пересчета запасов. Очевидна огромная роль, которую играют в мегапровинции эти месторождения, степень концентрации запасов которых максимальна среди всех нефтегазоносных бассейнов мира, однако оговоримся: только в бассейнах с терригенным составом продуктивных толщ, так как в «карбонатно-соленосных» бассейнах закономерности другие.

Авторы ранее отмечали [7, 23], что среди мировых газовых сверхгигантов семь западносибирских (!) (но, строго говоря, к ним необходимо отнести также и Ленинградское газоконденсатное месторождение на шельфе – более 1 трлн м³). Их начальные доказанные запасы СГ и нефти соотносятся в северных и арктических областях мегапровинции как семь к одному, а именно: 31,0 трлн м³ СГ и 4,4 млрд т нефти. Геоисторическая динамика приведена в табл. 2.

Всего в ЗСМП открыты 62 крупнейших, гигантских и уникальных газосодержащих месторождения с суммарными запасами 48,7 трлн м³. В течение шести десятилетий постепенно снижались число ежегодных открытий и суммарные запасы вновь открываемых месторождений. Два первых десятилетия стали решающими для выявления наиболее крупных по запасам газосодержащих месторождений: открыто 42 МУВ с запасами почти 42 трлн м³.

Ранее неоднократно отмечалось [10, 20, 21, 30], что степень концентрации начальных запасов СГ в ЗСМП существенно выше, чем нефти. Один альб-сеноманский уникальный – мирового масштаба – преимущественно газоносный комплекс чего стоит! [30]. Однако он как поисковый объект «успешно» завершился еще в прошлом веке (к 1991 г.). Как, впрочем,

и неоком-аптский нефтеносный комплекс Среднего Приобья и НПТР [14, 30].

Закономерности и особенности формирования и размещения газосодержащих и нефтесодержащих гигантов обсуждаются в работах И.В. Высоцкого, Р. Кинга, К.Н. Кравченко, А. Леворсена, А. Перродона, Б. Тиссо и Д. Вельте, Н.Ю. Успенской, Дж. Ханта, М. Хэлбути, а также авторов [7, 9, 10, 16, 18, 19, 33 и др.]. Уточним авторскую точку зрения на эту проблему, тем более что она сложилась при изучении главным образом геологического строения и газонефтеносности молодых плит Северной и Центральной Евразии (Скифской, Туранской и Западно-Сибирской) [12, 21].

Сверхгигантские и уникальные по запасам МУВ образуются и сохраняются в земных недрах только там, где были очень благоприятные (уникальные) условия для их формирования, эволюции и сохранности, особенно в неогеновое время – наиболее «разрушительное» для всех скоплений углеводородов и особенно СГ – в мезо-кайнозое (за последние 250 млн лет, с раннего триаса...).

Для формирования и эволюционной сохранности крупнейших, гигантских и уникальных газосодержащих МУВ в терригенных толщах континентального, дельтового и морского генезиса необходимы следующие условия:

1) очень большие площади «питающих ареалов» и объемы пород: глин, алевролитов, песчаников и их смешанных разновидностей, а также углей и углистых сланцев (до 5...6 тыс. км² на одно сформированное месторождение), находящихся на малых, средних и повышенных глубинах (в мезозойских и кайнозойских толщах – менее 4,5 км, в палеозойских – до 3,6...3,8 км) в диапазоне современных геотемператур от 40...50 до 110...120 °С, не более, так как жесткие термоглубинные условия крайне неблагоприятны для сохранности терригенных коллекторов, что было показано в работах В.И. Ермакова и В.А. Скоробогатова еще в 1980-х гг. [12];

Таблица 2

Геостатистика открытий и приростов разведанных запасов газа крупнейших, гигантских и уникальных месторождений Западной Сибири по десятилетиям за 1961–2022 гг., ед. / трлн м³

1961–1970 гг.	1971–1980 гг.	1981–1990 гг.	1991–2000 гг.	2001–2022 гг.
22 / 31,3	20 / 10,6	17 / 5,7	2 / 0,5	1 / 0,6

* Современные запасы отдельных месторождений (НД+А+В₁+С₁) отнесены к годам их открытия.

2) повышенное и высокое содержание рассеянного органического вещества, РОВ, ($C_{орг}$, %) в пластах-генераторах – от 1 до 3 % и более (чем больше, тем лучше, вплоть до углей с $C_{орг} > 50$ %);

3) преимущественно гумусовый, а также смешанный сапропелево-гумусовый тип РОВ с учетом того, что глины относятся к битумогенерирующим (= нефтематеринским) породам [11, 27];

4) высокая угленасыщенность неморских толщ – желательный, но вовсе не обязательный элемент развития онтогенеза по «газовой линии»: в дельтовых толщах углей может быть мало, в прибрежно-морских они могут вообще отсутствовать, но мощное газонакопление в коллекторских толщах будет происходить за счет гумусового и сапропелево-гумусового РОВ;

5) значительные объемы песчано-алевролитовых пород в опесчаненных разрезах или в песчано-глинистых толщах, чередование пар пластов глины и песчаника для масштабной, более полной реализации процессов первичной аккумуляции и вторичной миграции внутри водонасыщенных природных резервуаров, а также конечной аккумуляции в ареале ловушек различного типа и генезиса. Крупное газонакопление в недрах требует и значительных газосборных объемов, площадей и ареалов аккумуляционного влияния ловушек;

6) наличие значительных по морфологическим параметрам положительных структур, а именно валов, куполовидных поднятий и др., и отсутствие высокоамплитудных разломов, особенно в их присводовых частях;

7) относительно недавнее завершение процессов формирования или переформирования МУВ без сколько-нибудь масштабных процессов их разрушения [7, 11, 22].

Для формирования нефтяных гигантов требуются несколько иные благоприятные условия (геохимические, литологические, «разломные» и др.) [26].

В наиболее оптимальном сочетании для газа эти условия выполняются в северных и арктических областях мегапровинции [15, 20, 21], и новейшие исследования подтверждают этот вывод [1, 3, 28]. Безусловно, в ходе дальнейших ПРП новые открытия будут продолжаться, но одно дело обнаружить среднее и крупное газосодержащее месторождение (в интервале разведанных – будущих – запасов

от 10...15 до 35...40 млрд м³, любой компанией-оператором в любом районе ЗСМП), другое – открыть месторождение в 90...120 млрд м³ и более (здесь также: чем больше, тем лучше...), но на что можно реально рассчитывать в будущем и на суше, и на шельфе мегапровинции?

Исследования показывают, что распределение по крупности МУВ и динамика их открытия определяются величиной реальных начальных потенциальных ресурсов СГ в недрах (НПРГ) того или иного геологического объекта и его площадной или глубинной изученности, а с учетом решающего значения именно структурного фактора (для газа) – его структурно-буровой изученностью, т.е. как, с какой плотностью и на какую глубину разбурены поисковым и разведочным бурением структуры 1-го, 2-го (валы) и 3-го порядков, вплоть до локальных поднятий. Если в тех или иных области или районе неразбуренными остаются еще достаточно крупные положительные структуры 2-го и 3-го порядков и куполовидные поднятия (до средних глубин), то существует вероятность новых открытий как крупнейших, так и гигантских (до 200 млрд м³ и более) газосодержащих МУВ. При этом во внеструктурных зонах (прогибах, впадинах, на моноклиналях) развитие газовых гигантов если и не исключено, то очень маловероятно (нефтяные могут сформироваться, но редко, как нефтяное месторождение Ист-Тексас в США с запасами 750 млн т, т.е. для нефтяных гигантов существование вне крупных поднятий – не исключение) [9].

Современная степень структурно-буровой изученности разновозрастных литолого-стратиграфических комплексов, разделенных региональными или областными глинистыми покрывками (экспертно для северных и арктических областей Западной Сибири), отражена в табл. 3.

Таким образом, на суше ЗСМП до низов песчано-глинистого неокома – максимально газоносной части разреза – изученность повсеместно превышает 40...45 % (до 90 % в отдельных зонах НПТР), а в центральных и западных областях (в Среднем Приобье и др.) – 85...95 %, что исключает пропуск (неоткрытие) в ходе проведения ПРП гигантских (более 300 млрд м³) МУВ в первом случае и среднекрупных (20...40 млрд м³) во втором. В пределах Ханты-Мансийского округа и тем более

Таблица 3

Средние глубины поисковых скважин и степень структурно-буровой изученности северных и арктических областей по нефтегазоносным комплексам (НГК)

Регион и НГК	Средняя глубина скважин, км	Степень изученности, %
НПТР:	В среднем 0,5...4,2	~ 70...75
• альб-сеноман	0,7...1,5	95...100
• неоком-апт	1,3...3,0	75...90
• средняя юра	3,2...4,0	65...70
• доюрский комплекс	3,5...4,5	< 40
Ямал:	В среднем 0,5...3,8	65...70
• альб-сеноман	0,5...1,2	85...90
• неоком-апт	2,3...3,3	75...80
• средняя юра (до гор. Ю ₇₋₈)	2,5...3,8 (в разных зонах)	60...70
• низы юры и палеозой	2,8...4,5	25...30
Гыдано-Енисейский:	В среднем 0,8...4,2	50...55
• альб-сеноман	0,7...1,4	60...70
• неоком-апт	2,4...3,4	45...50
• средняя юра	3,2...3,6	< 20
• низы юры и доюрский комплекс	Нет данных	Нет данных (вероятно, менее 10)

в Томской области на юго-востоке мегапровинции среди газосодержащих месторождений неоткрытыми остаются преимущественно малые газосодержащие залежи, главным образом в низах юры и на контакте с фундаментом. О крупнейших (100...300 млрд м³) речь здесь вообще не идет (как и не шла раньше, до 1975 г.).

Неоткрытые (перспективные и прогнозные) ресурсы СГ в мегапровинции (кат. D₀+D₁+D₂) составляют, по мнению авторов, 25,0...27,0 трлн м³ (оценка «снизу») и сосредоточены преимущественно в недрах арктических областей суши и шельфа, в том числе до 4,0 трлн м³ на суше Ямала, до 7,0 трлн м³ в Гыдано-Енисейском регионе, не менее 12,0...13,0 трлн м³ (до 16,0 трлн м³) в ЮКО – преимущественно на приямальском шельфе как наиболее перспективном. При этом в породах юры всех северных областей будет сосредоточено в залежах менее 5,0 трлн м³ традиционных ресурсов в разрезе далеко не всех МУВ (в силу генетических причин: высокие стадии катагенеза – МК₄...МК₅ и более, жесткие термоглубинные условия современного залегания – 3,5...4,0 км и более, современные геотемпературы 110...130 °С) [2–4, 8].

Исходя из высокой и повышенной изученности меловых толщ выше верхнеюрско-валанжинской региональной покрывки крупнейшие по запасам газосодержащие МУВ в Надым-Тазовском междуречье уже не прогнозируются, хотя обнаружение пяти-семи

крупных (30...80 млрд м³) вполне реально, а на Ямале могут быть открыты одно-два крупнейших, но менее 200 млрд м³ каждое, причем, возможно, они уже открыты, а доразведка увеличит объем их запасов свыше 100 млрд м³, однако среди совершенно новых месторождений на неразбуренных площадях они «единодушно» не ожидаются (по мнению всех экспертов в области нефтегазовой геологии). Их попросту негде расположить, так как малоизученными остаются только внеструктурные пространства (моноклинали), в том числе на юго-западе полуострова, где даже средних по запасам газосодержащих МУВ (более 15...20 млрд м³ каждое) ожидать трудно.

В Обской губе месторождений крупнее 0,1 трлн м³ предполагается также не более двух (три уже открыты), в Тазовской не прогнозируется вовсе, так же как и в ЕХО восточнее Усть-Енисейского нефтегазоносного района. Последние и самые реальные надежды на открытие газосодержащих месторождений с запасами от 100...110 до 180...200 млрд м³ связаны с Восточно-Гыданским районом в самом центре арктического междуречья (от Обской губы до эстуария р. Енисей). Однако сколько их будет и какие компании их откроют, не вполне ясно. Вероятны два-четыре месторождения (не менее и не более).

Все исследователи сходятся в одном: возможности открытия гигантских и сверхгигантских газосодержащих месторождений (крупнее 300 млрд м³ каждое) остаются только

на шельфе Карского моря, перспективы которого почти такие же, как и Ямала (вероятно, чуть ниже в силу ряда менее благоприятных условий: именно к западу в сторону шельфа ухудшаются все условия онтогенеза углеводородов). Однако значительная часть газового потенциала Ямальской нефтегазоносной области (суши) уже переведена в «разведанные» запасы (почти 11,0 трлн м³ только по кат. НД+А+В₁+С₁), а по ЮКО – менее 3 трлн м³. Даже при минимально реальной оценке НППГ недр открытого шельфа в 15...16 трлн м³ неразведанные ресурсы СГ шельфовой части мегапровинции составляют не менее 12...13 трлн м³ (кат. С₂+D_n+D₁+D₂).

То, как они распределяются по величине будущих запасов газосодержащих месторождений в ходе ПРР), – важнейшая проблема нефтегазовой геологии арктических областей Западной Сибири. Даже если в среднем их запасы составляют 100 млрд м³, а число неоткрытых МУВ составит 120, но как тогда их расположить на перспективной площади акватории менее 200 тыс. км², если каждое из них даже на суше занимает площадь от 1 до 1,5 тыс. км² (с ареалом аккумуляционного влияния структурных ловушек по кровле апта, газового доминант-комплекса во всем Ямало-Карском регионе)? Безусловно, структура НППГ будет включать на шельфе различные по величине запасы месторождения в широком диапазоне крупности от 5...10 млрд м³ до 1...2 трлн м³, вряд ли более (без учета уплотненной газонасыщенной юры с нетрадиционными ресурсами газа). В своих последних публикациях авторы не раз обращались к этой проблеме [3, 10, 24], уточняя оценку неоткрытых крупных, уникальных, гигантских газосодержащих МУВ, данную в 2018 г. [28]. С учетом новейших открытий на море прогнозируется реальное существование еще (в добавок к уже открытым) двух-трех сверхгигантов (более 1 трлн м³ каждый), восьми-девяти гигантов, двенадцати-четырнадцати крупнейших МУВ с суммарными геологическими ресурсами = запасами 9...10 трлн м³, причем это оценка «снизу», она имеет вероятность подтверждения 75...80 % (очень высокую в плане подтверждаемости неоткрытых ресурсов СГ). Безусловно, это ориентировочные экспертные оценки...

Таким образом, на крупные и средние газосодержащие месторождения в ЮКО будет приходиться не менее 3 трлн м³, возможно,

до 3,5...4,0 трлн м³, но никак не более, что, впрочем, и наблюдается в Ямальской нефтегазоносной области, где из 27 МУВ одно уникальное Бованенковское имеет запасы 4 трлн м³ (из начальных разведанных запасов области 11,0 трлн м³). Кстати, его «полные» запасы предполагались в объеме 4,8...4,9 трлн м³ (в 1990-х гг.), но по доразведке и пересчету они были снижены. Но даже эта оценка крупности и интегральных запасов наиболее значительных газосодержащих МУВ, представляющаяся многим «морским» геологам пессимистической, самими авторами рассматривается как, вообще говоря, оптимистическая (дай-то бог открыть на шельфе еще десять-двенадцать новых газовых гигантов в диапазоне 0,3...1,5 трлн м³ каждое!).

В центральных, южных и западных областях ЗСМП обнаружение крупнейших нефтесодержащих МУВ уже маловероятно, газосодержащих – равно нулю. Здесь даже в начальный период поисков не открывали газосодержащих МУВ с запасами более 200...250 млрд м³. С учетом высокой разбуренности осадочного чехла в их пределах будет очень хорошо, если компании-операторы откроют еще несколько крупных нефтесодержащих месторождений (30...50 млн т) и несколько десятков средних по запасам газа (в диапазоне 10...30 млрд м³ каждое).

Восточная Сибирь

Проблемы формирования, современного геологического строения и нефтегазоносности недр древней Сибирской платформы (СП) и Вилюйской впадины (ВВ) вместе с окраинными прогибами обсуждаются в ряде работ, в том числе и авторов настоящей публикации [5, 13, 17, 19, 20, 23, 29, 31]. В объеме типичного осадочного чехла (венд-фанерозой) и переходного комплекса (рифей) к 2023 г. обнаружены около 450 углеводородных скопления различной величины и фазового состояния, объединенных в 108 МУВ, обычно «малозалежных» (2...4, редко до 5...6 в вертикальном разрезе), что их отличает от западносибирских месторождений.

На рис. 3 показано размещение МУВ на юге Восточно-Сибирской мегапровинции (ВСМП).

В ЗСМП установлен значительный стратиграфический и глубинный диапазон газо- и нефтепродуктивности (0,5...4,5 км,



Рис. 3. Размещение МУВ на юге Сибирской платформы

турон – низы юры и зона контакта с фундаментом), в ВСМП – очень узкий (обычно венд – карбонатный верхний, подсолевой и терригенный нижний – с диапазоном газонефтепродуктивности от 300...400 до 800 м, редко более). Следствиями очень сложного тектонодинамического развития осадочного чехла и онтогенеза углеводородов явились относительно малая газонефтепродуктивность, невысокие суммарные запасы мегапровинции, отсутствие уникальных по запасам МУВ, преобладание преимущественно средних, малых и только отдельных крупных и крупнейших месторождений и залежей. Среди газосодержащих разведаны всего девять МУВ: одно сверхгигантское – Ковыктинское газовое месторождение (1,4 трлн м³ доказанных запасов СГ); одно гигантское – Чайндинское (0,9 трлн м³); семь крупнейших – Средне-Вилойское и Среднеботуобинское (оба по 0,2 трлн м³), а также пять в диапазоне от 103 до 177 млрд м³ каждое. Среди нефтесодержащих наиболее крупное – Юрубчено-Тохомское

МУВ (кат. С₁+С₂: 0,2+0,3 млрд т), вероятно, окажется гигантским после полномасштабной доразведки, и есть четыре крупнейших в ареале Непско-Ботуобинской антеклизы (более 100 млн т каждое). Начальные разведанные запасы газовых гигантов составляют 3,6 трлн м³, нефтяных – 1 млрд т. Преимущественная газоносность ВСМП проявляется весьма четко и по крупнейшим месторождениям.

Контраст между углеводородным богатством недр ЗСМП и бедностью недр ВСМП разительный. Все дело, естественно, в условиях онтогенеза углеводородов: превосходных в породах нижнего мела – сеномана и юры Западной Сибири и посредственных в древних толщах венда – нижнего кембрия Восточной Сибири, включая Верхояно-Вилойскую субпровинцию (впадина и прогиб). Особенно негативно сказались плохие условия на сохранности углеводородных скоплений: повсеместно установлены многочисленные приповерхностные следы разрушения месторождений и газопроявления

в поисковых скважинах, так и не открывших промышленные МУВ (во всей северной половине мегапровинции в Лено-Алданской области и др.).

Могут ли быть открыты новые гигантские МУВ в пределах Восточной Сибири на уровне 300...800 млн у.т? Вероятность не нулевая, но и не очень высокая. Места для их расположения в южной, хорошо изученной половине СП, уже не остается, а в северо-западной в пределах Курейской синеклизы (мегавпадины) к югу от Норильского горнорудного района с нулевой нефтегазоносностью, где все, безусловно, разрушено по причине мощного магматического воздействия на недра, локализация крупнейших, гигантских и уникальных МУВ затруднена... «Свежо предание, а верится с трудом...». В Южно-Тунгусской области уже пробурены 25 поисковых скважин на 10 площадях. Открытия МУВ отсутствуют... Газо- и нефтепроявления есть, как, впрочем, и по всей территории платформы, кроме глубокопогруженной Присяяно-Енисейской синеклизы.

Вердикт авторов: новых сверхгигантов не предвидится – ни газовых, ни тем более нефтяных. Есть надежды на открытие одного-двух (трех?) гигантских газосодержащих месторождений (крупнее 300 млрд м³) и до 8...10 крупнейших (0,1...0,3 трлн м³). А сколько нефтесодержащих? Мегапровинция по факту оказывается преимущественно газоносной, и новые нефтесодержащие месторождения крупнее 100 млн т средневероятны (два-три?), но, скорее всего, маловероятны, несмотря на очень значительные прогнозные ресурсы, и газовые, и нефтяные, согласно официальным оценкам [5, 6, 13]. Впрочем, все прогнозы в области нефтегазовой геологии – дело трудное, рискованное, разноречивое. Многие прогнозы не подтверждаются... особенно официальные.

Таким образом, степень концентрации ресурсов углеводородов в пределах ВСМП предполагается относительно низкой по ряду областей и районов с преобладанием численно и по суммарным запасам небольших по запасам МУВ (в диапазоне от 1 до 100 млн у.т).

Стратегия и тактика проведения ПРП с целью открытия значительных по запасам МУВ раздельно в Западной и Восточной Сибири до 2035 г., включая арктический шельф ЗСМП, представляется следующей [19, 32, 34–36]:

1) медленное расширение поисков от прибрежных структур на весь восточный – приямальский – ареал ЮКО (в пределах лицензионных участков ПАО «Газпром») с вводом в глубокие бурение ежегодно по одной-двум площадям. Цель: опоскование всех сколько-нибудь крупных положительных структур (14...16, возможно до 18) и открытие 13...15 новых месторождений (маловероятна водоносность крупных положительных структур с амплитудами хотя бы 30...40 м по меловым горизонтам в условиях сверхмощной газогенерации в угленосной толще танопчинской свиты апта в гор. ТП₁...ТП₁₅ и в угленосных породах верхнего альба – сеномана выше областной глинистой покрывки мощностью 50...120 м);

2) опоскование каждой вновь вводимой структуры целесообразно проводить только двумя скважинами: одна сводовая до подошвы последнего, нижнего, песчано-алевролитового горизонта (группа БЯ, 2,5...2,8 км) – первооткрывательница; вторая на восточном склоне – поисково-подтверждающая глубиной до 2,7...3,0 км. Цель: открыть месторождение и получить промышленные притоки газа из самых значительных залежей и оценить в первом приближении его крупность при соотношении запасов кат. (B₁+C₁):(B₂+C₂) как (20...25):(75...80) %. Оценка реальных открытых запасов должна производиться разведочными скважинами позже – за пять-шесть лет до планируемого ввода МУВ в промышленную разработку (раньше не стоит). При этом массовый отбор керна и опробование всех открытых залежей в первых двух поисковых да и в «рядовых» разведочных скважинах вовсе необязательны в силу схожести всех геологических параметров, включая термобарические, на всех МУВ ямальского ареала суши и шельфа: все достаточно просто в нижнем мелу и все очень сложно в юре [3, 8, 10, 21 и др.];

3) опоскование юрского комплекса пород (по гор. Ю₂₋₃, Ю₆₋₇) следует отнести к «зрелому» этапу освоения углеводородного потенциала шельфа в силу ряда неблагоприятных условий, в которых находится нижне-среднеюрская толща пород на 80 % площади ЮКО [3, 28, 29]. На приямальском шельфе бурение юрских скважин (со вскрытием средней юры до гор Ю₆₋₇) следует отнести за 2030–2033 гг. Тем более это относится к доюрскому комплексу пород (триас, палеозой, глубины погружения 3,5...6,5 км,

современные геотемпературы – 180...240 °С и др., начало поисков – не ранее 2040 г.).

В Восточной Сибири поиски газоконденсатных и особенно нефтесодержащих месторождений – предприятие высокорисковое, характеризующееся высокой неопределенностью по результатам ПРР. Особенно затруднен выбор геологических объектов, достойных внимания крупных компаний-операторов...

Выводы

1. По мнению авторов, в недрах ЗСМП (суша + море) неоткрытых уникальных газосодержащих месторождений (более 3 трлн м³ каждое) уже не осталось: лимит их исчерпан. Всего были обнаружены четыре (см. рис. 1).

2. В силу высокой изученности и разбуренности пород осадочного чехла (кроме низов юры) на суше ЗСМП ожидается в будущем открытие разнокалиберных по запасам МУВ, кроме гигантских, и до пяти-шести крупнейших (в диапазоне от 100 до 180...220 млрд м³, вряд ли более), и поэтому новые приросты за счет «чистых» открытий новых газосодержащих месторождений будут ограничены и составят в 2023–2040 гг. 2,8...3,0 трлн м³, в том числе за счет крупнейших – 0,5...0,6 трлн м³. Новых значительных по запасам залежей СГ (на уровне 50...120 млрд м³) в средних и глубоких горизонтах известных месторождений ожидается также мало (единицы в низах неокома арктических областей мегапровинции).

3. В Восточной Сибири вероятно открытие только нескольких крупнейших месторождений с запасами от 100 до 350 млн у.т типа ГК или ГКН (газа больше, чем нефти).

4. Главной «ареной битвы» за открытие крупнейших, гигантских и уникальных газосодержащих месторождений станет открытый шельф Карского моря, где реально будут обнаружены до 23...25 новых газосодержащих МУВ с запасами в диапазоне 0,1...1,5 (до 2,0) трлн м³. В ходе их разведки новые приросты запасов СГ ожидаются в объеме 7,5...9,5 трлн м³ (поиск до 2035 г., всеобъемлющая разведка до 2041–2045 гг.). Таким образом, в обозримом будущем объем сырьевой базы газодобычи Западной Сибири только за счет анализируемых месторождений увеличится в ближайшие два десятилетия на 10 трлн м³ с потенциальной добычей за счет только наиболее

значительных и значимых газосодержащих МУВ 250...280 млрд м³ в год, что составляет до 50 % современной добычи месторождений НПТР (в 2020 г.). Таким образом, шельфовые гиганты придут на смену гигантским и уникальным месторождениям СГ северных областей (Надым-Пурской и Пур-Газовской) вместе с разведанными, но находящимися в резерве МУВ Ямала, Гыдана, Обской и Тазовской губ, из которых в активной эксплуатации находится только одно – Юрхаровское газосодержащее типа суша/море.

5. Крупнейшие, гигантские, сверхгигантские и уникальные газосодержащие МУВ Западной Сибири составляют сейчас и будут составлять основу газодобычи мегапровинции и России в целом как минимум до 2042–2045 гг. Далее наступит период массовой эксплуатации крупных, средних и малых по запасам газосодержащих месторождений повсеместно, в том числе и на шельфе Карского моря. Активные поиски и разведка таких месторождений уже начались с 2000 г. в НПТР и на арктических полуостровах и продолжаются на шельфе.

6. В отличие от Западной, в Восточной Сибири сохраняется очень большая неопределенность выбора направлений дальнейших ПРР и планирования открытия новых МУВ, для которых места локализаций даже крупнейших месторождений (100...300 млн у.т) трудно определимы в силу ряда обстоятельств [17, 23, 31]. И пусть повезет компаниям-операторам, которые будут открывать крупные и средние по запасам МУВ в южной половине Сибирской платформы, а кто рискнет выйти с поисками в северо-западный сегмент ВСМП – флаг ему в руки! Возможно это рискованное предприятие увенчается успехом. А возможно, и нет... Природные гарантии открытия новых крупнейших и даже гигантских газосодержащих месторождений существуют только в арктической части ЗСМП.

Итак, последнее прибежище неоткрытых газовых гигантов – российская Арктика (как и динозавров на рубеже мелового и палеогенового периодов 66 млн лет назад). Нефтяные гиганты в СЕА, скорее всего, «выбиты» еще в XX в., как и белые носороги в Африке... (к 2023 г.). Единицы, возможно, сохранились, но вероятность их обнаружения невелика...

Список литературы

1. Афанасенков А.П. Нефть Западной Сибири. Прошлое, настоящее, будущее / А.П. Афанасенков, В.А. Скоробогатов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2022. – № 2. – С. 12–26.
2. Брехунцов А.М. История открытия и освоения месторождений углеводородов в Западной Сибири / А.М. Брехунцов // Нефтегазовая вертикаль. – 2016. – № 6. – С. 17–20.
3. Брехунцов А.М. Нефтегазовая геология Западно-Сибирской Арктики / А.М. Брехунцов, Б.В. Монастырев, И.И. Нестеров и др. – Тюмень: МНП ГЕОДАТА, 2020. – 464 с.
4. Брехунцов А.М. Прогноз и поиск крупных и уникальных месторождений нефти и газа на севере Западной Сибири / А.М. Брехунцов, В.С. Бочкарев, Н.П. Дешня // Приоритетные направления поисков крупных и уникальных месторождений нефти и газа. – М.: Геоинформмарк. – 2004. – С. 72–80.
5. Варламов А.И. Ресурсный потенциал углеводородов – основа развития топливно-энергетического комплекса России / А.И. Варламов, А.П. Афанасенков, М.И. Лоджевская и др. // Геология нефти и газа. – 2016. – № 3. – С. 3–13.
6. Варламов А.И. Состояние и перспективы развития сырьевой базы нефти Российской Федерации в свете существующих проблем / А.И. Варламов // Геология нефти и газа. – 2016. – № 4. – С. 14–23.
7. Высоцкий В.И. Гигантские месторождения углеводородов России и мира. Перспективы новых открытий. / В.И. Высоцкий, В.А. Скоробогатов – Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2001. – № 1-6. – С. 20–25.
8. Гаврилов В.П. Состояние и перспективы доосвоения газового потенциала недр Западной Сибири / В.П. Гаврилов, С.М. Карнаухов, В.А. Скоробогатов и др. // Газовая промышленность. – 2010. – № 1. – С. 12–16.
9. Геология гигантских месторождений нефти и газа / под ред. М. Хэлбути; пер. с англ. – М.: Мир, 1973. – 431 с.
10. Давыдова Е.С. Крупнейшие, гигантские и уникальные месторождения свободного газа Западной Сибири: результаты поисков, разведки и освоения, перспективы новых открытий / Е.С. Давыдова, О.Г. Кананыхина, Е.Д. Ковалева // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 3 (19): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 77–81.
11. Данилов В.Н. Сравнительный анализ онтогенеза углеводородов в Печорском и других осадочных бассейнах мира / В.Н. Данилов, Н.А. Малышев, В.А. Скоробогатов и др. – М.: Академия горных наук, 1999. – 400 с.
12. Ермаков В.И. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра, 1986. – 221 с.
13. Ефимов А.С. Оценка величины и достоверности потенциальных ресурсов Сибирской платформы и выбор наиболее эффективных направлений развития поисково-разведочных работ на газ и нефть / А.С. Ефимов, А.А. Гердт, В.С. Старосельцев и др. // Материалы XIII Координационного геологического совещания ОАО «Газпром». – М.: ИРЦ Газпром, 2008. – С. 218–226.
14. Карнаухов С.М. Эра сеноманского газа: «от рассвета до заката» / С.М. Карнаухов, В.А. Скоробогатов, О.Г. Кананыхина // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.: сб. науч. статей. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С. 15–25.
15. Ковалева Е.Д. Западно-Сибирская Арктика: новый взгляд на перспективы освоения углеводородного потенциала недр в XXI веке / Е.Д. Ковалева, О.Г. Кананыхина, В.А. Скоробогатов // Наука и техника в газовой промышленности. – 2015. – № 3. – С. 3–17.
16. Кравченко К.Н. Размещение уникальных скоплений нефтидов в генерационно-аккумуляционных элементах богатейших бассейнов мира / К.Н. Кравченко // Геология нефти и газа. – 1999. – № 7–8. – С. 46–55.
17. Крючков В.Е. Поисково-разведочные работы в Восточной Сибири: итоги, проблемы, риски, перспективы / В.Е. Крючков, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 4 (41): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 35–48.
18. Перродон А. История крупных открытий нефти и газа = Histoire des grandes decouvertes petroliertes / А. Перродон; пер. с фр. – М.: Мир, 1994. – 256 с.
19. Поляков Е.Е. Где искать новые крупнейшие, гигантские и уникальные газосодержащие месторождения в Северной Евразии? / Е.Е. Поляков, В.В. Рыбальченко, А.Е. Рыжов и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 45–57.

20. Ремизов В.В. Проблемы освоения ресурсов газа Сибири и Дальнего Востока / В.В. Ремизов, В.И. Резуненко, А.И. Гриценко и др. // Газовая промышленность. – 2000. – № 9. – С. 9–13.
21. Скоробогатов В.А. Генетические причины уникальной газо- и нефтеносности меловых и юрских отложений Западно-Сибирской провинции / В.А. Скоробогатов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 2003. – № 8. – С. 8–14.
22. Скоробогатов В.А. Гигантские газосодержащие месторождения мира: закономерности размещения, условия формирования, запасы, перспективы новых открытий / В.А. Скоробогатов, Ю.Б. Силантьев. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – 240 с.
23. Скоробогатов В.А. Енисей-Ленская мегапровинция: формирование, размещение и прогнозирование месторождений углеводородов / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2017. – № 3. – С. 3–17.
24. Скоробогатов В.А. Западно-Арктический шельф Северной Евразии: запасы, ресурсы и добыча углеводородов до 2040 и 2050 гг. / В.А. Скоробогатов, М.Ю. Кабалин // Neftegaz.ru. – 2019. – № 11 (95). – С. 36–51.
25. Скоробогатов В.А. Крупнейшие, гигантские и уникальные осадочные бассейны мира и их роль в развитии газовой промышленности в XXI веке / В.А. Скоробогатов // Neftegaz.ru. – 2018. – № 10. – С. 126–141.
26. Скоробогатов В.А. Общее и особенное в формировании газовых и нефтяных месторождений-гигантов / В.А. Скоробогатов // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.: сб. науч. статей. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 5–16.
27. Скоробогатов В.А. Онтогенез газа и нефти в осадочных бассейнах и породах различного типа и возраста / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов // Газовые ресурсы России в XXI веке. Сб. науч. трудов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2003. – С. 43–67.
28. Скоробогатов В.А. Опыт оценок потенциальных ресурсов свободного газа осадочных бассейнов России и их подтверждаемость при поисково-разведочных работах / В.А. Скоробогатов, Г.Р. Пятницкая, Д.А. Соин и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 59–65.
29. Скоробогатов В.А. Поиски месторождений и залежей углеводородов в осадочных бассейнах Северной Евразии: итоги, проблемы, перспективы / В.А. Скоробогатов, В.В. Рыбальченко, Д.Я. Хабибуллин и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 4 (41): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 18–34.
30. Скоробогатов В.А. Роль сеноманского газа Западной Сибири в становлении и развитии газовой отрасли промышленности России в XX и XXI веках / В.А. Скоробогатов, Д.Я. Хабибуллин // Научный журнал Российского газового общества. – 2021. – № 2. – С. 6–10.
31. Скоробогатов В.А. Сравнительная нефтегазовая геостатистика Западно-Сибирской и Восточно-Сибирской мегапровинций / В.А. Скоробогатов, Е.С. Давыдова // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: ВНИИГАЗ. – 2014. – № 3 (19): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – С. 33–43.
32. Ступакова А.В. Перспективы открытия новых месторождений в пределах арктического шельфа / А.В. Ступакова, А.А. Сулова, Р.С. Сауткин и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 154–166.
33. Тиссо Б. Образование и распространение нефти = Petroleum formation and occurrence / Б. Тиссо, Д. Вельте; пер. с англ. – М.: Мир, 1981. – 501 с.
34. Толстикова А.В. Запасы и ресурсы углеводородов, перспективы изучения и промышленного освоения недр морей России в XXI в. / А.В. Толстикова, Д.А. Астафьев, Я.И. Штейн и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4. – С. 73–85.
35. Хабибуллин Д.Я. Новая парадигма ведения поисково-разведочных работ в России в 2021–2040 гг. для развития минерально-сырьевой базы газодобычи / Д.Я. Хабибуллин, В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 67–73.
36. Хабибуллин Д.Я. О целесообразности поисков месторождений углеводородов в малоизученных областях Восточной Сибири в период 2021–2040 гг. / Д.Я. Хабибуллин, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 4 (41): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 49–58.

The biggest, gigantic and unique hydrocarbon fields in Siberia and at the Far East of Russia. How many of them are still going to be discovered and where?

A.N. Rybyakov¹, V.A. Skorobogatov^{2*}, D.Ya. Khabibullin¹

¹ Gazprom PJSC, BOX 1255, St. Petersburg, 190900, Russian Federation

² Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Gazovikov street, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

* E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The article highlights the contemporary geostatistics (at the date of 01.01.2022) of the West and East Siberian hydrocarbon fields with vast initial reserves of gas, oil, gas-condensate with free gas and mixed-phased ones, where the recoverable reserves of the free gas or the oil exceed 10^{11} m³ and 10^8 t respectively. Such hydrocarbon fields become the basic ones referring to the permanent recovery of more than $4 \dots 5 \cdot 10^9$ m³ or $4 \dots 5 \cdot 10^6$ t per year. From 940 and 108 hydrocarbon fields discovered in West and East Siberia respectively, only 95 and 15 correspond the abovementioned characteristics. It's quite a difference! The general structural and wellsite knowledge of inland Western Siberia nowadays exceeds 75%, in in case of eastern Siberia it runs to nearly 55...60%, which "forbids" the existence of the not-discovered gigantic (more than $3 \cdot 10^8$ relative metric tons¹) and unique (more than $3 \cdot 10^9$ relative metric tons) fields assuming the total reserves. In Western Siberia the discoveries of either 4 or 5 the biggest gas-bearing fields are real (perhaps, also a few oil-bearing ones). In Eastern Siberia (Yenisey-Lena megaprovince), three or four gigantic gas fields and five or six the biggest oil-bearing fields may be discovered in future (the case is still up...).

Keywords: gas, oil, hydrocarbons, deposit, reserves, resources, searching, discovering, gigantic and unique fields, Western Siberia, eastern Siberia, forecast.

References

1. AFANASENKOV, A.P., V.A. SKOROBOGATOV. Petroleum at Western Siberia. The past, present and future [Neft Zapadnoy Sibiri. Proshloye, nastoyashcheye, budushcheye]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*, 2022, no. 2, pp. 12–26, ISSN 0869-3188. (Russ.).
2. BREKHUNTSOV, A.M. History of discovering and developing hydrocarbon fields in Western Siberia [Istoriya otkrytiya i osvoyeniya mestorozhdeniy uglevodorodov v Zapadnoy Sibiri]. *Neftegazovaya Vertikal*, 2016, no. 6, pp. 17–20.
3. BREKHUNTSOV, A.M., B.V. MONASTYREV, I.I. NESTEROV, et al. *Oil-gas geology of West-Siberian Arctic* [Neftegazovaya geologiya Zapadno-Sibirskoy Arktiki]. Tyumen: MNP Geodata, 2020. (Russ.).
4. BREKHUNTSOV, A.M., V.S. BOCHKAREV, N.P. DESHENYA. Forecast and search of big and unique oil and gas fields at north of Western Siberia [Prognoz i poisk krupnykh i unikalnykh mestorozhdeniy nefti i gaza na severe Zapadnoy Sibiri]. In: *Preferred directions for searching big and unique fields of oil and gas* [Prioritetnyye napravleniya poiskov krupnykh i unikalnykh mestorozhdeniy nefti i gaza]. Moscow: Geoinformmark, 2004, pp. 72–80. (Russ.).
5. VARLAMOV, A.I., A.P. AFANASENKOV, M.I. LODZHEVSKAYA, et al. Resource potential of hydrocarbons as a foundation of the fuel & energy industry in Russia [Resursnyy potentsial uglevodorodov – osnova razvitiya toplivno-energeticheskogo kompleksa Rossii]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2016, no. 3, pp. 3–13. ISSN 0016-7894. (Russ.).
6. VARLAMOV, A.I., A.P. AFANASENKOV, M.Yu. VITSENOVSKIY, et al. Status of a base of raw hydrocarbons in Russian Federation and ways to increase it [Sostoyaniye i puti narashchivaniya syryevoy basy uglevodorodov v Rossiyskoy Federatsii]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 3, pp. 5–25. ISSN 0016-7894. (Russ.).
7. VYSOTSKIY, V.I., V.A. SKOROBOGATOV. Giant hydrocarbon fields of Russia and the world. Prospects for new discoveries [Gigantskiye mestorozhdeniya uglevodorodov Rossi ii mira. Perspektivy novykh otkrytiy]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*, 2021, no. 1-6, pp. 20–25, ISSN 0869-3188. (Russ.).
8. GAVRILOV, V.P., S.M. KARNAUKHOV, V.A. SKOROBOGATOV, et al. Status and prospects for further exploration of subsoil gas potential in Western Siberia [Sostoyaniye i perspektivy doosvoyeniya gazovogo potentsiala nedr Zapadnoy Sibiri]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2010, no. 1, pp. 12–16. ISSN 0016-5581. (Russ.).
9. HALBOUTY, M.T. (ed.). *Geology of giant petroleum fields* [Geologiya gigantskikh mestorozhdeniy nefti i gaza]. Translated from English. Moscow: Mir, 1973. (Russ.).

¹ 1 relative metric ton ≈ 1000 m³ ≈ 1 t of liquid hydrocarbons.

10. DAVYDOVA, Ye.S., O.G. KANANYKHINA, Ye.D. KOVALEVA. Largest, gigantic and unique fields of free gas in the Western Siberia: the results of explorations, surveying and development, the perspectives of new discoveries [Krupneyshiye, gigantskiye i unikalnyye mestorozhdeniya svobodnogo gaza Zapadnoy Sibiri: rezultaty poiskov, razvedki i osvoyeniya, perspektivy novykh otkrytiy]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014, no. 3 (19): Resource support problems of Russian oil-producing regions, pp. 77–81. ISSN 2306-8949. (Russ.).
11. DANILOV, V.N., N.A. MALYSHEV, V.A. SKOROBOGATOV et al. *Comparative analysis of hydrocarbon ontogenesis in Pechora and other sedimentary basins of the World* [Svravnitelnyy analiz ontogeneza uglevodorodov v Pechorskoy i drugikh osadochnykh basseynakh mira]. Moscow: Academy of Mining Sciences, 1999. (Russ.).
12. YERMAKOV, V.I., V.A. SKOROBOGATOV. *Thermic emission and oil-gas-bearing capacity of young plats at the USSR* [Teplovoye pole i neftegazonosnost molodykh plit SSSR]. Moscow: Nedra, 1984. (Russ.).
13. YEFIMOV, A.S., A.A. GERDT, V.S. STAROSELTSEV, et al. Assessment of amount and validity of potential resources within Siberian platform and selection of the most efficient leads for gas and oil prospecting [Otsenka velichiny i dostovernosti potentsialnykh resursov Sibirskoy platformy i vybor naiboleye effektivnykh napravleniy razvitiya poiskovo-razvedochnykh rabot na nef't i gaz]. In: *Proc. of 13th Coordinating geological meeting of Gazprom OJSC*. Moscow: IRTs Gazprom, 2008, pp. 218–226. (Russ.).
14. KARNAUKHOV, S.M., V.A. SKOROBOGATOV, O.G. KANANYKHINA. The age of Cenomanian gas: “From the dawn to the sunset” [Era senomanskogo gaza: “ot rassveta do zakata”]. In: *Challenges of supplying resources to gas producing regions of Russia to 2030: collection of sc. articles*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2011, pp. 15–25. (Russ.).
15. KOVALEVA, Ye.D., O.G. KANANYKHINA, V.A. SKOROBOGATOV. West-Siberian Arctic: new vision of the outlooks for developing subsoil hydrocarbon potential in 21st century [Zapadno-Sibirskaya Arktika: novyy vzglyad na perspektivy osvoyeniya uglevodorodnogo potentsiala nedr v XXI veke]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*, 2015, no. 3, pp. 3–11, ISSN 2070-6820. (Russ.).
16. KRAVCHENKO, K.N. Disposition of unique agglomerations of naphthides in generating-accumulating elements of the richest basins of the World [Razmeshcheniye unikalnykh skopleniy naftidov v generatsionno-akkumulyatsionnykh elementakh bogateyshikh basseynov mira]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 1999, no. 7–8, pp. 46–55, ISSN 0016-7894. (Russ.).
17. KRYUCHKOV, V.Ye., V.A. SKOROBOGATOV. Searching and prospecting hydrocarbons in Eastern Siberia: results, challenges, risks, and outlooks [Poiskovo-razvedochnyye raboty v Vostochnoy Sibiri: itogi, problem, riski, perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, no. 4 (41): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 35–48. ISSN 2306-9849. (Russ.).
18. PERRODON, A. *History of the great oil and gas discoveries = Histoire des grandes decouvertes petroliertes* [Istoriya krupnykh otkrytiy nef'ti i gaza]. Translated from French. Moscow: Mir, 1994. (Russ.).
19. POLYAKOV, Ye.Ye., V.V. RYBALCHENKO, A.Ye. RYZHOV, et al. Where must the new the biggest, gigantic and unique gas-bearing fields be looked for in Northern Eurasia? [Gde iskat novyye krupneyshiye, gigantskiye i unikalnyye gazosoderzhashchiye mestorozhdeniya v Severnoy Evrazii?] *Geologiya Nefti i Gaza*. 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 45–57. ISSN 0016-7894. (Russ.).
20. REMIZOV, V.V., V.I. REZUNENKO, A.I. GRITSENKO, et al. Challenges of gas resource development at Siberia and the Far East [Problemy osvoyeniya resursov gaza Sibiri i Dalnego Vostoka]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2000, no. 9, pp. 9–13. ISSN 0016-5581. (Russ.).
21. SKOROBOGATOV, V.A. Genetic reasons for unique gas and oil presence in Cretaceous and Jurassic sediments of West-Siberian province [Geneticheskiye prichiny unikalnoy gazo- i neftenosnosti melovykh i yurskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy provintsii]. *Geologiya, Geofi zika i Razrabotka Neftnykh i Gazovykh Mestorozhdeniy*, 2003, no. 8, pp. 8–14, ISSN 2413-5011. (Russ.).
22. SKOROBOGATOV, V.A., Yu.B. SILANTYEV. *Gigantic gas-bearing fields of the World: patterns of allocation, conditions for generation, reserves, prospects for new discoveries* [Gigantskiye gazosoderzhashchiye mestorozhdeniya mira: zakonomernosti razmeshcheniya, usloviya formirovaniya, zapasy, perspektivy novykh otkrytiy]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. (Russ.).
23. SKOROBOGATOV, V.A. Yenisey-Lena megaprovince: generation, location and prediction of hydrocarbon fields [Yenisey-Lenskaya megaprovinciya: formirovaniye, razmeshcheniye i prognozirovaniye mestorozhdeniy uglevodorodov]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2017, no. 3, pp. 3–17. ISSN 0016-7894. (Russ.).
24. SKOROBOGATOV, V.A., M.YU. KABALIN. West-Arctic shelf of Northern Eurasia – reserves, resources and production of hydrocarbons up to 2040 and 2050 [Zapadno-Arkticheskiy shelf Severnoy Evrazii: zapasy, resursy i dobycha uglevodorodov do 2040 i 2050 gg.]. *Delovoy zhurnal Neftegaz.ru*, 2019, no. 11, pp. 36–51. ISSN 2410-3837. (Russ.).
25. SKOROBOGATOV, V.A. The biggest, gigantic and unique sedimentary basins of the World and their impact to development of the gas industry in the XXI century [Krupneyshiye, gigantskiye i unikalnyye osadochnyye basseyny mira i ikh rol v razvitii gazovoy promyshlennosti v XXI veke]. *Delovoy zhurnal Neftegaz.ru*. 2018, no. 10, pp. 126–141. ISSN 2410-3837. (Russ.).

26. SKOROBOGATOV, V.A. General and particular aspects of oil and gas giant fields formation [Obshcheye i osobennoye v formirovaniy gazovykh i neftyanykh mestorozhdeniy-gigantov]. In: *Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030*: collected sc. articles. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2012, pp. 5–16. (Russ.).
27. SKOROBOGATOV, V.A. and L.V. STROGANOV. Ontogenesis of gas and oil in sedimentary basins and rocks of different types and ages [Ontogenez gaza i nefi v osadochnykh basseynakh i porodakh razlichnogo tipa i vozrasta]. In: *Gas resources of Russia in XXI century* [Gazovyye resursy Rossii v XXI veke]: collected sci. papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2003, pp. 43–67. (Russ.).
28. SKOROBOGATOV, V.A., G.R. PYATNITSKAYA, D.A. SOIN, et al. Practice of estimation of potential resources of the free gas in sedimentary basins of Russia and their validation during prospecting works [Opyt otsenok potentsialnykh resursov svobodnogo gaza osadochnykh basseynov Rossii i ikh podtverzhdayemost pri poiskovo-razvedochnykh rabotakh]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 59–65. ISSN 0016-7894. (Russ.).
29. SKOROBOGATOV, V.A., V.V. RYBALCHENKO, D.Ya. KHABIBULLIN, et al. Searching hydrocarbon fields and deposits in sedimentary basins of Northern Eurasia: results, issues and outlooks [Poiski mestorozhdeniy i zalezhey uglevodorodov v osadochnykh basseynakh Severnoy Yevrazii: itogi, problemy, perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, no. 4 (41): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 18–34. ISSN 2306-9849. (Russ.).
30. SKOROBOGATOV, V.A., D.Ya. KHABIBULLIN. Contribution of Cenomanian gas from Western Siberia to rise and evolution of Russian gas industry in XX and XXI centuries [Rol senomanskogo gaza Zapadnoy Sibiri v stanovlenii i razvitiy gazovoy otrasli promyshlennosti Rossii v XX–XXI vekakh]. *Nauchnyy Zhurnal Rossiyskogo Gazovogo Obshchestva*, 2021, no. 2(30), pp. 6–16, ISSN 2412-6497. (Russ.).
31. SKOROBOGATOV, V.A., Ye.S. DAVYDOVA. Comparative oil and gas geostatistics of the Western Siberian and Eastern Siberian megaprovinces [Sravnitelnaya neftegazovaya geostatistika Zapadno-Sibirskoy i Vostochno-Sibirskoy megaprovinciy]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014, no. 3 (19): Resource support problems of Russian oil-producing regions, pp. 33–43. ISSN 2306-8949. (Russ.).
32. STUPAKOVA, A.V., A.A. SUSLOVA, R.S. SAUTKIN, et al. Outlooks for discovery of new fields within the framework of Arctic continental shelf [Perspektivy otkrytiya novykh mestorozhdeniy v predelakh arkticheskogo shelfa]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016, no. 4 (28): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 154–164. ISSN 2306-8949. (Russ.).
33. TISSOT, B.P., D.H. WELTE. *Petroleum formation and occurrence*. Translated from Engl. Moscow: Mir, 1981. (Russ.).
34. TOLSTIKOV, A.V., D.A. ASTAFYEV, Ya.I. SHTEYN, et al. Reserves and resources of hydrocarbons, outlooks for exploration and commercial development of the seabed subsoil in Russia in 21st century [Zapasy i resursy uglevodorodov, perspektivy izucheniya i promyshlennogo osvoyeniya nedr morey Rossii v XXI v.]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2018, no. 4, pp. 73–85. ISSN 0016-7894. (Russ.).
35. KHABIBULLIN, D.Ya., V.A. SKOROBOGATOV. New paradigm of prospecting and exploration operations in Russia in 2021–2040 aimed at development of mineral resource base of gas production [Novaya paradigm vedeniya poiskovo-razvedochnykh rabot v Rossii v 2021–2040 dlya razvitiya mineralno-syryevoy bazy gazodobychi]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 67–73. ISSN 0016-7894. (Russ.).
36. KHABIBULLIN, D.Ya., V.A. SKOROBOGATOV. On expediency to search hydrocarbon fields in poorly studied regions of Eastern Siberia in 2021–2040 [O tselesoobraznosti poiskov mestorozhdeniy uglevodorodov v maloizuchennykh oblastiakh Vostochnoy Sibiri v period 2021–2040 gg.]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, no. 4 (41): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 49–58. ISSN 2306-9849. (Russ.).

УДК 553.98.04

Газовый конденсат осадочных бассейнов России: генезис, запасы, ресурсы, добыча. Будущее

В.А. Скоробогатов^{1*}, А.Н. Рыбьяков², Д.Я. Хабибуллин²

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1

² ПАО «Газпром», Российская Федерация, 190900, г. Санкт-Петербург, BOX 1255

* E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: конденсат газовый, свободный газ, углеводороды, Россия, Западная Сибирь, шельф, поиски, разведка, месторождение, запасы, ресурсы, добыча.

Тезисы. В статье на основе многолетних исследований авторов, посвященных проблеме генезиса и размещения конденсатсодержащих скоплений, показаны начальные и текущие запасы, состав и свойства жидких газорастворенных углеводородов в объеме осадочного чехла ряда регионов Северной Евразии (России и ее арктического и дальневосточного морского шельфа), оценены величины и структура начальных потенциальных ресурсов газового конденсата, сделаны выводы о будущих приростах разведанных запасов и вероятной добыче газового конденсата.

В осадочных породах седиментационных бассейнов различного типа и возраста встречается широкая гамма углеводородов (УВ) и их скоплений (УВС) – углеводородных систем в концентрированном (в залежах промышленного значения) и в рассеянном состояниях. Среди УВС распространены чисто газовые (Г) и газоконденсатные (ГК), нефтяные (Н) и смешанные по фазовому состоянию – нефтегазоконденсатные (НГК), газонефтеконденсатные (ГКН), нефтегазовые (НГ), газонефтяные (ГН).

Результатам исследований всего спектра газовых и нефтяных проблем России посвящены многие тысячи статей, сотни монографий как в целом по России, так и по важнейшим нефтегазоносным провинциям (НГП) и областям Западно-Сибирской мегапровинции (ЗСМП), Прикаспийской, Тимано-Печорской и др. НГП [1–21]. Большое число работ посвящено прогнозам развития газовой и нефтяной отраслей промышленности России [1, 2, 4–6, 13, 15]. В то же время проблемы газового конденсата занимают весьма малое место в исследованиях и публикациях даже газовых геологов и геотехнологов (специалистов в области разработки месторождений углеводородов (МУВ), отдельных скоплений УВС, залежей свободного газа (СГ)) [6, 13, 20]. Между тем, они заслуживают пристального внимания в связи с началом массового и масштабного освоения конденсатсодержащих скоплений УВ в арктических областях ЗСМП (суша и шельф), в Восточной Сибири и др. В статейном варианте невозможно осветить все вопросы равномерно и глубоко, поэтому авторы сконцентрировали свое внимание на фундаментальных и важнейших прикладных вопросах «газоконденсатной проблемы» России с учетом, естественно, мирового опыта изучения и освоения конденсатсодержащих месторождений и залежей. Проблема отнюдь не праздная ввиду грядущего снижения добычи собственно нефти в России после 2035 г. и вероятного быстрого увеличения доли газового конденсата в суммарном производстве жидких УВ.

Главные вопросы в рамках вышеуказанных проблем:

- от каких условий зависит само формирование ГК-систем (ГКС) и конкретное содержание легких жидких УВ в скоплениях СГ?
- каковы величина и структура прогнозных ресурсов конденсата, сколько можно прирастить его разведанных запасов в ходе дальнейших поисково-разведочных работ (ПРР) в провинциях и областях Северной Евразии (СЕА, суша и шельф)?

От ответов на эти вопросы зависит оценка объемов будущей добычи конденсата всеми компаниями-операторами – владельцами лицензионных участков (ЛУ) под поиски, разведку, разработку и добычу УВ до 2040 и 2050 гг.

Вопросам генезиса газового конденсата, формирования и распространения ГК-скоплений в осадочных бассейнах (ОБ) различного типа и возраста, а также в разных термобароглубинных и катагенетических условиях земных недр, УВ-состава и свойств посвящено очень мало работ – на два порядка меньше, чем по нефти и СГ. Вообще, традиционно газовый конденсат считается как бы второстепенным компонентом УВ-смесей в природе, встречающихся в виде фазообособленных скоплений. В исследованиях всего спектра проблем ГКС месторождений России и мира участвовали И.В. Высоцкий, А.И. Гриценко, И.А. Гриценко, Т.Д. Островская, В.А. Скоробогатов, В.С. Старобинец, В.И. Старосельский, Дж. Хант, В.В. Юшкин и др. геологи и геохимики [10–12, 17].

Самая трудная проблема нефтегазовой геологии (НГГ) – анализ и установление условий формирования и эволюции УВ-скоплений, а также закономерностей их размещения в ОБ и породах различного типа и возраста – терригенных, карбонатных и вулканогенно-осадочных (рифей-вендских и фанерозойских). Только понимание и корректное объяснение этих условий и закономерностей и дают ключ к прогнозированию и дальнейшим успешным поискам новых МУВ, в том числе и конденсатсодержащих. Эти исследования и их результаты достаточно подробно и всеобъемлюще освещены в последние четыре десятилетия в трудах газовых геологов России [5–7, 13, 14]. Вообще, газовая геология как часть нефтегазовой геологии развивалась в России благодаря трудам и усилиям таких исследователей, как Н.Б. Вассоевич, И.В. Высоцкий (МГУ), В.И. Ермаков, А.Л. Козлов, В.П. Савченко, В.А. Скоробогатов, А.А. Ханин и др. (ВНИИГАЗ). Ими же предложена и главная формула онтогенеза УВ в земных недрах: формирование УВС представляет собой реализацию генетической цепочки: $\Gamma - \mathcal{E}_m - M - A - K = \mathcal{E}_b - P_m - P$ [17]. Это значит, что никакое скопление газа или нефти в осадочных толщах не сформируется, пока УВ, его составляющие в данный момент, не пройдут длительный, сложный, масштабный (по расстояниям перемещений) и «очистительный» путь от их возникновения в процессе генерации (Γ) в объеме толщ-генераторов (материнских, газо- и битумогенерирующих), эмиграции (\mathcal{E}_m) = первичной миграции в коллекторские горизонты,

вторичной миграции (M) по проницаемым толщам пород, аккумуляции (A) и консервации (K) в ловушках, эволюции (\mathcal{E}_b) внутри ловушек с постоянным изменением состава, свойств и фазового состояния УВ-флюидов и разрушения (P), частичного и/или полного в конце эволюционного развития, в том числе и ремиграции субвертикально (P_m) из одних автономных генерационно-аккумуляционных комплексов пород в другие, обычно по разломам, конседиментационным и/или новейшим – новообразованным. Это относится и к СГ, и к нефти и их сопутствующим компонентам – ГК и попутному газу (НПГ). Самые длительные и сложные этапы онтогенеза – Γ и \mathcal{E}_b , самые краткие (иногда почти мгновенные в буквальном смысле этого слова) – P и P_m . Самый малопонятный до сих пор этап – эмиграция. Только при реализации всех элементов генетической цепочки процессов и явлений формируются и сохраняются до наших дней УВС разной крупности (с разными запасами в пласте) и фазового состояния, вся их гамма: Γ , ГК, ГКН (ГН), НГК (НГ), Н – от различных газовых с конденсатом и без и «чисто» нефтяных без залежей СГ.

И проблема проблем нефтегазовой геологии: где находятся генетические корни УВ? откуда они «пришли» и какой путь «прошли» в масштабах (физических) пространства-времени до попадания в ловушки и формирования в них УВС? Все вышесказанное справедливо и по отношению к газовому конденсату – самому дорогому (по стоимости на мировых рынках) и «благородному» виду УВ (по составу и свойствам), особенно по отношению к ГКС в неморских сероцветных толщах, не содержащих серы, смол (почти), асфальтенов (полностью отсутствуют) (только немного твердых УВ – парафина): добыли и хоть прямо сейчас заливай в моторы (такое и бывало в 1960–1970-х гг. «на северах»). Итак, генезис...

На малых глубинах погружения осадочных пород – от нуля (в болотах) до первых сотен метров, примерно до среднебуроугольной стадии углефикации (катагенеза органического вещества – ОБ) $B_2/ПК_2$, распространены метановые бесконденсатные газы с изотопически легким метаном [7, 21] – ранние, «незрелые», в том числе как в рассеянном (РОВ – рассеянное ОБ), так и в концентрированном (концентрированное ОБ – КОВ) состояниях – в виде

залежей СГ. В материнском РОВ и углях генерация тяжелых битумоидов сложного состава только начинается (в очень малых объемах), они еще не отделимы от материнского субстрата (в отличие от газа, который уже мигрирует).

Ранние «незрелые» газы не встречаются на средних (более 0,6...1,0 км) и тем более на больших (3...4 км и более) глубинах ОБ. Там распространены в свободном состоянии «зрелые» по генезису конденсатсодержащие газы с разным содержанием газового конденсата, а ниже – в жестких термоглубинных и катагенетических условиях – вновь практически бесконденсатные [17, 21].

Сравнимы легкие конденсатоподобные нефти плотностью 0,80...0,78 г/см³ и тяжелые газовые конденсаты плотностью 0,78...0,79 г/м³. Генетически они совершенно различны: первые, очень сильно преобразованные, распространены в экстремальных термоглубинных и катагенетических условиях «зрелого» мезокатагенеза на грациях катагенеза МК₃¹⁻² в диапазоне показателя отражения витринита R^o = 1,15...1,25 % и более (угли жирные и переходные к коксовым в континентальных толщах). В более жестких условиях нефтяная фаза в МУВ попросту разрушается, превращаясь в смесь газа с газовым конденсатом – «вторичные» конденсаты в морских и озерных толщах с сапропелевым по типу РОВ в терригенных и карбонатных вмещающих и генерирующих толщах (а часто это одно и то же).

Тяжелые конденсаты, обогащенные нафтеновыми и гибридными нафтеново-ароматическими УВ, имеют небольшую примесь смол (почти без асфальтенов). Это конденсаты первых порций образования ГК-смесей в недрах, ранние, образно выражаясь, «незрелые». В «нефтяной ветви» онтогенеза они соответствуют тяжелым (плотностью 0,90...0,930 г/см³) нафтеновым нефтям малых глубин, не «опускающимся» ниже 1,5...1,7 км (при R^o = 0,45...0,49 %, ПК₃) [17].

Плавное изменение (увеличение) содержания газового конденсата в газах свидетельствует четко о местных источниках СГ и конденсата, об отсутствии сколько-нибудь масштабных субвертикальных перетоков газа вверх по разрезу и смешении в залежах разновозрастных газов и конденсатов. Такая генетическая стратификация свойств очень характерна именно для Западной Сибири [3, 12, 16].

Подчеркнем, что ГКС не залегают (обычно) в чуждых им генетических условиях, что свидетельствует об их – в большинстве случаев – сингенетичном происхождении [7, 16, 17] – где родились, там и сгодились.

Все параметры УВ, которые потом скапливаются в залежах, закладываются в материнских (генерирующих) толщах неморского происхождения, где объем (масса) генерированных углеводородных газов (УВГ) намного больше, чем рассеянных битумоидов, но СГ эмигрирует из материнских глин в близлежащие коллекторские горизонты уже с определенным количеством легких жидких УВ (конденсата), зависящим от состава и уровня зрелости материнского ОБ, и далее мигрируют по коллекторам практически уже без изменения газоконденсатного фактора (ГКФ_{стаб}) и УВ-состава, которые закладываются также на генерационной стадии по мере погружения генерирующих толщ. При собственно гумусовом ОБ (РОВ и углей витринит-фюзинитового состава) содержание конденсата никогда не бывает высоким (обычно до 100...120 г/м³ и то за счет почти постоянно присутствующей лейптинитовой компоненты) вследствие невысоких генерационных возможностей по отношению к жидким и твердым подвижным компонентам (высокомолекулярным УВ + смолам + асфальтенам). С увеличением лейптинитовой (смолы, кутикула, природные воски и др.) и сапропелевой компонент в смешанном ОБ увеличивается и содержание конденсата в газе (в залежах-коллекторах).

Изменения фазового состояния УВС и состава слагающих их отдельных фаз (газовой свободной и нефтерастворенной, нефтяной свободной и жидкой газорастворенной) взаимообусловлены и контролируются общими факторами и параметрами. Вместе с тем физико-химические и УВ-параметры нефти и газа более ощутимо реагируют на изменяющиеся геологические условия по мере эволюции их скоплений в земных недрах, чем фазовое состояние этих скоплений [7, 16, 21].

Образование ГКС в недрах начинается в протокатагенезе на стадии блестящих бурых углей. В гумусовом РОВ на стадиях ПК₂...ПК₃ помимо газов в большом количестве присутствуют высокомолекулярные нафтеновые и нафтеново-ароматические гибридные УВ и смолисто-асфальтовые соединения. В мезокатагенезе (грации МК₁...МК₃¹)

процессы генерации битумоидов и «жирных» газов ($C_2...C_4$) достигают максимума во всех типах ОБ [17].

Примечательно, что катагенетический рубеж $R^\circ = 0,50 \pm 0,02$ %, отделяющий тяжелые «незрелые» нефтеносные и нефтено-ароматические нефти от утяжеленных и средних по плотности метаново-нафтено-ароматических – «нормальных» нефтей, является довольно жестким и не зависит от конкретных термоглубинных условий (в молодых кайнозойских отложениях – глубины до 3...5 км, современные температуры (СТ) – до 115...120 °С и более).

На фактическое содержание газового конденсата оказывают влияние термобарические условия нахождения УВС в земных недрах, однако менее сильное, чем первичные генерационно-консервационные причины, которые определяют фоновые содержания жидкой компоненты в СГ-фазе УВ. Первичные (в понимании авторов) ГКС, как правило, недонасыщены конденсатом на всех этапах их эволюции в залежах. В то же время вторичные ГКС в катагенетическом диапазоне ОБ материнских пород $МК_3^2...МК_4^1$ могут быть и полностью насыщены, и даже пересыщены жидкой фазой (до 600...800 г/м³), однако полного насыщения часто не наблюдается ввиду поступления в ловушки, занятые медленно трансформирующейся в смесь тяжелых УВГ нефтью, СГ, генерированного керогеном и битумоидами пород, вторичного – термодеструкционного – происхождения.

Какими бы высокими ни были СТ и флюидальные давления в залежах, способствующие растворимости жидких УВ в газе, если данная флюидальная система подверглась длительному воздействию высоких геотемператур и является геохимически высокозрелой («перезрелой» по отношению к конденсату), величина $ГКФ_{\text{стаб}}$ оказывается пониженной, низкой или практически нулевой. Вместе с тем определенное влияние на конденсатную характеристику СГ оказывают структурно-литологические условия локализации УВС, а именно наличие средне- и малоамплитудных разломов, не разрушающих полностью или в значительной степени залежи УВ, но приводящих к разномасштабным утечкам СГ и обогащению скоплений жидкими УВ (не только в виде растущих по массе и объему нефтяных оторочек, но и в виде газорастворенной

компоненты) [3, 17, 19]. Точно так же развитие в континентальных толщах алевроглинистых полупроницаемых покрышек в разрезе, оказывающих сепарирующее влияние в условиях длительной эволюции УВС, приводит к обогащению газа жидкой фазой.

Высокая конденсатность морской по генезису ачимовской толщи севера ЗСМП, сложенной чередованием песчаников, алевролитов и глин, обязана сочетанию смешанного ОБ с повышенной долей лейптинито-сапропелевой компоненты (до 30...35 %) и аномально высоких флюидальных давлений и температур в изолированной системе ачимовской толщи (АТ) (песчано-алевролитовые линзы в низах региональной покрышки верхней юры-валанжина). В арктических районах мегапровинции по всему песчано-глинистому разрезу от кровли сеномана до подошвы юры в осадочных толщах содержится существенно гумусовое ОБ – как РОВ, так и КОВ (угли), кстати, независимо от фациальной «принадлежности» толщ с примесью сапропелевой и лейптинитовой компонент не более соответственно 10...20 и 5...15 % (за исключением морских глин верхней юры – готерива, где ОБ сапропелево-гумусового и гумусово-сапропелевого типов), поэтому во всем диапазоне «конденсатного окна» ($R^\circ = 0,45...2,00$ %) содержание жидких УВ в свободном газе относительно пониженное (от 5...20 до 150...180 г/м³, редко более).

В связи с актуальностью проблемы прогнозирования и поисков ГКС ниже сформулированы основные положения теории их формирования и эволюции.

1. Газоконденсатные системы следует подразделять на первичные и вторичные в соответствии с основными факторами их образования. Первичные возникают в сероцветных континентальных угленосных, субугленосных, реже безугольных, дельтовых и в некоторых случаях в прибрежно-морских толщах с преобладанием в ОБ гумусовой компоненты (витринит + фюзинит) и эволюционируют без изменения фазового состояния (за исключением случаев широкомасштабной дегазации недр и накопления остаточных конденсатных нефтей). Содержание газового конденсата, достигающее максимума (до 200 г/м³, реже до 250 г/м³) в диапазоне $R^\circ = 0,75...1,15$ %, в дальнейшем уменьшается к уровню катагенеза $R^\circ = 1,75...1,80$ % практически до 5...0 г/м³.

Вторичные ГКС – продукт нисходящей ветви эволюции первичных нефтегазовых систем (нефть + растворенный газ), морских и озерных терригенных и карбонатных толщ. Они возникают, начиная с рубежа катагенеза $R^\circ = 1,15 \dots 1,20$ %, максимального конденсатосодержания (до $300 \dots 400$ г/м³) достигают в узком диапазоне $R^\circ = 1,30 \dots 1,45$ % (до 1,50 %) и в дальнейшем вследствие термодегградации конденсата превращаются в газовые в диапазоне $R^\circ = 2,00 \dots 2,10$ %. Кстати, это было замечено еще в 1980-х гг. по многочисленным примерам в мире (США, Северное море и др.) [6, 7]. Заметим, что это уже стадия углефикации тощих углей, не дающих выхода легких жидких компонентов (они уже разрушились). И это давно подметили геологи-угольщики, потому и назвали угли «тощими». Значительная примесь гумусовых микрокомпонентов в суммарном ОБ и особенно малое превышение пластовых давлений над условными гидростатическими (низкий коэффициент аномальности) снижает начальный уровень образования вторичных ГКС до $R^\circ = 1,10 \dots 1,20$ %. Наиболее благоприятными условиями для образования и сохранности высококонденсатных вторичных систем являются смешанный гумусово-сапропелевый тип ОБ и изолированность геофлюидальных систем в запечатанных резервуарах, осложняющих региональные покрывки (АТ севера Западной Сибири).

2. Обогащение газа жидкими компонентами происходит преимущественно в газоматеринских породах на генерационной стадии путем диффузии и перемешивания масс газообразных и жидких УВ в микропространстве пор и трещин, т.е. в микропустотном пространстве, примыкающем к частичкам ОБ. В дальнейшем на путях вторичной миграции уже в коллекторских горизонтах газовая фаза может как обогащаться, так и обедняться жидкими компонентами в зависимости от состава и фазового состояния микроскоплений УВ, поглощаемых мигрирующими струями на путях коллекторской миграции. На аккумуляционном и эволюционном этапах обогащение газовой фазы легкими жидкими компонентами происходит крайне медленно вследствие низкой эффективности процесса диффузии высокомолекулярных УВ в макрообъемах, и существенно недонасыщенная (при конкретных термобарических условиях в пласте) ГКС может сколь угодно долго сосуществовать в ловушке с нефтяной

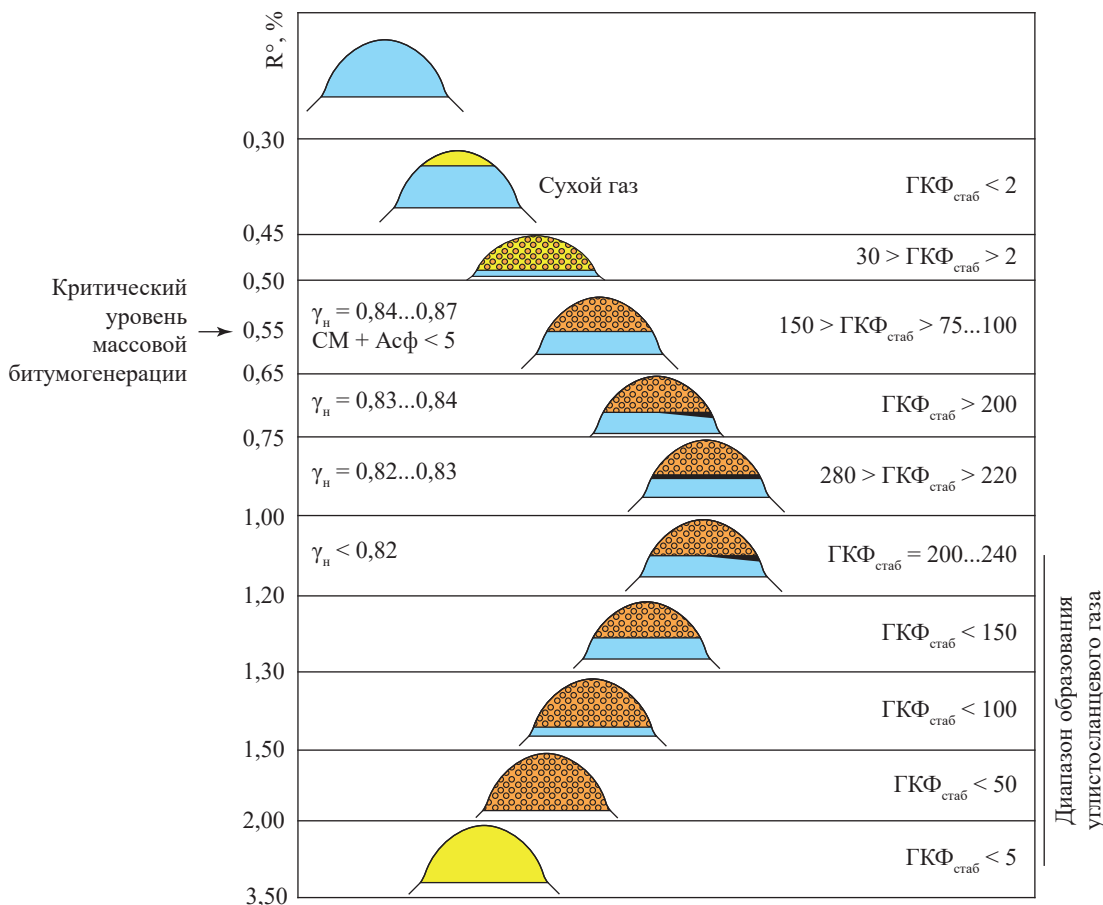
оторочкой любой массы и строения, также недонасыщенной растворенным газом.

3. Состояния, близкого к насыщению, а в отдельных случаях и пересыщения жидкой фазой достигают вторичные ГКС, поскольку зарождение и рост свободной газовой фазы вследствие эволюционной термодеструкции битумоидов в породах и нефти в залежах (в том числе и в микрозалежах) происходит в микрообъемах внутри жидкой фазы, когда масса легких жидких УВ существенно превосходит потенциальную растворяющую способность свободного «вторичного» (термодеструкционного по генезу) газа. Однако эффект падения давления при трансформации первичной миграции во вторичную на границе нефтематеринской (первоначальной) породы и коллектора вновь обуславливает некоторую недонасыщенность газоконденсатных струй, поступающих из высокопреобразованных зон генерации в зоны УВ-накопления, а именно в ловушки, занятые медленно деградирующей в газоконденсатную фазу нефтью.

Общая схема эволюции УВС в континентальных сероцветных толщах приведена на рисунке, где обобщен опыт изменения их фазового состояния и значений параметров УВ с погружением и повышением термокатагенетических условий во вмещающих залежи породах, полученный, кстати, в основном при изучении МУВ Западной Сибири [3, 16 и др.].

Чем больше изучены и освоены малые и среднemaлые глубины (от 0,5 до 2,0...2,5 км) в ОБ России, тем реже открытия и все меньше приросты запасов СГ, бесконденсатного и малоконденсатного (менее 10 г/м³). В частности, «чисто» газоносный уникальный – мирового значения – альб-сеноманский комплекс ЗСМП практически уже исчерпан (более 10 лет) как объект поисков, открытий и приростов новых запасов СГ: его структурно-буровая изученность превысила 90 % (суша).

На средних и больших глубинах встречаются скопления только «зрелого» конденсатосодержащего газа. При этом, например, в ЗСМП замечено, что и по числу залежей, и по запасам скоплений с мало-средним содержанием газового конденсата весьма мало: или бесконденсатные (менее 3 г/м³), или уже с повышенным и средним содержанием (40...80 г/м³ и более), т.е. в природе скачок конденсатосодержания в СГ происходит быстро и имеет узкий термоглубинный



Типовая схема катагенетической эволюции УВС в терригенных толщах с гумусовым ОВ (Vt + F >> Lt, лейптинитовых микрокомпонентов мало)

и катагенетический диапазон (от 700...1000 м и 15...25 °С до 1800...2000 м и 48...52 °С и R° от 0,43...0,44 % до 0,48...0,50 %, т.е. в позднем протокатагенезе – ПК₃, бурые блестящие угли в неморских толщах). Эти данные относятся только к молодым плитам СЕА [3, 16, 17, 21].

В случае физического разрушения ГК-залежей часть газового конденсата выпадает в пласте (из-за мгновенного перепада пластовых давлений), но большая часть устремляется с газом в вышележащие секции разреза и в конечном итоге к поверхности Земли и в атмосферу. Следы разрушенных, но первичных ГКС обнаруживаются в ряде районов, в основном в молодых кайнозойских толщах.

Итак, чтобы газовый конденсат «выжил» и продержался в залежах в течение длительных отрезков геологического времени (многих десятков и часто первых сотен миллионов лет), даже в «революционные» периоды тектонических потрясений необходимы весьма благоприятные консервационные условия (мощные малонарушенные покрывки, отсутствие

высокоамплитудных разломов и др.). Но в экстремальных термокатагенетических условиях начального апокатагенеза и покрывки «не спасают»: все разрушается вследствие термодеструкции, кроме метана – максимально устойчивого компонента газовых смесей; разрушаются и метановые УВ – легкие жидкие C₅...C₁₂, составляющие подавляющую массу конденсата, а также легкие нафтенные и ароматические вещества (бензол и др.). Для полноты картины добавим, что в метагенезе (антрациты высоких марок) очередь доходит и до метана: он расщепляется в ходе реакции конверсии: CH₄ + 2H₂O → CO₂ + 4H₂ (по А.Л. Козлову, 1976 г.).

Отметим, что кроме термобарических условий, действенным фактором эволюционного развития ГКС в земных недрах является и временной – геологическое время (длительность процессов развития). Вероятно, неслучайно в СГ древних залежей в породах докембрия Восточно-Сибирской мегапровинции (ВСМП) наблюдаются повсеместно низкие

значения $GK\Phi_{\text{стаб}}$ (менее 50 г/м^3 , часто менее $25...20 \text{ г/м}^3$), когда газовые шапки сосуществуют в ловушках со вполне нормальными по геохимическому облику нефтями плотностью $0,820...0,860 \text{ г/м}^3$.

Итак, «конденсатное» (конденсатно-газовое) «окно» после его открытия на уровне протокатагенеза PK_3 в диапазоне $R^\circ = 0,45...0,50 \%$ (кстати, раньше открытия «нефтяного окна» – $R^\circ = 0,50...0,60 \%$) закрывается гораздо позже, чем для нефти (в интервалах R° соответственно $1,25...1,30 \%$ и $1,80...2,05 \%$), т.е. уже в начале апокатагенеза.

Среди конденсатсодержащих скоплений в диапазоне мезокатагенеза ($R^\circ = 0,5...2,00 \%$) отсутствуют чисто газовые (без газового конденсата), однако количество конденсата контролируется генерационными и консервационными условиями в материнских и вмещающих толщах. В некоторых неморских толщах, ОБ в которых обогащено фюзинитом, дающим при генерации только газ и следы жидких УВ, содержание конденсата постоянно пониженное – пермь Лено-Виллюйской впадины и др.

Итак, существуют четыре генетические причины формирования и эволюции конденсатногазовых залежей:

- 1) состав и тип материнского ОБ;
- 2) степень его катагенеза;
- 3) термобарические условия локализации ГКС;
- 4) тектонодинамические условия (на этапах эмиграции и разрушения).

Первичные ГКС крайне редко достигают почти полного насыщения СГ жидкой фазой ($400...800 \text{ г/м}^3$ в зависимости от термобарических условий локализации скоплений типа ГК/ГКН и т.д.). Сравнение генетически первичных и вторичных газовых конденсатов приведено в табл. 1.

Кстати, высокий $GK\Phi_{\text{стаб}}$ в нефтях (до $300...400 \text{ м}^3/\text{т}$) против «фоновых» $50...$

$200 \text{ м}^3/\text{т}$ – прямой признак начавшегося разрушения в ловушке (залежи) нефтяной фазы. Это начинается уже в диапазоне градации $MK_3^2...MK_4^1$ (жирно-коксовых углей в сероцветных толщах).

Газовый конденсат и нефть в недрах – геохимически близкие родственники. Они часто сосуществуют в газосодержащих залежах с нефтяными оторочками (первичные ГКС). Нефть дает начало конденсатонакоплению (вторичные – разрушающиеся ГКС). Вместе с тем конденсаты по составу и свойствам «более благородные», чем нефти: более легкие (всегда), часто бессернистые и бессмолистые. Специфика нефтей в областях преимущественного газонакопления: они бывают часто конденсатоподобные, и по крайней мере часть из них имеет конденсатное происхождение (выпадение в жидкую фазу при резких изменениях термобарических условий).

По содержанию конденсата (выходу стабильного конденсата или $GK\Phi_{\text{стаб}}$) среди свободных газовых скоплений авторы выделяют группы: I – бесконденсатные (менее 3 г/м^3); II – низкоконденсатные ($3...30 \text{ г/м}^3$); III – с пониженным содержанием ($30...100 \text{ г/м}^3$); IV – со средним содержанием ($100...300 \text{ г/м}^3$); V – высококонденсатные ($300...450 \text{ г/м}^3$); IV – с аномальным, «ураганным», содержанием ($450...800 \text{ г/м}^3$). Значения $GK\Phi_{\text{стаб}} > 450...500 \text{ г/м}^3$ встречаются крайне редко.

Точно так же по плотности выделяют следующие типы газовых конденсатов: «тяжелые», нефтеподобные ($0,79...0,82 \text{ г/см}^3$); повышенной плотности ($0,76...0,79 \text{ г/см}^3$); средней плотности ($0,73...0,76 \text{ г/см}^3$); легкие (менее $0,73 \text{ г/см}^3$). Сравнимы легкие конденсатоподобные нефти плотностью менее $0,80 \text{ г/см}^3$ и тяжелые газоконденсаты [17, 21].

Тяжелые «ранние» газоконденсаты, обогащенные нафтеновыми и гибридными нафтеново-ароматическими УВ, имеют

Таблица 1

Генетические различия первичных и вторичных конденсатов в породах различного типа

Параметры	Первичная ГКС	Вторичная ГКС
«Конденсатное окно»	Терригенные, $R^\circ = 0,45...1,75 \%$ ($1,80 \%$, редко до $2,00 \%$)	Карбонатные и терригенные, $R^\circ = 1,20...2,05 \%$
$GK\Phi_{\text{стаб}}$ (фоновые значения), г/м^3	$80...180$, редко до 220 (среднее и пониженное содержание)	$150...350$ (до $400...500$, редко более)
Сера, %	Отсутствие	До $0,4...0,5$
Парафин, %	До $1...3$	Отсутствие
Смолы, %	До $0,3...0,5$	$0,5...1,2$ (до $1...1,5$)
Асфальтены, %	Отсутствие	до $0,1-0,3\%$

небольшую примесь смол (асфальтены, как правило, отсутствуют...). По содержанию серы выделяются конденсаты бессернистые (менее 0,1 % масс.), низко- и среднесернистые (0,1...1,0 % масс.) и высокосернистые (> 1 %). Содержание твердых алкановых УВ – парафина – в конденсатах обычно невысокое (1...2,5 %), однако в некоторых случаях повышенное (до 3,0...3,5 %, редко более). Аномальные содержания парафина наблюдаются в конденсатах АТ (берриас-валанжин) Уренгойского месторождения (до 5 %).

Кроме параметров, характеризующих собственно ГКС в залежах УВ, к важнейшим характеристикам относятся:

- состав СГ конденсатовмещающих скопленений;
- условия залегания ГК-залежей: глубины погружения, термобарические условия: современные геотемпературы, пластовые флюидальные давления, наличие или отсутствие нефтяных оторочек;
- фоновые (в поисковых и разведочных скважинах) и рабочие (в эксплуатационных) дебиты СГ и конденсата, зависящие от первичных условий – фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и режимов испытаний и эксплуатации скважин.

В ОБ, осложняющих верхнюю – приповерхностную – часть земной коры, к 2022 г. открыты около 78 тыс. МУВ и не менее 300 тыс. отдельных залежей (скоплений УВ в ловушках)¹. В газосодержащих МУВ, обычно многозалежных, встречаются и чисто газовые, и многофазовые скопления с разным содержанием конденсата (от нуля до многих сотен граммов на метр кубический), а также нефтяные оторочки.

Наилучшим образом газоконденсатная проблема изучена по провинциям СЕА и Центральной Евразии – месторождениям России, Казахстана, Узбекистана, Туркменистана [6, 7, 20], особенно по северным и арктическим областям ЗСМП. В пределах СЕА известны 12 НПП, в том числе 10 на суше и две чисто «морских» – шельфовых: Баренцево-морская и Охотоморская с о-вами Колгуев и Сахалин, а в их пределах – большое число областей и районов нефтегазоаккумуляции. Общая нефтегазовая геостатистика России (2021 г.,

суша и шельф) такова: открыты 3720 месторождений УВ, в том числе газосодержащих 990, в том числе типа Г и ГК 450, смешанных 540, чисто нефтяных 2830 (без залежей СГ). Чисто газовых известно мало (175), большинство месторождений содержат ГКС с разным содержанием жидких УВ в газе.

В Волго-Уральской и Тимано-Печорской НПП, преимущественно нефтеносных, ГК МУВ известны по их окраинам. Общее их число невелико.

ГКФ_{стаб} в месторождениях Саратовской и Волгоградской областей (Елшанка, Урицкое, Степновское, Коробковское и др., залежи преимущественно в среднем карбоне) пониженный – от 7...20 до 50...60 г/м³, редко до 100 г/м³ (СТ – 30...50 °С), в мелких и средних по запасам залежах СГ – как исключение до 200...340 г/м³ (при повышенных СТ 90...105 °С).

В уникальной ГК-залежи Оренбургского месторождения в карбонатах среднего карбона – нижней перми на глубинах 1,7...1,8 км при СТ 31...35 °С содержится 76 г/м³ легко метанового конденсата (состав газа: СН₄ – 84 %, С₂ – 3,8 %, С₃₋₄ – 2,3 %, Н₂С – 1,8 %) [10].

В Вуктыльском газосодержащем месторождении – лидере по газу в Тимано-Печорской НПП – ГКФ_{стаб} первоначально составлял 360 г/м³. Имеется тонкая несплошная нефтяная оторочка.

В Прикаспийской впадине в уникальном Астраханском ГК месторождении с крайне редким составом газа (УВГ ~ 50...55 %, Н₂С + СО₂ + N₂ = 45...50 %) содержание сернистого конденсата метанового типа изменяется (по зонам) в диапазоне 200...228 г/м³. Конденсат имеет плотность 0,81 г/м³ (нефтеподобный по параметрам) [6].

В мощной ГКН-залежи Карачаганакского месторождения высотой 1,5 км в карбонатах нижней перми ГКФ_{стаб} достигает 584 г/м³, газ с содержанием метана – 75 %, тяжелые УВГ – 9,1 %, С₅ – 6 %, Н₂С – 3,7 %. ГКС подстилается мощной нефтяной оторочкой (нефть легкая, сернистая). Содержание серы в конденсате повышенное (0,5...0,7 %).

В Северо-Кавказской НПП открыты 225 МУВ, в том числе 153 конденсатсодержащих. Большое число залежей СГ или вовсе не содержат конденсата или мало (до 20...30 г/м³).

На Скифской плите в газосодержащих скоплениях апта и альба ГКФ_{стаб} изменяется

¹ Оценка сугубо экспертная, но, по-видимому, близкая к реальной.

на глубинах 2,6...3,8 км от 38...41 до 90...106 г/м³ при фоновых величинах около 40...45 г/м³ и редко до 163...260 г/м³. В ГК МУВ Западного Предкавказья значения $GK\Phi_{\text{стаб}}$ небольшие – в диапазоне 32...73 г/м³ в альбских залежах месторождений Березанское, Челбасское и др. и до 163...180 г/м³ и более в низах мела, верхне- и среднеюрских залежах. В породах верхней и средней юры СТ высокие – 132...163 °С. На Мирненском МУВ в жестких геотермических условиях (142...144 °С) содержание конденсата вновь снижается до 23 г/м³. Интересно, что по разрезу Анастасиевско-Троицкого месторождения газовые залежи понта (до 1,3 км) сменяются низкоконденсатными в мэотисе (15,7 г/м³), 1,5...1,7 км.

На востоке провинции, в Дагестане, в газах содержание конденсата доходит до 300...400 и даже до 787 г/м³ (Русский Хутор, нижней мел – верхняя юра, при СТ 126...133 °С), однако по другим месторождениям составляет обычно от 30...70 до 100...170 г/м³, редко более. Интересно распределение величины $GK\Phi_{\text{стаб}}$ и по разрезу Дахадаевского ГК МУВ: от 304 г/м³ в нижнем мелу (136 °С) до 137...104 г/м³ в средней юре (148...150 °С), и резкое снижение до 30 г/м³ на глубине 3,9 км при СТ 155 °С. В преимущественно мелких нижнемеловых ГК-месторождениях кряжа Карпинского (Калмыкия) $GK\Phi_{\text{стаб}}$ изменяется от 42...87 до 250 г/м³, обычно составляет менее 200 г/м³ (при СТ 90...122 °С на средних глубинах 2,1...2,7 км).

Газоконденсатные проблемы Западной Сибири подробно проанализированы в работах [3, 7, 12, 16].

В недрах древней Сибирской платформы в залежах СГ содержание газового конденсата повсеместно пониженное и низкое (от 12...15 до 30...40 г/м³, редко более) независимо от наличия нефтяной оторочки. Например, $GK\Phi_{\text{стаб}}$ составляет в газе месторождений, г/м³: Чаяндинском – 18; Верхневиллючанском – 19; Талаканском – 28; Ковыктинском – 67; Дулисьминском – 137; Среднеботуобинском – до 200 (последние два значения, максимальные, аномальны для Восточной Сибири). Вообще, «фоновые» содержания конденсата существенно меньше 100 г/м³.

В некоторых ГКС содержание газового конденсата увеличивается до 200...236 г/м³ (Ярактинское НГК месторождение). То же увеличение $GK\Phi_{\text{стаб}}$ с глубиной наблюдается

и в газах Виллюйской впадины (в триасе и верхней перми – 65...80 г/м³ при СТ 46...70 °С, а в юрских газовых залежах на глубинах менее 1,5 км – менее 10 г/м³), нефтяной газовой конденсат с глубиной сменяется на метаново-нефтяной, доля нефтяных УВ существенно снижается.

Аномально низкое содержание конденсата (до 1 г/м³), кстати, геохимически «высокозрелого», отмечается в нижневендских залежах месторождений Нижнеангарского района на западе ВСМП, пограничного с глубокопогруженной Присяяно-Енисейской впадиной (Агалеевское и др.), откуда (скорее всего) и пришел газ в результате вертикально-горизонтальных перетоков.

Невысоким содержанием газового конденсата характеризуются аптские газы Южно-Карской области (менее 20 г/м³) и юрские залежи Баренцевоморской провинции (от 5 до 14 г/м³).

В СГ Охотоморской провинции содержание газового конденсата также повсеместно невысокое (80...120 г/м³, редко более), только на одном Узловом месторождении содержание увеличивается до 160 г/м³, но при СТ 90...94 °С.

Общемировые закономерности изменения конденсатосодержания в СГ, по мнению авторов, следующие:

- из 33 тысяч газосодержащих МУВ в мире к конденсатосодержащим относятся, по оценке авторов, около 27 тысяч (с содержанием жидких УВ более 3 г/м³), в том числе в России 450 МУВ (из 3720 месторождений);
- бесконденсатные газы распространены на малых глубинах, при СТ менее 60 °С в мезозойских толщах и при СТ менее 40 °С в палеозойских и, наоборот, в кайнозойское время даже в жестких термодинамических условиях локализации ГК-залежей (до 110...125 °С). В последнем случае четко выражено влияние геологического времени на геологические процессы;
- содержание газового конденсата в СГ находится в широком диапазоне от единиц и первых десятков до 300...400 г/м³, редко более и определяется генетическими и термобарическими условиями. Важно также наличие или отсутствие нефтяных оторочек, откуда часть легких УВ может проникать в газовую часть и увеличивать $GK\Phi_{\text{стаб}}$;
- в большинстве областей и провинций СЕА и мира фоновые содержания находятся

в диапазоне от 120...150 до 220...250 г/м³, в среднем составляют около 200 г/м³;

- образовались целые провинции с пониженным и малым содержанием газового конденсата (менее 100 г/м³, в большинстве месторождений в диапазоне 10...50 г/м³). Безусловно, это объясняется, прежде всего, онтогенетическими причинами (типом и составом материнского ОВ, а также уровнем его катагенетической преобразованности).

Газовый конденсат не отделим в земных недрах от природного газа, поэтому все газоконденсатные проблемы так или иначе касаются и проблем СГ, в том числе прогностические.

Рассмотрим запасы УВ, в том числе газа и газового конденсата по России и ее важнейшим регионам, конечно, не забывая и о нефти (табл. 2).

В СЕА важнейший мегарегион газоконденсатонакопления – Западно-Сибирский, включая сушу и Южно-Карскую область шельфа, расположенные в Западно-Сибирском мегабассейне и входящие в ЗСМП. Более 90 % запасов газового конденсата Западной Сибири

сосредоточены в ее северных и арктических областях в залежах апта и неокома, включая АТ, и юры. Сенноманские газы – сухие (содержание конденсата менее 1 г/м³).

В России, согласно Государственному балансу на 01.01.2020, известны 512 МУВ с балансовыми запасами газового конденсата, в том числе в Уральском федеральном округе 152, в том числе на севере – в Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО) – 124, минимальное количество (35) – на шельфе. За все годы из недр России добыты 574 млн т (табл. 3). Разведанные запасы конденсата – 2,3 млрд т, начальные открытые запасы – 4,8 млрд т.

В России наиболее значительные начальные запасы конденсата локализованы в залежах типа ГК, реже ГКН на месторождениях:

- Уренгойском – 520 млн т, в том числе в АТ – 464 млн т;
- Астраханском – 464 млн т;
- Вуктыльском – 100 млн т.

Это крупнейшие запасы. Крупные (30...100 млн т), а также средние (10...30 млн т) содержатся в нескольких десятках МУВ, менее 10 млн т – в сотнях МУВ.

Таблица 2

Извлекаемые запасы УВ России (Государственный баланс на 01.01.2019), млрд у.т

Вид УВ	Категория запасов			
	накопленная добыча	А+В ₁ +С ₁	В ₂ +С ₂	начальные запасы
Свободный газ	23,6	49,3	23,7	96,6
Конденсат	0,5	2,4	1,7	4,6
Нефть	24,3	18,6	11,3	54,2
Попутный газ	2,0	1,5	1,5	5,0
Всего*	50,4	71,8	38,2	160,4

* 1 условная тонна (у.т) = 1000 м³ = 1 т.

Таблица 3

Величина и структура извлекаемых запасов газового конденсата Российской Федерации и важнейших регионов (суша и шельф) по состоянию на 01.01.2020, млн т

Регион	Число месторождений	Добыча и потери с начала разработки	Запасы		Начальные запасы
			кат. А+В ₁ +С ₁	кат. В ₂ +С ₂	
РФ	512	574	2331	1771	4776
Южный федеральный округ (ФО)	61	91	461	279	831
Уральский ФО	152	291	1277	1239	2807
В том числе ЯНАО*	124	262	1257	1232	2751
Сибирский ФО, включая Енисей-Хатангскую НГО	72	20	163	126	309
В том числе Томская область*	30	10	23	5	38
Дальневосточный ФО	50	5	51	19	75
Шельф	35	45	264	90	399
В том числе Карское море	8	20	28	62	110

* ЗСМП.

В табл. 4 приведена структура начальных потенциальных ресурсов (НПР) конденсата, величина которых, по официальной оценке, составляет 17,8 млрд т, в том числе прогнозная часть – 13,1 млрд т.

Современная добыча газового конденсата в России неадекватна его запасам и реальным ресурсам, однако для ее развития в средней и дальней перспективе необходимо дальнейшее развитие минерально-сырьевой базы добычи газового конденсата прежде всего за счет проведения геологоразведочных работ, направленных на поиски и открытия, освоение новых конденсатсодержащих МУВ и залежей с повышенной долей жидких УВ в газе, а это повсеместно, и в России тоже, средне- и глубоководные горизонты во всех ОБ (2...4 км и более). Все это невозможно без анализа онтогенеза газового конденсата, качественного прогнозирования конденсатоносности недр конкретных регионов, областей и автономных комплексов пород, разделенных региональными покрывками, оценки НПР конденсата.

Газовый конденсат во всех отношениях лучше и качественнее нефти (фазаобособленной в залежах). Его легче, экономичнее добывать из МУВ и отдельных газосодержащих залежей. Даже при пониженных дебитах газа 100...150 тыс. м³/сут дебит конденсата составляет от 10...15 до 28...30 т/сут и более (в диапазоне ГКФ_{стаб} от 100 до 200 г/м³). Часто дебиты достигают 50...70 т/сут и более.

В 2019 г. в России были добыты 28,8 млн т газового конденсата, в 2020 г. – около 29 млн т. Самой трудной и одновременно самой необходимой проблемой нефтегазовой геологии

любых перспективных объектов и добывающих компаний является проблема оценки НПР и неоткрытых – перспективных и прогнозных ресурсов – СГ, нефти, газового конденсата и попутного газа. Эта проблема для многих областей и комплексов пород СЕА остается очень актуальной до настоящего времени. Решению ее различных аспектов посвящено большое число публикаций в России и мире [3, 4, 14, 17, 18].

Отметим, что в статейном варианте проанализировать все важнейшие аспекты оценки ресурсов СГ и газового конденсата попросту невозможно. Методические вопросы количественного прогноза недр (с оценкой НПР УВ) обсуждаются в ряде работ, в том числе в публикациях авторов [11, 18]. Последняя официальная оценка НПР газового конденсата провинций и областей СЕА составляет около 18 млрд т, в том числе их неоткрытая часть – 13,1 млрд т, а неразведанная (кат. С₂+D) – почти 15 млрд т (извлекаемых), а начальные разведанные запасы «всего» (пока) – 2,9 млрд т (извлекаемых).

Большое практическое значение имеет прогнозирование скоплений СГ с высоким (и аномальным) содержанием газового конденсата. По разным данным, НПР СГ России (суша и шельф) находятся в диапазоне от 200/175 до 300/250 трлн м³ (геол./извлеч.), соответственно по корпоративным и официальным оценкам 2016–2020 гг. [4, 18]. Будем оперировать обеими оценками, рассматривая их как оценки газового потенциала недр СЕА «сверху» и «снизу» (интервальные, т.е. показывающие интервал возможных величин ресурсов).

Таблица 4

Величина и структура ресурсов газового конденсата ОБ РФ по состоянию на 01.01.2020, млрд т

Регион	Добыча с начала разработки	Запасы		Всего	Ресурсы	
		кат. А+В ₁ +С ₁	кат. В ₂ +С ₂		неоткрытые	потенциальные (на 01.01.2009)
РФ	0,6	2,3	1,8	4,7	13,1*	17,8
Астраханская область	0,1	0,4	0,3	0,8	0,4	1,2
ЯНАО	0,3	1,3	1,3*	2,9	4,1*	7,0*
Красноярский край	0,0	0,04	0,06	0,1	2,0*	2,1*
Иркутская область	0,0	0,1	0,1	0,2	0,4	0,6
Республика Саха – Якутия	0,0	0,1	0,0	0,1	0,5	0,6
Шельф	0,04	0,26	0,1	0,4	4,7*	5,1*
В том числе Карский	0,0	0,0	0,1	0,1	2,9*	3,0*

* Официальные оценки на 01.01.2009. Завышены на 20...40 % против реального значения за счет юрских объединенных залежей Ямала, реально – самостоятельных, и ресурсов докембрийского СГ.

С учетом того, что ресурсы бесконденсатного газа ($G_{\text{стаб}}$ менее 3 г/м^3) оцениваются в 75/65 трлн м^3 (геол./извлеч.) – сеноман и апт ЗСМП и др. регионов, ресурсы конденсатосодержащего газа составят 125...225 трлн м^3 , а НПР конденсата – соответственно 14...17,8 млрд т (цифры округленные), при этом авторы увеличили усредненное значение $G_{\text{стаб}}$ с 60...90 (по официальным оценкам) до 120 г/м^3 , считая, что официальная оценка ресурсов газа существенно преувеличена, а прогнозное конденсатосодержание, наоборот, несколько уменьшено. Однако оценки ресурсов газового конденсата получились сопоставимыми (14,0 и 17,8 млрд т).

Направлениям и возможностям проведения дальнейших ПРР на газ и конденсат посвящен ряд публикаций [3, 4, 8, 10, 14, 15]. Отмечается дефицит открытий новых МУВ в последние два десятилетия [9, 14]. Новые значительные открытия скоплений типа ГК и ГКН предстоят в породах юры ЗСМП (суша в ее арктических областях), венда в ВСМП, но наиболее значительные – на шельфе Арктики, где содержание газового конденсата в газах неокома, юры и триаса как раз и будет наблюдаться в диапазоне $100...180(200) \text{ г/м}^3$, в среднем $120...140 \text{ г/м}^3$. Таким образом, прогнозируется открытие еще многих сотен конденсатосодержащих МУВ и залежей (до 2055–2060 гг.), а реально подтверждаемые в ходе ПРР прогнозные ресурсы газового конденсата составляют не менее 9 млрд т (до 10 млрд т) извлеч. На эту величину и следует ориентироваться при планировании новых приростов запасов конденсата в России. Правда, при этом необходимо приращивать ежегодно всеми компаниями-операторами не менее 180...200 млн т новых запасов конденсата. Пока эта цифра существенно ниже 100 млн т, поскольку значительная часть прироста происходит все же за счет СГ с невысоким содержанием конденсата (Южно-Карская область, Восточная Сибирь и др.).

Уточняющие расчеты ресурсов газового конденсата России и по отдельным

провинциям, областям и комплексам пород уместны и необходимы, но их объем огромен, выполнение длительно, зато результаты будут достойны целой монографии (или цикла статей). Они будут выполнены на втором, уже детальном этапе исследований газоконденсатной проблемы (и опубликованы в последующих статьях). Конечная результирующая величина НПР конденсата вряд ли выйдет из диапазона 14...15 млрд т. К этому времени (к 2024 гг.) и официально принятая оценка явно перевалит за 20 млрд т (экспертное предположение авторов, судя по официальным расчетам 2019–2021 гг.), и ее уточнение в плане реальности будет вполне своевременным (уместным).

Компании-операторы должны знать реальные возможности своих недр (на контролируемых и перспективных (в нераспределенном фонде) ЛУ, в том числе и по отношению к газовому конденсату, и обладать (желательно!) собственными корпоративными оценками НПР конденсата, которые во все времена были корректнее, а как следствие, и ниже, чем официальные оценки.

По мере увеличения валовой добычи СГ от современных $0,7$ трлн м^3 в год до $0,9...1,1$ трлн м^3 (что реально и необходимо к 2036–2040 гг.) будет возрастать и доля в добыче конденсатосодержащего газа, и ежегодное производство газового конденсата от современных значений (около 30 млн т) увеличится до $70...80$ млн т и более, и конденсат будет в ряде областей приходить на смену нефти, в частности в Арктике [15, 18].

В подобных стратегически направленных работах точные цифры, как правило, неуместны, да они и не подтверждаются практически никогда, точнее, крайне редко. Важнее тенденции развития процессов, в том числе поиска и открытия конденсатосодержащих месторождений и залежей, приростов и добычи УВ, в том числе газового конденсата. Этому и будут посвящены последующие публикации авторов.

Список литературы

1. Ананенков А.Г. Воспроизводство ресурсной базы – фундамент стабильного развития газовой отрасли России / А.Г. Ананенков // Газовая промышленность. – 2006. – № 5. – С. 182–185.
2. Байбаков Н.К. Вчера, сегодня, завтра нефтяной и газовой промышленности России / Н.К. Байбаков, Н.М. Байков, К.С. Басниев и др. – М.: ИГИРГИ, 1995. – 200 с.

3. Брехунцов А.М. Нефтегазовая геология Западно-Сибирской Арктики / А.М. Брехунцов, Б.В. Монастырев, И.И. Нестеров и др. – Тюмень: МНП Геодата, 2020. – 464 с.
4. Варламов А.И. Состояние и пути наращивания сырьевой базы углеводородов в Российской Федерации / А.И. Варламов, А.П. Афанасенков, М.Ю. Виценовский и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 3. – С. 5–25.
5. Вяхирев Р.И. Повышение эффективности освоения газовых месторождений Крайнего Севера / Р.И. Вяхирев, А.Н. Дмитриевский, Г.И. Облеков и др. – М.: Наука, 1997. – 352 с.
6. Гриценко А.И. Углеводородные конденсаты месторождений природного газа / А.И. Гриценко, Т.Д. Островская, В.В. Юшкин. – М.: Недра, 1983. – 262 с.
7. Ермаков В.И. Геология и геохимия природных горючих газов: справ. под ред. И.В. Высоцкого / В.И. Ермаков, Л.М. Зорькин, В.А. Скоробогатов и др. – М.: Недра, 1990. – 315 с.
8. Минерально-сырьевая база топливно-энергетического комплекса России. Состояние и прогноз / под ред. В.З. Гарипова, Е.А. Козловского. – М., 2004. – 548 с.
9. Орлов В.П. О дефиците открытий в нефтегазовой геологии / В.П. Орлов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – № 5. – С. 18–25.
10. Подюк В.Г. Стратегические задачи и геологические возможности развития сырьевой базы газодобычи в России / В.Г. Подюк, Н.А. Крылов, В.А. Скоробогатов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – № 12. – С. 8–12.
11. Поляков Е.Е. Где искать новые крупнейшие, гигантские и уникальные газосодержащие месторождения в Северной Евразии? / Е.Е. Поляков, В.В. Рыбальченко, А.Е. Рыжов и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 45–57.
12. Пятницкая Г.Р. Изучение и освоение углеводородного потенциала ниже-среднеюрской толщи северных областей Западной Сибири: итоги и перспективы / Г.Р. Пятницкая, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 86–104.
13. Ремизов В.В. Проблемы освоения ресурсов газа Сибири и Дальнего Востока / В.В. Ремизов, В.И. Резуненко, А.И. Гриценко // Газовая промышленность. – 2000. – № 9. – С. 9–13.
14. Рыбальченко В.В. Поиски и разведка месторождений и залежей углеводородов предприятиями ПАО «Газпром» в России / В.В. Рыбальченко, А.Е. Рыжов, В.А. Скоробогатов и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 46–57.
15. Скоробогатов В.А. Будущее российского газа и нефти / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 31–43.
16. Скоробогатов В.А. Генетические причины уникальной газо- и нефтеносности меловых и юрских отложений Западно-Сибирской провинции / В.А. Скоробогатов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 2003. – № 8. – С. 8–14.
17. Скоробогатов В.А. Онтогенез газа и нефти в осадочных бассейнах и породах различного типа и возраста / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов // Газовые ресурсы России в XXI веке: сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2003. – С. 43–67.
18. Скоробогатов В.А. Опыт оценок потенциальных ресурсов свободного газа осадочных бассейнов России и их подтверждаемость при поисково-разведочных работах / В.А. Скоробогатов, Г.Р. Пятницкая, Д.А. Соин и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 59–65.
19. Скоробогатов В.А. Роль разломов в формировании, эволюции и разрушении скоплений газа и нефти в осадочном чехле северных и юго-восточных районов Западной Сибири / В.А. Скоробогатов, Н.Н. Соловьев, В.А. Фомичев // Прогноз газоносности России и сопредельных стран: сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2000. – С. 112–131.
20. Старосельский В.И. История развития и современное состояние сырьевой базы газовой промышленности России: обзор / В.И. Старосельский, Г.Ф. Пантелеев, В.П. Ступаков и др. – М.: ИРЦ Газпром, 2000. – 117 с.
21. Строганов Л.В. Газы и нефти ранней генерации Западной Сибири / Л.В. Строганов, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. – 414 с.

Gas condensate in sedimentary basins of Russia: genesis, reserves, resources, production. Future

V.A. Skorobogatov¹, A.N. Rybyakov², D.Ya. Khabibullin²

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Gazovikov street, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

² Gazprom PJSC, BOX 1255, St. Petersburg, 190900, Russian Federation

* E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. This article summarizes the long-time authors' experience in studying genesis and localization of the gas-condensate-bearing agglomerations. It highlights structure, composition, as well as the initial and current reserves of the liquefied gas-dissolved hydrocarbons within the framework of the sedimentary cover of the few Northern-Eurasian regions (Russia and its Arctic and Far-Eastern sea shelf). Authors assess the amounts and structure of the potential gas-condensate resources, and predict both the future increments of the assured reserves and the probable further production of the gas condensate.

Keywords: gas condensate, free gas, hydrocarbons, Russia, Western Siberia, continental shelf, prospecting, field, reserves, resources, production.

References

- ANANENKOV, A.G. Reproduction of resource base as a foundation for stable development of Russian gas industry [Vosproizvodstvo resursnoy bazy – fundament stabilnogo razvitiya gazovoy otrasli]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2006, no. 5, pp. 182–185, ISSN 0016-5581. (Russ.).
- BAYBAKOV, N.K., N.M. BAYKOV, K.S. BASNIYEV, et al. *Yesterday, today, tomorrow of oil and gas industry in Russia* [Vchera, segodnya, zavtra neftyanoy i gazovoy promyshlennosti Rossii]. Moscow: Institute of Geology and Mining of Fossil Fuels, 1995. (Russ.).
- BREKHUNTSOV, A.M., B.V. MONASTYREV, I.I. NESTEROV, et al. *Oil-gas geology of West-Siberian Arctic* [Neftegazovaya geologiya Zapadno-Sibirskoy Arktiki]. Tyumen: MNP Geodata, 2020. (Russ.).
- VARLAMOV, A.I., A.P. AFANASENKOV, M.Yu. VITSENOVSKIY, et al. Status of a base of raw hydrocarbons in Russian Federation and ways to increase it [Sostoyaniye i puti narashchivaniya syryevoy bazy uglevodorodov v Rossiyskoy Federatsii]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 3, pp. 5–25. ISSN 0016-7894. (Russ.).
- VYAKHIREV, R.I., A.N. DMITRIYEVSKIY, G.I. OBLEKOV et al. *Rising efficiency of gas fields development at the Extreme North* [Povysheniye effektivnosti osvoyeniya gazovykh mestorozhdeniy Kraynego Severa]. Moscow: Nauka, 1997. (Russ.).
- GRITSENKO, A.I., T.D. OSTROVSKAYA, V.V. YUSHKIN. *Hydrocarbon condensates from the fields of natural gas* [Uglevodorodnyye kondensaty mestorozhdeniy prirodnogo gaza]. Moscow: Nedra, 1983. (Russ.).
- YERMAKOV, V.I., L.M. ZORKIN, V.A. SKOROBOGATOV, et al. *Geology and geochemistry of natural flammable gases* [Geologiya i geokhimiya prirodnikh goryuchikh gazov]: reference bk. Moscow: Nedra, 1990. (Russ.).
- GARIPOV, V.Z., Ye.A. KOZLOVSKIY (eds.). *Mineral resources of Russian fuel & energy industry. Contemporary state and prediction* [Mineralno-syryevaya baza toplivno-energeticheskogo kompleksa Rossii. Sostoyaniye i prognoz]. St. Petersburg: Institute of Geological Economic Problems Ltd, 2004. (Russ.).
- ORLOV, V.P. On deficit of discoveries in petroleum geology [O defitsite otkrytiy v neftegazovoy geologii]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*. 2015, no. 5, pp. 18–25. ISSN 0869-3188. (Russ.).
- PODYUK, V.G., N.A. KRYLOV, V.A. SKOROBOGATOV. Strategic tasks and geological opportunities to develop raw materials sources for gas production in Russia [Strategicheskiye zadach i geologicheskiye vozmozhnosti razvitiya syryevoy bazy gazodobychi Rossii]. *Geologiya, Geofi zika i Razrabotka Neftyanykh i Gazovykh Mestorozhdeniy*. 2004, pp. 8–12. ISSN 2413-5011. (Russ.).
- POLYAKOV, Ye.Ye., V.V. RYBALCHENKO, A.Ye. RYZHOV, et al. Where must the new the biggest, gigantic and unique gas-bearing fields be looked for in Northern Eurasia? [Gde iskat novyye krupneyshiye, gigantnskiye i unikalnyye gazosoderzhashchiye mestorozhdeniya v Severnoy Evrazii?] *Geologiya Nefti i Gaza*. 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 45–57. ISSN 0016-7894. (Russ.).
- PYATNITSKAYA, G.R., V.A. SKOROBOGATOV. Studying and developing hydrocarbon potential of Lower-Middle-Jurassic deposits in northern areas of Western Siberia: resume and perspectives [Izucheniya i osvoyeniye uglevodorodnogo potentsiala nizhne-sredneyurskoy tolschi severnykh oblastey Zapadnoy Sibiri: itogi i perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 3(35): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 86–104. ISSN 2306-9849. (Russ.).

13. REMIZOV, V.V., V.I. REZUNENKO, A.I. GRITSENKO, et al. Challenges of gas resource development at Siberia and the Far East [Problemy osvoyeniya resursov gaza Sibiri i Dalnego Vostoka]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2000, no. 9, pp. 9–13. ISSN 0016-5581. (Russ.).
14. RYBALCHENKO, V.V., A.Ye. RYZHOV, V.A. SKOROBOGATOV, et al. Searching and prospecting of hydrocarbon fields and deposits by the enterprises of the Gazprom PJSC in Russia [Poiski i razvedka mestorozhdeniy i zalezhey uglevodorodov predpriyatiyami PAO “Gazprom” v Rossii]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 3(35): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 46–57. ISSN 2306-9849. (Russ.).
15. SKOROBOGATOV, V.A. Future of Russian gas and oil [Budushcheye rossiyskogo gaza i nefiti]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 31–43. ISSN 0016-7894. (Russ.).
16. SKOROBOGATOV, V.A. Genetic reasons for unique gas and oil presence in Cretaceous and Jurassic sediments of West-Siberian province [Geneticheskiye prichiny unikalnoy gazo- i neftenosnosti melovykh i yurskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy provintsii]. *Geologiya, Geofi zika i Razrabotka Neftyanykh i Gazovykh Mestorozhdeniy*, 2003, no. 8, pp. 8–14, ISSN 2413-5011. (Russ.).
17. SKOROBOGATOV, V.A. and L.V. STROGANOV. Ontogenesis of gas and oil in sedimentary basins and rocks of different types and ages [Ontogenez gaza i nefiti v osadochnykh basseynakh i porodakh razlichnogo tipa i vozrasta]. In: *Gas resources of Russia in XXI century* [Gazovyye resursy Rossii v XXI veke]: collected sci. papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2003, pp. 43–67. (Russ.).
18. SKOROBOGATOV, V.A., G.R. PYATNITSKAYA, D.A. SOIN, et al. Practice of estimation of potential resources of the free gas in sedimentary basins of Russia and their validation during prospecting works [Opyt otsenok potentsialnykh resursov svobodnogo gaza osadochnykh basseynov Rossii i ikh podtverzhdayemost pri poiskovo-razvedochnykh rabotakh]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 59–65. ISSN 0016-7894. (Russ.).
19. SKOROBOGATOV, V.A., N.N. SOLOVYEV, V.A. FOMICHEV. Role of faults in origination, evolution and destruction of gas and oil agglomerations in a sedimentary cover of northern and south-eastern areas of Western Siberia [Rol razlomov v formirovanii, evolutsii i razrushenii skopleniy gaza i nefiti v osadochnom chekhle severnykh i yugo-vostochnykh rayonov Zapadnoy Sibiri]. In: *Forecast of gas presence in Russia and contiguous countries* [Prognoz gazonosnosti Rossii i sopredelnykh stran]: collect. bk. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2000, pp. 112–131. (Russ.).
20. STAROSELSKIY, V.I., G.F. PANTELEYEV, V.P. STUPAKOV et al. *History and modern state of the Russian gas industry base of mineral and raw materials* [Istoriya razvitiya i sovremennoye sostoyaniye syryevoy bazy gazovoy promyshlennosti Rossii]: sci.-tech. review. Moscow: IRTs Gazprom, 2000. (Russ.).
21. STROGANOV, L.V., V.A. SKOROBOGATOV. *Western-Siberian gases and oils of earlier generation* [Gazy i nefiti ranney generatsii Zapadnoy Sibiri]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2004. (Russ.).

ЭКСПЕРТНОЕ МНЕНИЕ

УДК 550.812.1

Глобальная энергетическая геостратегия развития России в XXI веке

Б.А. Григорьев¹, В.А. Скоробогатов^{1*}

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1

* E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Рассматриваются проблемы развития энергетики России и других – ведущих в области добычи горючих ископаемых – стран мира. Подчеркивается важнейшая роль минеральных энергоносителей – нефти, газа и угля – в производстве и энергопотреблении большинства крупных стран (России, США, Китая и др.) в течение многих десятилетий XXI в. Показана малая роль возобновляемых источников энергии в топливно-энергетическом балансе многих стран, обладающих значительными традиционными и нетрадиционными ресурсами углеводородов, в том числе сланцевого, угольного газа и др. Обосновывается лидерство России в использовании горючих ископаемых, прежде всего газа, в 2031–2050 гг. и далее, основу которого составляют их значительные запасы и прогнозные ресурсы в недрах Северной Евразии.

Для начала и протекания любого процесса в материальном мире необходимы следующие составляющие: вещество, энергия, пространство, время (+ катализ, инициирующий большинство природных и технологических процессов). Энергия, энергетика – важнейший элемент процесса развития в любой сфере, первооснова, фундамент всего современного мира, человеческого общества. Твердые, жидкие и газообразные виды органического и минерального топлива использовались на протяжении всей истории человечества. Безусловно, топливно-энергетический комплекс (ТЭК) является движущей силой, локомотивом развития мирового материального производства.

За последние 300 лет существования человеческой цивилизации наблюдается закономерная смена доминантных энергоносителей. В XVIII в. главной энергетической составляющей были различные виды возобновляемого органического топлива (дрова и др.). XIX в. по праву можно назвать веком угля. В XX в. господствующее положение заняла нефть при неуклонном относительном снижении добычи и потребления угля.

Россия обладает самой большой площадью суши (17,1 млн км²) и шельфа – арктического, дальневосточного и «внутреннего» (около 5,5 млн км², правда, смотря как считать, может быть, и до 7 млн км²). Главные богатства России – ее земля (поверхность) с полями, лесами, реками и озерами, рудными горами; ее недра (в осадочных бассейнах и горноскладчатых сооружениях); ее моря, омывающие сушу (Баренцево, Карское, Охотское и др.); ее люди. Всего много в России, даже истории и культуры, но особое значение имеют ее недра с широким спектром полезных ископаемых, включая горючие – твердые, жидкие, газообразные (уголь всех сортов, нефть всех видов, природный – свободный! – газ всевозможного состава и степени концентрации в недрах).

Баланс первичных источников энергии в мире и Российской Федерации в течение прошедшего века постепенно изменялся в сторону увеличения роли углеводородов (УВ). В мировом потреблении энергоресурсов в конце XX в. на нефть приходилось 38 %, на уголь – 25 %, на газ – 22 %, на другие источники – 15 %, на долю УВ в сумме – 60 %. По всем прогнозам, органоминеральные первичные

Ключевые слова:

газ, нефть, уголь, месторождение, энергетика, запасы, ресурсы, добыча, сланцевые углеводороды, геостратегия, мир, Россия, шельф, Арктика.

энергоресурсы – горючие полезные ископаемые (ГПИ), т.е. уголь, нефть, газ – сохраняют лидирующее положение в топливно-энергетическом балансе (ТЭБ) мира на протяжении, по-видимому, всего XXI в.

Энергетику любой страны, любого региона, мира в целом составляют национальное производство и потребление минеральных и прочих энергоносителей: нефти (+конденсата); природного газа (на 90 % – свободного); угля; гидро- и атомной энергии («чистых» видов энергии); возобновляемых видов энергии. В разных странах мира в зависимости от ряда условий в последние годы сложилась существенно разная структура ТЭБ (табл. 1). Вероятно, самая прогрессивная структура энергопотребления у России. Ее основа – производство и потребление газа, доля которого в национальном ТЭБ составляет 52 %. Показательна доля УВ в мировом балансе энергопотребления – 57,5 % (в России – 75,3 %).

Под энергетической геостратегией развития любой страны мира, в том числе России, авторы понимают энергостратегию, формирование, развитие и прогнозирование которой обусловлено географическим положением, геологическими особенностями недр тех или иных стран, регионов и областей, их обеспеченностью теми или иными видами полезных ископаемых, включая горючие, необходимостью и реальными возможностями освоения ресурсов и месторождений и производства тех

или иных энергоносителей в обозримом будущем (в тех или иных объемах). Проблемы энергостратегии развития России и мира, в том числе ее ресурсной составляющей, обсуждаются в ряде работ [1–33 и др.].

На рубеже веков (в 1998–2002 гг.) сначала в выступлениях и публикациях ряда российских и зарубежных ученых, а потом и на Всемирном газовом конгрессе в 2003 г. была озвучена идея о том, что наступивший XXI в. станет веком газа.

Основу энергетической геостратегии любой страны составляют планирование, проведение и мониторинг мероприятий по производству (собственному национальному либо импорту), транспорту, потреблению и маркетингу первичных и вторичных энергоносителей, в том числе и минеральных, т.е. ГПИ, с учетом различных аспектов: ресурсных (запасы и ресурсы, текущие и будущие), географических, геотехнологических, экономических, экологических, геополитических, социальных и даже конъюнктурных. По всем прогнозам, ГПИ сохраняют лидирующее положение в ТЭБ мира практически на протяжении всего XXI в. Это обусловлено высокой ресурсной обеспеченностью горючими видами ископаемых многих стран и регионов мира и приемлемой себестоимостью их добычи и транспортировки в обозримом будущем. Безусловно, роль газа в ТЭБ будет неуклонно возрастать [3, 8, 15, 18, 21, 25, 33] по ряду причин, и не в последнюю

Таблица 1

**Потребление первичных энергоресурсов по основным странам мира в 2018 г.
(национальная добыча плюс экспорт), %**

Страна	Нефть	Природный газ	Уголь	Атомная энергия	Гидро-энергия	Возобновляемые источники энергии (ВИЭ)	Итого, млн т нефтяного эквивалента (н.э.)
Китай	19,6	7,4	58,2	2,0	8,4	4,4	3273,4
США	40,0	30,5	13,8	8,4	2,8	4,5	2300,6
Индия	29,6	6,2	55,9	1,1	3,8	3,4	809,2
Россия	21,1	54,2	12,2	6,4	6,0	0,1	720,0
Япония	40,2	21,9	25,9	2,4	4,0	5,6	454,2
Канада	31,9	28,9	4,2	6,6	25,4	3,0	344,4
Германия	35,0	23,4	20,5	5,3	1,2	14,6	323,8
Республика Корея	42,8	16,0	29,3	10,0	0,2	1,7	301,1
Бразилия	45,7	10,4	5,3	1,2	29,5	7,9	297,5
Иран	30,2	67,9	0,5	0,6	0,8	0	285,7
Саудовская Аравия	62,8	37,2	0	–	–	–	259,1
Мир в целом	33,6	23,9	27,2	4,5	6,8	4,0	13865

Источник: BP Statistical Review of World Energy, июнь 2019 г.

очередь по причине высокой технологичности производства и экологичности использования природного газа.

Современные воззрения на величину и структуру традиционных ресурсов природного (свободного + нефтяного попутного газа) мира и важнейших газодобывающих стран приведены в табл. 2.

Современная и перспективная добыча УВ (в ближайшие восемь-десять лет) ориентированы на текущие традиционные запасы, однако в некоторых существенно их исчерпавших странах (США, Китай и др.) – частично на нетрадиционные ресурсы (НТР), преимущественно на СлГ и сланцевую нефть (СлН). Под НТР и частично запасами УВ (газа и нефти) понимаются их скопления различной величины и фазового состояния (газообразного, жидкого, твердого, смешанного – двух-трехфазного), локализованные в разнообразных геотермобароглубинных условиях разновозрастных осадочных бассейнов, поиски, разведка и промышленное освоение которых в настоящее время и в ближайшем будущем планируется ограничить («запрещены») рядом геолого-географических, технико-технологических, экономических и экологических факторов [11, 20, 28].

К трудноизвлекаемым запасам (и прогнозируемым ресурсам) относится легкая нефть в «тяжелых» (плотных, низкопроницаемых) коллекторах, тяжелая и сверхтяжелая нефть в «легких» коллекторах (слабосцементированные песчаники и пески с очень высокой проницаемостью) на малых глубинах (0...1000 м), значительная часть нефти в подгазовых оторочках, особенно тонких (< 5 м), нефть в несплошных оторочках любого качества и, по сути, любой величины (по геологическим запасам).

Тяжелые, сверхтяжелые и высоковязкие нефти относятся частично и к нетрадиционным ресурсам, и к трудноизвлекаемым запасам. Следует отметить повсеместность глобального распространения их скоплений.

К НТР газа относятся ресурсы прежде всего в плотных низкопроницаемых коллекторах («плотный газ» – ПлГ) на средних и больших глубинах (3...6 км и более) в нефтегазоносных бассейнах различного типа и возраста. Очень значительны (по мировым масштабам) геологические ресурсы, находящиеся в микроконцентрированном и рассеянном состоянии в угленосных толщах (пласты углей и вмещающих пород с микроскоплениями) и в катагенетически высокопреобразованных глинистых сланцах, в которых битумогенерация сменилась вторичной газогенерацией за счет термотрансформации рассеянных битумоидов пород и сапропелевого органического вещества в жирный, а затем в сухой газ (СлГ). Авторская оценка ресурсов нетрадиционного газа недр России на 2022 г. такова, трлн м³, извлек.: ПлГ – 42...50; СлГ – 3...4; угольный газ (УГ) – 5...6; всего – 50...60. Необходимо подчеркнуть, что достоверность и точность этих расчетов невысокие и требуют дальнейшего уточнения.

Безусловно, первым будет востребован газ, локализованный в виде скоплений в плотных коллекторах, расположенных прямо под залежами нормального свободного газа на Уренгойском, Ямбургском и др. месторождениях Западно-Сибирской мегапровинции.

Таким образом, ресурсы всех нетрадиционных источников получения природного газа (без газогидратов) несколько уступают традиционным ресурсам свободного газа обычных скоплений УВ (до достижимых бурением глубин 6...7 км). Отметим, что вероятные

Таблица 2

Извлекаемые ресурсы природного газа (на 01.01.2022), трлн м³: СлГ – сланцевый газ

	Накопленная добыча	Текущие разведанные (доказанные) запасы	Неразведанные ресурсы	Начальные потенциальные ресурсы
Мир*	155	205	324	684 (580...730)***
США**	42,5	12,5 (СлГ)	11	66
Россия**	25,1	44,5	237,4 / 130,4****	307,3 / 200****
Иран**	5,2	34,1	1,8	42,1
Катар**	3,0	23,8	0,7	27,5

* По данным В.И. Высоцкого.

** По оценке авторов.

*** Диапазон оценок различных исследователей на разных этапах их деятельности.

**** Ресурсы официальные / по корпоративной оценке, включающие запасы кат. В₂+С₂ («не вполне достоверные»).

извлекаемые ресурсы «плотной» и сланцевой (нетрадиционной) нефти оцениваются авторами в 24...30 млрд т (юра Западной Сибири, юра и триас Карского и Баренцева морей и др. источников) и сопоставимы с прогнозными неразведанными ресурсами обычной нефти (22...30 млрд т), однако «взять» их из недр куда сложнее и дороже, чем традиционную нефть, даже с минимальными дебитами 5...10 т/сут (обычно до 15...20 и более). В этой связи положение в России с газом куда лучше, чем с нефтью.

Ресурсно-геологические условия производства всех видов энергии у России, вероятно, также самые лучшие в мире: очень значительные текущие запасы, громадные прогнозные традиционные и нетрадиционные ресурсы нефти и особенно газа [10, 11, 14, 22, 26, 28].

В различных странах и регионах в начале наступившего XXI в. сложились разные соотношения между производством, потреблением и экспортом/импортом нефти, угля и природного газа (свободного и нефтяного попутного) в зависимости от запасов (начальных и текущих) и прогнозных ресурсов этих видов горючих ископаемых в недрах осадочных бассейнов в пределах национальных территорий и акваторий прилегающих морей.

Не менее 30...40 лет бытует общее мнение, что в силу ряда причин природный газ – наилучший вид минеральных энергоносителей. Страны, обладающие значительными традиционными запасами и ресурсами природного газа и добывающие газ в значительных объемах, имеют неоспоримые преимущества перед «угольными» и «нефтяными» странами. К «газовым» странам относятся Россия, Иран, Катар, Туркмения, Узбекистан, Австралия, Бангладеш и ряд других. В структуре производства горючих ископаемых и топливно-энергетического комплекса этих стран газ занимает ведущее место (от 40 до 70...80 %). К «нефтяным» относятся ряд арабских стран, прежде всего, Саудовская Аравия, а также Канада, Венесуэла, Россия.

В мировом конкурентном развитии энергетического комплекса при временной стагнации производства угля газ стремительно догоняет и скоро догонит нефть (по физическим объемам производства примерно к 2030–2032 гг.). В 2021 г. мировое производство жидких УВ (нефть + конденсат) составило 4,4 млрд т, газа – 4,1 млрд т н.э., общее производство

природного газа в США достигло 956 млрд м³ при очень большом внутреннем потреблении, в России – 730 млрд м³ (экспортировано около 260 млрд м³).

В настоящее время газовая отрасль промышленности России и мира обладает наилучшими перспективами развития среди других энергообеспечивающих отраслей. Основными факторами перспективности ее развития являются:

- опережающие темпы роста объемов потребления газа на энергетических рынках мира, особенно в странах Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР), с поставками по трансконтинентальным газопроводам («трубный» газ) и в виде сжиженного природного газа (СПГ);
- интеграция региональных газовых рынков в мировой экономике за счет развития газотранспортных систем и инфраструктурного обеспечения производства и поставок СПГ (заводы, терминалы, флот и т.п.);
- переход от «геополитики нефти» (в середине XX в.) к «геополитике газа»;
- возрастание эколого-социальной значимости газа;
- неизбежное увеличение внутреннего потребления газа в различных странах мира (в противовес углю и нефти), включая Россию, США, страны АТР, возможно, Европы и др. В случае США такое увеличение будет препятствовать широко разрекламированной масштабной экспансии американского газа на мировом газовом рынке за счет поставок СПГ.

Подчеркнем, что в ТЭБ России горючие ископаемые – газ, нефть и уголь – не конкурируют друг с другом, каждый из них занимает собственную нишу внутри баланса, они дополняют друг друга, поскольку их использование имеет свою специфику.

Специфика развития энергетики России в XXI в.

Отметим географо-экологические и социальные ограничения производства, использования и дальнейшего развития различных природно-минеральных видов получения энергии:

- уголь – некоторые экологические ограничения в европейских районах. В Сибири они отсутствуют [9, 16, 18];
- нефть – ресурсные ограничения: высокоэффективные запасы и ресурсы существенно истощены на суше и не предполагаются

на шельфе (по крайней мере, в больших объемах). Добыча жидких УВ достигла в России потолка – 560...568 млн т/год и вряд ли увеличится до 580...590 млн т;

- гидроэнергетика – географические и экологические ограничения;
- атомная энергетика – синдром Чернобыля и Фукусимы, дальнейшее развитие ограничено районами Сибири;
- ВИЭ – только местное развитие в европейских областях в ограниченных объемах.

Для газа ограничений нет!

Развитие производства энергии и мирового энергетического рынка в целом, а также отдельных стран и регионов в ближайшие годы (до 2025 г.), в средней (2030 г.) и дальней (2040, 2050 гг.) перспективе будет определяться следующими факторами:

- потребностями в природных минеральных энергоносителях: нефти, газе и угле;
- возможностями их производства для удовлетворения все возрастающих потребностей;
- геополитическими условиями и конкуренцией, все чаще – некорректной, между странами-производителями и странами-потребителями энергоресурсов (Россия, США, Саудовская Аравия, Катар и др. арабские страны, Иран, Туркменистан, Австралия и др., с одной стороны, и Западная Европа, Китай, Япония, с другой);
- давлением «зеленой» энергетики (ВИЭ) на традиционные формы получения энергии;
- динамикой мировой конъюнктуры в области производства, экспорта/импорта всех видов энергоносителей.

В отличие от нефти, большими запасами и ресурсами которой обладает целый ряд стран в мире (арабские и Иран в ареале Арабо-Персидского залива, Венесуэла, Канада и др.), значительные, легко осваиваемые текущие запасы и прогнозные

ресурсы (под будущую разведку) природного газа имеются у ограниченного числа стран (Россия, Иран, Катар, Туркменистан, Алжир, Австралия – свободный нормальный газ, США – сланцевый газ, Нигерия – преимущественно нефтяной попутный газ). Уже сейчас в ряде регионов газ превращается в дефицитный товар (по ряду причин, как природных, так и политических). Кстати, многие нефтегазодобывающие страны покупают газ, его не хватает... Оценка ресурсной обеспеченности газодобычи стран и регионов мира приведена в табл. 3.

Планы расширенного производства товарного газа в настоящее время осложнены рядом проблем и вызовов, стоящих перед газовой отраслью промышленности России, а именно:

- падением добычи на действующих базовых месторождениях и необходимостью освоения новых регионов (на шельфе) и глубокопогруженных комплексов пород;
- ростом издержек на разведку, добычу и транспорт в связи с выходом в новые регионы добычи и увеличением дальности транспортировки;
- проблемами транзита российского газа, связанными с неисполнением своих обязательств странами-транзитерами (тарифно-преференциальные и геополитические войны, в 2022 г. – прямой бойкот газопоставок);
- последствиями финансово-экономических кризисов 2008–2009 и 2013–2014 гг. (снижение спроса на газ, сокращение инвестиционных возможностей);
- развитием альтернативных энергетических проектов странами Северной Америки, Западной Европы, Китая и др.: СлГ, угольный метан, в далеком будущем – газогидраты;
- увеличением спотовой торговли газом (на основе СПГ);

Таблица 3

Ресурсная обеспеченность развития газодобывающей отрасли промышленности стран и регионов мира до 2050 г.: ПГ – «плотный» газ в плотных низкопроницаемых резервуарах

	Обеспеченность		
	высокая	средняя	низкая
Традиционные ресурсы газа	Россия, Ближний и Средний Восток, Австралия	Норвегия, Северная Африка, Юго-Восточная Азия, Бразилия	Западная Европа, США, Канада, Китай, Индия
Нетрадиционные ресурсы газа	Россия (ПГ, УГ), США (СлГ, ПГ, УГ)	Канада (СлГ, ПГ), Китай (СлГ, ПГ), Индия (УГ), Австралия (УГ)	Западная Европа

- усложнением природных объектов эксплуатации (большие глубины, сложный состав газа по технологичности);
- увеличением объемов поставок более дешевого по себестоимости арабского (Катар), иранского и африканского (Алжир, Египет, возможно, Нигерия, Мозамбик и др.) газа.

Ресурсно-сырьевая база газодобычи России в целом и ПАО «Газпром» в частности позволяет обеспечивать поддержание и дальнейшее увеличение объемов производства природного газа за счет уже открытых месторождений в районах с развитой инфраструктурой лишь до 2028–2030 гг. Дальнейшее увеличение добычи на фоне резкого падения отборов газа из крупнейших месторождений Надым-Пур-Тазовского региона возможно только за счет подключения разведанных запасов удаленных (в настоящее время) от единой системы газоснабжения страны областей и регионов – Северного Ямала, Гыдана, Восточной Сибири, Обской и Тазовской губ, Баренцева моря и ближнего (приамальского) шельфа Карского моря, но главным образом за счет поисков и разведки новых, прежде всего крупнейших и гигантских, месторождений как на суше, так и на шельфе (с единичными запасами более 100 млрд м³) [5, 21, 24, 27, 32].

Стратегический сценарий развития газовой отрасли промышленности России в XXI в. (минерально-сырьевая база и добыча) представляется следующим. Продолжительная (в 35 лет) эра западносибирского сеноманского газа в России от «рассвета» (1975–1980 гг.) до «заката» (2011–2020 гг.) [10, 14] сменится сравнительно кратковременными эпохами аптского газа Ямала и Гыдана (2021–2035 гг.), валанжин-юрского газа севера Западной Сибири в целом (2026–2040 гг.), венд-кембрийского газа Восточной Сибири и периодом господства газа арктических и дальневосточных морей (2031–2050 гг.) и эрой повсеместного все более активного использования нетрадиционных источников газа (2036–2080 гг.). Обеспечение минерально-сырьевой базой этих направлений и будет являться генеральной задачей нефтегазовой геологии в ближайшие десятилетия (до 2038–2040 гг.).

Главной ареной деятельности ПАО «Газпром» в первой половине XXI в. останутся Европа, Сибирь, Дальний Восток и зарубежная Азия (Центральная, Юго-Восточная и др.), расположенные на меконтиненте

Евразия, на котором желательно создать единый евроазиатский энергетический рынок (фактически – паназиатский), основой которого станут газ российского, иранского и катарского происхождения и арабская нефть, при этом внешние поставки энергоносителей из стран Африки, Австралии и Латинской Америки будут иметь второстепенное значение. Поставки газа из США – трудная ресурсная проблема... СЛГ может неожиданно и завершиться, а обычный газ – уже закончился (на 85–90 %). Оценивая современное положение в газовом мире, возможно уместное создание в ближайшее время картеля из трех стран-производителей: России, Ирана и Катара, которые в 2021 г. произвели 1,2 трлн м³. Эти три страны потенциально могут произвести в 2030 г. до 1,7...1,8, в 2035 г. – до 2 трлн м³. Главное в этом деле – не обрушить газовый рынок. По-видимому, газовый аналог ОПЕК+ реален.

Основы принятой геознергетической стратегии России до 2040 г. и далее до 2050 г.:

- добыча газа на суше, активное развитие минерально-сырьевой базы добычи газа, новые крупные открытия и приросты запасов на море (под добычу после 2035 г.);
- рост добычи газа до 950...1000 млрд м³ к 2040 г. и до 1050...1100 к 2050 г.;
- всемерное поддержание добычи нефти на уровне не ниже 460 млн т/год всеми компаниями-операторами, прежде всего за счет освоения ее трудноизвлекаемых запасов, рост добычи конденсата, нефть + конденсат в сумме – 490...500 млн т/год;
- угольный ренессанс России в 2036–2040 гг. (увеличение добычи до 500...550 млн т, но преимущественно дорогих дефицитных сортов, а не бурого или длиннопламенного угля, от сжигания которых происходят максимальные выбросы парниковых газов (CO₂ + H₂O) в атмосферу.

Оптимальная структура ТЭБ мира в 2040 г., % н.э.: газ – 30...32; нефть – 23...25; уголь – 18...20; гидро- и атомная энергетика – 10...12; ВИЭ – 12...13. В 2050 г. доля газа может возрасти до 36...38 (вплоть до 40) % ТЭБ. Только в этом случае газ будет иметь право именоваться главным мировым энергоносителем.

Увеличение в 2040 г. российских экспортных квот:

- угля – до 80 % (от валового объема производства);

- нефти – до 60 %;
- газа – до 48...50 % (внутренние потребности в газе вряд ли превысят 500...520 млрд м³).

При этом главным национальным энергоносителем (как и сейчас) останется природный газ. В настоящее время продавать за рубеж нефть во всех отношениях выгоднее, чем газ, который лучше использовать внутри страны, усиливая тенденцию замены нефти газом во всех возможных сферах их использования (кроме нефтехимии). В XXI в. всегда будет действовать формула: чем больше газа, тем лучше всем. Всегда, везде, во всем (в производстве, потреблении, поставках и др.)!

Ресурсную обеспеченность добычи газа в России в обозримом будущем (по крайней мере, до 2050 г.) следует оценить как очень высокую (и достаточную) исходя из достоверных оценок прогнозных ресурсов, современных и будущих запасов традиционного газа. НТР газа для промышленного освоения хватит на многие десятилетия второй половины XXI в. Высокая освоенность и общая

ограниченность нефтяных традиционных ресурсов России на суше и малая нефтеносность недр арктических морей (шельф газоносен) обусловят активное и масштабное освоение нетрадиционных ресурсов нефти уже после 2025 г. (СЛН и ПГ).

Россия, в отличие от подавляющего числа стран в мире, самообеспечена и самодостаточна в плане производства всех видов энергоресурсов, как, впрочем, и всех металлов, включая благородные, в течение практически всего XXI в. (табл. 4, 5). Это во многом и будет определять развитие ее экономики, по крайней мере, до 2050 г. В этом и заключается основа энергетической геостратегии развития России до 2050 г. Что будет после? Посмотрим... и запланируем в 2036–2040 гг. согласно общемировым тенденциям развития ТЭК, ТЭБ и будущей конъюнктуре на мировых и региональных рынках минеральных энергоносителей. Период 2051–2070 гг. – это уже период «сверхдальней» стратегии.

Новая смена доминантного мирового энергоносителя ожидается к 2075–2080 гг.

Таблица 4

Стартовые позиции России в области развития ТЭК за счет минеральных энергоресурсов (2021 г.)

	Традиционные запасы и ресурсы		
	свободный газ, трлн м ³	нефть, млрд т	уголь, млрд т
Накопленная добыча	24,8	25,2	Нет данных
Текущие разведанные запасы кат. А+В ₁ +С ₁ под добычу в ближней, и частично средней перспективе	47,7	19,0	290
Предварительно оцененные запасы кат. В ₂ +С ₂ под разведку в ближней и добычу в средней перспективе	23,3	12,4	
Прогнозные (неоткрытые) ресурсы под проведение геологоразведки и будущие приросты	104*	18,4*	Более 1500, геол.

* Авторские (корпоративные) оценки реальных ресурсов в недрах исходя из начальных ресурсов газа и нефти соответственно 200 трлн м³ и 75 млрд т.

Таблица 5

Страны – лидеры по запасам, ресурсам и производству ГПИ (минеральных энергоносителей) в мире (2021 г.)

Нефть	запасы	Венесуэла, Саудовская Аравия
	ресурсы	Россия
	добыча	США*, Россия (?)
Природный газ	запасы	Россия, Иран
	ресурсы	Россия
	добыча	США, Россия
Уголь	запасы	Китай, Россия (?)
	ресурсы	Россия, Китай
	добыча	Китай, США

* Явно, временное явление... (спад неизбежен).

нынешнего столетия, но что это будет – термоядерная реакция или снова уголь – покажет будущее. До этого момента доминирующая роль российских углеводородов в мировом производстве ГПИ останется незыблемой.

При этом экспансия российских энергоносителей в XXI в. возможна в дружественных западном, восточном и южном геостратегических направлениях.

В России самый лучший по составу газ в мире (метановый: CH_4 – 98...99 %), отличная по качеству нефть сибирских месторождений (относительно малосернистая – 0,1...0,8 % серы), уголь всех марок, от бурого до антрацита, достаточно много дорогих (дефицитных) сортов угля (коксующегося и др.), особенно в Якутии – близко от угольного рынка АТР. На что уж Китай и Индия «угольные» страны, так и их компании с удовольствием покупают российский уголь (в объеме 30...40 млн т/год в каждую страну), не говоря уже о Японии. В идеале Россия может поставлять за рубеж

уголь в объеме не менее 55...60 % от производимых объемов, поскольку внутренние потребности невелики (250...270 млн т/год).

Интересно, что Россия неизменно лидирует по ресурсам всех видов ГПИ и по запасам газа и угля. В идеале (по мнению авторов) Россия должна добывать к 2035–2037 гг.: угля – не менее 520...550 млн т/год; суммарно нефти и конденсата – 500 млн т (в том числе конденсата – 40...50 млн т); газа – 1000...1050 млрд м^3 (СлГ – 900...950 млрд м^3). Всего до 2000 млн т условного топлива. Это общие наметки развития минеральной энергетики России и ее экспортной составляющей.

Поскольку всегда Россия будет производить различные виды энергии значительно больше своих национальных потребностей (как и сейчас), то неизбежен вывод об «энергичной» энергетической экспансии на мировом рынке всех энергоносителей (более половины от общего производства).

Список литературы

1. Аксютин О.Е. Актуальные направления развития газовой отрасли Российской Федерации / О.Е. Аксютин, К.Ю. Полоус, А.А. Сахаров // Энергетическая политика. – 2019. – № 2. – С. 24–29.
2. Ананенков А.Г. Воспроизводство ресурсной базы – фундамент стабильного развития газовой отрасли России / А.Г. Ананенков // Газовая промышленность. – 2006. – № 5. – С. 182–185.
3. Байбаков Н.К. Вчера, сегодня, завтра нефтяной и газовой промышленности России / Н.К. Байбаков, Н.М. Байков, К.С. Басниев и др. – М.: ИГИРГИ, 1995. – 200 с.
4. Брехунцов А.М. Нефтегазовая геология Западно-Сибирской Арктики / А.М. Брехунцов, Б.В. Монастырев, И.И. Нестеров и др. – Тюмень: МНП Геодата, 2020. – 464 с.
5. Брехунцов А.М. Освоение углеводородного потенциала Западной Сибири в свете прогнозов, заложенных в Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года / А.М. Брехунцов, И.И. Нестеров, Л.А. Нечипорук // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2017. – № 2. – С. 51–56.
6. Варламов А.И. Состояние и пути наращивания сырьевой базы углеводородов в Российской Федерации / А.И. Варламов, А.П. Афанасенков, М.Ю. Виценовский и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 3. – С. 5–25.
7. Высоцкий В.И. Нефтегазовая промышленность мира: инф.-аналит. обзор / В.И. Высоцкий. – М.: ВНИИзарубежгеология, 2017. – 59 с.
8. Гафаров Н.А. Глобальная энергетическая геостратегия России в XXI веке: газовая компонента / Н.А. Гафаров, С.М. Карнаузов, В.А. Скоробогатов // Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса: тезисы докладов IX Всеросс. науч.-техн. конференции. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2012. – Ч. I: Секции 1–4. – С. 4–6.
9. Голицын М.В. Метаноугольные бассейны и месторождения России. Пути решения проблем добычи метана из угольных пластов / М.В. Голицын, А.Х. Богомолов, В.И. Велов и др. // Геология нефти и газа. – 2013. – № 3. – С. 88–95.
10. Гриценко А.И. Сеноманский комплекс Западной Сибири: геология, разведка, разработка – будущее // А.И. Гриценко, В.И. Ермаков, Г.А. Зотов и др. // Газовая геология России. Вчера. Сегодня. Завтра. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2000. – С. 18–36.

11. Гулев В.Л. Нетрадиционные ресурсы газа и нефти / В.Л. Гулев, Н.А. Гафаров, В.И. Высоцкий и др. – М.: Недра, 2014. – 284 с.
12. Давыдова Е.С. Современное состояние и перспективы освоения газового потенциала недр Западно-Сибирской мегапровинции / Е.С. Давыдова, Г.Р. Пятницкая, Д.В. Люгай и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 3 (31): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 4–11.
13. Ефимов А.С. Состояние и перспективы развития сырьевой базы углеводородов / А.С. Ефимов, Ю.Л. Зайцева, М.А. Масленников и др. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2017. – № 3. – С. 19–40.
14. Карнаухов С.М. Эра сеноманского газа: «от рассвета до заката» / С.М. Карнаухов, В.А. Скоробогатов, О.Г. Кананыхина // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.: сб. науч. статей. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С. 15–25.
15. Козловский Е.А. Россия: минерально-сырьевая политика и национальная безопасность / Е.А. Козловский. – М.: МГГУ, 2002.
16. Логвинов М.И. Состояние, проблемы развития и перспективы освоения угольной сырьевой базы / М.И. Логвинов, И.В. Гордеев, В.Н. Микерова и др. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2017. – № 3. – С. 52–61.
17. Минерально-сырьевая база топливно-энергетического комплекса России. Состояние и прогноз / под ред. В.З. Гарипова, Е.А. Козловского. – М.: ИГЭП РАЕН, 2004. – 548 с.
18. Новак А.В. Энергетика: взгляд в будущее / А.В. Новак // Энергетическая политика. – 2019. – № 2. – С. 6–11.
19. Поляков Е.Е. Где искать новые крупнейшие, гигантские и уникальные газосодержащие месторождения в Северной Евразии? / Е.Е. Поляков, В.В. Рыбальченко, А.Е. Рыжов и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 45–57.
20. Скоробогатов В.А. А есть ли сланцевый газ в недрах осадочных бассейнов России? / В.А. Скоробогатов // Деловой журнал «Neftegaz.ru». – 2020. – № 4. – С. 54–62.
21. Скоробогатов В.А. Будущее российского газа и нефти / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 31–43.
22. Скоробогатов В.А. Газовый потенциал недр осадочных бассейнов Северной и Восточной Евразии: стратегия освоения / В.А. Скоробогатов, С.М. Карнаухов // Газовая промышленность. – № 3. – 2007. – С. 16–21.
23. Скоробогатов В.А. Геостратегические основы восточного направления энергетической политики России в первые десятилетия XXI века // Газовая геология России. Вчера. Сегодня. Завтра. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2000. – С. 64–81.
24. Скоробогатов В.А. Западно-Арктический шельф Северной Евразии: запасы, ресурсы и добыча углеводородов до 2040 и 2050 гг. / В.А. Скоробогатов, М.Ю. Кабалин // Деловой журнал «Neftegaz.ru». – 2019. – № 11 (95). – С. 36–51.
25. Скоробогатов В.А. Новая парадигма развития энергетического комплекса России в первой половине XXI века / В.А. Скоробогатов // Деловой журнал Neftegaz.ru. – 2019. – № 5. – С. 38–47.
26. Скоробогатов В.А. Опыт оценок потенциальных ресурсов свободного газа осадочных бассейнов России и их подтверждаемость при поисково-разведочных работах / В.А. Скоробогатов, Г.Р. Пятницкая, Д.А. Соин и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 59–65.
27. Скоробогатов В.А. Поиски месторождений и залежей углеводородов в осадочных бассейнах Северной Евразии: итоги, проблемы, перспективы / В.А. Скоробогатов, В.В. Рыбальченко, Д.Я. Хабибулин и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 4(41). – С. 18–34.
28. Скоробогатов В.А. Потенциальные ресурсы нетрадиционного газа недр России (суша и шельф) и перспективы их промышленного освоения до 2050 г. / В.А. Скоробогатов, Е.В. Перлова // Геология нефти и газа. – 2014. – № 5. – С. 48–57.
29. Скоробогатов В.А. От Германии до Японии. Энергетическая геополитика России в Евразии в начале XXI века / В.А. Скоробогатов // Нефтегазовая вертикаль. – 1999. – № 2–3. – С. 44–47.
30. Старосельский В.И. Структура запасов и ресурсов природного газа России / В.И. Старосельский, Г.Ф. Пантелеев и др. // Перспективы развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности России: сб. науч. трудов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2008. – С. 33–44.

31. Ступакова А.В. Перспективы открытия новых месторождений в пределах арктического шельфа / А.В. Ступакова, А.А. Суслова, Р.С. Сауткин и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 154–166.
32. Толстиков А.В. Запасы и ресурсы углеводородов, перспективы изучения и промышленного освоения недр морей России в XXI в. / А.В. Толстиков, Д.А. Астафьев, Я.И. Штейн и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4. – С. 73–85.
33. Черепанов В.В. Российский газ в XXI веке / В.В. Черепанов, С.М. Карнаухов, В.А. Скоробогатов // Теоретические основы и технологии поисков и разведки нефти и газа. – М.: РГУНГ, 2012. – № 1. – С. 20–23.

Global energy geostrategy of Russia in XXI century. Struggle for world hegemony in energetics runs on

B.A. Grigoryev¹, V.A. Skorobogatov^{1*}

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Gazovikov street, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

* E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Authors examine further evolution of the power industry both in Russia and in other states being the leader of the fossil fuels production. They stress the topical role of the mineral energy carriers, such as the oil, the gas and the coal, in energy production and energy consumption of the major rather big countries (Russia, China, USA etc.) for many decades long in the 21st century. They highlight an impact of the renewable energy sources in the fuel-and-energy balance of those countries which possess considerable traditional and alternative hydrocarbon resources including the shale gas and the coal gas. The primacy of Russian Federation in production of the fossil fuels in 2031–2050 and further is substantiated. This conclusion bases on huge subsoil hydrocarbon reserves and prognostic resources in Northern Eurasia.

Keywords: gas, oil, coal, hydrocarbon field, reserves, resources, production, shale hydrocarbons, geostrategy, world, Russia, continental shelf, Arctic.

References

- AKSYUTIN, O.Ye., K.Yu. POLOUS, A.A. SAKHAROV. Topical leads in gas industry of Russian Federation [Aktualnyye napravleniya razvitiya gazovoy otrasli Rossiyskoy Federatsii]. *Energeticheskaya Politika*, 2019, no. 2, pp. 24–29, ISSN 2409-5516. (Russ.).
- ANANENKOV, A.G. Reproduction of resource base as a foundation of stable evolution of gas industry in Russia [Vosproizvodstvo resursnoy bazy – fundament stabilnogo razvitiya gazovoy otrasli Rossii]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2006, no. 5, pp. 182–185, ISSN 0016-5581. (Russ.).
- BAYBAKOV, N.K., N.M. BAYKOV, K.S. BASNIYEV, et al. *Yesterday, today, tomorrow of oil and gas industry in Russia* [Vchera, segodnya, zavtra neftyanoy i gazovoy promyshlennosti Rossii]. Moscow: Institute of Geology and Mining of Fossil Fuels, 1995. (Russ.).
- BREKHUNTSOV, A.M., B.V. MONASTYREV, I.I. NESTEROV, et al. *Oil-gas geology of West-Siberian Arctic* [Neftegazovaya geologiya Zapadno-Sibirskoy Arktiki]. Tyumen: MNP Geodata, 2020. (Russ.).
- BREKHUNTSOV, A.M., I.I. NESTEROV, L.A. NECHIPORUK. Development of West-Siberian hydrocarbon potential in the light of forecasts incorporated in the Energy strategy of Russian Federation till 2035 [Osvoyeniye uglevodorodnogo potentsiala Zapadnoy Sibiri v svete prognozov, zalozhennykh v Energeticheskoy strategii Rossiyskoy Federatsii na period do 2035 goda]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*, 2017, no. 2, pp. 51–56, ISSN 0869-3188. (Russ.).
- VARLAMOV, A.I., A.P. AFANASENKOV, M.Yu. VITSENOVSKIY, et al. Status of a base of raw hydrocarbons in Russian Federation and ways to increase it [Sostoyaniye i puti narashchivaniya syryevoy bazy uglevodorodov v Rossiyskoy Federatsii]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 3, pp. 5–25. ISSN 0016-7894. (Russ.).
- VYSOTSKIY, V.I. *Global petroleum industry in 2010–2016* [Neftegazovaya promyshlennost mira v 2010–2016 gg.]: analytical review. Moscow: VNIIZarubezhgeologiya, 2017. (Russ.).

8. GAFAROV, N.A., S.M. KARNAUKHOV, V.A. SKOROBOGATOV. Global energy geostrategy of Russia in 21st century: a gas component [Globalnaya energeticheskaya geostrategiya Rossii v XXI veke: gazovaya komponenta]. In: *Actual challenges of the gas-and-petroleum complex* [Aktualnyye problem razvitiya neftegazovogo kompleksa]: Proc. of the 9th All-Russia scientific and technical conference. Moscow: Gubkin University, 2012, pt. 1, pp. 4–6. (Russ.).
9. GOLITSYN, M.V., A.Kh. BOGOMOLOV, V.I. VELOV, et al. Methane-coal basins and fields in Russia. Ways to recover methane from coalbeds [Metanougolnyye basseyny i mestorozhdeniya Rossii. Puti resheniya problem dobychi metana iz ugolnykh plastov]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2013, no. 3, pp. 88–95, ISSN 0016-7894. (Russ.).
10. GRITSENKO, A.I., V.I. YERMAKOV, G.A. ZOTOV, et al. Cenomanian complex of Western Siberia: geology, prospecting, development – Future [Senomanskiy kompleks Zapadnoy Sibiri: geologiya, razvedka, razrabotka – budushcheye]. In: *Gas geology of Russia. Yesterday. Today. Tomorrow* [Gazovaya geologiya Rossii. Vchera. Segodnya. Zavtra]: collected bk. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2000, pp. 18–36. (Russ.).
11. GULEV, V.L., N.A. GAFAROV, V.I. VYSOTSKIY, et al. *Alternative gas and oil resources* [Netraditsionnyye resursy gaza i nefti]. Moscow: Nedra, 2014. (Russ.).
12. DAVYDOVA, Ye.S., G.R. PYATNITSKAYA, D.V. LYUGAY, et al. State of art and outlooks for development of gaseous subsoil potential in Western-Siberian megaprovince [Sovremennoye sostoyaniye i perspektivy osvoyeniya gazovogo potentsiala neдр Zapadno-Sibirskoy megaprovintsii]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017, no. 3 (31): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 4–12. ISSN 2306-9849. (Russ.).
13. YEFIMOV, A.S., Yu.L. ZAYTSEVA, M.A. MASLENNIKOV et al. Present state of raw hydrocarbon resource base and outlooks for its development [Sostoyaniye i perspektivy razvitiya syryevoy bazy uglevodorodov]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*. 2017, no. 3, pp. 19–40. ISSN 0869-3188. (Russ.).
14. KARNAUKHOV, S.M., V.A. SKOROBOGATOV, O.G. KANANYKHINA. The age of Cenomanian gas: “From the dawn to the sunset” [Era senomanskogo gaza: “ot rassveta do zakata”]. In: *Challenges of supplying resources to gas producing regions of Russia to 2030* [Problemy resursnogo obespecheniya gazodobyvayushchikh rayonov Rossii do 2030 g.]: collection of sc. articles. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2011, pp. 15–25. (Russ.).
15. KOZLOVSKIY, Ye.A. Russia: Natural resources policy and national safety [Rossiya: mineralno-syryevaya politika i natsionalnaya bezopasnost]. Moscow: Moscow State Humanitarian University, 2002.
16. LOGVINOV, M.I., I.V. GORDEYEV, V.N. MIKEROVA, et al. Status, challenges and outlooks for development of raw coals [Sostoyaniye, problem razvitiya i perspektivy osvoyeniya ugolnoy syryevoy bazy]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*, 2017, no. 3, pp. 52–61, ISSN 0869-3188. (Russ.).
17. GARPOV, V.Z., Ye.A. KOZLOVSKIY (eds.). *Mineral resources of Russian fuel & energy industry. Contemporary state and prediction* [Mineralno-syryevaya baza toplivno-energeticheskogo kompleksa Rossii. Sostoyaniye i prognoz]. St. Petersburg: Institute of Geological Economic Problems Ltd, 2004. (Russ.).
18. NOVAK, A.V. Power industry: vision of future [Energetika: Vzglyad v budushcheye]. *Energeticheskaya Politika*, 2019, no. 2, pp. 6–11, ISSN 2409-5516. (Russ.).
19. POLYAKOV, Ye.Ye., V.V. RYBALCHENKO, A.Ye. RYZHOV, et al. Where must the new the biggest, gigantic and unique gas-bearing fields be looked for in Northern Eurasia? [Gde iskat novyye krupneyshiye, gigantiskiye i unikalnyye gazosoderzhashchiye mestorozhdeniya v Severnoy Evrazii?]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 45–57. ISSN 0016-7894. (Russ.).
20. SKOROBOGATOV, V.A. Is there any shale gas in sedimentary basins of Russia? [A yest li slanstevyy gaz v nedrakh osadochnykh basseynov Rossii?]. *Delovoy Zhurnal NEFTEGAZ.RU*, 2020, no. 5, pp. 66–74. ISSN 2410-3837. (Russ.).
21. SKOROBOGATOV, V.A. Future of Russian gas and oil [Budushcheye rossiyskogo gaza i nefti]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 31–43. ISSN 0016-7894. (Russ.).
22. SKOROBOGATOV, V.A., S.M. KARNAUKHOV. Subsoil gas potential of the sedimentary basins at Northern and Eastern Eurasia: strategy of development [Gazovyy potentsial neдр osadochnykh basseynov Severnoy i Vostochnoy Evrazii: strategiya osvoyeniya]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2007, no. 3, pp. 16–21. ISSN 0016-5581. (Russ.).
23. SKOROBOGATOV, V.A. Geostrategic principles of eastern vector in Russian energy policy during the first decades of 21st century [Geostrategicheskiye osnovy vostochnogo napravleniya energeticheskoy politiki Rossii v pervyye desyatiletiya XXI veka]. *Gas geology of Russia. Yesterday. Today. Tomorrow* [Gazovaya geologiya Rossii. Vchera. Segodnya. Zavtra]: collected bk. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2000, pp. 64–81. (Russ.).
24. SKOROBOGATOV, V.A., M.Yu. KABALIN. West-Arctic shelf of Northern Eurasia – reserves, resources and production of hydrocarbons up to 2040 and 2050 [Zapadno-Arkticheskiy shelf Severnoy Evrazii: zapasy, resursy i dobycha uglevodorodov do 2040 i 2050 gg.]. *Delovoy zhurnal Neftegaz.ru*, 2019, no. 11, pp. 36–51. ISSN 2410-3837. (Russ.).
25. SKOROBOGATOV, V.A. A new evolution paradigm for Russian energy complex in the first half of the 21st century [Novaya paradigm razvitiya energeticheskogo kompleksa Rossii v pervoy polovine XXI veka]. *Delovoy Zhurnal Neftegaz.ru*, 2019, no. 5, pp. 38–47, ISSN 2410-3837. (Russ.).

26. SKOROBOGATOV, V.A., G.R. PYATNITSKAYA, D.A. SOIN, et al. Practice of estimation of potential resources of the free gas in sedimentary basins of Russia and their validation during prospecting works [Opyt otsenok potentsialnykh resursov svobodnogo gaza osadochnykh basseynov Rossii i ikh podtverzhdayemost pri poiskovo-razvedochnykh rabotakh]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 59–65. ISSN 0016-7894. (Russ.).
27. SKOROBOGATOV, V.A., V.V. RYBALCHENKO, D.Ya. KHABIBULLIN, et al. Searching hydrocarbon fields and deposits in sedimentary basins of Northern Eurasia: results, issues and outlooks [Poiski mestorozhdeniy i zalezhey uglevodorodov v osadochnykh basseynakh Severnoy Yevrazii: itogi, problem, perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, no. 4 (41): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 18–34. ISSN 2306-9849. (Russ.).
28. SKOROBOGATOV, V.A., Ye.V. PERLOVA. Potential in-situ resources of alternative gas in Russia (onshore and offshore), and outlooks for their industrial development before 2050 [Potentsialnyye resursy netraditsionnogo gaza neдр Rossii (susha i shelf) i perspektivy ikh promyshlennogo osvoyeniya do 2050 g.]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2014, no. 5, pp. 48–57. ISSN 0016-7894. (Russ.).
29. SKOROBOGATOV, V.A. From Germany to Japan. Russia's energy geopolitics in Eurasia in the beginning of the 21st century [Ot Germanii do Yaponii. Energeticheskaya geopolitika Rossii v Evrazii v nachale XXI veka]. *Neftegazovaya Vertikal*, 1999, no. 2–3, pp. 44–47. (Russ.).
30. STAROSELSKIY, V.I., G.F. PANTELEYEV, et al. Structure of natural gas reserves and resources in Russia [Struktura zapasov i resursov prirodnogo gaza Rossii]. In: *Outlooks for development of mineral resources for gas industry of Russia* [Perspektivy razvitiya mineralno-syryevoy bazy gazovoy promyshlennosti Rossii]: collected scientific papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2008, pp. 33–44. (Russ.).
31. STUPAKOVA, A.V., A.A. SUSLOVA, R.S. SAUTKIN, et al. Outlooks for discovery of new fields within the framework of Arctic continental shelf [Perspektivy otkrytiya novykh mestorozhdeniy v predelakh arkticheskogo shelfa]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016, no. 4 (28): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 154–164. ISSN 2306-8949. (Russ.).
32. TOLSTIKOV, A.V., D.A. ASTAFYEV, Ya.I. SHTEYN, et al. Reserves and resources of hydrocarbons, outlooks for exploration and commercial development of the seabed subsoil in Russia in 21st century [Zapasy i resursy uglevodorodov, perspektivy izucheniya i promyshlennogo osvoyeniya neдр morey Rossii v XXI v.]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2018, no. 4, pp. 73–85. ISSN 0016-7894. (Russ.).
33. CHEREPANOV, V.V., S.M. KARNAUKHOV, V.A. SKOROBOGATOV. Russian gas in the XXI century [Rossiyskiy gaz v XXI veke]. *Teoreticheskiye Osnovy i Tekhnologii Poiskov i Razvedki Nefti i Gaza*. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas (national research university), 2012, no. 1, pp. 20–23. ISSN 2307-9411. (Russ.).

К ЗАЩИТЕ ДИССЕРТАЦИЙ

УДК 550.812.14

Методика комплексной оценки влияния литологических и структурных факторов на проницаемость пород-коллекторов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения

С.Ю. Ромащенко

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1
E-mail: S_Romaschenko@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Продуктивные отложения Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (ЧНГКМ) характеризуются высокой степенью неоднородности (анизотропии), отражающейся в изменчивости таких характеристик, как литология, проницаемость и пористость. В связи с этим целесообразны оценка анизотропии по данным геофизических исследований скважин (ГИС) и ее учет при определении расчетных фильтрационных свойств пластов, а также при прогнозировании дебитов.

Для установления возможности разделения продуктивного разреза ЧНГКМ по степени неоднородности проанализирована вся выборка данных ГИС с учетом индексов неоднородности, выделенных по данным микросканеров. Путем интерполяции относительного процентного содержания однородных коллекторов получены карты однородности продуктивных пластов.

В итоге оценки проницаемости с учетом литотипов и неоднородности продуктивного интервала получены карты проницаемостей продуктивных горизонтов. Такой методический подход позволяет составить более достоверный прогноз добычных возможностей скважин.

Ключевые слова:

данные геофизических исследований скважин, анизотропия, фильтрационные свойства, проницаемость, литология.

Изменчивость литологического состава, неоднородность структуры характерны для коллекторов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (ЧНГКМ). Это необходимо учитывать при разработке методики определения подсчетных параметров. В связи с этим целесообразны оценка анизотропии по данным геофизических исследований скважин (ГИС) и ее учет при определении расчетных фильтрационных свойств пластов [1].

Для разработки критериев оценки неоднородности по данным ГИС обработаны данные микросканеров по 14 скважинам [2, табл. 1], увязанные по глубине с данными стандартного и дополнительного комплекса ГИС, а также с литологическим макроописанием керна и результатами петрофизических исследований [3, 4]. Отмечено, что в исследованных микросканерами скважинах в ботубинском горизонте преобладают однородные разности, а доля коллекторов с неоднородным строением, по данным FMI (азимутальный электрический микроимиджер, *англ.* formation micro imager), существенно ниже, чем слабо неоднородных и однородных. Такие выводы хорошо согласуются с литологическим описанием керна, по которому пропластки аргиллитов и алевролитов, чаще толщиной от первых миллиметров до нескольких сантиметров, в основном встречаются в подошвенной части горизонта. Только в отдельных скважинах песчаники нижней части ботубинского горизонта замещаются переслаиванием аргиллитов, песчаников и алевролитов (скв. 321-19, 321-2, 847, 849). Это соответствует условиям формирования горизонта, в основном представленного отложениями барового тела [5. – С. 147: рис. 4.].

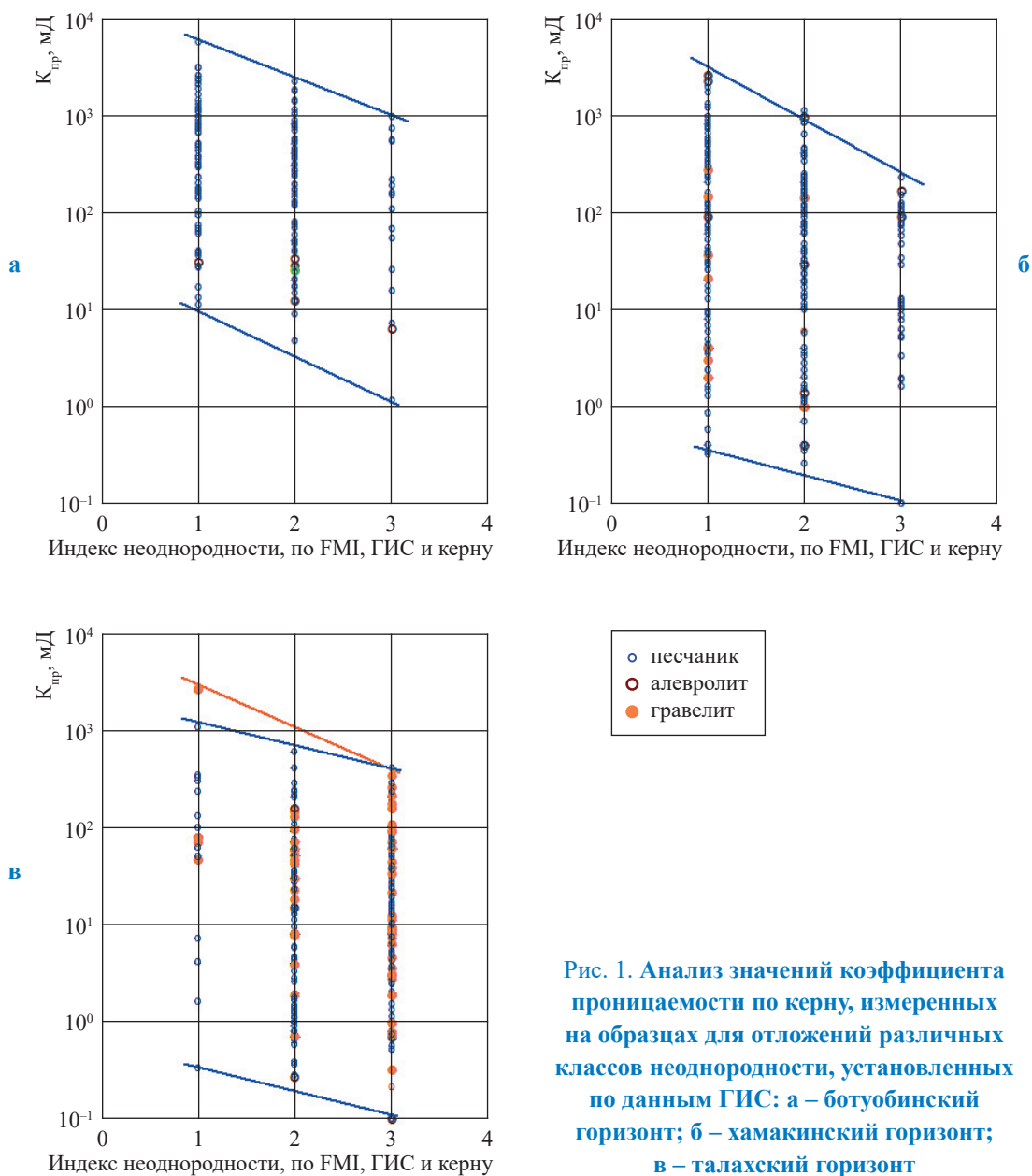


Рис. 1. Анализ значений коэффициента проницаемости по керну, измеренных на образцах для отложений различных классов неоднородности, установленных по данным ГИС: а – ботубинский горизонт; б – хамакинский горизонт; в – талахский горизонт

Основная сложность в изучении неоднородных коллекторов методами ГИС состоит в том, что непроницаемые элементы неоднородности имеют размеры от десятых долей миллиметра до 20...25 см, а методы ГИС с небольшим вертикальным разрешением регистрируют вертикальные характеристики. В результате пластопересечения характеризуются параметрами ГИС, отражающими интегральные свойства текстурно-неоднородных пород.

Для установления возможности разделения продуктивного разреза ЧНГКМ по степени однородности проанализирована вся выборка данных ГИС с учетом индексов неоднородности,

выделенных по микросканерам. В результате разработан коэффициент однородности K , отражающий изменение глубины зоны проникновения в пласте-коллекторе. Коэффициент K увеличивается в однородных пластах и уменьшается в неоднородных, что связано с интегрированным отображением на данных разноглубинного электромагнитного каротажа переслаивания пропластков с отсутствием и наличием проникновения и его глубиной. Граничные значения K были установлены по дифференциальным распределениям [5, с. 148: рис. 5].

По установленным критериям в разведочных скважинах ЧНГКМ с различным

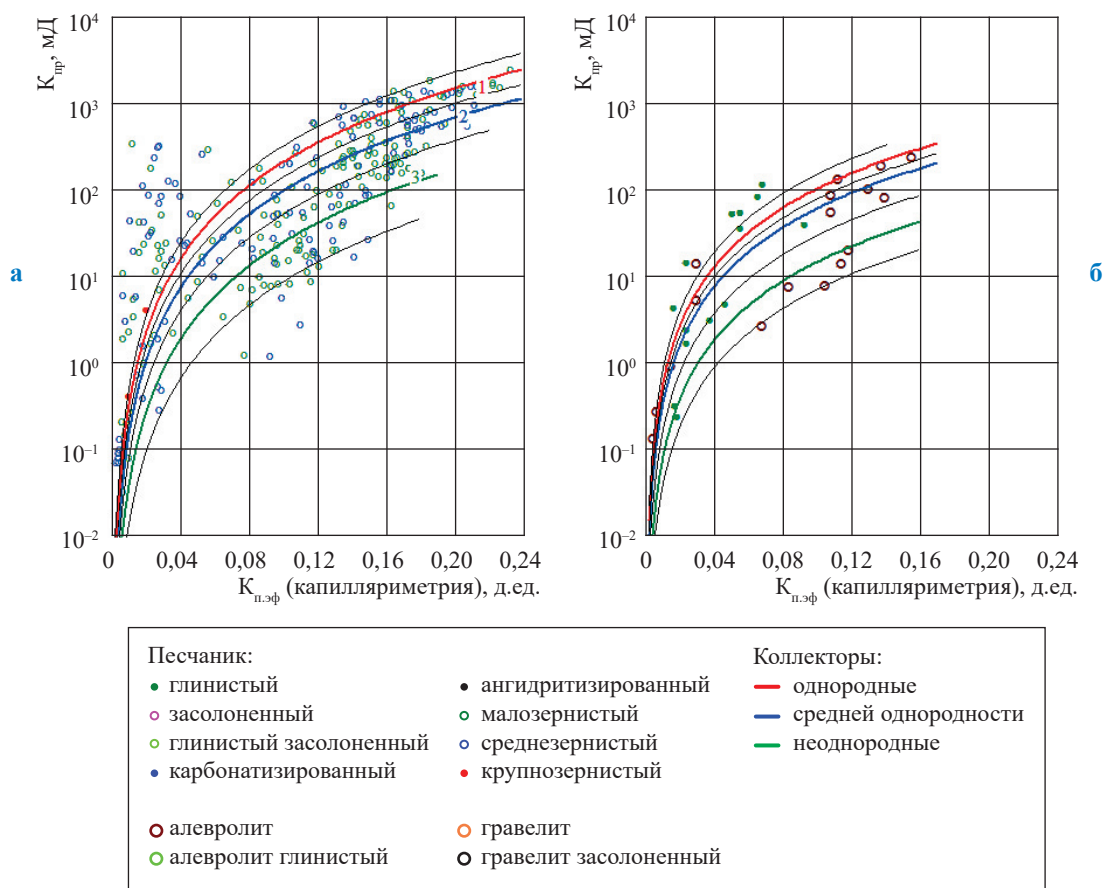


Рис. 2. Ботубинский горизонт. Зависимости $K_{пр}$ от $K_{п.эф}$, дифференцированные по неоднородности: а – среднезернистые и мелкозернистые песчаники; б – алевролиты, глинистые песчаники

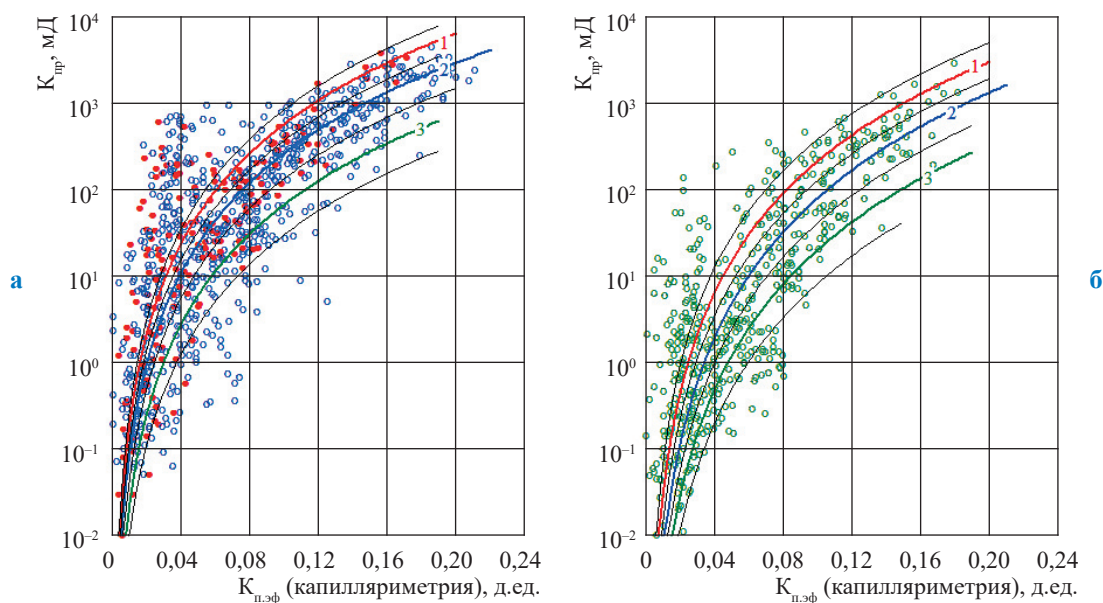


Рис. 3. Хамакинский горизонт. Зависимости $K_{пр}$ от $K_{п.эф}$, дифференцированные по неоднородности: а – крупнозернистые и среднезернистые песчаники; б – мелкозернистые песчаники. Здесь и далее на рис. 4–6 условные обозначения см. на рис. 2

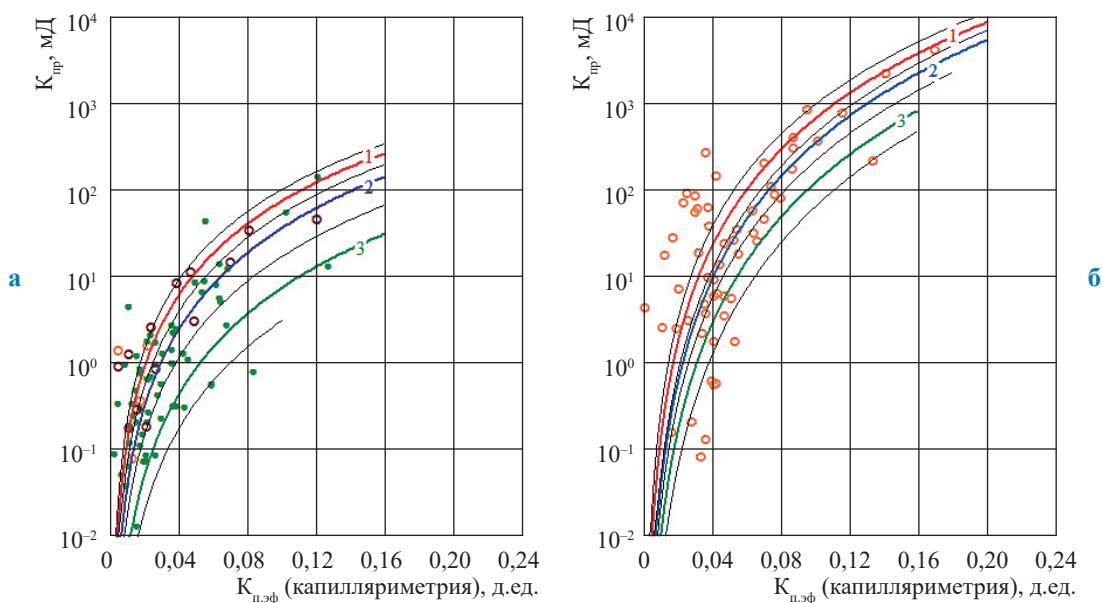


Рис. 4. Хамакинский горизонт. Зависимости $K_{пр}$ от $K_{п.эф}$, дифференцированные по неоднородности: а – алеволиты, глинистые песчаники, переслаивание песчаников и алеволитов; б – гравелиты

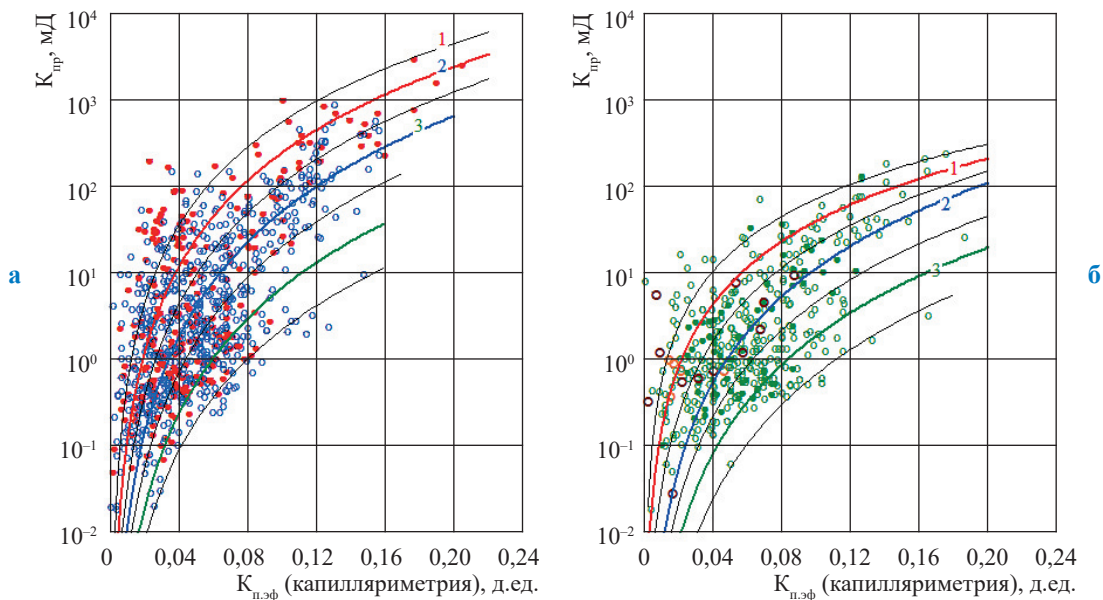


Рис. 5. Талахский горизонт. Зависимости $K_{пр}$ от $K_{п.эф}$, дифференцированные по неоднородности: а – крупнозернистые и среднезернистые песчаники; б – мелкозернистые песчаники, алеволиты, глинистые песчаники, переслаивание песчаников и алеволитов

комплексом ГИС выделены однородные и неоднородные коллекторы [5, с. 150: рис. 6]. Результаты оценки однородности продуктивных интервалов предложенным методом согласуются с результатами оценки однородности по FMI.

С учетом разработанных критериев в разрезе разведочных и эксплуатационных скважин выделены интервалы, характеризующиеся разной степенью анизотропности [5, с. 152: рис. 9]. Процентное соотношение пород разной степени неоднородности, установленное

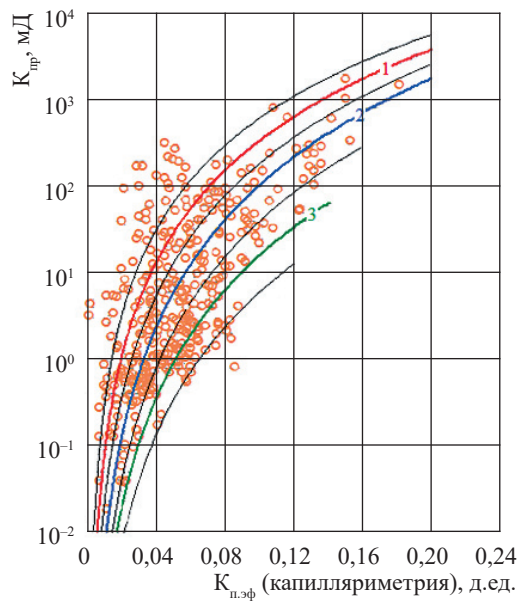


Рис. 6. Талахский горизонт. Зависимость $K_{пр}$ от $K_{п.эф}$ для гравелитов, дифференцированная по неоднородности

по ГИС в разрезе эксплуатационных скважин, согласуется с аналогичными данными о разведочных скважинах. В зависимости от степени анизотропии при оценке проницаемости для литотипов осуществлялась дополнительная дифференциация зависимостей проницаемости от пористости, что позволило более достоверно определять фильтрационные характеристики пород в эксплуатационных скважинах и соответственно более корректно оценивать прогнозные продуктивные характеристики скважин.

В результате анализа коэффициента проницаемости ($K_{пр}$) на образцах керна для разной степени однородности отложений продуктивных горизонтов установлено его закономерное и равномерное уменьшение при увеличении степени неоднородности (рис. 1).

Градации зависимостей по неоднородности осуществлялась исходя из имеющейся дисперсии данных $K_{пр} = f(K_{п.эф})$, где $K_{п.эф}$ – коэффициент эффективной пористости, в предположении наличия трех типов неоднородности по наличию тонких глинистых прослоев и равномерности уменьшения $K_{пр}$ при увеличении степени неоднородности. При этом для отложений средней однородности принята осредненная зависимость, разработанная по данным «кern – kern». Это предположение подтверждается

статистическим анализом определения $K_{пр}$ для пропластков в разных диапазонах пористости. При этом для сопоставимости анизотропии пропластка и измерений $K_{пр}$ образцов керна рассматривались пропластки толщиной более 1 м с наличием определений $K_{пр}$ не менее 3. Обоснование градации зависимости $K_{пр} = f(K_{п.эф})$, где $K_{п.эф}$ – коэффициент пористости, от неоднородности для песчаников мелкозернистых хамакинского горизонта приведено ранее [6, с. 132: рис. 6.]. Результаты дифференциации зависимостей представлены на рис. 2–6.

Путем интерполяции относительного процентного содержания однородных коллекторов получены карты однородности продуктивных пластов (рис. 7–9).

Результаты площадного анализа данных об однородности согласуются с данными FMI-каротажа скважин [5]. Наиболее однородным является ботубинский горизонт, а наименее однородным – талахский. Внутри пласта наиболее однородные интервалы приурочены в основном к купольной части залежи. Сопоставление данных 2D-моделей однородности и проницаемости по продуктивным горизонтам показало:

- ботубинский горизонт наиболее однороден на северо-западе и юге, проницаемость наиболее высокая на северо-западе;
- хамакинский горизонт однороден в восточной, центральной и южной частях, в то же время его проницаемость наиболее высока в центральной и северной частях;
- талахский горизонт наименее однородный, однородные толщи сосредоточены в центре, проницаемость также низкая.

Такая изменчивость степени однородности связана с особенностями осадконакопления месторождений, приуроченных к приливно-отливным равнинам.

В итоге оценки проницаемости, проведенной с учетом литотипа и неоднородности продуктивного интервала, получены карты проницаемостей продуктивных горизонтов (рис. 10–12). Такой методический подход позволяет составить более достоверный прогноз добычных возможностей скважин. Кроме того, путем наложения карт однородности и проницаемости можно выделить наиболее однородные и проницаемые площади для учета при проектировании разработки месторождения (рис. 13–15).

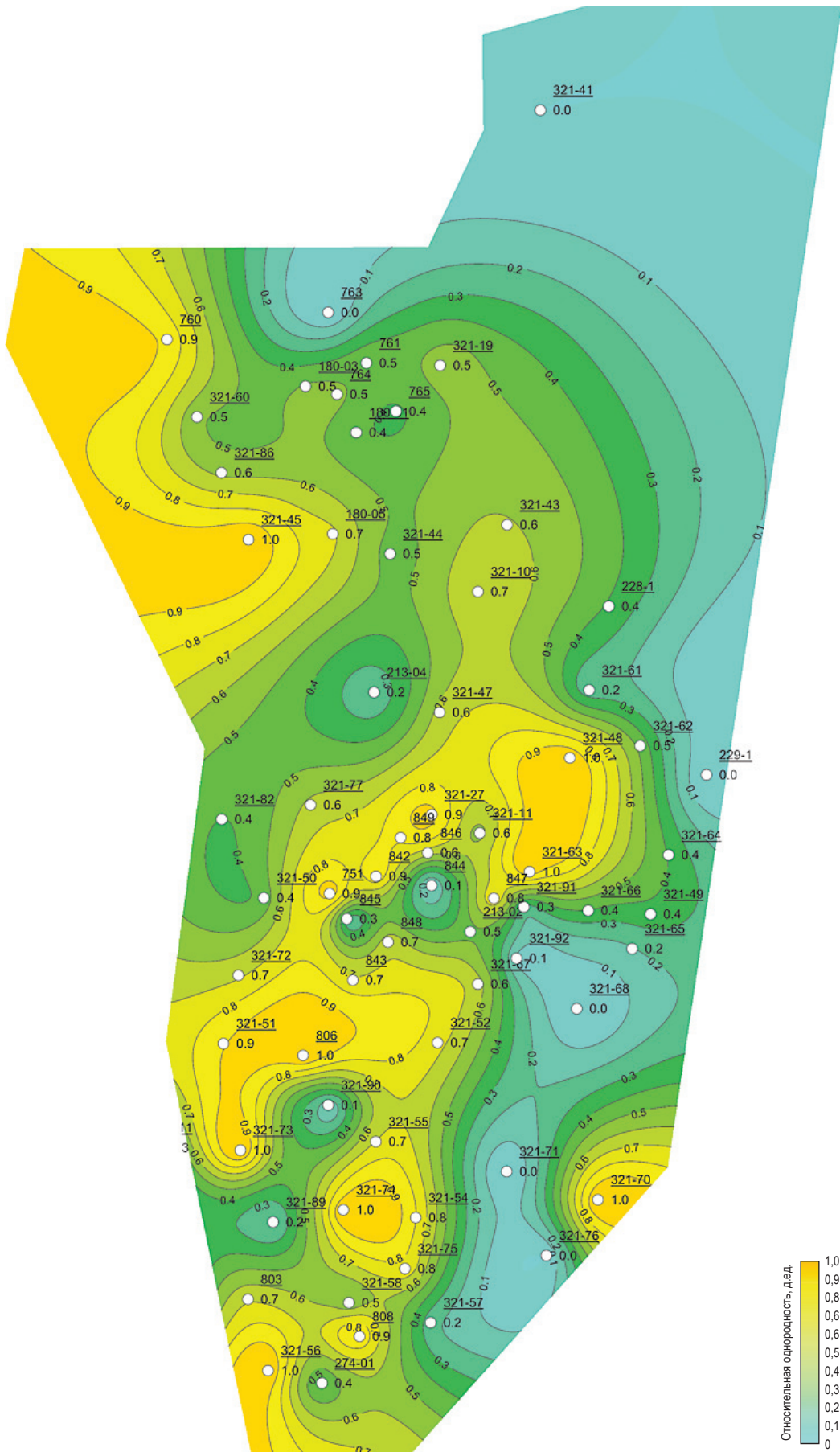


Рис. 8. Карта однородности хамакинского горизонта

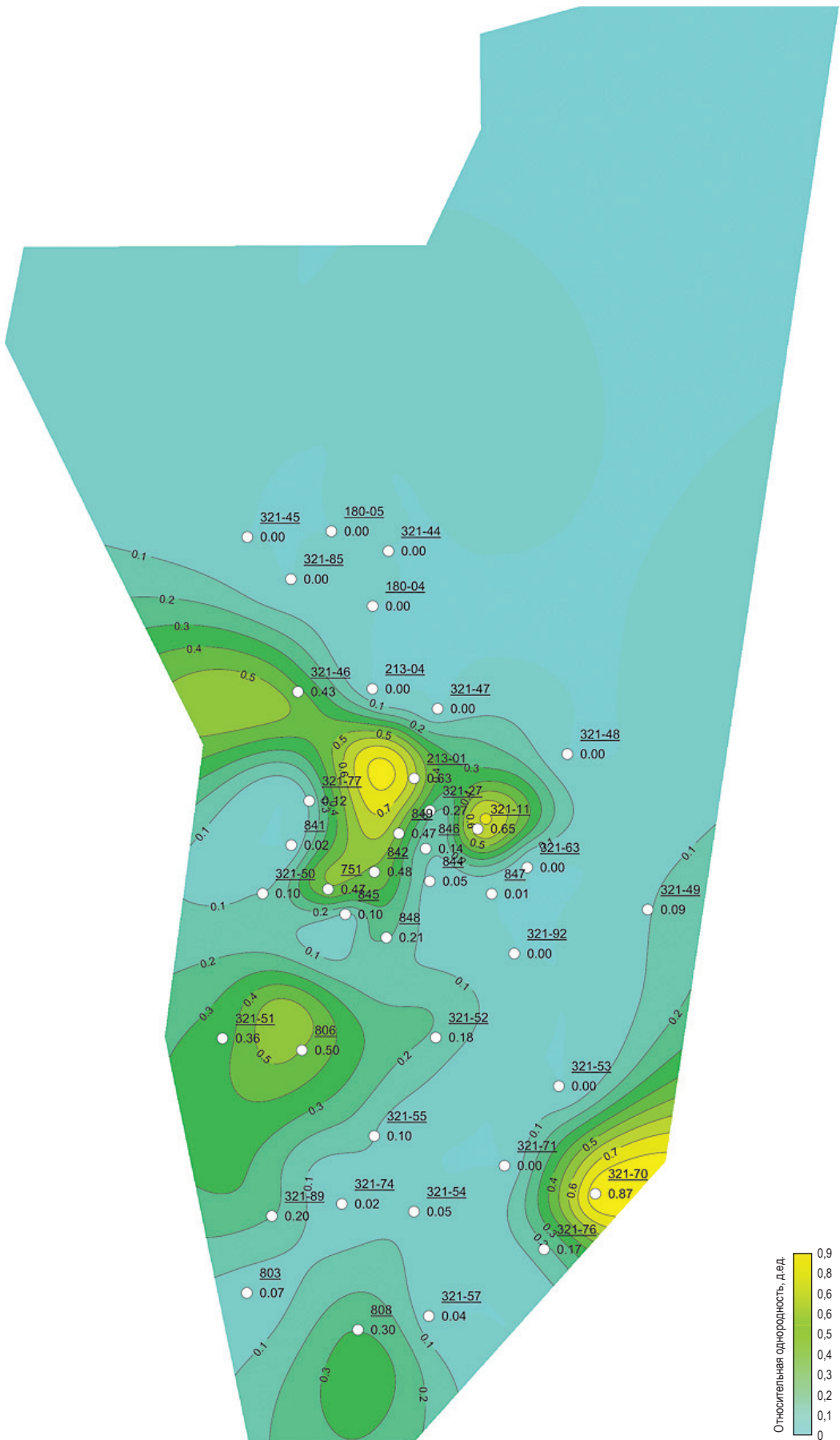


Рис. 9. Карта однородности талахского горизонта

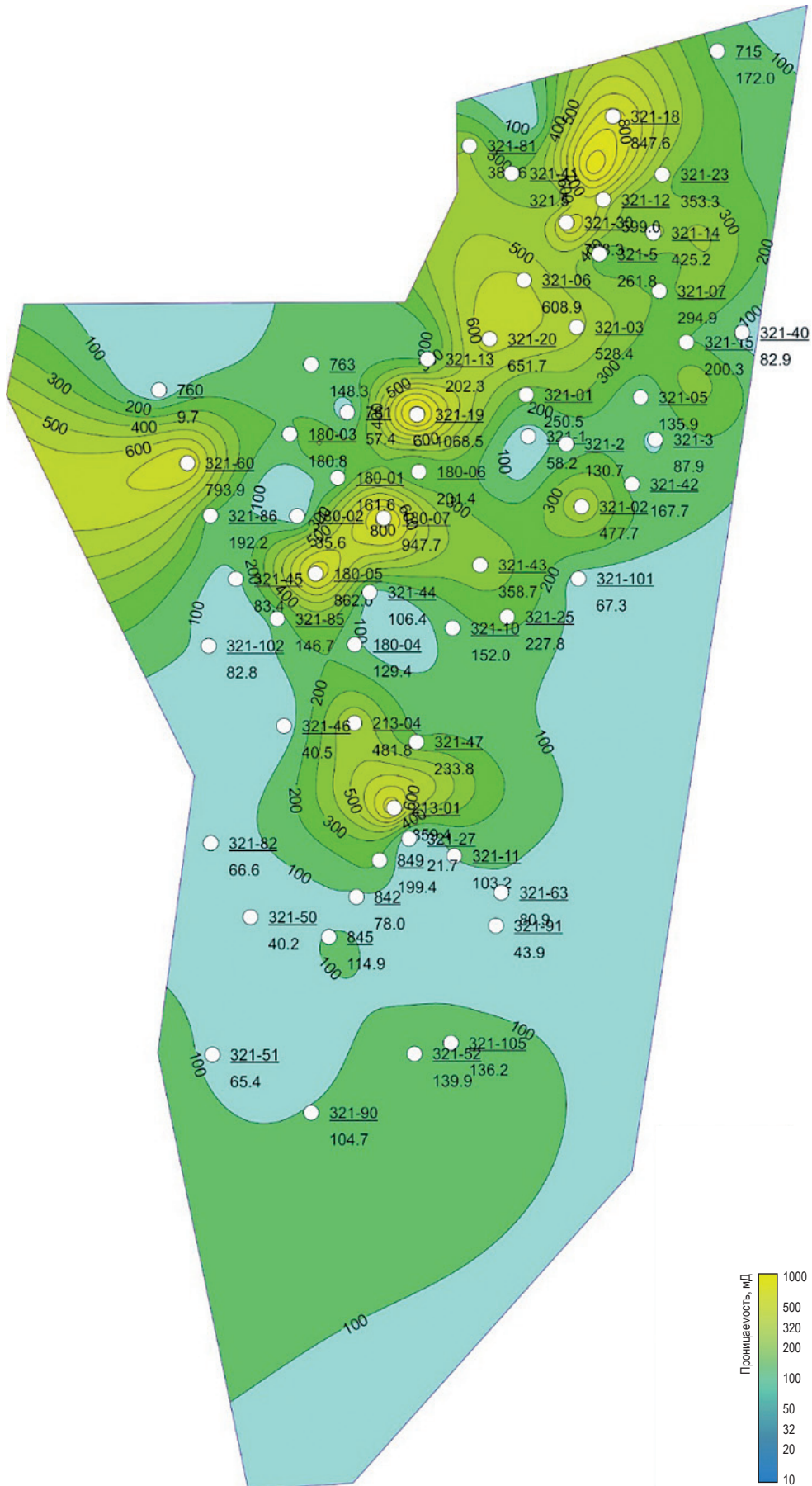


Рис. 10. Карта проницаемости ботубинского горизонта

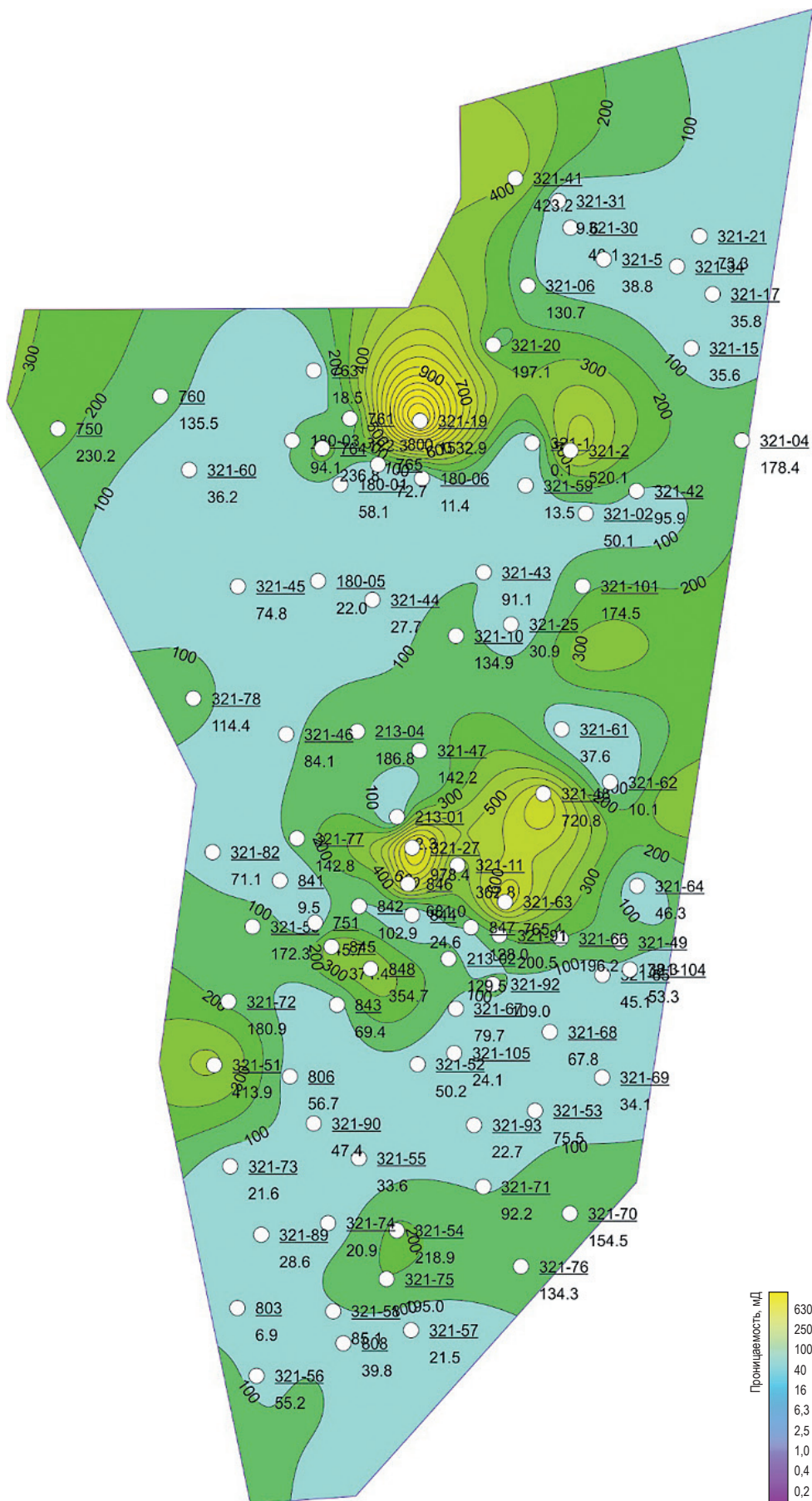


Рис. 11. Карта проницаемости хамакинского горизонта

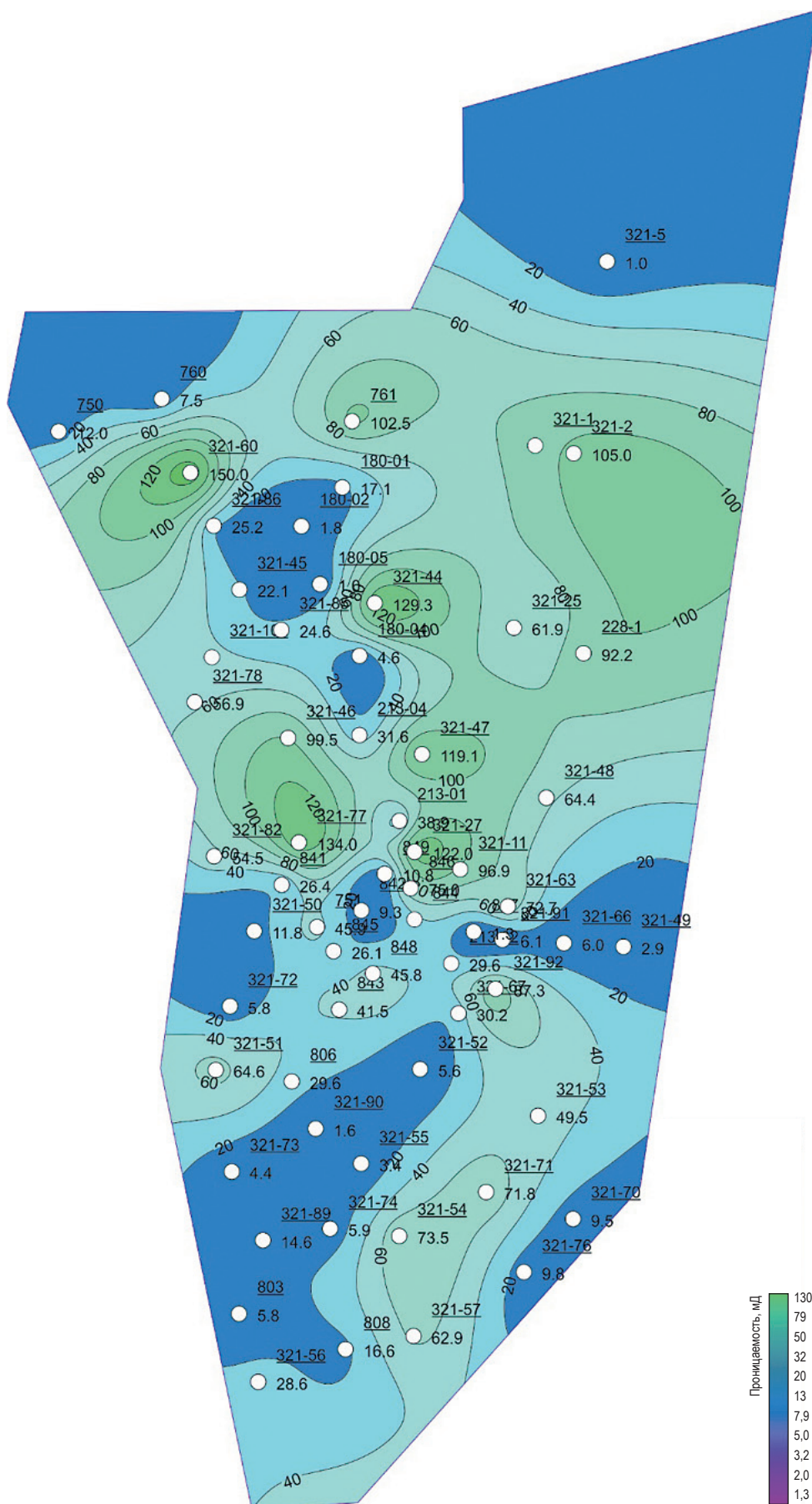


Рис. 12. Карта проницаемости талахского горизонта

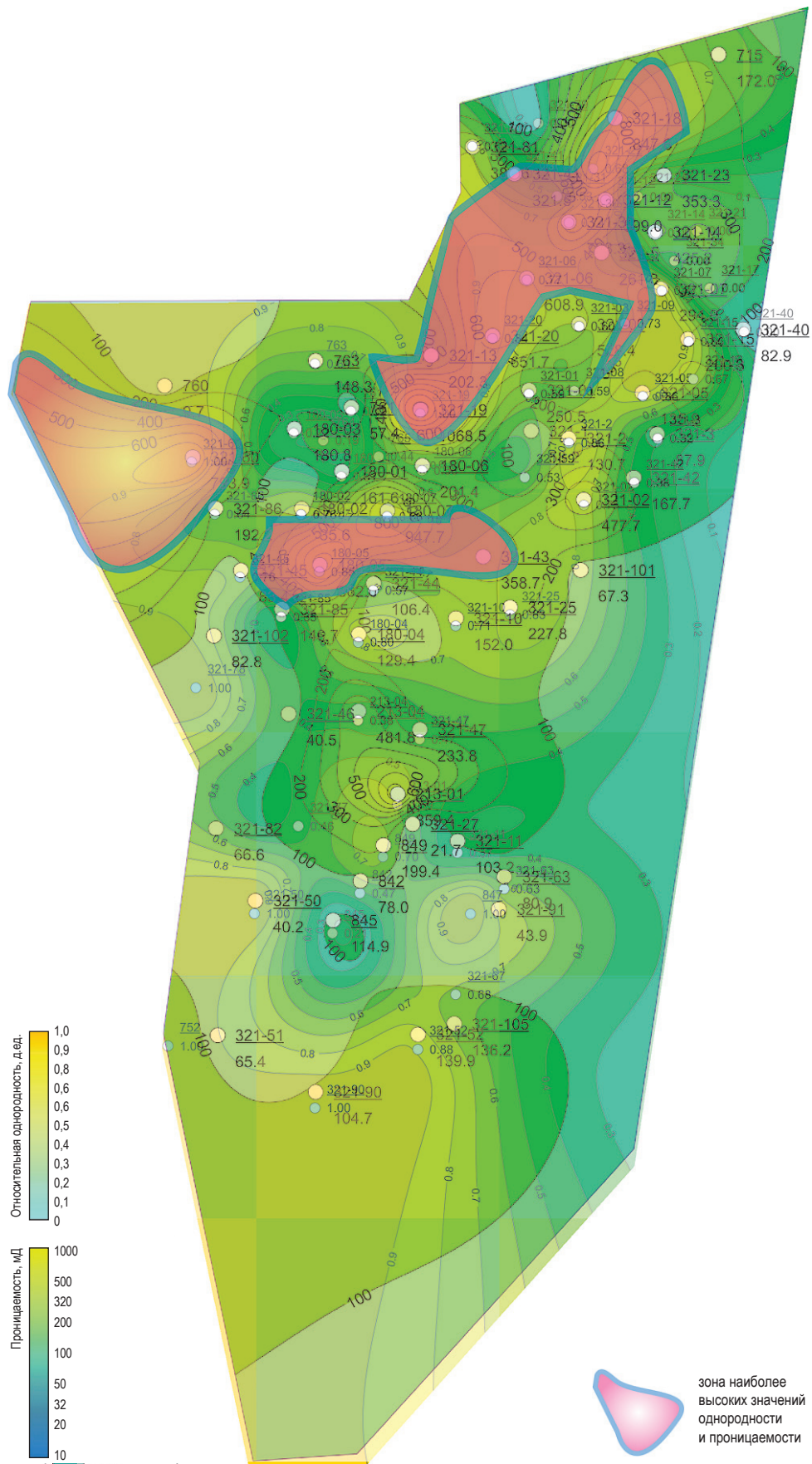


Рис. 13. Выделение наиболее однородных и проницаемых участков площади ботубинского горизонта

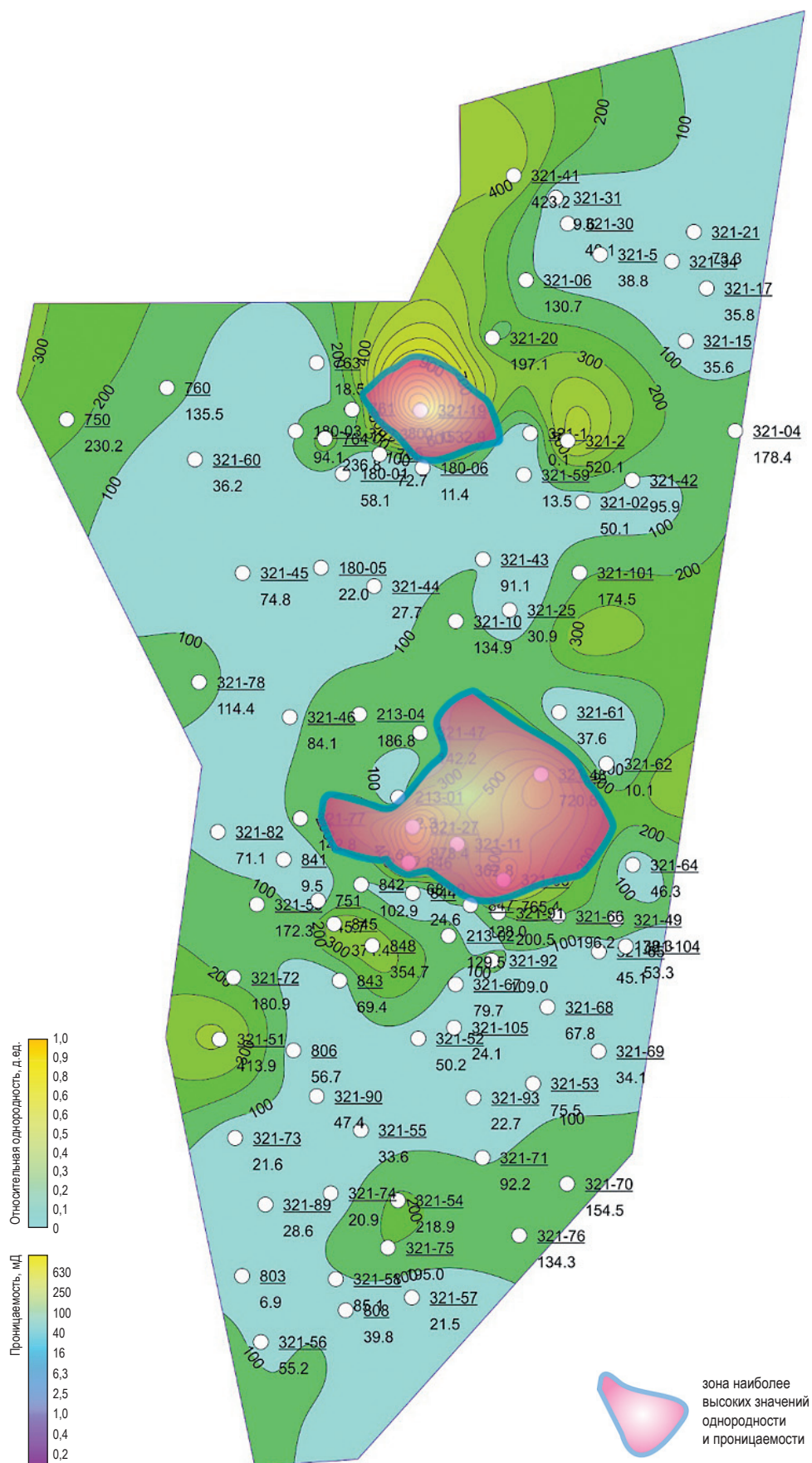


Рис. 14. Выделение наиболее однородных и проницаемых участков площади хамакинского горизонта

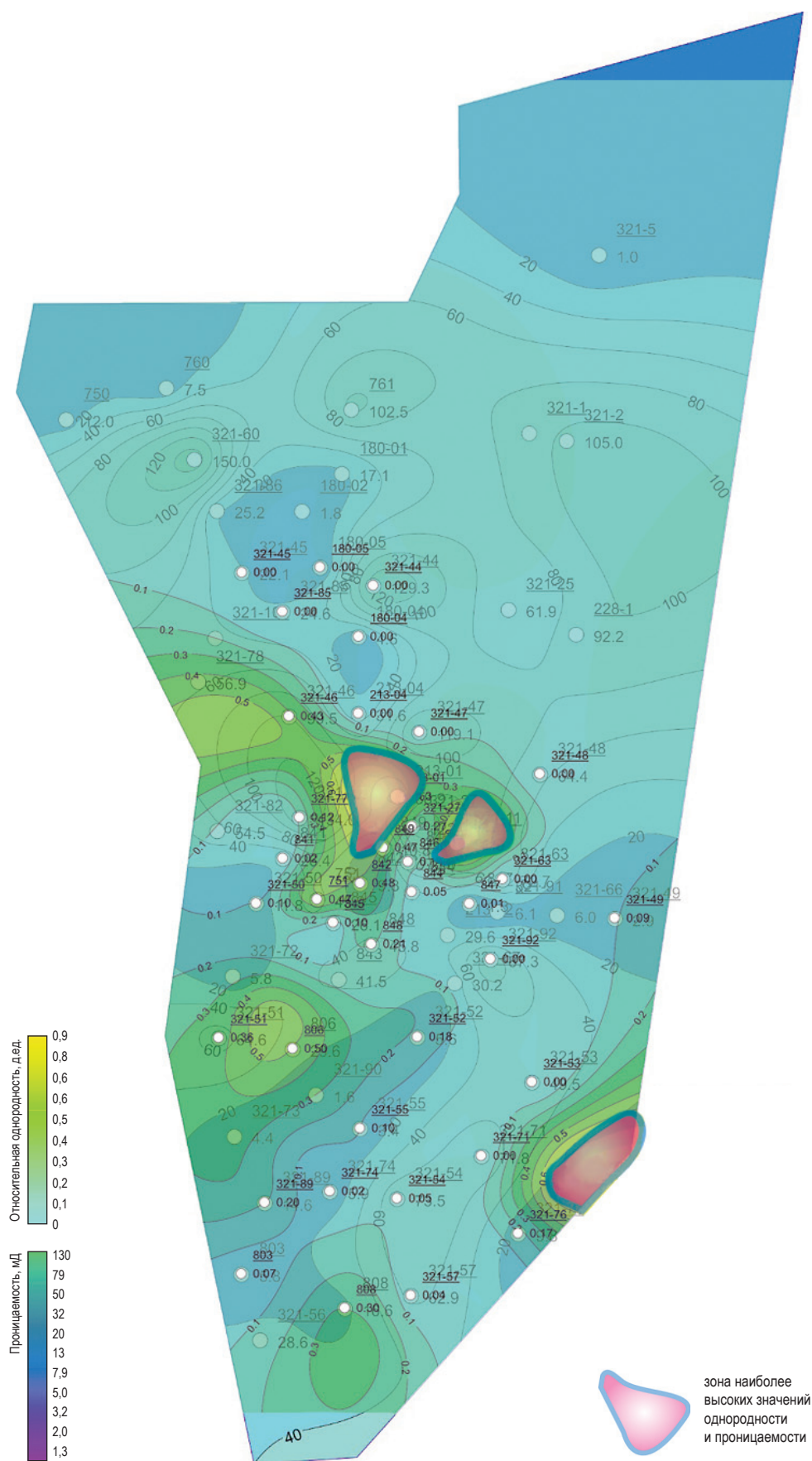


Рис. 15. Выделение наиболее однородных и проницаемых участков площади талехского горизонта

Таким образом, разработана методика комплексной оценки влияния литологических факторов на проницаемость. Зависимость проницаемости от однородности не носит прямого характера, значительно влияние литотипов продуктивных интервалов. Оценка

неоднородности позволяет оценивать проницаемость с большей долей достоверности, избегая ее завышения.

Комплексирование моделей проницаемости и однородности позволяет выделять наиболее перспективные для разработки зоны (с повышенным стартовым дебитом).

Список литературы

1. Страхов П.Н. Исследование неоднородностей нефтегазоносных месторождений / П.Н. Страхов, В.Н. Колосков, О.А. Богданов и др. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2018. – 189 с.
2. Сасина Э.А. Микроимиджеры – прогрессивный метод для исследования карбонатного разреза / Э.А. Сасина, В.А. Федорина, М.З. Исакова // Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли Северо-Кавказского федерального округа: материалы VI ежегодной научно-практической конференции Северо-Кавказского федерального университета «Университетская наука – региону». – Ставрополь, 2018. – С. 56–59.
3. Рыжов А.Е. Типы и свойства терригенных коллекторов венда Чаяндинского месторождения / А.Е. Рыжов // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 145–160.
4. Поляков Е.Е. Продуктивность сложнопостроенных терригенных коллекторов венда Чаяндинского месторождения в зависимости от литолого-петрофизических свойств и геолого-технических условий вскрытия отложений / Е.Е. Поляков, Е.А. Пылев, И.В. Чурикова и др. // Территория Нефтегаз. – 2017. – № 12. – С. 22–32 с.
5. Ромащенко С.Ю. Методика выделения мезоанизотропии пород-коллекторов по данным разноглубинных методов электрического каротажа для уточнения фильтрационно-емкостных свойств при эксплуатационном бурении Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / С.Ю. Ромащенко // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 3 (48): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 141–153.
6. Чурикова И.В. Дифференцированное определение фильтрационно-емкостных свойств неоднородных коллекторов вендских отложений Восточной Сибири по данным геофизических исследований скважин (на примере Чаяндинского и Ковьютинского месторождений) / И.В. Чурикова, Е.А. Пылев, Е.Е. Поляков и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 3 (48): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 127–140.

Procedure for complex assessing lithological and structural effects on permeability of reservoir rocks at Chayanda oil-gas-condensate field

S.Yu. Romashchenko

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Gazovikov street, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
E-mail: S_Romaschenko@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Productive sediments at Chayanda oil-gas-condensate field are notable for high heterogeneity (anisotropy), providing alterability of lithologic characteristics, porosity and permeability. Therefore, it will be reasonable to assess this anisotropy using well logs and to consider it while calculating filtration properties for formations and predicting well flow rates.

To investigate the possibility of categorizing the Chayanda productive interval according to the levels of homogeneity, the entire array of the well logs was analyzed with consideration of the heterogeneity indices selected referring to microscanner images. Interpolation of the percentage composition of the heterogeneous reservoirs gave the maps of homogeneity for the Chayanda productive horizons.

Following the permeability assessment with respect to the lithotypes and heterogeneity of the productive interval, the permeability maps for productive horizons were compiled. Such approach enables more reliable forecasting of the possible well productivity.

Keywords: log data, anisotropy, filtration properties, permeability, lithology.

References

1. STRAKHOV, P.N., V.N. KOLOSKOV, O.A. BOGDANOV, et al. *Studying heterogeneities of oil-gas-bearing fields* [Issledovaniye neodnorodnostey neftegazonosnykh mestorozhdeniy]. Moscow: National University of Oil and Gas «Gubkin University», 2018. (Russ.).
2. SASINA, E.A., V.A. FEDORINA, M.Z. ISAKOVA. Microimagers as a progressive method for testing carbonbearing columns [Mikroimidzhery – progressivnyy metod dlya issledovaniya karbonatnogo razreza]. In: *Topical problems of petroleum industry at North-Caucasus Federal District* [Aktualnyye problem neftegazovoy otrasli Severo-Kavkazskogo federalnogo okruga]: collected bk. Stavropol, Russia: North-Caucasus Federal University, 2018, pp. 56–59. (Russ.).
3. RYZHOV, A.Ye. Types and properties of the clastic Vendian reservoirs of Chayandinskoe NGKM [Tipy i svoystva terrigennykh kollektorov venda Chayandinskogo mestorozhdeniya]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013, no. 1 (12): Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems, pp. 145–160. ISSN 2306-8949. (Russ.).
4. POLYAKOV, Ye.Ye., Ye.A. PYLEV, I.V. CHURIKOVA, et al. Productivity of complex terrigenous Vendian reservoirs of Chayanda field depending on lithological-petrophysical properties and geological-engineering conditions of deposit uncapping [Produktivnost slozhnopolostroyennykh terrigennykh kollektorov venda Chayandinskogo mestorozhdeniya v zavisimosti ot litologo-petrofi zicheskiikh svoystv i geologo-tehnicheskikh usloviy vskrytiya otlozheniy]. *Territoriya neftegaz*. 2017, no. 12, pp. 22–32. ISSN 2072-2745. (Russ.).
5. ROMASHCHENKO, S.Yu. Procedure for singling out mesoanisotropy of reservoir rocks according to data of multi-depth electric logging to precise porosity and permeability during production drilling at Chayanda oil-gas-condensate field [Metodika vydeleniya mezoanizotropii porod-kollektorov po dannym raznoglubinnykh metodov elektricheskogo karotazha dlya utochneniya filtratsionno-yemkostnykh svoystv pri ekspluatatsionnom burnii Chayandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 3(48): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 141–153. ISSN 2306-8949. (Russ.).
6. CHURIKOVA, I.V., Ye.A. PYLEV, Ye.Ye. POLYAKOV, et al. Graded determination of porosity and permeability properties for heterogeneous Vendian reservoirs at Eastern Siberia according to well logging data. Cases of Chayanda and Kovykta fields [Differentsirovannoye opredeleniye filtratsionno-yemkostnykh svoystv neodnorodnykh kollektorov vendskikh otlozheniy Vostochnoy Sibiri po dannym geofizicheskikh issledovaniy skvazhin (na primere Chayandinskogo i Kovyktinskogo mestorozhdeniy)]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 3(48): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 127–140. ISSN 2306-8949. (Russ.).

УДК:553.98.(985)

Роль и значение Ямало-Карского региона в развитии газовой отрасли промышленности Западной Сибири и России до 2060 г.

Е.В. Скоробогатова

Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, Российская Федерация, 117997, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23
E-mail: skorobogatova.995@gmail.com

Тезисы. В работе рассмотрены закономерности и особенности геологического строения и газо-нефтеносности двух арктических областей Западной Сибири: Ямальской (суша) и Южно-Карской (шельф), объединенных в Ямало-Карский регион (ЯКР). Подчеркнута специфика строения осадочного чехла мезозойско-палеогенового возраста (неоген размыт), а именно: увеличение его мощности с юга на север (2,5...7,5 км) и общей глинистости, снижение тектонической «напряженности» и уровня разломной нарушенности (минимальной на шельфе).

По опубликованным данным проанализированы генетические условия, способствовавшие мощному газообразованию и накоплению в среднемеловой части разреза (баррем-альб) на фоне пониженных масштабов битумогенерации в глинах и нефтенакопления в коллекторских толщах. Подчеркнуто выдающееся значение аптской континентальной угленосной толщи в запасах и прогнозных ресурсах свободного газа.

Проанализирована нефтегазовая геостатистика. Из 39 открытых месторождений углеводородов (преимущественно газовых и газоконденсатных) 27 расположены в Ямальской нефтегазоносной области, в том числе уникальное Бованенковское газоконденсатное (4,1 трлн м³), 12 – на шельфе.

В работе критически оценены начальные потенциальные ресурсы свободного газа в ЯКР – 35 трлн м³. По авторской оценке, в ЯКР еще предстоит открыть не менее 100 новых месторождений. Сделаны выводы об объемах возможной добычи газа на месторождениях ЯКР в 2041–2050 гг.

Роли и значению Ямало-Карского региона (ЯКР) в Западной Сибири посвящено относительно немного работ [1–22]. Заметим сразу, что в первое двадцатилетие текущего века эта роль была еще незначительной (в плане текущей добычи и поставок газа с Бованенковского газоконденсатного месторождения (ГКМ). Значение региона будет возрастать по мере освоения газосодержащих месторождений на суше Ямала и открытия многих новых на шельфе.

Газодобыча России в 1950-х гг. была сосредоточена в ее европейских районах (Предкавказье и др.). Нет сырьевой базы – нет добычи. Так было в регионах Западной и Восточной Сибири и на шельфах, однако после 1970 г. роль и значение западносибирского (тюменского) газа экспоненциально возросла.

Основу газовой отрасли России (12 бассейнов и мегабассейнов) уже 50 лет (1972–2021 гг.) составляют газосодержащие месторождения углеводородов (МУВ) Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции (ЗСМП), которая приурочена к одноименному осадочному мегабассейну. В эти годы от 80 до 90 % всей валовой добычи природного, в основном свободного (СГ), газа России обеспечивали уникальные и гигантские газосодержащие месторождения Надым-Пур-Тазовского региона (НПТР), расположенного в Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО) Тюменской административной области.

В лучшие годы («на полке» добычи) Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) давало до 220 млрд м³/год газа и более, Ямбургское до 150...160 млрд м³/год, Медвежье 70...75 млрд м³/год, Заполярное и ныне дает до 120 млрд м³/год. Все эти и ряд других МУВ, находящиеся в эксплуатации с 1972–1986 г., к 2022 гг. существенно истощены: текущий коэффициент извлечения газа достигает 65...88 % от начальных геологических запасов залежей

Ключевые слова:

газ, месторождение, запасы, ресурсы, Ямал, Карское море, шельф, добыча.

гор. ПК₁₋₆ сеномана, ведущих по начальным запасам, в целом по МУВ – от 40 до 70 % (с учетом всех меловых залежей). В бой за большой газ Западной Сибири введены уже последние крупные резервы: Харампурское НГКМ (1 трлн м³) недавно, Южно-Русское (0,9 трлн м³) уже сравнительно давно и др. крупные по запасам, но отнюдь не уникальные (таких уже не осталось) и даже не сверхгигантские месторождения. В арктических областях мегапровинции (Ямал + Гыдан + шельф) в разработку введены только два: Бованенковское (4,1 трлн м³, «трубный» газ в систему трансконтинентальных газопроводов) и Южно-Тамбейское газоконденсатное (1,1 трлн м³, снабжение сырьем комплекса по сжижению газа – СПГ), расположенные в Ямальской нефтегазонадной области – НГО (суша). Давно, но маломасштабно (менее 20 млрд м³/год) компанией «Новатэк» эксплуатируется Юрхаровское НГКМ типа суша/море (начальные запасы – 0,6 трлн м³).

По состоянию на 01.01.2022 (последние балансовые данные) в России открыты 3750 МУВ, в том числе с запасами СГ – 990, в том числе в ЗСМП – 940, в том числе газосодержащих – 270. К крупнейшим МУВ (более 0,1 трлн м³ каждое по начальным разведанным запасам: накопленная добыча (НД) + запасы кат. А+В₁+С₁) в России относятся 84, в том числе 3 уникальных (более 3 трлн м³) – Уренгойское, Ямбургское и Заполярное в НПТР, Бованенковское на Ямале и только два в других регионах Северной Евразии, в том числе на шельфе всего одно – Штокмановское в Баренцевом море.

Исследования недр ЗСМП продолжают уже более семи десятилетий. К 2022 г. здесь пробурены почти 22 тыс. только поисковых и разведочных скважин (по данным А.М. Брехунцова и др.), открыта почти тысяча месторождений углеводородов, однако малоизученной остается арктическая часть мегапровинции в ареале Ямальской преимущественно газонадной области – ЯКР, площадью около 15 % от общей площади ЗСМП, включая Южно-Карскую область шельфа (ЮКО). На суше Ямала и прилегающем шельфе к 2022 г. пробурены 770 глубоких скважин [1, 12]. Регион целесообразно выделять в силу единства геологического строения и газо(нефте)носности пород мела и юры в северо-западной части ЗСМП (рисунок).

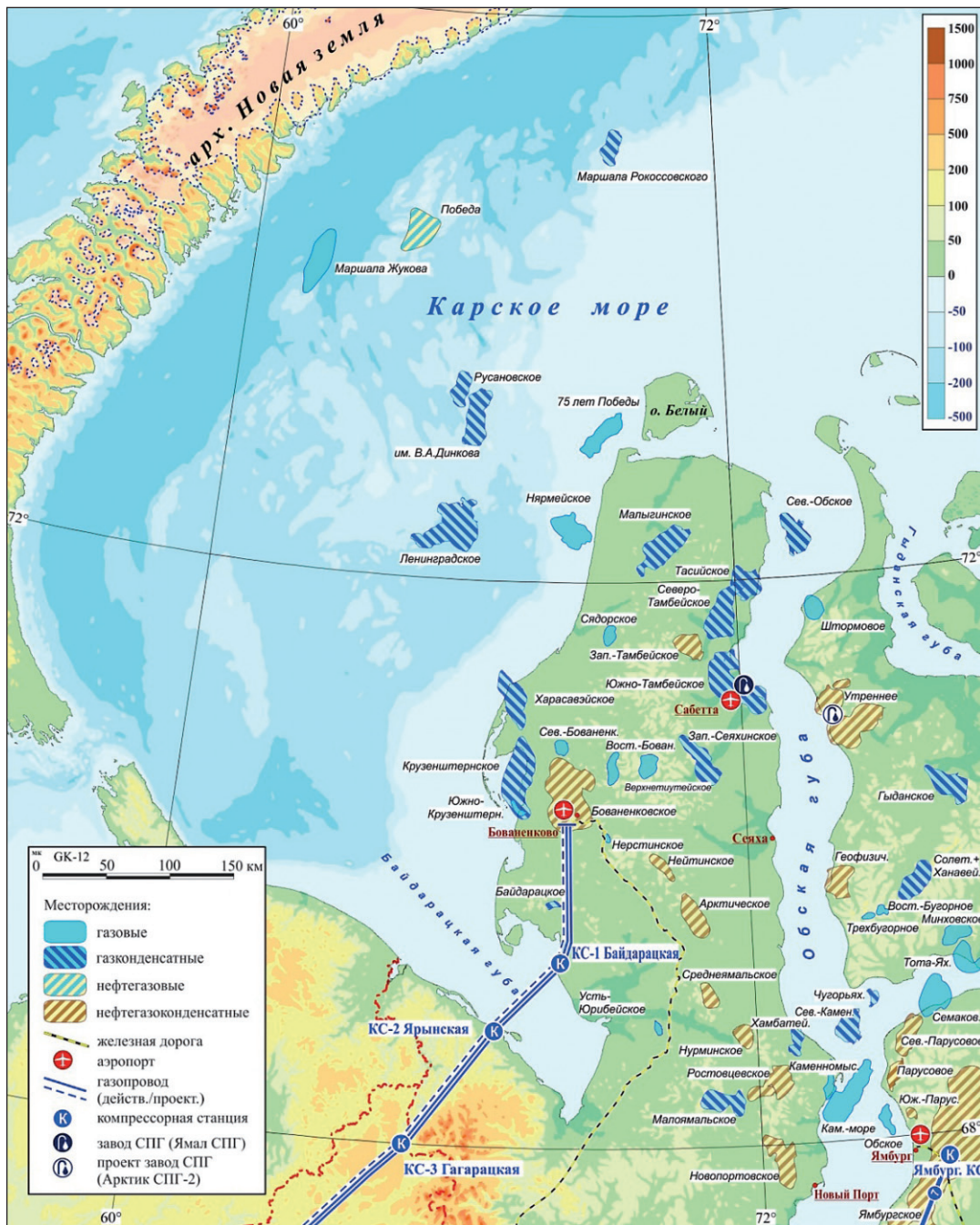
Геологическое строение ЯКР изучалось Д.А. Астафьевым, А.М. Брехунцовым, Т.В. Верениновой, В.Д. Копеевым, И.И. Нестеровым (мл.), М.А. Самолетовым, В.А. Скоробогатовым, Л.В. Строгановым, А.В. Ступаковой, А.В. Толстиком и др. [1, 5, 6, 8, 12, 13, 20, 21]. Геохимические исследования пород, газов и нефтей проводили специалисты ВНИИГАЗа, МГУ, ЗапСибНИГНИ, МНП Геодата и др. [1, 12, 18, 20].

В ЯНАО на 01.01.2020 были известны 242 МУВ (151 газосодержащее месторождение, а именно ГКМ), 91 смешанных по фазовому состоянию и нефтяных. Последних мало. Среди семи сверхгигантских месторождений (более 1 трлн м³) только одно – Медвежье – открыто в НПТР, а три – в Ямальской НГО. Картина обратная уникальным МУВ: суммарные запасы Уренгоя, Ямбурга и Заполярного месторождения относятся к запасам Бованенковского ГКМ как 6:1.

На 01.01.2020 в ЯНАО НД составила 19,5 трлн м³, разведанные запасы – 28,1 трлн м³, предварительно оцененные – 12,9 трлн м³, в сумме 60,5 трлн м³, из них на долю альб-сеноманского уникального газонадного комплекса приходилось около 31 трлн м³ [16].

Начальные запасы СГ в Ямальской нефтегазонадной области составляют 10,3 трлн м³ (кат. А+В₁+С₁) и 6,5 трлн м³ (кат. В₂+С₂), в сумме 17,3 трлн м³ (с НД 0,5 трлн м³). Значение последней величины резко завышено (не менее чем на 3,0...3,5 трлн м³) по юрским залежам Тамбейской группы МУВ, и реальный подтверждаемый в ходе поисково-разведочных работ (ПРР) объем запасов газа области оценивается в 13,8 трлн м³. По юре предстоят значительные списания запасов кат. В₂+С₂ как неподтверждающихся.

На 01.01.2016 суммарные начальные запасы СГ Ямала составляли 12,9 трлн м³ (в том числе 2,4 трлн м³ по кат. В₂+С₂). За последние годы были списаны запасы (за счет уточнения) даже на таком проверенном уникальном месторождении, как Бованенковское (на 0,5 трлн м³ с 4,6 до 4,1 трлн м³). Ситуация с запасами динамическая: где-то приращиваются, где-то списываются как неподтверждающиеся (уточнение моделей строения залежей, снижение величин подсчетных параметров, появление изолирующих и др. разломов), но баланс по сумме открытых запасов (с учетом кат. С₂), переводимых в разведанные (пересчет, доразведка даже



ЯКР

в ходе начавшейся эксплуатации), как правило, отрицательный: сначала было много, потом на много меньше.

Ямал – преимущественно газоносная область Арктики. Из 27 сухопутных и сухопутно-морских МУВ залежи нефти обнаружены номинально на семи, фактически же на шести, так как на Бованенковском месторождении открытую залежь нефти в гор. ТП₁₈ попросту «потеряли» в ходе доразведки (разведанные запасы ее ныне составляют 0,02 млн т – заведомо непромышленные, хотя на государственный

баланс поставлены). По трем МУВ запасы нефти (извлек.) приведены в табл. 1. На трех других ямальских МУВ запасы нефти очень малы: от 0,4 до 7,9 млн т (извлек.).

Сопряженные в пространстве Ямальская нефтегазоносная область и ЮКО, входящие в регион, с одной стороны, максимально изучены до средней юры на Ямале (структурно-буровая изученность на уровне 70...75 %), с другой, практически не изучены в ЮКО даже по среднемеловым толщам (низы апта, верхи неокома).

Таблица 1

Запасы нефти месторождений Ямала, млн т

МУВ	НД	Кат. А+В ₁	Кат. В ₂	Всего
Новопортовское	22,1	184,6	24,7	231,4
Ростовцевское	–	30,2	–	30,2
Западно-Тамбейское	–	15,9	–	15,9

Мощность триас-палеогенового осадочно-го чехла, залегающего на герцинском фундаменте, увеличивается от 0...1 км на юге и западе до 7...8 км в северных районах суши и шельфа. С юго-востока на северо-запад вдоль Нурминского мегавала значительно увеличиваются мощности всех осадочных толщ: нижне-среднеюрской – от 500 до 1500 м и более, готерив-аптской – от 400 до 1200 м, альб-сеноманской – от 350 до 750 м. Резко увеличиваются общая мощность и особенно глинистость разреза, прежде всего нижней глинистой покрывки верхней юры – валанжина (от 50 до 600 м). Центральная-северная часть ЮКО является главным эпицентром мезозойского осадконакопления в ЗСМП (Пухучанская впадина в акватории).

Главные литолого-фациальные особенности Ямала: высокая мористость и общая глинистость разреза нижнего мела и юры, наличие большого числа зональных глинистых покрывок в сеномане, апте и неокоме и достаточно мощной областной нижнеальбской покрывки (30...70 м), упорядоченное литологическое строение нижне-среднеюрской толщи (наличие выдержанных в пространстве песчано-алевролитовых горизонтов Ю₂...Ю₁₂ однако небольшой индивидуальной мощности до 10...12 м), развитие континентальной угленосной формации в объеме готерива-апта с большим числом пластов и линз углей и углистых глин и субугленосной формации альба-сеномана.

В северо-западной части ЯКР литологические условия в разрезе мезозойского чехла несколько ухудшаются за счет увеличения общей глинистости разреза и роста мощности покрывок.

Тектоническое строение ЯКР относительно спокойное по сравнению с НПТР. Термобарические условия на большей части Ямала благоприятные для сохранности коллекторов и углеводородных скоплений, кроме Харасавэйской зоны термоаномалии, большая часть которой расположена в акваториальной

части (геотемпературы в кровле средней юры составляют 120...130 °С против фоновых 90...105 °С на суше региона).

Практически все локальные структуры имеют конседиментационный генезис и развивались в течение всего послееюрского времени. Большинство тектонических структур II и III порядков снизу вверх выполаживаются, особенно на севере полуострова – «затухают» в кровле сеномана и подошве турон-олигоценовой верхней региональной покрывки. В Ямальской области они часто осложнены по своду и/или на крыльях дизъюнктивными нарушениями различной морфологии (с амплитудами перемещения пород от 10 до 35...40 м). Однако из 52 перспективных структур (в их числе 27 разбуренных МУВ) достоверно нарушенных среднеамплитудными разломами насчитывается только семь (Новопортовское, Нейтинское, Западно-Тамбейское и др. месторождения).

Из 39 открытых к 2022 г. в ЯКР МУВ (27 на Ямале, в том числе четыре типа суша/море, восемь в ЮКО на приямальском шельфе и четыре в Обской губе) 32 относятся к газовым и газоконденсатным и только семь к нефтесодержащим (пять газоконденсатнефтяных (ГНК) и два нефтегазоконденсатных (НГК) – Новопортовское и Ростовцевское), и нет ни одного чисто нефтяного! Очень показательный эмпирический факт.

По крупности и типу (суммарным геологическим разведанным запасам и фазовому состоянию) месторождения ЯКР распределяются следующим образом:

- 1 уникальное (более 3 млрд у.т¹) – Бованенковское газоконденсатное (ГК);
- 4 сверхгигантских (более 1 млрд у.т) – 3 ГК, 1 НГК;
- 10 гигантских (более 300 млн у.т) – 1 газовое (Г), 8 ГК, 1 ГКН;
- 10 крупнейших (более 100 млн у.т) – 1 Г, 5 ГК, 3 ГКН, 1 НГК;

¹ у.т – условных тонн, 1000 м³ ~ 1 т.

- 6 крупных (более 30 млн у.т) – 2 Г, 2 ГК, 2 ГКН;
- 8 средних и мелких (менее 30 млн у.т) – 6 Г, 2 ГК.

В пределах Ямальской области установлены два мощных узла газонакопления: Бованенковско-Харасавэйский и Тамбейский (Северо-Ямальский) [1, 2, 12]. На шельфе только намечается один узел – Русановско-Ленинградский, не изученный бурением ниже среднего апта [5, 8].

Формула газоносности ЯКО (суша) на 01.01.2020, трлн м³:

$$\begin{aligned} \text{НД} + \text{кат. А} + \text{В}_1 + \text{С}_1 + \text{В}_2 + \text{С}_2 &= \\ = 0,5 + 10,3 + 6,5 &= 17,3 \\ (\text{завышено за счет кат. С}_2). \end{aligned}$$

Открытые запасы конденсата – 0,4 млрд т, нефти – 0,4 млрд т, в сумме жидких углеводородов – 0,8 млрд т, извлекаемых. Общие начальные разведанные запасы СГ ЯКР (суша + шельф) составляют 13,6 трлн м³, открытые – почти 23 трлн м³, хотя в последнем случае очевидно завышение за счет недоразведанных запасов кат. В₂+С₂ (увеличенных спекулятивно на суше). Промышленная добыча газа началась из уникальной аптской пластово-массивной залежи гор. ТП₁₋₆ Бованенковского ГКМ и из апта Южно-Тамбейского ГКМ, нефти – из новопортовской толщи валанжина на Новопортовском НГКМ.

Генетические условия газонефтеносности ЯКР изучались специалистами ЗАО «СибНАЦ», ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ВНИГНИ, МГУ [1, 3, 5, 6, 12, 18, 19]. Проанализированы условия генерации (весьма благоприятные для газообразования и мало благоприятные для битумогенерации, так как превалирует гумусовое органическое вещество даже в прибрежно-морских толщах), первичной и вторичной миграции (малоблагоприятные, особенно в юрской толще), аккумуляции и консервации (весьма благоприятные), эволюционной сохранности (благоприятные) – большинство углеводородных скоплений сохранилось вследствие малой активности разломной тектоники, хотя потери газа вследствие дегазации недр составляют не менее 3...4 трлн м³ (из современных ловушек на Новопортовском, Нейтинском и др. поднятиях) [12].

Главные факторы крупного газонакопления в ЯКР: мощная газогенерация благодаря

развитию угленосных газоматеринских толщ, наличие достаточно крупных, но пологих локальных поднятий, развитие большого числа пар пластов «коллектор + крышка» (резервуар снизу, экран сверху), наличие надежных региональных (верхний мел – палеоген и верхняя юра – неоком) и областных покровов, относительно малые потери газа – утечки из ловушек по разломам.

Вместе с тем общие геолого-генетические условия на суше ЯКР оказались более благоприятными, чем в недрах шельфа, в силу этого здесь сформировалось одно уникальное ГКМ – Бованенковское – и все четыре сверхгигантских МУВ (Крузенштерновское и др.). Конечно, средние и особенно нижние горизонты разреза в пределах шельфа еще не опознаны (как, впрочем, недоразведаны открытые залежи апта-сеномана), и такая сравнительная ресурсная геостатистика пока несколько преждевременна, но, по мнению большинства исследователей, на суше уже исключены неоткрытые гиганты (> 0,3 трлн м³), а на шельфе возможны и сверхгигантские месторождения газа – в диапазоне 0,7...1,4 трлн м³ (уникальные навряд ли...), но сколько их будет, покажет только вскрытие недр в максимально благоприятных структурно-тектонических условиях [13, 15].

Интересна газонефтяная геостатистика залежей углеводородов материковой части ЯКР (на 01.01.2017). Общее число залежей углеводородов на Ямале, в том числе нефте-содержащих (см. в знаменателе): сеноман – 30/0; альб – 40/1 (полуразрушенная залежь на Новопортовском НГКМ); апт – 139/6; неоком – 132/28; юра – 18/1; палеозой – 21/0; всего – 360/35. По состоянию на 01.01.2021 число единичных скоплений углеводородов на Ямале оценивается в 370/35. В ЮКО число залежей типа Г, ГК составляет, по оценке автора, до 22, в том числе только одна вероятно нефтяная в юре (месторождение «Победа» – по данным промыслово-геофизических исследований, однако притоков не было – «искусственно» открытое скопление нефти), в Обской губе – восемь (нефтяные отсутствуют). (Оценки числа залежей, естественно, ± 5...7.) Эти данные еще раз убеждают в том, что и Ямал (суша), и ЯКР в целом – территории и шельф преимущественного, а во многих районах и исключительного, газонакопления.

Самые многозалежные МУВ – Южно- и Северо-Тамбейские, а также Малыгинское

(44, 42, 40 залежей углеводородов соответственно). Известны только семь однозалежных МУВ, из них на шести газоносен исключительно сеноман, на одном – только неоком, все другие комплексы водоносны [1, 12, 16].

В мощной существенно глинистой толще нижней-средней юры ЯКР общая песчаность минимальная – 18...20 % и менее, толщина отдельных пластов песчаников-алевролитов – от 3...7 м до 10...12 м, что очень мало, недостаточно для формирования скольконибудь крупных скоплений СГ и аккумуляции значительных газовых ресурсов. Для сравнения: песчаность богатейшего аптского подкомплекса – 55...65 % (по разным зонам и площадям), альб-сеноманского нефтегазонасного комплекса – 60...75 % (есть где «разгуляться» газу при миграции), а в юре мощная генерация не сопровождалась масштабной миграцией.

В разрезе песчано-глинистого нижнего мела важнейшую роль играет нижнеальбская глинистая покрывка (морские глины низов альба). Эта толща на Ямале имеет мощность в среднем 40...50 м (от 9...14 м в Новопортовском нефтегазонасном районе до 70...82 м в зонах северных впадин). В случае отсутствия разломов это важнейшая высоконадежная покрывка, сдерживающая крупнейшие по запасам газовые скопления в кровле апта (гор. ТП₁₋₆), хотя даже среднеамплитудные разломы (15...20 м) ее «прошибают», и газ вырывается из апта в коллекторскую толщу верхнего альба – сеномана.

Преимущественная газоносность ЯКР, как, в прочем, и всех арктических областей ЗСМП, обусловлена генетическими причинами, а именно развитым во всем продуктивном разрезе от кровли (сеномана) до подошвы (низов юры) как в континентальных, так и в прибрежно-морских толщах существенно

гумусового (Г) и лейптинито-гумусового (ЛГ) рассеянного органического вещества (РОВ) и углей (концентрированного органического вещества – КОВ) в диапазоне катагенеза от протокатагенеза в сеномане и апте (ПК₂...ПК₃, бурые угли) до среднего мезоатагенеза (МК₁...МК₃) в юрском нефтегазонасном комплексе [1, 5, 12, 20]. Исключение составляют породы верхней юры – готерива (баженовская и ахская свиты) со смешанным типом РОВ – сапропелево-гумусовым (СГ) или гумусово-сапропелевым (ГС), при этом доля сапропелевой компоненты (типа II) даже в морских глинах валанжина в суммарном органическом веществе не превышает 15...20 %, что обусловило малые объемы битумогенерации (в глинах) и результирующего нефтенакпления (в коллекторских горизонтах, в том числе и в ниже-среднеюрских морского генезиса). Средние содержания органического углерода C_{орг} (РОВ) колеблются от 1,9...2,0 до 2,9 % [1, 12, 20] (табл. 2).

Отметим, что баженовская свита волжского яруса в ЯКР имеет малую мощность (10...15 м, редко более) и сложена темно-серыми глинами (C_{орг} = 2...5 %, типа ГС). Это явно не битумогенерирующая толща, как в центральных областях ЗСМП (C_{орг} = 7...15 % и более), и не рассматривается в качестве нефтематеринской [3, 12, 13].

Структура запасов СГ арктической суши (Ямал + Гыдан) приведена в табл. 3, наиболее значительные начальные разведанные запасы сосредоточены в неоком-аптском нефтегазонасном комплексе с максимумом в его верхней-аптской части (гор. ТП₁₋₁₆) – таноппинской континентальной угленосной свите, в объеме которой генетическая связь СГ и угля вполне очевидная (много угля – много газа: общемировая тенденция).

Таблица 2

Средние содержания и состав РОВ в породах мела и юры ЯКР [1, 3, 5, 12]

Комплекс	C _{орг} , %	
	глины и глинистые алевролиты	песчаники и алевролиты
Альб-сеноманский	2,7 (28, Г)	1,1 (9)
Неоком-аптский	2,4 (221, Г, СГ)	1,5 (73)
Ачимовская толща	2,9 (8, Г)	–
Региональная глинистая покрывка – валанжин	1,9 (5, СГ/ГС)	–
Верхняя юра	2,0 (24, ГС)	–
Нижняя-средняя юра	1,9 (133, Г, ЛГ, СГ)	1,7

Примечание: в скобках указаны количество анализов проб и тип РОВ.

Таблица 3

**Величина и структура начальных открытых запасов газа
Ямало-Гыданского региона (суша), трлн м³ (по состоянию на 01.01.2021)**

Нефтегазоносный комплекс, подкомплекс	НД	Запасы		Σ
		кат. A+B ₁ +C ₁	кат. B ₂ +C ₂	
Всего	0,7	11,2	8,0	19,9
В том числе сеноман	0,0	2,8	0,2	3,0
Альб	0,1	1,2	0,1	1,4
Апт	0,6	4,8	1,6	7,0
Неоком	0,0	1,8	1,3	3,1
Средняя юра	0,0	0,6	4,7	5,3
Нижняя юра + палеозой	0,0	0,0	0,1	0,1

Комментарии к табл. 3: в этих результирующих величинах на долю Ямала приходится до 17 трлн м³ (Гыданская область существенно менее перспективна, чем Ямальская). Газоносность – по открытым запасам – юрского нефтегазоносного комплекса на севере ЗСМП (5,3 трлн м³) не может быть выше газоносности неокома и тем более сеномана по определению: совершенно невероятное событие в условиях ЗСМП. Приведены величины открытых, но кондиционно неразведанных запасов СГ: они сильно завышены за счет малодостоверных запасов кат. B₂+C₂, по крайней мере на 2,5...3,0 трлн м³, причем по месторождениям ПАО «Газпром». Об этом неоднократно предупреждали ученые-эксперты ООО «Газпром ВНИИГАЗ», хорошо знающие юру Западной Сибири [4, 12, 15]. Грядут значительные списания запасов кат. B₂+C₂, которые не будут подтверждаться при доразведке юрских залежей СГ. Прецеденты уже бывали (по Бованенковскому и др. месторождениям).

Запасы СГ шельфа, трлн м³: кат. A+B₁+C₁ – 1,4, в том числе сеноман 1,1; кат. B₂+C₂ – 0,9 (апт 0,5). Всего 2,3 трлн м³.

В неокомском и юрском нефтегазоносном комплексе на шельфе разведаны пока небольшие запасы, млрд м³: кат. A+B₁+C₁ + кат. B₂+C₂ = 21 + 24.

Для сравнения приведем структуру запасов газа НПТР на 01.01.2020, трлн м³: НД + кат. A+B₁+C₁ + B₂ + C₂ = 40,2. Безусловно, недра НПТР существенно богаче газом и жидкими углеводородами, чем недра Ямала (примерно в 2 раза, как и соотношение их площадей: 250 тыс. км² и 110 тыс. км²). Однако по начальным ресурсам газа (НПРГ) два региона – НПТР и ЯКР (общей площадью до 260...280 тыс. км²) – уже становятся

сопоставимыми: в первом открывать уже особо и нечего (почти предельная опискованность недр всех меловых комплексов, а в юре все сложно), во втором еще предстоит ряд открытий, но на Ямале значительные открытия и приросты маловероятны, в ЮКО точно будут.

Значимость любого региона, провинции, области и, наконец, комплекса (между двумя региональными покрывками) для добычи углеводородов в будущем определяется начальными и текущими запасами и соотношением их объемов (насколько минерально-сырьевая база затронута эксплуатацией), а в средней и дальней перспективе – объемами новых запасов промышленных категорий A+B₁+C₁, которые можно реально прирастить в ходе дальнейших ПРР из прогнозной (неоткрытой) части ресурсов.

Всем известно, что оценки величины и структуры начальных потенциальных ресурсов газа (НПРГ) и нефти – самая спекулятивная часть нефтегазовой геологии и России, и мира. Это касается и традиционных, и нетрадиционных источников. Критический анализ и тех, и других приведен в работах [1, 3, 12, 14]. Разница в оценках достигает двух и даже четырех раз (например, 12 и 49 трлн м³ по юрскому комплексу ЗСМП «образца» 1989 г.).

Каковы же реальные оценки ресурсов газа ЯКР, из которых стоит исходить при планировании развития производственного технологического блока «разведка и добыча» (поиски, разведка, разработка и эксплуатация) до 2040–2050 гг. и далее? Подсчитанные и принятые ранее НПР газа Ямала колеблются в диапазоне 16,5...28,5 трлн м³ (1984–2002 гг.), изученность области (структурно-буровая разбуренность структур

I и II порядков) оценивается по меловой – наиболее перспективной части разреза – в 70 %, а это значит, что при разведанных запасах газа в 11 трлн м³ (мел + юра) итоговая величина НПРГ, которая «имеет шанс подтвердиться», не может быть больше 15,7 трлн м³, а с учетом юры – до 17 трлн м³. Здесь учтено подтверждение и запасов кат. В₂+С₂ в ходе доразведки уже открытых залежей. Экспертно подтверждение этих запасов оценивается по Ямалу в 30...35 % (но никак не в 50 %, стандартных при доразведке большинства залежей СГ согласно общероссийскому опыту). Тогда без новых поисковых работ разведанные запасы составят до 13,0...13,5 трлн м³, а НПРГ, которые не могут быть больше 30 % от этой величины (см. выше), составят 17,8...18,6 трлн м³, в среднем около 18,2 трлн м³. Итак, реальная величина НПРГ Ямала заключена в диапазоне 16,5...18,5 трлн м³, в среднем 17,5 трлн м³. В таком случае возможно прирастить в ходе ПРР на суше после 2022 г. еще 3,5...4,5 трлн м³ за счет новых залежей в песчано-алевролитовых горизонтах неокома и средней юры (до 2035 г.).

Тогда при полномасштабной разведке недр Ямальского п-ова можно рассчитывать, что «условно разведанные полностью» начальные запасы газа к 2035 г. достигнут 17 трлн м³, что позволит всем компаниям-операторам добывать после 2030 г. и до 2045 г. только на суше ЯКР 260...300 млрд м³ в год с учетом существенного истощения Бованенковского и Харасавйского месторождений (ввод последнего намечен на 2023 г.), их разведанные запасы сейчас достигают 4,0 + 1,5 = 5,5 трлн м³. Итак, 17 – 5,5 = 11,5 трлн м³. Годовой темп отбора – 280 млрд м³/год даже без учета продолжающейся добычи на двух газовых сверхгигантах (щадящий темп отбора газа, 2,5 % вместо 3 %, стандартных по России).

Намного сложнее проблема оценки реальных конечных (после ПРР) разведанных запасов газа ЮКО [5, 8, 10, 13, 15]. Большой разброс мнений наблюдается по ресурсам СГ в недрах Карского моря, включая Обскую губу. По официальным данным, НПРГ всего шельфа оценивались в 2012 г. в 54 трлн м³ (по Северо-Карской и Южно-Карской областям, включая губы). Это просто чудовищное завышение. Ну, никак газовый потенциал недр шельфа даже близко не может подойти к ресурсам

НПТР (в объеме 47...50 трлн м³)! Абсолютно невероятное событие!

По мнению газовых экспертов, общие НПРГ всей мегапровинции (суша + ЮКО) оцениваются в 100 ± 5 трлн м³, в том числе для шельфа (ЮКО, губы) – не более 18...20 ± 1 трлн м³ (скорее всего, менее) [12, 14]. При этом совершенно очевидно, что НПРГ открытого шельфа при сопоставимости площадей суши и моря (в ЯКР) и при несколько меньших перспективах ЮКО не могут быть равными ресурсам Ямальской области. В таком случае экспертная оценка газового потенциала недр приямальского шельфа Карского моря – 15,5 трлн м³. Плюс 2,0 трлн м³ по Обской губе. Всего 17,5 трлн м³, а общие ресурсы Ямала – 17,5 трлн м³. В итоге величина ресурсов газа ЯКР составит 35 трлн м³. Безусловно, это оценка ресурсов «снизу», но гарантированная, с уровнем подтверждения к завершению полномасштабных ПРР к 2040–2041 гг. около 80...85 %. И даже эта оценка, вполне возможно, окажется несколько завышенной, но то, что выше нее, станет «ресурсным призом» компаниям-операторам, которые будут контролировать участки недр под поиски, разведку и добычу УВ к 2040 г. на суше и шельфе ЯКР. Именно из объема ресурсов 35...36 трлн м³ и стоит исходить при планировании будущих приростов разведанных запасов и их освоения в ходе будущей добычи СГ в Западно-Сибирской Арктике, поскольку перспективы газоносности Гыдано-Енисейского региона (северо-восток ЗСМП) оцениваются единодушно существенно ниже, чем для ЯКР именно в силу геологических условий и генетических возможностей их недр в плане онтогенеза СГ, отличных в западной половине и посредственных на востоке [1, 6, 9, 12].

Минерально-сырьевая база газодобычи в целом по ЯНАО находится на зрелом этапе изучения (ресурсы). Начальные/текущие запасы по Ямальской области (в плане освоения) – в начале II этапа (рост газодобычи, но до максимума = «полки» еще далеко...), на Гыдане – на I этапе (запасы выявлены, конечно, не все возможные, но не освоены). ЮКО, так же как и Обская губа, находится на разных этапах развития минерально-сырьевой базы (II/III), в Тазовской губе одно месторождение типа суша/море – Юрхаровское – уже длительно

эксплуатируется (НД перевалила за 50 % от начальных запасов – 0,6 трлн м³). По общему мнению, именно ЯКР суши и шельфа в ближайшие 10...12 лет придет на смену НПТР как почти равноценный регион масштабной газодобычи, тем более что большинство МУВ Надым-Пурской и Пур-Газовской областей (12 из 20 эксплуатируемых) уже вступили в стадию падающей добычи с разными темпами снижения отборов газа, однако из них близки к завершению эксплуатационной жизни только два – Вынгапуровское и Медвежье (на 95...97 % от реально извлекаемых ресурсов).

Основные неоткрытые ресурсы газа всей ЗСМП сосредоточены в апте, неокоме и средней юре (гор. Ю₂₋₃) арктических областей, включая Карское море. Среди газосодержащих прогнозируется (по состоянию на 01.01.2020) существование 6...7 сверхгигантских (более 1 трлн м³, открытый шельф), 22...25 крупнейших и гигантских (0,1...1,0 трлн м³), 70...80 крупных (30...100 млрд м³) и первых сотен средних и мелких месторождений (однo- и многозалежных). Ресурсы нефти в Арктике будут сосредоточены по большому числу средних и малых по запасам подгазовых и редких самостоятельных нефтяных скоплений в зонах с высокой нарушенностью недр (неоком, средняя юра, возможно, ачимовская толща).

Какие же открытия предстоят при продолжении ПРР в пределах ЯКР в период 2023–2041 гг.? Предположительно, что на Ямале к 27 уже известным МУВ прибавятся еще 28...33, вряд ли более (месторождения в 1...3 млн у.т пока в расчет принимать не стоит, однако и их не может быть много). Ряд залежей будут открыты в разрезе известных месторождений, что увеличит их крупность или частично компенсирует неизбежные списания по разведваемым залежам. Крупность МУВ: одно-два, вероятно, крупнейших, до семи-восьми крупных и 22...25 средних и мелких.

В ЮКО с высокой вероятностью будут открыты пять-шесть сверхгигантских МУВ (более 1 трлн м³), до 10...12 в диапазоне 0,1...1,0 трлн м³ и 22...25 крупных и большое число (32...35, возможно более) средних и мелких месторождений. К завершению массовых поисков в пределах ЯКР общее число открытых месторождений достигнет 140...150. Общий прирост разведанных

запасов газа по ЯКР, по мнению ряда исследователей, до 2041–2042 гг. оценивается в диапазоне 14,5...16,5 трлн м³ (2,5...3,5 трлн м³ – суша и до 12...13,5 трлн м³ и более ЮКО). Если меньше по морю, тогда уточняющие расчеты и запасов, и ресурсов неизбежны. Тогда начальные разведанные запасы СГ составляет по суше 16,5...17 трлн м³ (неоткрытые реальные ресурсы будут исчерпаны почти полностью), по шельфовой части ЯКР – 14...15 трлн м³, и в запасы и по шельфу будут переведены до 80...85 % НПРГ. Общие начальные запасы (с учетом НД на 2022 и 2040 гг.) составят около 32 трлн м³. Из этого объема и следует исходить при оценке будущей добычи газа в ЯКР, ежегодной и интегральной, накопленной.

Крупнейшая газодобывающая компания – Группа Газпром – произвела в 2021 г. 516 млрд м³ (СГ – 493,3 млрд м³, нефтяной попутный газ – 21,7 млрд м³), в том числе в Уральском федеральном округе – 450,0 млрд м³, в том числе по дочерним обществам ПАО «Газпром»: Ямбург – 162,7 млрд м³; Уренгой – 102,1 млрд м³; Надым – 136,1 млрд м³ (главным образом Бованенковское ГКМ) и др. Гиганты севера (НПТР) вносят все еще весьма существенный вклад в общую добычу (сеноман + берриас-валанжин, включая ачимовскую толщу Уренгоя), а апт Ямала только начинает набирать темп и масштабы газодобычи. Помимо Бованенковского ГКМ и Южно-Тамбейского газового месторождения в 2023 г. намечается начать добычу газа на Харасавэйском, далее на Крузенштерновском и в целом на Тамбейской группе месторождений, начиная с аптских залежей Северо-Тамбейского ГКМ.

Прошлое (во всем, в том числе по блоку «разведка и добыча» и газа, и нефти) известно, данные публикуются [4, 7, 17 и др.], но даже в настоящем (2022–2023 гг.) невозможно предугадать объемы добычи точно даже на ближайшие месяцы из-за колебаний газовой конъюнктуры. В этом плане проанализировать отдаленное будущее легче и проще, чем ближнее (на полгода, два года).

Многие эксперты в области добычи СГ склоняются к тому, что ее объемы в целом по России будут возрастать и к 2040 г. достигнут 1 трлн м³ и более, в том числе по ЯКР – 350...380 млрд м³/год. Неуклонно будут увеличиваться роль и значение арктического газа

России, причем в основном газа ЯКР, так как перспективы газоносного Баренцева моря туманны, а шельфа Восточной Арктики – весьма неопределенны, как, например, и Восточной Сибири (суша), по которой пока никак не получается поднять добычу хотя бы до 50...60 млрд м³/год (при потенциале после доразведки только газовых гигантов 80...100 млрд м³/год, но все же намного меньше, чем Западной Сибири). Без всяких сомнений, значение ЯКР будет возрастать еще до 2038–2040 гг. и, возможно, далее, при этом добычную альтернативу сеноману НПТР составит апт-альб-сеноманский надкомплекс Ямала, губ и Карского моря. Внутрорегиональной альтернативы нет, только внешняя – арктическая.

Любая добывающая отрасль любой страны, тем более газовая и нефтяная, развиваются этапно, проходя через прошлое и настоящее, вступая в будущее. Так что же в будущем? А газовое будущее России в целом представляется прекрасным, по мнению большинства экспертов, и не только российских [2, 7, 9–11, 15, 22]. Эпицентр газонакопления ЯКР – Бованенковско-Харасавэйская зона, центр региона – мыс Харасавэй. Знаменательно, что одноименное ГКМ относится к типу суша/море, его треть (северо-западная) находится под дном Карского моря. По мнению автора, именно на мысе Харасавэй должен быть построен завод по сжижению природного газа, сырьевой базой которого послужат запасы СГ зоны и большинства открытых

и доразведанных ГКМ приямальского шельфа с производительностью не менее 30...32 млн т СПГ в год (это примерно 40 млрд м³ натурального газа). Кстати, это минимальная величина. Лучше значительно больше. Поставки СПГ можно производить в двух геостратегических направлениях – на Запад (Европа, и даже Южная Америка, где мало своего газа) и на Восток – в страны Азиатско-Тихоокеанского региона (Китай, Корею и др.).

И пусть этот государственный СПГ конкурирует с частным газом компании «Новатэк» в пос. Сабетта. Диверсификация поставок газа из ЯКР будет налицо: трубный газ – в европейскую Россию и, возможно, в Северный Китай, СПГ – по всему миру (спотовые поставки). И не важно, по какому маршруту может пойти этот ямальский газ – с севера на юг (через всю Западную Сибирь) или на юго-восток через Восточную Сибирь и Монголию. «Сила Сибири» уже есть, но пока с минимальными номинальными поставками (38 млрд м³/год). Его должна дополнить и «Сила Ямала»!

Итак, первостепенная роль и огромное значение ЯКР в дальнейшем развитии и компании «Газпром», и Западной Сибири, и ее арктических областей, и России в целом очевидно. Этот регион будет играть ведущую роль в обеспечении газодобычи страны после 2030 и до 2045 г. (2050 г. ?). Это важнейший стратегический регион развития газовой промышленности в тридцатилетие 2021–2050 гг., а скорее всего, и далее.

Список литературы

1. Брехунцов А.М. Нефтегазовая геология Западно-Сибирской Арктики / А.М. Брехунцов, Б.В. Монастырев, И.И. Нестеров и др. – Тюмень: МНП Геодата, 2020. – 464 с.
2. Гаврилов В.П. Состояние и перспективы доосвоения газового потенциала недр Западной Сибири / В.П. Гаврилов, С.М. Карнаухов, В.А. Скоробогатов и др. // Газовая промышленность. – 2010. – № 1. – С. 12–16.
3. Гулев В.Л. Нетрадиционные ресурсы газа и нефти / В.Л. Гулев, Н.А. Гафаров, В.И. Высоцкий и др. – М.: Недра, 2014. – 284 с.
4. Зыкин М.Я. Место и роль ВНИИГАЗа в становлении и развитии нефтегазовой геологии России / М.Я. Зыкин, А.Е. Рыжов, Н.В. Савченко и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 8–16.
5. Кабалин М.Ю. Фазовое состояние скоплений углеводородов в недрах морей Западной Арктики / М.Ю. Кабалин, В.А. Скоробогатов, И.Б. Извеков // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 4 (41): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 59–71.
6. Кананыхина, О.Г. Нефть и газ севера Западной Сибири (суша и шельф): запасы, ресурсы, структура, прогноз / О.Г. Кананыхина, А.Н. Рыбьяков // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 3 (48): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 73–79.

7. Карнаухов С.М. Развитие минерально-сырьевой базы газовой промышленности / С.М. Карнаухов, В.С. Коваленко, В.С. Парасына и др. // Газовая промышленность. – 2007. – № 3. – С. 22–25.
8. Ковалева Е.Д. Западно-Сибирская Арктика: новый взгляд на перспективы освоения углеводородного потенциала недр в XXI веке / Е.Д.Ковалева, О.Г. Кананыхина, В.А. Скоробогатов // Наука и техника в газовой промышленности. – 2015. – № 3. – С. 3–17.
9. Недзвецкий М.Ю. Минерально-сырьевая база газовой отрасли промышленности России, крупных регионов и компаний: современное состояние и перспективы развития в первой половине XXI века / М.Ю. Недзвецкий, В.В. Рыбальченко, А.Н. Рыбьяков и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 3 (48): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 4–20.
10. Рыбальченко В.В. Поиски и разведка месторождений и залежей углеводородов предприятиями ПАО «Газпром» в России / В.В. Рыбальченко, А.Е. Рыжов, В.А. Скоробогатов и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 46–57.
11. Скоробогатов В.А. Будущее российского газа и нефти / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 31–43.
12. Скоробогатов В.А. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов, В.Д. Копеев. – М. Недра-Бизнесцентр, 2003 – 352 с.
13. Скоробогатов В.А. Западно-Арктический шельф Северной Евразии: запасы, ресурсы и добыча углеводородов до 2040 и 2050 гг. / В.А. Скоробогатов, М.Ю. Кабалин // Деловой журнал Neftegaz.ru. – 2019. – № 11(95). – С. 36–51.
14. Скоробогатов В.А. Опыт оценок потенциальных ресурсов свободного газа осадочных бассейнов России и их подтверждаемость при поисково-разведочных работах / В.А. Скоробогатов, Г.Р. Пятницкая, Д.А. Соин и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 59–65.
15. Скоробогатов В.А. Поиски месторождений и залежей углеводородов в осадочных бассейнах Северной Евразии: итоги, проблемы, перспективы / В.А. Скоробогатов, В.В. Рыбальченко, Д.Я. Хабибуллин и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 4 (41): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 18–34.
16. Скоробогатов В.А. Роль сеноманского газа Западной Сибири в становлении и развитии газовой отрасли промышленности России в XX–XXI веках / В.А. Скоробогатов, Д.Я. Хабибуллин // Научный журнал Российского газового общества. – 2021. – № 2 (30). – С. 6–16.
17. Старосельский В.И. История развития и современное состояние сырьевой базы газовой промышленности России: обзор / В.И. Старосельский, Г.Ф. Пантелеев, В.П. Ступаков и др.; под ред. А.Д. Седых. – М.: ИРЦ Газпром, 2000. – 117 с.
18. Стасова О.В. Типы нефтей и конденсатов в мезозойских отложениях севера Западно-Сибирской плиты / О.В. Стасова, В.Е. Андрусевич // Труды СНИИГГИМС. – Новосибирск, 1981. – Вып. 286: Органическая геохимия мезозойских и палеозойских отложений Сибири. – С. 29–36.
19. Строганов Л.В. Газы и нефти ранней генерации Западной Сибири / Л.В. Строганов, В.А. Скоробогатов. – М: Недра-Бизнесцентр, 2004. – 414 с.
20. Ступакова А.В. Перспективы открытия новых месторождений в пределах арктического шельфа / А.В. Ступакова, А.А. Сулова, Р.С. Сауткин и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 154–166.
21. Толстиков А.В. Запасы и ресурсы углеводородов, перспективы изучения и промышленного освоения недр морей России в XXI в. / А.В. Толстиков, Д.А. Астафьев, Я.И. Штейн и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 73–85.
22. Черепанов В.В. Минерально-сырьевая база газодобычи России и ПАО «Газпром»: современное состояние и перспективы развития в XXI веке / В.В. Черепанов, Д.В. Люгай // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 17–30.

Role and significance of Yamal-Kara region in evolution of gas industry in Western Siberia and Russia up to 2060

Ye.V. Skorobogatova

Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Bld. 23, Miklukho-Maklaya street, Moscow, 117997, Russian Federation
E-mail: skorobogatova.995@gmail.com

Abstract. The article examines the patterns and peculiarities of the geological structure and gas-oil-bearing capacity of two Arctic regions in Western Siberia, namely the Yamal area (lands) and the Kara area (offshore waters), which are united into the Yamal-Kara region. Author emphasizes the particular structure of the Mesozoic-Paleogene sedimentary apron (the Neogene system is eroded), which manifests itself in the increase of the apron's thickness (2,5...7,5 km) and general clay content from the south northwardly, in decrease of the tectonic stress and fault breakage (minimal for offshore areas).

According to the published data, author analyzes the genetic conditions favorable for strong gas generation and its accumulation in the Middle-Cretaceous part of the profile (Barremian–Albian) on the background of the poor bitumen generation in clays and oil generation in the reservoirs. The enormous significance of the Aptian continental coal-bearing series for reserves and prognostic resources of the free gas is emphasized.

Additionally, the geological statistics is analyzed. The total number of discovered hydrocarbon fields is 39, they are mostly gas and gas-condensate ones. Among them 27 fields locate in the Yamal region including the unique Bovanenkovo gas-condensate field ($4,1 \cdot 10^{12}$ m³), 12 fields locate offshore.

The article critically assesses the Yamal-Kara initial potential resources of free gas as $35 \cdot 10^{12}$ m³. In the author's view, there will be not less than a hundred of new hydrocarbon fields discovered in the Yamal-Kara region. Author makes conclusions on the possible gas production rates in the Yamal-Kara region in 2041–2050.

Keywords: gas, field, reserves, resources, Yamal, Kara Sea, continental shelf, production.

References

1. BREKHUNTSOV, A.M., B.V. MONASTYREV, I.I. NESTEROV, et al. *Oil-gas geology of West-Siberian Arctic* [Neftegazovaya geologiya Zapadno-Sibirskoy Arktiki]. Tyumen: MNP Geodata, 2020. (Russ.).
2. GAVRILOV, V.P., S.M. KARNAUKHOV, V.A. SKOROBOGATOV, et al. Status and prospects for further exploration of subsoil gas potential in Western Siberia [Sostoyaniye i perspektivy doosvoyeniya gazovogo potentsiala nedr Zapadnoy Sibiri]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2010, no. 1, pp. 12–16. ISSN 0016-5581. (Russ.).
3. GULEV, V.L., N.A. GAFAROV, V.I. VYSOTSKIY, et al. *Alternative gas and oil resources* [Netraditsionnyye resursy gaza i nefiti]. Moscow: Nedra, 2014. (Russ.).
4. ZYKIN, M.Ya., A.Ye. RYZHOV, N.V. SAVCHENKO, et al. Position and role of the VNIIGAZ in start-up and development of gas-and-petroleum geology in Russia [Mesto i rol VNIIGAZa v stanovlenii i razvitiit neftegazovoy geologii Rossii]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 4s: 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 8–16. ISSN 0016-7894. (Russ.).
5. KABALIN, M.Yu., V.A. SKOROBOGATOV, I.B. IZVEKOV. Phase state of hydrocarbon agglomerations in subsoil of Western Arctic seabed [Fazovoye sostoyaniye skopleniy uglevodorodov v nedrakh morey Zapadnoy Arktiki]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, no. 4 (41): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 59–71. ISSN 2306-9849. (Russ.).
6. KANANYKHINA, O.G., A.N. RYBYAKOV. Oil and gas from north of Western Siberia (onshore and offshore): reserves, resources, structure, prediction [Neft i gaz severa Zapadnoy Sibiri (susha i shelf): zapasy, resursy, struktura, prognoz]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 3(48): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 73–79. ISSN 2306-8949. (Russ.).
7. KARNAUKHOV, S.M., V.S. KOVALENKO, V.S. PARASYNA et al. Development of mineral and raw material resources of gas industry [Razvitiye mineralno-syryevoy bazy gazovoy promyshlennosti]. *Gazovaya promyshlennost*, 2007, no. 3, pp. 22–25. ISSN 0016-5581. (Russ.).
8. KOVALEVA, Ye.D., O.G. KANANYKHINA, V.A. SKOROBOGATOV. West-Siberian Arctic: new vision of the outlooks for developing subsoil hydrocarbon potential in 21st century [Zapadno-Sibirskaya Arktika: novyy vzglyad na perspektivy osvoyeniya uglevodorodnogo potentsiala nedr v XXI veke]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*, 2015, no. 3, pp. 3–11, ISSN 2070-6820. (Russ.).

9. NEDZVETSKIY, M.Yu., V.V. RYBALCHENKO, A.N. RYBYAKOV, et al. Mineral resource base for gas industry, big regions and companies in Russia: contemporary status and promising trends up to a midpoint of 21st century [mineralno-syryevaya baza gazovoy otrasli promyshlennosti Rossii, krupnykh regionov i kompaniy: sovremennoye sostoyaniye i perspektivy razvitiya v pervoy polovine XXI veka]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 3(48): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 4–20. ISSN 2306-8949. (Russ.).
10. RYBALCHENKO, V.V., A.Ye. RYZHOV, V.A. SKOROBOGATOV, et al. Searching and prospecting of hydrocarbon fields and deposits by the enterprises of the Gazprom PJSC in Russia [Poiski i razvedka mestorozhdeniy i zalezhey uglevodorodov predpriyatiyami PAO “Gazprom” v Rossii]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 3(35): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 46–57. ISSN 2306-9849. (Russ.).
11. SKOROBOGATOV, V.A. Future of Russian gas and oil [Budushcheye rossiyskogo gaza i nefti]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 31–43. ISSN 0016-7894. (Russ.).
12. SKOROBOGATOV, V.A., L.V. STROGANOV, V.D. KOPEYEV. *Geological structure and gas-oil-bearing capacity of Yamal* [Geologicheskoye stroeniye i gazoneftenosnost Yamala]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2003. (Russ.).
13. SKOROBOGATOV, V.A., M.YU. KABALIN. West-Arctic shelf of Northern Eurasia – reserves, resources and production of hydrocarbons up to 2040 and 2050 [Zapadno-Arkticheskiy shelf Severnoy Evrazii: zapasy, resursy i dobycha uglevodorodov do 2040 i 2050 gg.]. *Delovoy zhurnal Neftegaz.ru*, 2019, no. 11, pp. 36–51. ISSN 2410-3837. (Russ.).
14. SKOROBOGATOV, V.A., G.R. PYATNITSKAYA, D.A. SOIN, et al. Practice of estimation of potential resources of the free gas in sedimentary basins of Russia and their validation during prospecting works [Opyt otsenok potentsialnykh resursov svobodnogo gaza osadochnykh basseynov Rossii i ikh podtverzhdayemost pri poiskovo-razvedochnykh rabotakh]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 59–65. ISSN 0016-7894. (Russ.).
15. SKOROBOGATOV, V.A., V.V. RYBALCHENKO, D.Ya. KHABIBULLIN, et al. Searching hydrocarbon fields and deposits in sedimentary basins of Northern Eurasia: results, issues and outlooks [Poiski mestorozhdeniy i zalezhey uglevodorodov v osadochnykh basseynakh Severnoy Yevrazii: itogi, problem, perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, no. 4 (41): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 18–34. ISSN 2306-9849. (Russ.).
16. SKOROBOGATOV, V.A., D.Ya. KHABIBULLIN. Contribution of Cenomanian gas from Western Siberia to rise and evolution of Russian gas industry in XX and XXI centuries [Rol senomanskogo gaza Zapadnoy Sibiri v stanovlenii i razvitiu gazovoy otrasli promyshlennosti Rossii v XX–XXI vekakh]. *Nauchnyy Zhurnal Rossiyskogo Gazovogo Obshchestva*, 2021, no. 2(30), pp. 6–16, ISSN 2412-6497. (Russ.).
17. STAROSELSKIY, V.I., G.F. PANTELEYEV, V.P. STUPAKOV et al. *History and modern state of the Russian gas industry base of mineral and raw materials* [Istoriya razvitiya i sovremennoye sostoyaniye syryevoy bazy gazovoy promyshlennosti Rossii]: sci.-tech. review. Moscow: IRTs Gazprom, 2000. (Russ.).
18. STASOVA, O.V., V.Ye. ANDRUSEVICH. Types of oils and condensates in Mesozoic sediments at north of West-Siberian plate [Tipy neftey i kondensatov v mezozoyskikh otlozheniyakh severa Zapadno-Sibirskoy plity]. *Organicheskaya Geokhimiya Mezozoyskikh i Paleozoyskikh Otlozheniy Sibiri*, Novosibirsk: Siberian Scientific Research Institute for Geology, Geophysics and Mineral Stock, 1981, is. 286, pp. 29–36, ISSN 0583-1822. (Russ.).
19. STROGANOV, L.V., V.A. SKOROBOGATOV. *Western-Siberian gases and oils of earlier generation* [Gazy i nefti ranney generatsii Zapadnoy Sibiri]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2004. (Russ.).
20. STUPAKOVA, A.V., A.A. SUSLOVA, R.S. SAUTKIN, et al. Outlooks for discovery of new fields within the framework of Arctic continental shelf [Perspektivy otkrytiya novykh mestorozhdeniy v predelakh arkticheskogo shelfa]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016, no. 4 (28): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 154–164. ISSN 2306-8949. (Russ.).
21. TOLSTIKOV, A.V., D.A. ASTAFYEV, Ya.I. SHTEYN, et al. Reserves and resources of hydrocarbons, outlooks for exploration and commercial development of the seabed subsoil in Russia in 21st century [Zapasy i resursy uglevodorodov, perspektivy izucheniya i promyshlennogo osvoyeniya neдр morey Rossii v XXI v.]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2018, no. 4, pp. 73–85. ISSN 0016-7894. (Russ.).
22. CHEREPANOV, V.V., D.V. LYUGAY. Mineral resource base of gas production by Russia and the Gazprom PJSC: modern status and outlooks for development in the XXI century [Mineralno-syryevaya baza gazodobychi Rossi ii PAO “Gazprom”: sovremennoye sostoyaniye i perspektivy razvitiya v XXI veke]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 17–30. ISSN 0016-7894. (Russ.).

УДК 550.832.4(571.12)

Возможности и ограничения динамического анализа сейсмических данных при выполнении картирования зон глинизации и прогноза фильтрационно-емкостных свойств на примере конуса выноса ачимовской толщи

Д.С. Волков

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1
E-mail: dmitrij.volkov-msu@yandex.com

Ключевые слова: ачимовская толща, спектральная декомпозиция, атрибутный анализ, AVO-анализ, сейсмическая инверсия, фильтрационно-емкостные свойства, зона глинизации.

Тезисы. В работе представлены результаты динамического анализа сейсмических данных, послужившие основанием для детализации геологического строения, картирования зоны глинизации и прогноза фильтрационно-емкостных свойств в интервале ачимовской толщи неокомского клиноформного комплекса одного из участков Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Рассмотрены преимущества и ограничения применяемых методик интерпретации в процессе поиска и оценки потенциала нефтегазоперспективных объектов, в которых отмечается существенное влияние литологического фактора при формировании залежей углеводородов. Получены карты распространения коллектора, его эффективной мощности, коэффициентов пористости и газонасыщенности.

Актуализирована геологическая модель выделенного конуса выноса ачимовской толщи, что позволит повысить качество и эффективность поискового бурения за счет уменьшения количества непродуктивных скважин.

Сегодня динамическая интерпретация сейсмических данных является одним из ключевых методов поиска и прогноза нефтегазоперспективных объектов и ловушек углеводородов (УВ), существенное влияние при формировании которых оказывает литологический фактор. Детальное изучение таких сложнопостроенных коллекторов затруднительно без комплексирования методов сейсмостратиграфии и анализа динамических характеристик волнового поля, отражающих эффект изменения упругих свойств горных пород. При интерпретации материалов возникают сложности, связанные с неоднозначностью решения обратной задачи, что определяет возможность выполнения интерпретации на качественном или количественном уровне в зависимости от полноты и качества входных данных (в том числе соотношения сигнала и шума), физико-геологических параметров среды, требований к получаемым результатам. Исходя из этого цель данной работы заключается в демонстрации интерпретационных возможностей и ограничений методов динамического анализа сейсмических данных при картировании зоны глинизации и выполнении прогноза фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) на примере конуса выноса ачимовской толщи берриас-валанжинского возраста в Пур-Тазовской нефтегазоносной области Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ).

Объект исследования

Объект исследования представлен продуктивным пластом АчХ ачимовской толщи одного из месторождений Западно-Сибирского НГБ. На площади работ выполнена съемка МОГТ-3D в объеме 600 км² и пробурены 18 скважин, семь из которых вскрыли клиноформный комплекс неокомского интервала разреза. Четыре скважины, вскрывшие пласт АчХ, подтвердили наличие коллектора эффективной мощностью до 30 м с проявлением УВ-насыщения. Согласно описанию ядра породы-коллекторы представлены преимущественно песчаниками серыми, мелкозернистыми, реже крупнозернистыми, алевритовыми и отделены друг от друга глинисто-алевролитовой перемычкой. Изучаемые продуктивные отложения характеризуются сложным

геологическим строением пластов, их вертикальной и латеральной неоднородностью, относительно низкими ФЕС коллекторов [1].

Смена литологического состава горных пород и параметров ФЕС влечет закономерные изменения их упругих свойств. Соответственно, подготовка петрофизического обоснования динамической интерпретации сейсмических данных является необходимым этапом перед выбором оптимальной методики решения обратной задачи, что повышает точность выполнения прогноза ФЕС изучаемых отложений.

Упругие параметры среды рассчитаны с использованием результатов интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) – скорости продольной волны, плотности, акустического импеданса. Распределение этих

параметров, особенно плотности, демонстрирует надежное разделение пород на классы «коллектор» – «неколлектор» (рис. 1).

Отсутствие кросс-дипольного или широкополосного акустического каротажа накладывает дополнительные ограничения на выбор методики, что приводит к потерям информации о свойствах среды, в частности о скорости поперечной волны и ее производных. Синтез поперечной волны с использованием модели Xu-White и априорной геологической информации позволил расширить набор анализируемых параметров, которые послужили надежным критерием идентификации продуктивной зоны. На представленном кросс-плоте атрибутов Ламе (рис. 2) уверенно разделены области коллектора и неколлектора, а также сокращен

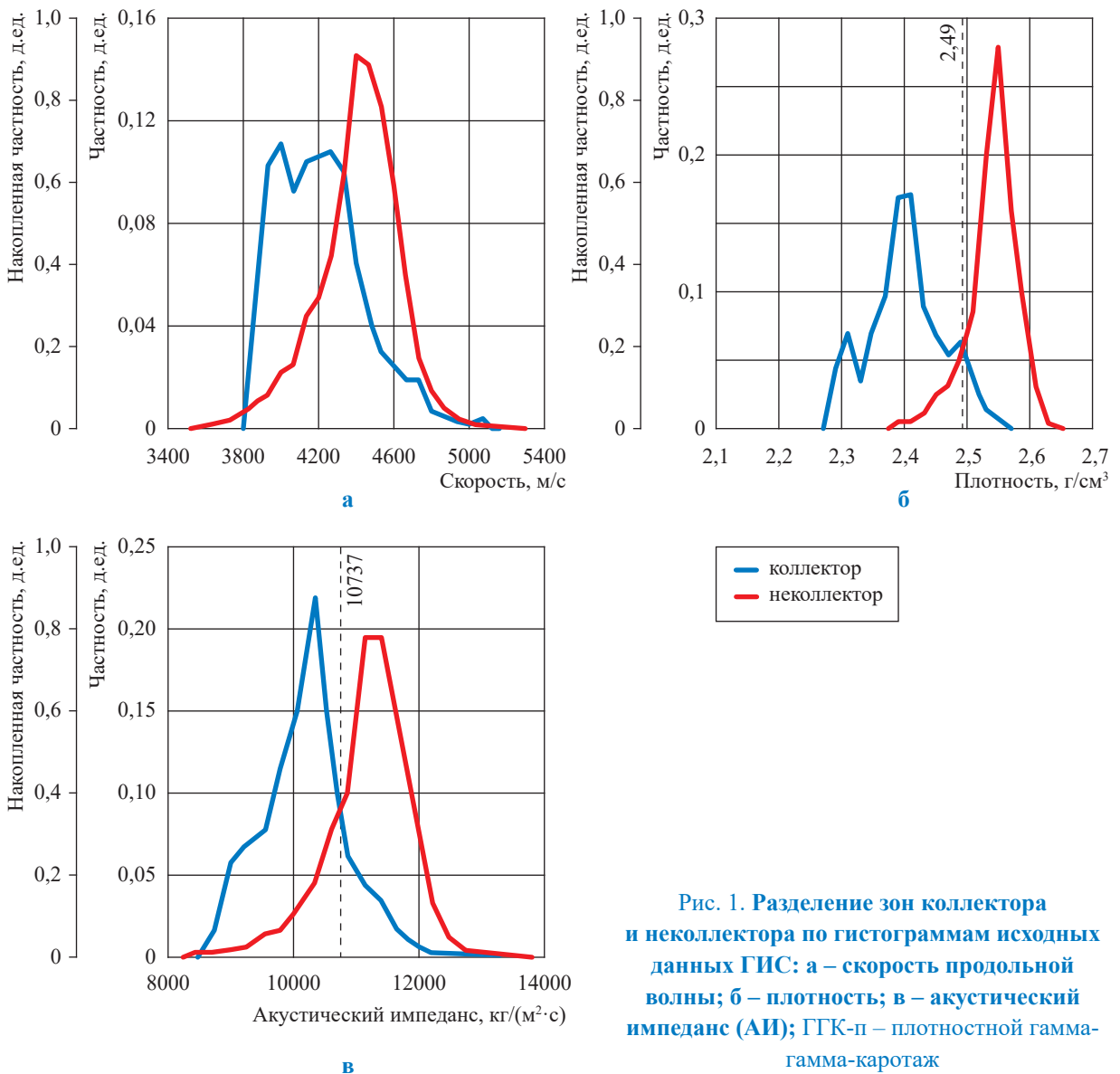


Рис. 1. Разделение зон коллектора и неколлектора по гистограммам исходных данных ГИС: а – скорость продольной волны; б – плотность; в – акустический импеданс (АИ); ГГК-п – плотностной гамма-гамма-каротаж

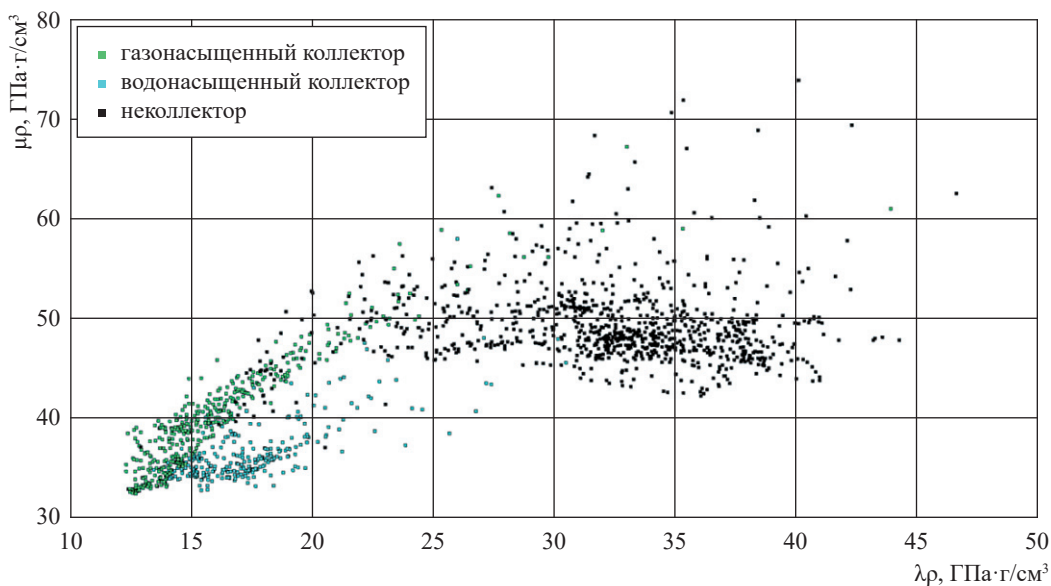


Рис. 2. Уменьшение неоднозначности решения обратной задачи с использованием синтетической кривой медленности поперечной волны на примере кросс-плота атрибутов Ламе

диапазон перекрывающихся значений между газонасыщенным и водонасыщенным коллекторами в поле упругих свойств горных пород.

Таким образом, обработанные и синтезированные каротажные кривые позволили уточнить критерии устойчивого решения обратной задачи в масштабе ГИС, увеличить число используемых методик динамического анализа сейсмических данных и информативность получаемых результатов в процессе геолого-геофизической интерпретации материалов на качественном и количественном уровнях.

Однако при переходе к сейсмическому масштабу исследования выявленные критерии выражены менее четко ввиду уменьшения разрешающей способности метода и перехода к работе с эффективной моделью среды, что привносит дополнительную неопределенность и увеличивает риск возникновения ошибок I («ложное обнаружение коллектора») и II («пропуск коллектора») рода при интерпретации результатов. Снижение вероятности неоднозначного прогноза достигнуто благодаря привлечению априорной геологической информации, в том числе скважинных данных.

В связи с этим возникает вопрос об информативности используемых методик динамического анализа и их роли при выполнении прогноза ФЕС в межскважинном пространстве. Рассмотрим возможности и ограничения

подходов, которые потенциально могут быть выбраны при решении поставленной задачи:

- атрибутивный анализ;
- спектральная декомпозиция волнового поля;
- AVO-анализ¹;
- синхронная инверсия.

Атрибутивный анализ

Одной из методик динамического анализа, позволяющей на качественном уровне оценить параметры и выделить аномалии волнового поля, является атрибутивный анализ. Контраст физических свойств горных пород и изменение геометрических особенностей изучаемого интервала разреза выражены в соответствии с анализируемыми кубами и картами атрибутов. Расчет некоррелируемых между собой геометрических и физических параметров волнового поля по стратиграфическим слайсам позволил достоверно выполнить картирование поисковых объектов и корректную интерпретацию сейсмофациальных зон. Контроль качества полученных результатов основан на сопоставлении выделенных с помощью сейсмических атрибутов поисковых объектов с разрезом сейсмической записи и скважинными данными.

¹ Анализ изменения амплитуды сейсмического сигнала с удалением (*англ.* amplitude versus offset, AVO).

Для динамической интерпретации выполнен комплексный анализ информативных геометрических и физических атрибутов, в частности когерентности совместно с огибающей амплитуды и частотой (рис. 3). Поскольку коллектор представлен акустически мягкими контрастными породами, выдвинуто предположение о наблюдаемой ярко выраженной аномалии максимальных значений огибающей амплитуды, которая проинтерпретирована как конус выноса. Вероятно, она обусловлена преимущественно изменением литологического состава и мощности коллектора (интерференционные эффекты), в меньшей степени – качеством ФЕС коллекторов и типом насыщающего флюида. Когерентность позволила подчеркнуть геометрические особенности и поисковые объекты, которые менее контрастно выражены огибающей амплитуды, – подводящий канал, второстепенные каналы, кромка палеошельфа.

Мгновенная частота выявила участки с различным частотным составом записи, что предположительно является косвенным индикатором эффективной мощности коллектора. Этот атрибут предоставил возможность детализировать геологические особенности строения конуса выноса. Относительно пониженные значения параметра зафиксированы в районе его проксимальной части, повышенные значения – в районе дистальной зоны, интерпретируемой как акустически контрастная маломощная область распространения коллектора.

Проанализированные сейсмические атрибуты дополнили друг друга, поскольку предоставили независимую геолого-геофизическую информацию и послужили качественными индикаторами при локализации поисковых объектов. Зона глинизации выделена условно, поскольку анализируемые параметры волновой картины осложнены интерференционными

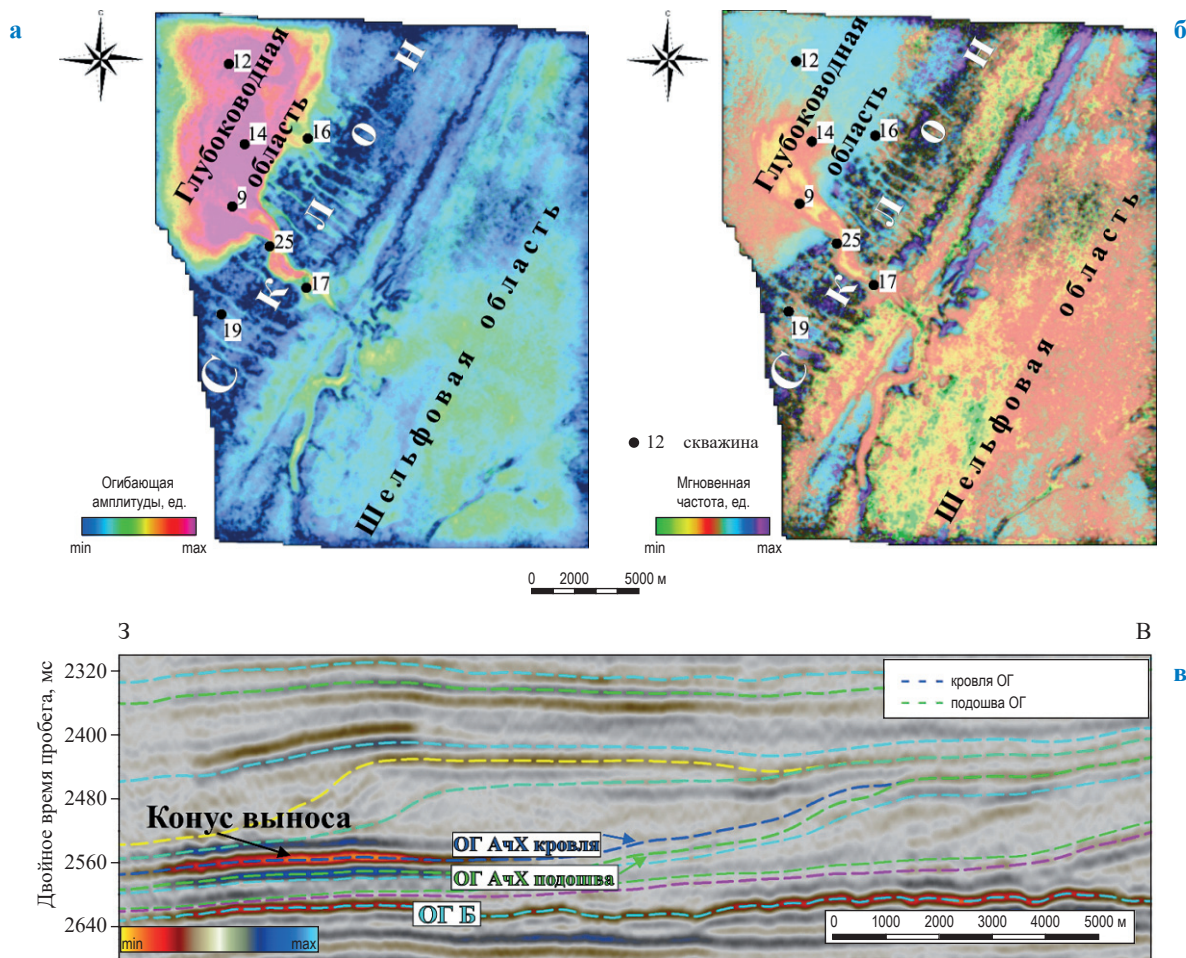


Рис. 3. Комплексные карты атрибута когерентности и огибающей амплитуды (а) и атрибута когерентности и мгновенной частоты (б) вдоль ОГ по кровле пласта АчХ и временной разрез (в) в интервале залегания пласта АчХ [2]

эффектами, что не позволило однозначно выполнить подготовку стратиграфической поверхности (корреляция отражающих горизонтов (ОГ)) и ограничить зону распространения песчаного тела.

Спектральная декомпозиция волнового поля

Спектральная декомпозиция волнового поля представляет собой многокомпонентный атрибут, характеризующий амплитудную характеристику сейсмической записи в заданном диапазоне частот. В большинстве случаев результаты данной методики анализируются на качественном уровне при выполнении сейсмофациального анализа, однако современные подходы к интерпретации позволяют получить количественную оценку параметров ФЕС, в частности эффективную мощность коллектора. Ограничением такого интерпретационного приема является подверженность результатов значительному влиянию качества сейсмических материалов (кратности наблюдений, соотношению сигнала и шума, частотному составу записи), интерпретации ОГ и степени изученности бурением исследуемого интервала разреза.

На рис. 4 представлена карта атрибута спектральной декомпозиции с анализируемыми частотами 20, 30 и 40 Гц. Благодаря эффекту

RGB-смешивания приведенный результат детально отразил геологические особенности строения изучаемого пласта АчХ, успешно дополнил использованный ранее комплекс атрибутов в соответствии с априорной геолого-геофизической информацией об объекте исследования.

Методика количественного прогноза [2] предоставила возможность выполнения количественного прогноза эффективной мощности коллектора с использованием результатов спектральной декомпозиции. На итоговой карте отчетливо отображены основные геологические объекты в изучаемом интервале разреза, что согласуется с материалами сейсмофациального анализа: повышенными значениями мощности интерпретируются конус выноса с подводящим каналом, а также более мелкие эрозионные врезы с меньшими толщинами коллектора. Стандартное отклонение прогнозной эффективной мощности пластов песчаника от скважинных данных составила 4,7 м, что сопоставимо с результатами восстановления эффективных толщин коллектора по инверсионным преобразованиям, которые будут продемонстрированы далее в статье.

Таким образом, представленный результат количественной интерпретации спектральной

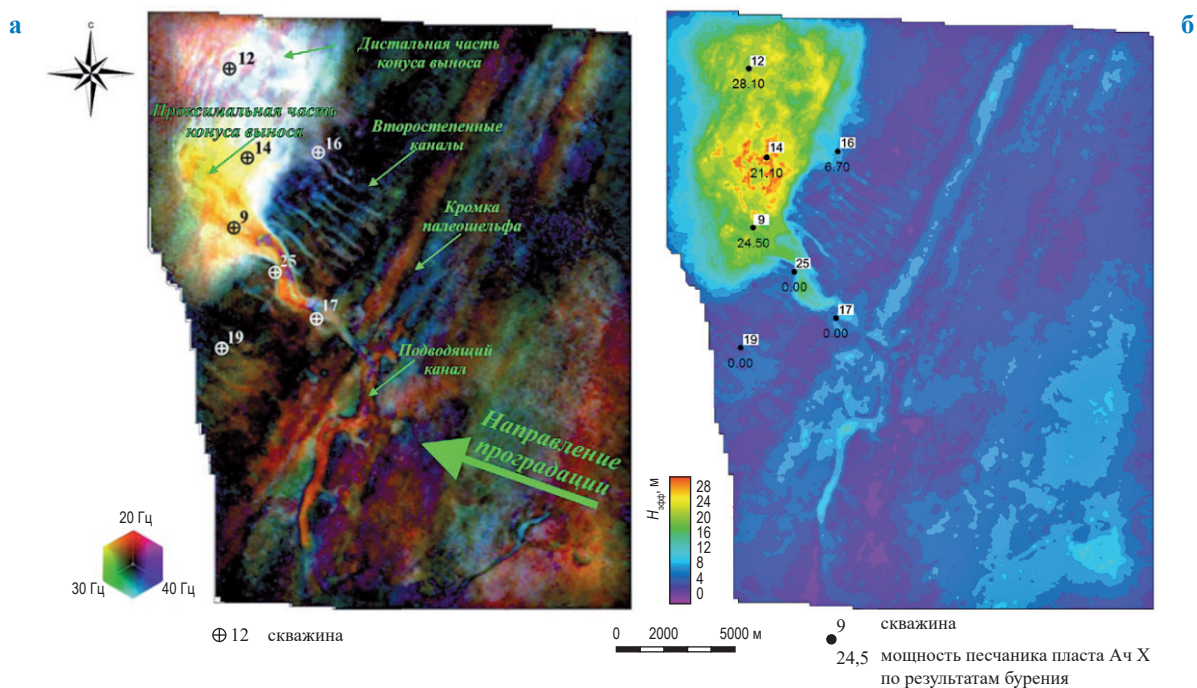
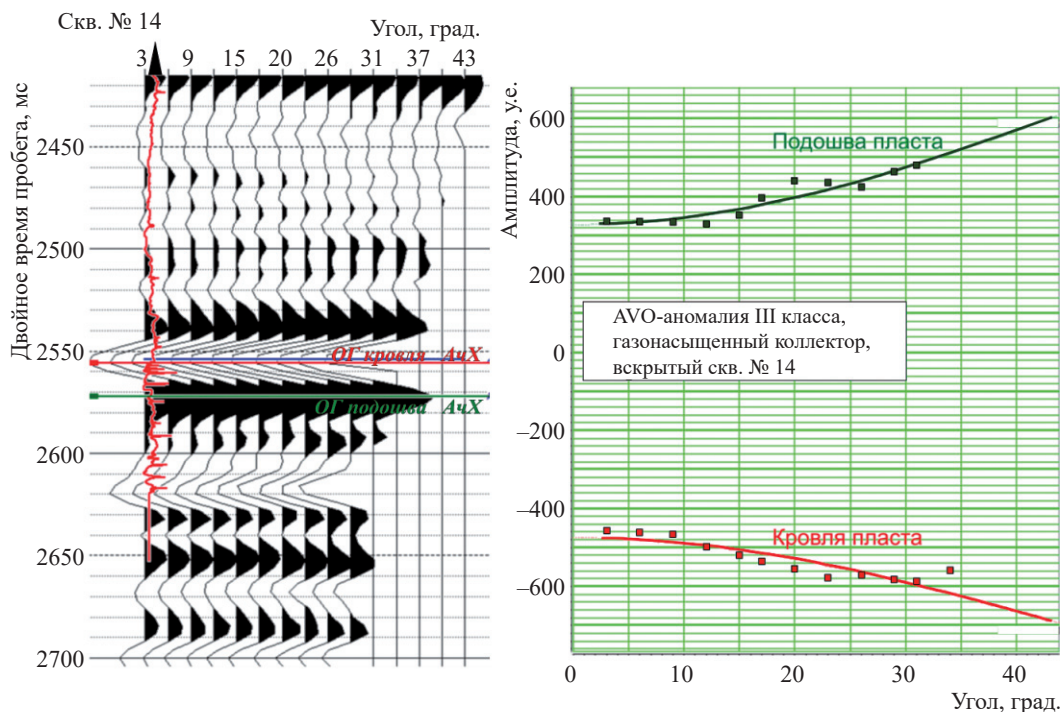


Рис. 4. Результаты качественной (сейсмофациальный анализ, см. а) и количественной (карта эффективных толщин ($H_{эфф}$) коллектора, см. б) интерпретации материалов спектральной декомпозиции волнового поля в интервале залегания пласта АчХ

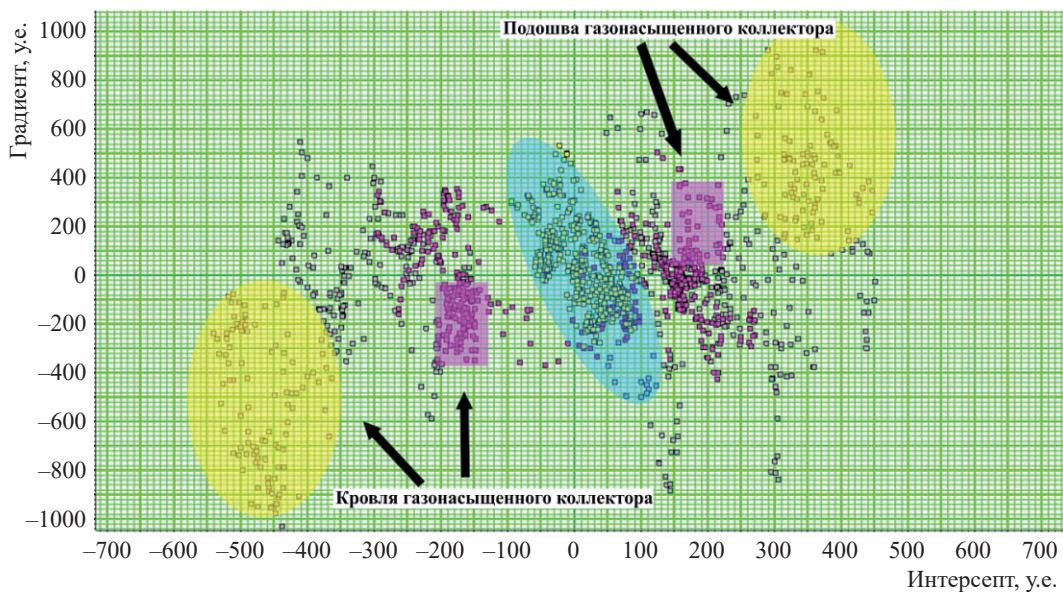
декомпозиции волнового поля рекомендован к использованию как дополнительная оценка эффективной мощности коллектора и как независимый критерий, определяющий зону литологического экранирования продуктивной части пласта.

AVO-анализ

В последние десятилетия AVO-анализ в интерпретации сейсмических данных стал доступной, легко реализуемой и часто обязательной процедурой. Основная цель метода заключается в изучении отклика амплитуд в зависимости от расстояния между источником и приемником, позволяющего выявить связанные с наличием УВ аномалии. За счет влияния



а



б

Рис. 5. AVO-отклик от кровли и подошвы газонасыщенного коллектора пласта АчХ (а) и интерпретация кросс-плота интерсепта и градиента (б)

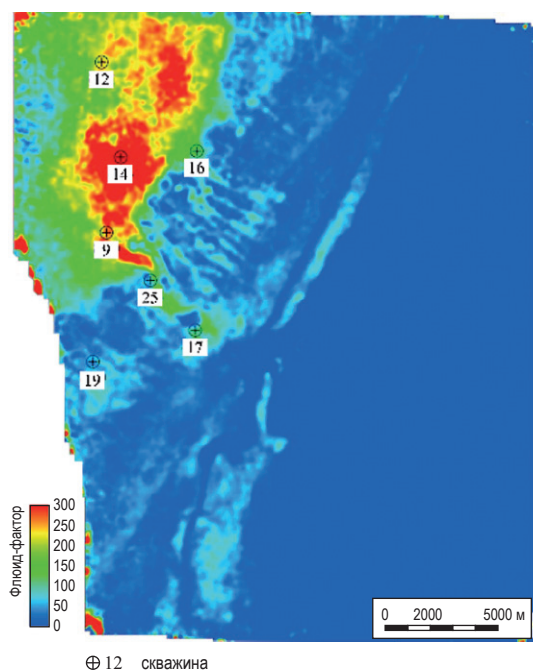


Рис. 6. Карта AVO-атрибута флюид-фактор

множества факторов как технической (направленность источников и приемников, условия группирования, случайный шум, инструментальные погрешности, граф обработки данных), так и геологической природы не всегда удастся однозначно проинтерпретировать связь между физико-геологическими параметрами среды и AVO-атрибутами.

Коллектор представлен газо- и водонасыщенным песчаником, который в поле упругих свойств является акустически мягкой контрастной горной породой в сравнении с вмещающими аргиллитами. Это предполагает принадлежность данного типа газонасыщенного коллектора к AVO-аномалии III класса, что подтверждено при анализе отклика амплитуды от его кровли и подошвы в районе продуктивной скважины № 14. Наблюдаются высокие значения амплитуды на ближних удалениях и их интенсивный рост с увеличением угла падения волны (рис. 5, 6).

Зависимость отклика амплитуды для кровли и подошвы коллектора от угла падения надежно описана двухчленной аппроксимацией Аки – Ричардса [3] с коэффициентом корреляции порядка 0,95, что предоставило возможность ее использования для расчета кубов AVO-атрибутов. Наглядное представление анализируемых AVO-параметров осуществлено посредством кросс-плоттинга независимых атрибутов, например интерсепта и градиента.

На кросс-плоте уверенно прослежены фоновый тренд для вмещающих и водонасыщенных пород, а также аномальные значения интерсепта и градиента, соответствующие кровле и подошве газонасыщенного коллектора и формирующие аномалию типа «яркое пятно» в интервале пластов АчХ (представлено в сравнении AVO-атрибутов с другим конусом выноса на исследуемой площади). Следовательно, комплексные AVO-атрибуты, содержащие комбинацию исходных параметров, служат качественным индикатором УВ-насыщения с учетом калибровки на скважинные данные. Одним из таких рассчитанных атрибутов является флюид-фактор, который определен [4] как величина отклонения скачка скорости продольных волн от предсказанного для водонасыщенных пород. Максимальные значения атрибута проинтерпретированы как предположительная зона распространения газонасыщенного коллектора.

Синхронная инверсия

Синхронная инверсия – это метод решения обратной задачи динамического анализа с использованием данных до суммирования (сейсмограммы), в результате которого параметры волнового поля обращаются в упругие свойства среды – кубы акустического и сдвигового импедансов, плотности (однако редко можно добиться высокой разрешенности плотности в сравнении с акустическим импедансом). Согласно петрофизическому обоснованию динамической интерпретации расширенный комплекс ГИС (синтез кривой поперечной волны и ее производных) помог надежнее разделить и проинтерпретировать литологию, пористость и флюидонасыщение. Одними из ограничений синхронной инверсии при выполнении расчета и интерпретации являются:

- нестабильность восстановления плотности и отношения скоростей продольной и поперечной волн;
- сглаживание тренда и результатов инверсии в акустически контрастном разрезе.

Следовательно, точность прогноза петрофизических свойств горных пород в межскважинном пространстве дополнительно определена ошибкой восстановления упругих параметров среды и их устойчивостью. Соответственно, производные исходных кубов импеданса имеют большую ошибку, поскольку более чувствительны к изменению входных

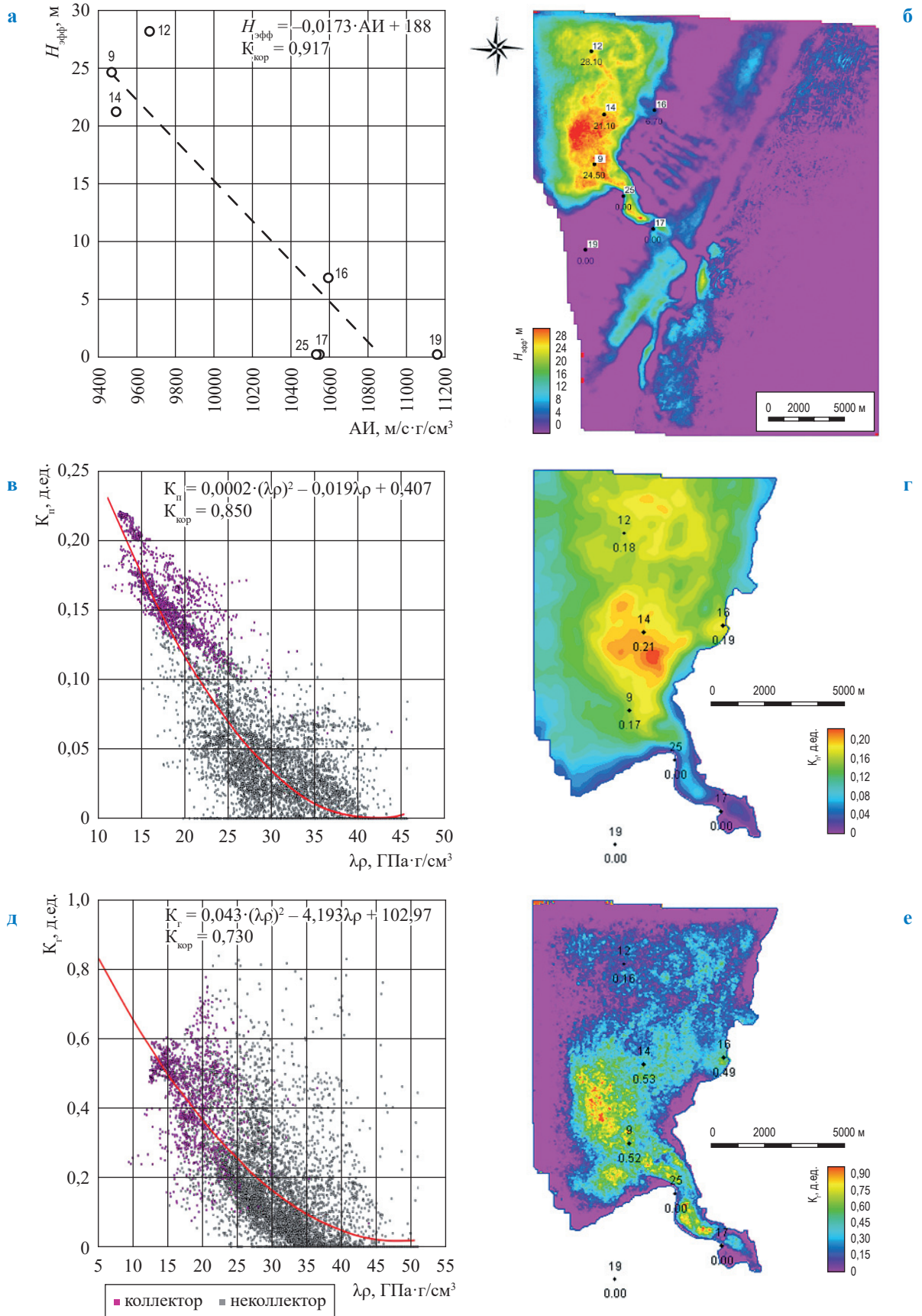


Рис. 7. Примеры выполнения прогноза эффективной мощности коллектора (а, б), коэффициента пористости $K_{п}$ (в, г), коэффициента газонасыщенности $K_{г}$ (д, е) в изучаемом интервале разреза для пласта АСХ

данных, в том числе физико-геологических свойств изучаемого интервала разреза. Кроме того, следует учитывать факт использования граничных значений упругих параметров среды для интерпретации зоны глинизации, поскольку размеры области перекрытия «коллектора» и «неколлектора» накладывают дополнительные ограничения: возникают ошибки I и II рода, связанные с некорректным прогнозом зоны распространения коллектора.

С опорой на данную информацию выполнены расчет синхронной инверсии и анализ дополнительных параметров среды (атрибуты Ламе) с использованием результатов инверсии. Выявлены надежные корреляционные зависимости (коэффициент корреляции $K_{\text{кор}} > 0,7$) между упругими и ФЕС горных пород: построены прогнозные карты эффективных толщин коллектора, коэффициента пористости и газонасыщенности с учетом калибровки на скважинные данные, что позволило несколько уменьшить неоднозначность решения обратной задачи (рис. 7). Представленные результаты в полной мере отражают геологические особенности строения интерпретируемого конуса выноса и характеризуют его проксимальную часть как наиболее перспективную для дальнейших геологоразведочных работ.

В работе продемонстрированы примеры применения качественной и количественной интерпретации результатов динамического анализа сейсмических данных для выделения зоны глинизации и прогноза ФЕС на примере интерпретации конуса выноса ачимовской толщи. Рассмотренные подходы могут быть использованы как независимо, так и в комплексе в зависимости от методики комплексирования полученных результатов.

При исследовании малоизученных бурением пластов-коллекторов (коллекторских песчано-глинистых толщ), где существенную

роль в формировании залежей УВ оказывает литологический фактор, выявлены преимущества и ограничения методик динамического анализа.

К ограничениям отнесем значительное влияние качества и количества входных данных, в частности качество материалов сейсморазведки, объем ГИС и их кондиционность, требования к типу решения обратной задачи (качественный или количественный прогноз), физико-геологические параметры среды, определяющие целесообразность выполнения динамической интерпретации сейсмических данных.

Основными преимуществами динамического анализа являются возможность детализации геологического строения поискового объекта, его независимая характеристика и оценка ФЕС в поле упругих свойств с использованием различных интерпретационных подходов, а также возможность интеграции полученных результатов, основанных на совместном анализе со скважинными данными, в геологическую модель.

Список литературы

1. Букатов М.В. Ключевые проблемы освоения ачимовских отложений на разных масштабах исследования / М.В. Букатов, Д.Н. Пескова, М.Г. Ненашева и др. // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2018. – № 2 (8). – С. 16–21.
2. Волков Д.С. Возможности количественной интерпретации результатов спектральной декомпозиции сейсмических данных МОГТ-3D / Д.С. Волков // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2022. – Вып. 1 (36). – С. 25–41. – <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art2>
3. Aki K. Quantitative seismology / K. Aki, P.G. Richards. – NY: W.H. Freeman & Co, 1979.
4. Smith G.C. Weighted stacking for rock property estimation and detection of gas / G.C. Smith, P.M. Gidlow // Geophys. Prosp. – 1987. – Т. 35. – № 09. – С. 993–1014.

Options and limits in dynamic analysis of seismic data while plotting clay grouting zones and forecasting reservoir porosity and permeability properties as exemplified by alluvial fan of Achim series

D.S. Volkov

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Gazovikov street, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
E-mail: dmitrij.volkov-msu@yandex.com

Abstract. The paper presents the outcomes of the dynamic analysis of seismic data, which became the background for detailing the geological structure, plotting the clay grouting and predicting reservoir properties within the Achim series interval of the Neocomian clinoform complex at the Western-Siberian basin. Author examines the advantages and limitations of the interpretation procedures commonly used for searching and assessment of the potential oil and gas presence regarding the objects being against the considerable influence of a lithological factor during formation of the hydrocarbon deposits. The maps of reservoir distribution, efficient thickness porosity and gas saturation are obtained. The updated geological model for an outlined Achim alluvial cone will increase quality and performance of the prospecting drilling due to reduction of the dry wells quantity.

Keywords: Achim series, spectral decomposition, seismic attribute analysis, AVO analysis, seismic inversion, porosity and permeability properties, shale-out zone.

References

1. BUKATOV, M.V., D.N. PESKOVA, M.G. NENASHEVA et al. Key challenges when developing Achim sediments at different scales of studies [Klyuchevyye problemy osvoyeniya achimovskikh otlozheniy na raznykh masshtabakh issledovaniya]. *PRONEFT. Professionalno o Nefti*, 2018, no. 2(8), pp. 16–21, ISSN 2587-7399. (Russ.).
2. VOLKOV, D.S. Potential of quantitative interpretation of 3D Common Depth Point seismic data spectral decomposition results [Vozmozhnosti kolichestvennoy interpretatsii rezultatov spektralnoy dekompozitsii seysmicheskikh dannykh MOGT-3D]. *Aktualnyye Problemy Nefti i Gaza*, 2022, is. 1(36), pp. 25–41, ISSN 2687-0312. (Russ.). Available from: <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art2>
3. AKI K., P.G. RICHARDS. *Quantitative seismology*. NY: W.H. Freeman & Co, 1979.
4. SMITH, G.C., P.M. GIDLOW. Weighted stacking for rock property estimation and detection of gas. *Geophys. Prosp.*, 1987, vol. 35, no. 09, pp. 993–1014, ISSN 0016-8025.

Сведения об авторах

<i>Абарбанель Евгений Григорьевич</i>	заместитель начальника Лаборатории геолого-структурного моделирования месторождений ТРИЗ Центра геологического сопровождения разработки месторождений Европейской части и Западной Сибири ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: E_Abarbanel@vniigaz.gazprom.ru
<i>Астафьев Дмитрий Александрович</i>	к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории геологического обеспечения морских проектов Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: D_Astafiev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Бочкарев Анатолий Владимирович</i>	д.г.-м.н., профессор кафедры общей и нефтегазопромысловой геологии РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. E-mail: anatolybochkarev@gmail.com
<i>Волков Дмитрий Сергеевич</i>	научный сотрудник Лаборатории научно-методического сопровождения подсчета запасов Центра геологического сопровождения разработки месторождений Европейской части и Западной Сибири ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: DS_Volkov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Гачегова Наталья Дмитриевна</i>	главный специалист Лаборатории научно-методического сопровождения подсчета запасов Центра геологического сопровождения разработки месторождений Европейской части и Западной Сибири ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: N_Gachegova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Григорьев Борис Афанасьевич</i>	д.т.н., чл.-корр. РАН, начальник Отдела ученого совета ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: B_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Гумерова Аделина Наилевна</i>	ассистент кафедры общей и нефтегазопромысловой геологии РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. E-mail: gumerova.a@gubkin.ru
<i>Зыкин Михаил Яковлевич</i>	к.г.-м.н., старший научный сотрудник Лаборатории нетрадиционных ресурсов газа Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: M_Zykin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Извеков Иван Борисович</i>	старший научный сотрудник Лаборатории научно-аналитического сопровождения исследований ядра и флюидов Московского центра исследования пластовых систем (ядро и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: I_Izvekov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Киселева А.М.</i>	ООО «Газпром добыча Надым». E-mail: manager@nadym-dobycha.gazprom.ru
<i>Крылов Дмитрий Николаевич</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Лаборатории научно-методического сопровождения проектов разработки Центра геологического сопровождения разработки месторождений Европейской части и Западной Сибири ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: D_Krylov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Леонов Сергей Анатольевич</i>	ведущий научный сотрудник Лаборатории научно-методического сопровождения проектов разработки Центра геологического сопровождения разработки месторождений Европейской части и Западной Сибири ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: S_Leonov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Лобусев Александр Вячеславович</i>	д.г.-м.н., профессор, заведующий кафедрой общей и нефтегазопромысловой геологии РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. E-mail: Lobusev.A@gubkin.ru
<i>Лобусев Михаил Александрович</i>	к.т.н., доцент кафедры общей и нефтегазопромысловой геологии РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. E-mail: Lobusev.M@gubkin.ru

<i>Пинчук Анатолий Владиславович</i>	главный специалист Лаборатории научно-методического сопровождения подсчета запасов Центра геологического сопровождения разработки месторождений Европейской части и Западной Сибири ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Pinchuk@vniigaz.gazprom.ru
<i>Поляков Евгений Евгеньевич</i>	д.г.-м.н., главный научный сотрудник Лаборатории научно-методического сопровождения подсчета запасов Центра геологического сопровождения разработки месторождений Европейской части и Западной Сибири ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: E_Polyakov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Пылев Евгений Анатольевич</i>	к.г.н., начальник Центра геологического сопровождения разработки месторождений Европейской части и Западной Сибири ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: E_Pylev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ромашенко Светлана Юрьевна</i>	старший научный сотрудник Лаборатории научно-методического сопровождения подсчета запасов Центра геологического сопровождения разработки месторождений Европейской части и Западной Сибири ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: S_Romaschenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Рыбьяков Алексей Николаевич</i>	начальник отдела ПАО «Газпром». E-mail: A.Rybiakov@adm.gazprom.ru
<i>Рыжов Алексей Евгеньевич</i>	д.г.-м.н., заместитель начальника Московского центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Ryzhov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Сизиков Дмитрий Александрович</i>	начальник Лаборатории геолого-структурного моделирования месторождений ТРИЗ Центра геологического сопровождения разработки месторождений Европейской части и Западной Сибири ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: D_Sizikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Скоробогатов Виктор Александрович</i>	д.г.-м.н., главный научный сотрудник Лаборатории научно-методического сопровождения и мониторинга геологоразведочных работ Центра геологического сопровождения разработки месторождений Европейской части и Западной Сибири ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Скоробогатова Екатерина Викторовна</i>	магистрант Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе. E-mail: skorobogatova.995@gmail.ru
<i>Слепцова В.М.</i>	ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: vniigaz@vniigaz.gazprom.ru
<i>Соловьёв Николай Николаевич</i>	д.г.-м.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
<i>Ступакова Антонина Васильевна</i>	д.г.-м.н., профессор, заведующая кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова. E-mail: a.stoupakova@oilmsu.ru
<i>Творогов Михаил Анатольевич</i>	главный специалист Лаборатории научно-методического сопровождения подсчета запасов Центра геологического сопровождения разработки месторождений Европейской части и Западной Сибири ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: M_Tvorogov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Толстиков Алексей Владимирович</i>	начальник Лаборатории геологического обеспечения морских проектов Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Tolstikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Тюрин Анатолий Матвеевич</i>	главный специалист Лаборатории промыслово-геофизических исследований (г. Оренбург) Центра разработки и эксплуатации месторождений Европейской части РФ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: amturin1952@bk.ru

<i>Хабибуллин Дамир Ядитович</i>	к.г.-м.н., заместитель начальника Управления ПАО «Газпром». E-mail: D.Khabibullin@adm.gazprom.ru
<i>Чичмарева Анна Владимировна</i>	старший научный сотрудник Лаборатории научно-методического сопровождения подсчета запасов Центра геологического сопровождения разработки месторождений Европейской части и Западной Сибири ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Chichmareva@vniigaz.gazprom.ru
<i>Чурикова Ирина Владимировна</i>	начальник Лаборатории научно-методического сопровождения подсчета запасов Центра геологического сопровождения разработки месторождений Европейской части и Западной Сибири ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: I_Churikova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Швачко Екатерина Владимировна</i>	начальник Центра геологического сопровождения разработки месторождений Европейской части и Западной Сибири ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: E_Shvachko@vniigaz.gazprom.ru

Information about the authors

<i>Abarbanel Yevgeniy Grigoryevich</i>	deputy head of the Laboratory for geological and structural simulation of the fields with the hard-to-recover reserves in the Center for geological support of field development in European Russia and West Siberia at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: E_Abarbanel@vniigaz.gazprom.ru
<i>Astafyev Dmitriy Aleksandrovich</i>	candidate of geology and mineralogy, leading research associate in the Laboratory for geological support of marine projects in the Corporate scientific and technical center for development of marine oil-and-gas resources at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: D_Astafyev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Bochkarev Anatoliy Vladimirovich</i>	doctor of geology and mineralogy, professor of the Chair for general and oil-gas field geology at the National University of Oil and Gas «Gubkin University». E-mail: anatolybochkarev@gmail.com
<i>Chichmareva Anna Vladimirovna</i>	senior research associate in the Laboratory of scientific and methodological support for the counting of races in the in the Center for geological support of field development in European Russia and West Siberia at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Chichmareva@vniigaz.gazprom.ru
<i>Churikova Irina Vladimirovna</i>	head of the Laboratory of scientific and methodological support for the counting of races in the in the Center for geological support of field development in European Russia and West Siberia at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: I_Churikova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Gachegova Natalya Dmitriyevna</i>	chief specialist of the Laboratory of scientific and methodological support for the counting of races in the Center for geological support of field development in European Russia and West Siberia at the Gazprom VNIIGAZ LLC E-mail: N_Gachegova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Grigoryev Boris Afanasyevich</i>	doctor of engineering, correspondent member of RAS, head of the Scientific council division at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: B_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Gumerova Adelina Nailevna</i>	assistant of the Chair for general and oil-gas field geology at the National University of Oil and Gas «Gubkin University». E-mail: gumerova.a@gubkin.ru
<i>Izvekov Ivan Borisovich</i>	senior research associate in the Laboratory for scientific-analytical provision of core and fluids research of the Moscow center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: I_Izvekov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Khabibullin Damir Yaditovich</i>	candidate of geology and mineralogy, deputy head of a Directorate at the Gazprom PJSC. E-mail: D.Khabibullin@adm.gazprom.ru
<i>Kiseleva A.M.</i>	Gazprom Dobycha Nadym LLC. E-mail: manager@nadym-dobycha.gazprom.ru
<i>Krylov Dmitriy Nikolayevich</i>	doctor of engineering, chief research associate in the Laboratory for scientific and methodical support of the field development projects of the Center for geological support of field development in European Russia and West Siberia at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: D_Krylov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Leonov Sergey Anatolyevich</i>	leading research associate in the Laboratory for scientific and methodical support of the field development projects of the Center for geological support of field development in European Russia and West Siberia at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: S_Leonov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Lobusev Aleksandr Vyacheslavovich</i>	doctor of geology and mineralogy, professor, head of the Chair for general and oil-gas field geology at the National University of Oil and Gas «Gubkin University». E-mail: Lobusev.A@gubkin.ru

<i>Lobusev Mikhail Aleksandrovich</i>	candidate of engineering, assistant professor of the Chair for general and oil-gas field geology at the National University of Oil and Gas «Gubkin University». E-mail: Lobusev.M@gubkin.ru
<i>Pinchuk Anatoliy Vladislavovich</i>	chief specialist of the Laboratory of scientific and methodological support for the counting of races in the Center for geological support of field development in European Russia and West Siberia at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Pinchuk@vniigaz.gazprom.ru
<i>Plyakov Yevgeniy Yevgenyevich</i>	doctor of geology and mineralogy, chief research associate in the Laboratory of scientific and methodological support for the counting of races in the Center for geological support of field development in European Russia and West Siberia at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: E_Polyakov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Pylev Yevgeniy Anatolyevich</i>	candidate of geography, head of the Center for geological support of field development in European Russia and West Siberia at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: E_Pylev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Romashchenko Svetlana Yuryevna</i>	senior research associate in the Laboratory of scientific and methodological support for the counting of races in the Center for geological support of field development in European Russia and West Siberia at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: S_Romaschenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Rybyakov Aleksey Nikolayevich</i>	head of a division at the Gazprom PJSC. E-mail: A.Rybiakov@adm.gazprom.ru
<i>Ryzhov Aleksey Yevgenyevich</i>	doctor of geology and mineralogy, deputy head of the Moscow center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Ryzhov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Shvachko Yekaterina Vladimirovna</i>	head of the Center for geological support of field development in European Russia and West Siberia at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: E_Shvachko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Sizikov Dmitriy Aleksandrovich</i>	head of the Laboratory for geological and structural simulation of the fields with the hard-to-recover reserves in the Center for geological support of field development in European Russia and West Siberia at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: D_Sizikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Skorobogatov Viktor Aleksandrovich</i>	doctor of geology and mineralogy, senior research associate in the Laboratory for scientific and methodical support and monitoring of geological prospecting in the Center for geological support of field development in European Russia and West Siberia at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Skorobogatova Yekaterina Viktorovna</i>	master's student of Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting. E-mail: skorobogatova.995@gmail.ru
<i>Sleptsova V.M.</i>	Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: vniigaz@vniigaz.gazprom.ru
<i>Solovyev Nikolay Nikolayevich</i>	doctor of geology and mineralogy, professor, Gazprom VNIIGAZ LLC.
<i>Stupakova Antonina Vasilyevna</i>	doctor of geology and mineralogy, professor, head of the Chair for geology and geochemistry of fossil fuels at Lomonosov Moscow State University. E-mail: a.stupakova@oilmsu.ru
<i>Tolstikov Aleksey Vladimirovich</i>	head of the Laboratory for geological support of marine projects in the Corporate scientific and technical center for development of marine oil-and-gas resources at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Tolstikov@vniigaz.gazprom.ru

<i>Tvorogov Mikhail Anatolyevich</i>	chief specialist of the Laboratory of scientific and methodological support for the counting of reserves in the in the Center for geological support of field development in European Russia and West Siberia at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: M_Tvorogov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Tyurin Anatoliy Matveyevich</i>	chief specialist of the Laboratory for field geophysical surveys (Orenburg) in the Center for development and operation of fields in the European part of Russian Federation at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: amturin1952@bk.ru
<i>Volkov Dmitriy Sergeyevich</i>	research associate in the Laboratory of scientific and methodological support for the counting of reserves in the Center for geological support of field development in European Russia and West Siberia at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: DS_Volkov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Zykin Mikhail Yakovlevich</i>	candidate of geology and mineralogy, senior research associate at the Laboratory for alternative gas resources in the Centre for hydrocarbon resources and reserves at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: M_Zykin@vniigaz.gazprom.ru