

# ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ

ПРОБЛЕМЫ РЕСУРСНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ГАЗОДОБЫВАЮЩИХ РАЙОНОВ РОССИИ

Научно-технический  
сборник

# «Вести газовой науки»

№ 4 (41) / 2019

Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России

Издается

с 2010 г.

ISSN

2306-8949

Учредитель

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**

Свидетельство  
о регистрации СМИ

ПИ № ФС77-56652  
от 26.12.2013 г.

Главный редактор

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

Зам. главного редактора

*В.А. Истомин*, д.х.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,  
*А.Е. Рыжов*, к.г.-м.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Редакционная коллегия

*М.А. Анисимов*, д.ф.-м.н., профессор, Мэрилендский университет, США  
*Б.А. Сулейманов*, д.т.н., профессор, Азербайджанская государственная нефтяная академия  
*В.Н. Башкин*, д.б.н., профессор, Институт физико-химических и биологических проблем  
почвоведения РАН  
*А.Н. Дмитриевский*, д.г.-м.н., профессор, академик РАН, Институт проблем нефти и газа РАН  
*И.Т. Мищенко*, д.т.н., профессор, Российский государственный университет нефти и газа  
(НИУ) имени И.М. Губкина

Научный редактор

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

Рецензенты

*Д.Н. Крылов*, д.т.н.

Над номером работали

Ответственный редактор

*Т.Г. Осияненко*

Редактор

*А.Я. Стефанова*

Корректор

*М.В. Бурова*

Редактор перевода

*А.Я. Стефанова*

Верстка

*Н.А. Владимиров*

Дизайн

*И.Ю. Белов*

Адрес редакции

142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка,  
Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1.

По вопросам подписки и приобретения обращаться:

Тел./факс: + 7 (498) 657-41-73

E-mail: [vesti-gas@vniigaz.gazprom.ru](mailto:vesti-gas@vniigaz.gazprom.ru)

[www.vesti-gas.ru](http://www.vesti-gas.ru)

Подписано в печать 05.03.2020 г. Тираж 500 экз.

Подписной индекс по каталогу ОАО Агентство «Роспечать» № 58685.

Отпечатано в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка,  
Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1.

© ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2019

Цена свободная.

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

## Слово редактора

*Поиски и разведка месторождений углеводородов (УВ) в мире и России проводятся уже более 150 лет, особенно активно во второй половине XX в. Главная цель поисково-разведочных работ (ПРР) – создание надежной минерально-сырьевой базы (МСБ) газо- и нефтедобычи. Поддержание и восполнение МСБ газа и нефти должны быть положены в основу дальнейшего совершенствования нефтегазовой отрасли промышленности страны и ее научно-аналитического и методического обеспечения.*

*Сегодня прогресс мировой цивилизации в целом и отдельных государств в частности во многом зависит от состояния и перспектив развития энергетического комплекса, в первую очередь, минеральных горючих ископаемых (нефти, газа и угля) – их производства, запасов и прогнозных ресурсов в недрах; при этом добыча и потребление природного газа стремительно увеличиваются во многих странах и в мире в целом. В 2018 г. суммарно в мире было произведено 4,4 млрд т жидких УВ (нефть + конденсат) и 3,8 трлн м<sup>3</sup> газа (в России соответственно 556 млн т и 725 млрд м<sup>3</sup>). Предполагается, что уже в ближайшие 10–12 лет валовое производство газа не только догонит, но и перегонит добычу нефти. Помимо России и Туркменистана – традиционно «газовых» стран – такая ситуация наблюдается и в других регионах (США, Иране, Австралии, Катаре и пр.).*

*Многие страны природным газом обеспечены лучше, чем нефтью, т.е. их текущие разведанные запасы и прогнозные ресурсы газа больше, чем запасы и ресурсы жидких УВ (например, в России – 42 трлн м<sup>3</sup> (извлек.) газа и 18,5 млрд т нефти). Официальные оценки потенциальных ресурсов газа и нефти – 288/240 трлн м<sup>3</sup> и 250/111 млрд т (геол./извлек.) соответственно.*

*Добыча газа в России на ближнюю и среднесрочную перспективу до 2030 г. обеспечена текущими запасами, однако в дальнейшем необходимо пополнение МСБ за счет новых открытий в ходе ПРР. Прогноз нефтегазоносности строится на результатах всестороннего анализа условий формирования углеводородных скоплений и закономерностей их размещения по площади и разрезу седиментационных бассейнов.*

*Российская нефтегазовая геология находится на передовых рубежах развития мировой горной науки более 60 лет. Многие идеи, концепции, учения о формировании, эволюции и размещении УВ-скоплений в недрах, потенциальных ресурсах нефти и газа и направлениях эффективных поисков месторождений и залежей газа и нефти впервые сформулированы и получили развитие в трудах российских исследователей.*

*Ученые-геологи Всесоюзного научно-исследовательского института природных газов (ВНИИГАЗ, ныне – ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), который сегодня является головным научным центром ПАО «Газпром», с середины пятидесятых годов прошлого столетия участвовали в обеспечении развития МСБ газо- и нефтедобычи России. В настоящее время и в обозримом будущем существенно возрастает роль науки в прогнозировании и поисках новых месторождений УВ на шельфе и в малоизученных труднодоступных областях Сибири и Дальнего Востока, так как ошибки прогноза становятся все дороже и ощутимее.*

*Научно-производственная цепочка создания и развития МСБ добычи любого полезного ископаемого, в том числе нефти и газа, такова: научное предвидение – научно-обоснованный прогноз – поиски – разведка – освоение – эксплуатационная доразведка с уточнением моделей строения и промышленных запасов. Ведущее значение в научно-геологической деятельности имеет аналитически осмысленное и обоснованное предсказание будущих*



Главный научный сотрудник Лаборатории геологии, анализа и оценки ресурсной базы углеводородов Центра развития МСБ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», д.г.-м.н. В.А. Скоробогатов

*открытий месторождений УВ по величине запасов и фазовому состоянию: где и на каких глубинах, с какими геологическими запасами и добычными возможностями они будут открыты и разведаны. Без научно обоснованного прогноза и оценки перспективных объектов поиски часто оказываются мало результативными и высоко затратными.*

*Современный период развития ПРР на газ и нефть в России (2018–2020 гг.) характеризуется увеличением геологических рисков производства работ вследствие усложнения геолого-поискового пространства, а именно: более сложного строения и глубинного расположения разведываемых залежей УВ; «измельчания» открываемых месторождений (менее 10 млрд м<sup>3</sup> по газу и менее 3 млн т по нефти); появления многочисленных нефтяных оторочек даже в преимущественно газоносных районах, затрудняющих разведку и освоение газовых месторождений; отсутствия в большинстве регионов суши крупных поисковых объектов; минимального увеличения текущих промышленных запасов за счет «чистых открытий»; ухудшения структуры перспективных и прогнозных ресурсов УВ, особенно нефти; открытия скопления газа и нефти с «пограничными» по добычным возможностям запасами, большую часть которых нужно относить к нетрадиционным, и др.*

*Главные нефтегазодобывающие и нефтегазоперспективные регионы России: Западно- и Восточно-Сибирский, Северный (Республика Коми и восток Архангельской области), Прикаспийский и Волго-Уральский (Астраханская, Оренбургская и др. административные области), а также шельфы арктических и дальневосточных морей. Восточная Сибирь и недра Баренцева и Карского морей являются общенациональным стратегическим резервом для поисков, разведки и разработки месторождений УВ в XXI в. В обозримом будущем (до 2030 г.) развитие нефтегазовой индустрии России на 80...85 % будет определяться Западно-Сибирским регионом (суша и ближний шельф – губы и заливы, морские части месторождений типа Харасавэйского), выявленными запасами и предполагаемыми ресурсами свободного газа, конденсата и нефти его северных и арктических районов. Вторыми по значимости к 2035 г. станут баренцевоморский и карский шельфы и соответствующие акватории, прежде всего прибрежные зоны (Печорское море и др.).*

*Отметим, что России принадлежит более 60 % арктического шельфа мира и до 40 % дальневосточного шельфа – от Чукотки до Новой Зеландии. Именно освоение углеводородного потенциала северных и арктических областей Северной Евразии станет основой увеличения запасов газа и обеспечения его добычи в средне- и долгосрочной перспективе (до 2050 г.). Ряд проблем необходимо будет решить при освоении газового потенциала недр Восточной Сибири, где многое остается непонятным, а прогноз открытия новых месторождений – неопределенным, особенно в северной половине Сибирской платформы. Этой очень сложной проблеме посвящен ряд статей сборника.*

*Новые идеи, концепции и технико-технологические инновации в области поисков, разведки, освоения и разработки месторождений УВ позволят предприятиям ПАО «Газпром» оптимизировать процесс дальнейшего развития МСБ газо- и нефтедобычи на территории России и на арктическом шельфе.*

*Настоящий сборник, содержащий информацию о работах, выполненных в 2018–2019 гг., будет интересен геологам и геофизикам нефтяной и газовой отраслей промышленности, студентам и аспирантам с точки зрения планирования дальнейших исследований в области прогнозирования поисков, разведки и освоения традиционных ресурсов и изучения нетрадиционных источников газа, развития МСБ газо- и нефтедобычи России и ПАО «Газпром».*

## Содержание

- 4 **Скоробогатов В.А.**  
Парагенезис горючих ископаемых в осадочных бассейнах и породах различного типа и возраста
- 18 **Скоробогатов В.А., Рыбальченко В.В., Хабибуллин Д.Я., Рыбьяков А.Н.**  
Поиски месторождений и залежей углеводородов в осадочных бассейнах Северной Евразии: итоги, проблемы, перспективы
- 35 **Крючков В.Е., Скоробогатов В.А.**  
Поисково-разведочные работы в Восточной Сибири: итоги, проблемы, риски, перспективы
- 49 **Хабибуллин Д.Я., Скоробогатов В.А.**  
О целесообразности поисков месторождений углеводородов в малоизученных областях Восточной Сибири в период 2021–2040 гг.
- 59 **Кабалин М.Ю., Скоробогатов В.А., Извеков И.Б.**  
Фазовое состояние скоплений углеводородов в недрах морей Западной Арктики
- 72 **Коротков Б.С., Коротков С.Б.**  
Направления повышения эффективности геологоразведочных работ в районах газодобычи
- 82 **Крылов Д.Н.**  
Построение достоверной геологической модели среды путем оптимизации ее детальности
- 91 **Чуриков Ю.М.**  
Основные закономерности изменения статистических оценок фильтрационно-емкостных свойств вендских отложений по глубине залегания для месторождений, входящих в газотранспортную систему «Сила Сибири»
- 106 **Чуриков Ю.М., Пылёв Е.А., Поляков Е.Е.**  
Обобщенные зависимости между фильтрационно-емкостными и физическими свойствами вендских отложений на месторождениях, входящих в газотранспортную систему «Сила Сибири»
- 121 **Давыдова Е.С., Пятницкая Г.Р., Скоробогатов В.А., Соин Д.А.**  
Запасы, ресурсы и перспективы промышленного освоения ачимовского газонефтеносного комплекса севера Западной Сибири
- 134 **Ромашенко С.Ю., Крылов Д.Н., Поляков Е.Е.**  
Определение межфлюидальных контактов залежи с использованием адаптивных фильтров кривых каротажа в сложнопостроенных коллекторах (на примере Среднекаменноугольной залежи Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения)
- 142 **Чуриков Ю.М., Пылёв Е.А., Чурикова И.В., Силаева Е.А.**  
Модели интерпретации данных каротажа, разработанные для ботубинского горизонта Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения на основе литофациального районирования вендских отложений
- 153 **Чурикова И.В., Пылёв Е.А., Семёнов Е.О., Чуриков Ю.М., Семёнова Е.В., А.А. Чудина, Симонов А.В.**  
Особенности распространения и свойства засоленных коллекторов венда Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения
- 164 **Перлова Е.В.**  
Первоочередные объекты освоения ресурсов гидратного газа для развития минерально-сырьевой базы газодобычи России
- 169 **Пылёв Е.А., Мельников Е.А., Чурикова И.В., Чичмарёва А.В., Семёнова К.М., Малютин Т.Н., Бондарев В.Л., Зинова Н.Б., Якушкина О.Ю.**  
Геологическое обоснование выбора перспективных объектов для хранения природного газа, обогащенного гелием, в Якутском центре газодобычи
- 179 **Силантьев Ю.Б., Кананыхина О.Г., Пятницкая Г.Р., Халошина Т.О.**  
Ресурсно-добычный потенциал газа Тихоокеанского региона
- 188 **Ковалёва Е.Д., Силантьев Ю.Б., Халошина Т.О.**  
Оценка неоткрытых ресурсов газа арктических бассейнов Западного полушария (на основе графоаналитического анализа)
- 197 **Гризик А.Я., Заболотная Ю.И., Крылов Н.А., Соловьёв Н.Н.**  
Условия формирования локальных структур Устюрта и Предкавказья
- 208 **Коротков С.Б., Карнаухов С.М., Ступакова А.В., Сулова А.А., Сауткин Р.С., Корзун А.В.**  
Новый метод прогнозирования соленосных толщ Восточной Сибири
- 214 **Скоробогатов В.А.**  
Основополагающие законы, закономерности и правила нефтегазовой геологии России и мира (в порядке полемиического обсуждения)
- 227 **Сведения об авторах**
- 232 **Information about the authors**

УДК 552.13

*Своим учителям и старшим товарищам – геологам-газовикам, нефтяникам и угольщикам – В.Г. Васильеву, Н.Б. Вассоевичу, И.В. Высоцкому, М.В. Голицыну, И.В. Еремину, В.И. Ермакову, А.Л. Козлову, Ю.Г. Лапчинскому, В.П. Савченко, В.И. Старосельскому, В.П. Ступакову, Л.В. Токареву, Н.Ю. Успенской – посвящаю. Их трудами мы пользуемся, их мыслями мы живем, их дело мы продолжаем!*

## Парагенезис горючих ископаемых в осадочных бассейнах и породах различного типа и возраста

**В.А. Скоробогатов**

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1  
E-mail: V\_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

**Ключевые слова:**

горючие ископаемые, парагенезис, газ, нефть, уголь, горючие сланцы, осадочный бассейн, органическое вещество, баженовская свита, Западная Сибирь.

**Тезисы.** В статье рассматриваются вопросы парагенетических связей (взаимозависимого и взаимообусловленного образования в земных недрах) горючих ископаемых – твердых (угля и сланцев), жидких (нефти), газообразных (природного и свободного газа) – в ряде осадочных бассейнов Северной Евразии (России), Центральной и Восточной Азии, Австралии и мира в целом. Показаны четкие связи образования месторождений и залежей свободного газа и континентальных угленосных толщ, а также нефти и полуконцентрированной органики морских формаций. Детально парагенезис горючих ископаемых изучен на примерах Западно-Сибирского мегабассейна, Вилюйской впадины, ряда бассейнов Западной и Центральной Европы.

Установлено, что все уникальные и большинство гигантских по запасам газосодержащих месторождений в мире с залежами в терригенных толщах связаны с неморскими сероцветными угленосными породами карбона, перми, средней юры, неоконкома и альба-сеномана. Большинство нефтей в осадочных бассейнах мира генетически связаны с полуконцентрированным сапропелевым органическим веществом морских глин и глинисто-кремнисто-карбонатных пород (баженовская свита Западной Сибири, глинистые карбонаты Арабо-Персидской мегапровинции и др. с содержанием органического углерода ( $C_{орг}$ ) от 10...12 до 20 % и более). Высокопарафиновые нефти связаны как с углями, так и с глинами озерного генезиса, высокообогащенными сапропелево-гумусовой органикой (содержание  $C_{орг}$  составляет от 5...7 до 10 % и более).

Показана прогностическая значимость парагенетических связей горючих ископаемых с формациями разного типа и возраста для малоизученных регионов и комплексов пород, в частности, для арктических шельфовых бассейнов Северной Евразии.

*Глина с нефтью – что мать с дочкой, но последняя недалеко удаляется от «...мест рождения».*

*Уголь с газом – что отец с сыном: первый стар и неподвижен, второй молод и вездесущ.*

К горючим ископаемым (ГИ) относят уголь, горючие и углистые сланцы, нефть и газ, образующие месторождения (залежи) в недрах осадочных бассейнов (ОБ) Земли в подземных терригенных и карбонатных резервуарах – песчаниках и известняках (твердое, жидкое и газообразное фазообособленные состояния). В понимании автора парагенезис горючих ископаемых – это совместное, взаимообусловленное происхождение, а часто и залегание угля, газа и нефти в земных недрах.

Газ, нефть и уголь в континентальных, а иногда и в прибрежно-морских сероцветных толщах составляют «сообщество» горючих ископаемых, находящихся в парагенетической связи. Они и едины, и в то же время различны по состоянию (газообразное,

жидкое и твердое) и свойствам (сверхподвижность свободного газа (СГ), ограниченная миграционная способность нефти и зафиксированное сотни миллионов лет неподвижное состояние угля). При этом ГИ практически одинаковы по составу – углеводороды (С-Н) с незначительными примесями других элементов (N, O, S и др.) – и были порождены разнообразной и единой биологической жизнью в фанерозойское время (накопление углей – с середины девона).

Вопросами взаимозависимого происхождения ГИ занимались многие отечественные и зарубежные исследователи – геологи и геохимики нефтегазового и угольного профиля: Г.А. Амосов, Н.Б. Вассоевич, Э.М. Галимов, А.Н. Гусева, В.И. Ермаков, Н.В. Лопатин, В.А. Скоробогатов, В.А. Соколов, В.П. Ступаков и Дай Динсин, Д. Вельте, Б. Тиссо, Дж. Хант, Х. Хедберг и др. Эти проблемы изучаются около 100 лет, опубликована обширная литература по всем аспектам происхождения ГИ, размещения и прогнозирования месторождений угля, газа и нефти – углеводородов (УВ), оценкам их геологических и извлекаемых ресурсов, в том числе сделаны крупные обобщения [1–17]. Между тем, все еще слабо освещен ряд вопросов, прежде всего по парагенетическим связям и пространственным взаимоотношениям угля и газа, угля и нефти, высокобитуминозной глины и нефти, нефти и газа в недрах, причем полигенетичность последних, особенно газа, не вызывает сомнений [7, 9, 11, 17–21].

Приповерхностную часть земной коры осложняют не менее 600 ОБ, мегабассейнов (площадью более 2 млн км<sup>2</sup> каждый) и суббассейнов, из которых 240 – нефтегазовые (НГБ), когда нефти больше, чем газа,

и газонефтеносные (ГНБ), когда запасы и ресурсы СГ превышают таковые нефти. Ряд ОБ и суббассейнов являются угленосными (УБ), точнее, углегазонасными, открытого (без верхних изолирующих покровов) и закрытого типов. В разрезе многих бассейнов в верхних горизонтах присутствуют угленосные/субугленосные толщи-формации (УФ/СУФ), а в средних и нижних горизонтах залегают нефтегазонасыщенные толщи, т.е. с залежами УВ. Во многих НГБ по периферии располагаются собственно УБ (в Западно-Сибирском осадочном мегабассейне (ЗСМБ) это Северососьвинский, Чулымский и Канско-Ачинский бассейны бурых углей, Тимано-Печорский НГБ и Печорский УБ и др.). В ряде регионов многие УБ являются одновременно газонасными (УГБ) и газонефтеносными: южные районы Североморского бассейна, Днепровско-Донецкая впадина (ДДВ) и граничащий с ней на юго-востоке Донбасс, бассейны Ордос/Шанганьин и Сычуань в Китае и др., Предаппалачский в США, Купер-Эроманга в Австралии и многие другие. Еще больше ОБ, в которых в объеме неморских сероцветных формаций сосуществуют угли в виде пластов и линз, залежи СГ и реже нефти в песчано-алевролитовых коллекторах. Примеры УГБ приведены в табл. 1.

Опыт автора базируется на всестороннем изучении геологического строения и нефтегазонасности многих ОБ мира [8, 9, 19, 22–24], но из них ведущие в плане познания проблем нефтегазовой геологии находятся в Восточном полушарии Земли, в частности в Евразии, а также Австралии. В структуре земной коры в пределах мегаконтинента Евразия и окружающих его морей насчитываются

Таблица 1

### Типичные углегазонасыщенные бассейны, регионы и области мира

Возраст угле- и газонасыщенных формаций	кайнозой	Впадины Индонезии, шельфовые бассейны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР), Гиппсленд (Австралия)
	мел в целом	Межгорные впадины Скалистых гор
	альб-сеноман	Надым-Пур-Тазовский регион (НПТР)
	неоком-апт	Западно-Сибирский ОБ (Ямал, Гыдан), Карнарвон (Австралия)
	средняя юра	Западно-Сибирский ОБ (юго-восточная часть, НПТР), Североморский ОБ, Боуэн-Сурат
	пермтриас	Вилнойский ОБ, ОБ Китая
	средний карбон – нижняя пермь	Южно-Североморский суббассейн, ДДВ, Печорский ОБ, Кузнецкий ОБ, Донбасс, Купер, Ордос
	верхний девон – карбон	Предаппалачский ОБ

250 седиментационных мегабассейнов, бассейнов и суббассейнов различных тектонических типов и возрастов, в объеме которых неметаморфизованный осадочный чехол фанерозойского возраста имеет мощность от 2...3 до 15...17 км. Он представлен терригенными (песчано-алевролитно-глинистыми), карбонатными, кремнистыми и вулканогенно-осадочными породами. К крупнейшим по размерам и объему осадков в северной части Евразии (СЕА) относятся: Западно-Европейский, Днепровско-Донецкий (ДДВ), Баренцевоморский, Волго-Уральский, Прикаспийский, Западно-Сибирский, Енисей-Ленский (Восточно-Сибирский), Вилюйский, Предкавказско-Мангышлакский, Амударьинский, Таримский, Ордосский, Сунляо, Охотоморский и др. [6, 22, 25].

Во многих бассейнах относительная доля неморских сероцветных и красноцветных терригенных толщ составляет от 30...40 до 70...80 %, редко до 100 %, в их составе до половины объема занимают породы УФ и СУФ с многочисленными пластами и линзами углей и углистых сланцев в возрастном диапазоне от среднего карбона до сеномана. В бассейнах Дальнего Востока (Россия и Китай) распространены угленосные и субугленосные толщи позднеюрского, мелового и кайнозойского возрастов [25, 26].

Процессы угленакопления в осадочных толщах различных типов и возрастов, но в континентальных условиях начались в среднем девоне с «выходом» растений на сушу и активно продолжают до настоящего времени. Периоды максимального угленакопления – это карбон, прежде всего средний (повсеместно), пермь, средняя юра – келловей (повсеместно), неоком-апт (в ряде ОБ), палеоген и неоген [7, 14, 16, 27].

Многие ОБ мира с осадками, накопившимися в позднем палеозое, мезозое и кайнозое, по факту открытий месторождений ГИ являются (нефте)газоугленосными, прежде всего закрытого типа, где УФ и СУФ перекрыты покрывками достаточно большой мощности (глинистыми, соленосными). Практически все ОБ открытого типа (Кузнецкий, Донбасский, Тунгусский, Лено-Вилюйский и многие другие) с промышленной угленосностью полностью или в значительной степени дегазированы за многие десятки – первые сотни миллионов лет, поскольку являются инверсионными в тектонодинамическом смысле.

Школы геологов-угольщиков Московского государственного университета и Института горючих ископаемых выполняли исследования твердых горючих ископаемых, в том числе их газонасыщенности, много десятилетий [18, 28–30]. Углегазовая школа ведущего научно-исследовательского института газовой отрасли – ныне ООО «Газпром ВНИИГАЗ» – сформировалась в 1950–1960-е гг. и до настоящего времени проводит исследования связи скоплений природного газа и высокопарафиновой нефти в различных по генезису осадочных породах с континентальными угленосными сероцветными толщами. Наиболее активно эти вопросы изучались в 1970–1980-х гг. после открытия богатейших газоносных (газонефтеносных/нефтегазонасных) провинций и областей: Западно-Сибирской, Амударьинской, Днепровско-Донецкой и Лено-Вилюйской, Центрально-Европейской (Североморской), Купер-Эроманга и Гипсленд в Австралии, бассейна Ордос (Шанганьин) в Китае и др. [6, 7, 9, 19, 21, 22, 25–27].

По степени концентрации органическое вещество (ОВ) в осадочных породах подразделяется: на рассеянное (РОВ) – содержание органического углерода ( $C_{\text{орг}}$ ) составляет от 0,3 до 10 % на породу; полуконцентрированное (ПКОВ) –  $C_{\text{орг}}$  содержится в количестве 10...50 %; концентрированное (КОВ) – угли с содержанием органической компоненты более 50 %, но менее 95 %, так как беззольные угли в природе не встречаются. В горючих (= битуминозных) сланцах вплоть до образования сапропелевых углей типа богхеда и кенельского содержание  $C_{\text{орг}}$  превышает 25...30 % (в углях 45...60 %). Вообще, фоссилизированное ОВ в породах составляют вещества трех генетических групп: гумусовой (микрокомпоненты витринит и фюзинит – остатки высших растений); сапропелевой (сапропелит – остатки жировых компонентов планктона и микроорганизмов, отложенных в морской и озерной обстановках); лейптинита / экзинита (устойчивые к разрушению фрагменты высших растений – смолы, воски, кутикулы, пыльца и др.). Встречаются, правда, редко, даже лейптинитовые угли (пыльцевый уголь и др.). Среди собственно углей преобладают гумусовые (гумолиты). В РОВ наблюдаются чаще всего смешанные разности (сапропелово-гумусовые / гумусово-сапропеловые / лейптинито-гумусово-сапропеловые и т.д.), накопившиеся как



в морской и дельтовой, так и в континентальной обстановках седиментогенеза [7, 9, 13, 14, 16].

Наиболее широкий спектр содержаний ОБ наблюдается в отложениях континентальных фаций: в сероцветах от 0,8...1,0 до 90 % (в углях), в красноцветах – доли процента (окисленная органика). В морской обстановке накапливаются глины и алевролиты с более узким и упорядоченным содержанием РОВ (в основном от 1,0 до 5,0 %, редко более – в среднем 1,5...3,0 %). Обычно мало ОБ содержат морские карбонаты (менее 1 %). Дельтовые толщи, как правило, обеднены РОВ (< 1,5 %) и крайне редко содержат пласты углей. Углистые сланцы, как и угли, образовались в спокойных пойменно-болотных фациальных условиях с малым привнесом минеральной компоненты. В гумидных озерных условиях часто накапливаются темно-серые глины с повышенным содержанием РОВ (3...9 %, редко более). Особо необходимо отметить формирование в морской, реже в озерной, обстановке горизонтов горючих (битуминозных) сланцев с современным содержанием сапропелевого ОБ 18...25 % (до 30 % в прослоях) в начале мезокатагенеза (показатель отражения витринита в масле)  $R^{\circ} = 0,50...0,55$  %, грация  $MK_3$ ) и до 7...8 % в среднем и позднем мезокатагенезе ( $MK_3/MK_4$ ,  $R^{\circ} = 1,10...1,40$  % – снижение происходит за счет термодеструкции ОБ). К ним относятся баженовская свита (БС, волжский ярус) в ЗСМБ (и одноименной мегапровинции ЗСМП) мощностью от 10...15 до 70...90 м, доманиковая формация позднего девона Волго-Уральской провинции (до 50 м), ордовикские куккерситы Прибалтики (содержание  $C_{орг}$  – от 10...30 до 50 %, редко более), формация Баккен (девон, карбон) бассейна Уиллистон (США/Канада), свита Чиншанкоу озерного генезиса (нижний мел) ОБ Сунляу и др. [1, 2, 5, 31].

В зависимости от фациальных условий и исходной органики в породах накапливается собственно гумусовое (витринит + фюзинит), лейптинито-гумусовое (с содержанием лейптинитовых / экзинитовых микрокомпонентов от 5...10 до 30 %), сапропелевое (морские и озерные толщи, изначальный термин – озерный сапропель с малой примесью остатков высших растений) и смешанное ОБ в различных концентрациях, которые производят в ходе термотрансформации различные объемы углеводородных газов (УВГ) и массы битумоидов,

рассеянных в пластах-генераторах [3, 5, 8] на начальном – генерационном – этапе онтогенеза УВ [11, 21, 32]. Этот этап онтогенеза УВ является одновременно и самым длительным, поскольку генерация органических подвижных соединений (ОПС) происходит постоянно и непрерывно, начиная с диагенеза до начальной стадии метаморфизма.

Безусловно, уголь и высокоуглеродистые сланцы, включая горючие (битуминозные), – это самодостаточные виды ГИ: они залегают естественно там, где образовались в конце диагенеза – начале протокатагенеза из органической массы растительного, планктоногенного и бактериального происхождения, фоссилизированной и захороненной в континентальной, дельтовой и реже морской обстановках. Нефть и особенно газ – подвижные, мигрантоспособные части подземных геофлюидов. Они редко залегают *in situ* (на месте возникновения), образуя скопления после первичной и вторичной миграции в разнообразных ловушках в водонасыщенной среде природных резервуаров, и поиски их «генетических корней» часто бывают затруднены: в каких материнских толщах были генерированы УВГ и битумоиды? с материнским ОБ какого типа и состава они генетически связаны? какой путь прошли они до ловушек? Таким образом, первичны неподвижные формы ГИ, вторичны УВ с той или иной примесью углеводородных компонентов: газообразных ( $CO_2$ ,  $N_2$ ,  $H_2S$ ) и твердых, но нефтерастворенных (смолы, асфальтены).

В аспекте онтогенеза УВ в земных недрах важнейшим «звеном» является генерационное, т.е. в каких толщах, в каком количестве (объем, масса) и за какое время были генерированы ОПС – жидкие и газообразные, поскольку в природных резервуарах внутри ловушек скапливается только то, что было генерировано в материнских (производящих) толщах в объеме относительно автономных генерационно-аккумуляционно-консервационных комплексов (АГАК) пород, изолированных сверху (часто и снизу) непроницаемыми отложениями от других, более древних или более молодых, комплексов.

Генерационные возможности пород того или иного генезиса зависят от содержания и типа ОБ, находящегося в них, а также от уровня их интегрального прогресса – степени катагенеза (углефикации), стандартно определяемой по  $R^{\circ}$ . Выделяют протокатагенез = бурые

угли в разрезе ( $R^{\circ} \leq 0,5\%$ ), мезокатагенез (угли марок Д, Г, Ж, К, ОС,  $R^{\circ} = 0,5 \dots 2,0$ ), апокатагенез (угли тощие и полуантрациты), метагенез (антрациты высоких марок) и метаморфизм (графит с содержанием  $C_{\text{орг}} > 90\%$ ) [3, 5, 7].

По расчетам автора, базирующихся на многолетнем опыте исследований и расчетов геологов и геохимиков ВНИИГАЗа, 1 т гумусового ОВ выделяет около 100 м<sup>3</sup> УВГ (в том числе метана до 98 %) к концу протокатагенеза (до уровня катагенеза МК<sub>1</sub>,  $R^{\circ} = 0,5\%$ ), и до 230 м<sup>3</sup> к уровню катагенеза 1,22 %, когда остаточная органика всех типов переключается на газообразование (первичное в гумусовом, вторичное в сапропелевом ОВ). На тех же уровнях газовыделение в сапропелевом ОВ составляет соответственно менее 30 и около 300 м<sup>3</sup> на 1 т [33]. Подчеркнем, что сапропелевое ОВ полностью реализует свой битумогенерирующий потенциал к уровню катагенеза 1,10...1,15 %, далее «переключается» на генерацию смеси УВ (газа и конденсата) за счет не только продолжающегося «выгорания» керогена, но и термодеструкции битумоидов пород и нефти в залежах [5].

Масштабное газообразование в морских и озерных толщах, обогащенных сапропелевым и смешанным (гумусово-сапропелевым / сапропелово-гумусовым) РОВ и ПКОВ, – вторичное по генезису – начинается на уровне  $R^{\circ} \approx 1,20\%$  (жирно-коксовые угли в разрезе) и бурно происходит до конца апокатагенеза (антрациты). Необходимо подчеркнуть, что сапропелевое ОВ обладает значительно большей интегральной газогенерационной способностью по сравнению с гумусовым ОВ,

но только в жестких термобароглубинных и катагенетических условиях. При этом гумусовое ОВ любых концентраций выделяет немного битумоидов, сапропелевое – на порядок выше к «закрытию нефтяного окна», однако максимальными битумогенерационными и газоматеринскими возможностями обладает, по единодушному мнению ряда исследователей [6, 9, 12, 13, 33], лейптинитовое ОВ, но его содержание редко превышает 15...20 % в виде примеси во всех типах РОВ и ПКОВ, хотя встречаются и лейптинито-сапропелевые угли, почти нацело состоящие из этих микрокомпонентов (в Австралии в бассейне Гиппсленд и др.) [12, 13]. Характеристика типичных углей группы латроб приведена в табл. 2.

Анализ литолого-геохимических характеристик континентальных сероцветных толщ показывает, что, например, 1 пласт гумусового угля марок Д и Г мощностью 2 м (содержание  $C_{\text{орг}} = 80\%$ ) в 100-метровом терригенном разрезе по генерационным возможностям эквивалентен глинистому пласту мощностью 65 либо 50 м при среднем содержании РОВ ( $C_{\text{орг}}$ ) 2 либо 3 % соответственно. И если остальную часть разреза – 33 и 48 м – составляют песчаники и алевролиты с малым содержанием РОВ (0,5...0,8 %, как правило), наличие одного/нескольких пластов углей суммарной мощностью всего 2,5 м «заменяют» породы с рассеянной формой органики мощностью 97,5 м. В этом и заключается фундаментальная роль углей и сильно углистых глин в образовании ОПС в земных недрах [9, 23, 32, 34].

Угленасыщенность разрезов в УФ достигает 8...10 % (в 100 м – 8...10 м «сгруженного»

Таблица 2

**Характеристика углей группы латроб (ОБ Гиппсленд, по Г. Шанмугаму<sup>1</sup>, 1985 г.)**

Характеристика углей	Побережье	Шельф
Возраст	Эоцен-миоцен	Поздний мел – эоцен
Суммарная мощность угля, м (%)	300 (50)	200 (5)
Марка	Лигниты	Битуминозные угли
Содержание $C_{\text{орг}}$ , %	68	75...81
Мацеральный состав, % об.: витринит / экзинит / инертинит	92 / 8 / 1*	61 / 5 / 32*
Максимум экзинита, %	45	15
Отношение содержания водорода к содержанию углерода	0,78...1,2	0,8...0,85
$R^{\circ}$ , %	0,3...0,6	0,4...1,2

\* Вариативные цифры

<sup>1</sup> См.: Shanmugam G. Significance of coniferous rain forest an related organic matter in generating commercial quantities of oil, Gippsland basin, Australia / G. Shanmugam //AAPG Bull. – 1985. – Т. 69. – № 8. – С. 1241–1254. – <https://doi.org/10.1306/AD462BC3-16F7-11D7-8645000102C1865D>

угля), в СУФ – 1,5...3 % и редко более, и только в безугольных и слабоугленосных озерных толщах эта величина составляет 0,5...1,0 %. Однако эти полученные эмпирическим путем (керна, данные промыслово-геофизических исследований) значения относятся к макроуглистости (пластам углей мощностью более 0,5 м, которые выделяются по результатам промыслово-геофизических исследований в скважинах) [5, 9, 35]. Часто угольные массы, составляющие мезо- (10...50 см) и микроуглистость (угольные линзы и пропластки мощностью менее 10 см), превышают массу содержащихся в разрезе «макроуглей». Таким образом, наиболее мощными продуцентами-генераторами УВГ в неморских сероцветных толщах являются угли и углистые сланцы (до уровня катагенеза  $R^\circ = 1,20$  % и глубин от 2,0...2,5 до 4,0...4,5 км в зависимости от палео- и современных геотермоградиентов и максимальных палеогеотемператур). В более жестких термоглубинных и катагенетических условиях сапропелевые РОВ и ПКОВ сначала быстро догоняют по интегральным газогенерационным возможностям гумусовое ОВ, а потом и существенно его превосходят, однако открытым остается вопрос о масштабах накопления вторичного газа в карбонатных и особенно песчано-алевролитовых природных резервуарах на больших и сверхбольших глубинах, а также той его доли, которая может подниматься вверх по разрезу и подпитывать залежи с обычным мезокатагенетическим газом на средних и тем более малых глубинах.

В морских терригенных и особенно карбонатных высокопреобразованных толщах само вещество нефти внутри залежей становится источником СГ с повышенным и часто высоким (первоначально) содержанием сернистого конденсата (на уровнях катагенеза  $МК_4$ ... $МК_5$ , при  $R^\circ$  от 1,30...1,35 до 1,80...1,90). Яркие примеры: высокогазонасыщенные легкие «морские» нефти месторождений юго-востока Прикаспийской впадины в среднем карбоне (Кашаган, Тенгиз и др.) и, возможно, Астраханское газоконденсатное месторождение юго-запада, которое ранее – первоначально – было нефтяным и только в мезозое трансформировалось в газоконденсатное.

По мнению ряда исследователей, газ и менее подвижная нефть в большинстве случаев залегают в виде скоплений в тех же АГАК

пород, где и были генерированы, и межкомплексные перетоки по разломам и опесчаненным зонам с частичным, а часто и полным их рассеиванием обычно не превышают первых процентов [13, 23, 35].

Геохимически газ и нефть, генерированные в породах с различными по составу ОВ, существенно различаются по многим параметрам, особенно это относится к нефтям [6–8, 13, 21].

Угольные газы (УГ), образовавшие залежи в УФ/СУФ в протокатагенезе, практически нацело состоят из метана (до 98...99 %), как и болотные газы (диагенез), с малой примесью азота,  $CO_2$  и следами тяжелых УВГ. И в мезокатагенезе в УГ общее содержание тяжелых УВГ редко повышается до 8...10 % об. при резком преобладании этана над пропаном и бутаном [4, 21, 36]. В нефтяных газах, наоборот, содержание  $C_3 + C_4$  постоянно превышает содержание этана (до начала термодеструкции нефти и нефтяного попутного газа).

Среди континентальных лейптинито-гумусовых нефтей, образующих различные по массе скопления в неморских толщах, обычно развиты высокопарафиновые с содержанием твердых алкановых длинноцепочечных УВ  $C_{16}$ ... $C_{35}$  (парафинов) более 5 %, ультрапарафиновые (парафинов 10...30 %) и с «ураганным» содержанием парафинов (> 30 %). Они образовали ряд месторождений и залежей с промышленными запасами в ЗСМП, Южно-Мангышлакской и Терско-Каспийской областях Предкавказья, в ряде китайских нефтегазовых бассейнов (Сунляо и др.), в бассейнах Купер-Эроманга и Гиппсленд Австралийского континента и др. [8, 9, 33]. Есть примеры получения полупромышленных притоков и нефтепроявлений с содержанием в нефти парафина от 30 до 43 %, а именно: Сенькинская площадь в Томской области, Челябинский грабен Урала и многие другие. Эти нефти связаны с лейптинито-гумусовым ОВ, в том числе с углями, в которых на фоне мощной генерации УВГ происходили образование (в интервале  $R^\circ = 0,55$ ...1,10 %) и накопление высоко- и ультрапарафиновых нефтей, но чаще всего в виде мельчайших залежей и микроскопических скоплений в объеме УФ и СУФ. И если газовые струи формируются и вырываются из углей по мере образования миграционноспособных объемов газа [11], то с континентальной нефтью намного сложнее.

Главная причина маломасштабного участия собственно углей в формировании сколько-нибудь крупных скоплений нефти в объеме УФ и СУФ – эмиграционная, а именно отсутствие механизма первичной аккумуляции – стартовой позиции вторичной миграции – на границе уголь/песчаник (алевролит), весьма характерной для глинистых пластов на разделе глина/коллектор, даже в случае повышенных масштабов генерации жидких ОПС угольным веществом с содержанием лейптинитовой компоненты до 20...25 %.

Однако крупные скопления высокопарафиновых нефтей в большинстве ОБ мира связаны все же не с углями или углистыми глинами («сланцами»), а с РОВ смешанного типа (лейптинито-гумусово-сапропелевого) [6]. Рассмотрим парагенетические связи горючих ископаемых на примере осадочных бассейнов СЕА.

**ЗСМБ.** УФ слагают разрезы нижней-средней юры на юго-востоке и востоке, СУФ – в центральных и северных областях (НПТР, юг Ямала), но максимальной угленасыщенностью обладает неморская сероцветная толща готерива-баррема-апта (средние горизонты покурской свиты, вся танопчинская свита арктических областей ЗСМП) с многочисленными пластами углей единичной «фоновой» мощностью от 0,1 до 2...3 и даже до 5 м (обычные пласты имеют мощность 1...2 м) и общей мощностью «сгруженного» угля (= пласта-эквивалента) от 15...20 до 70 м и более [9, 23].

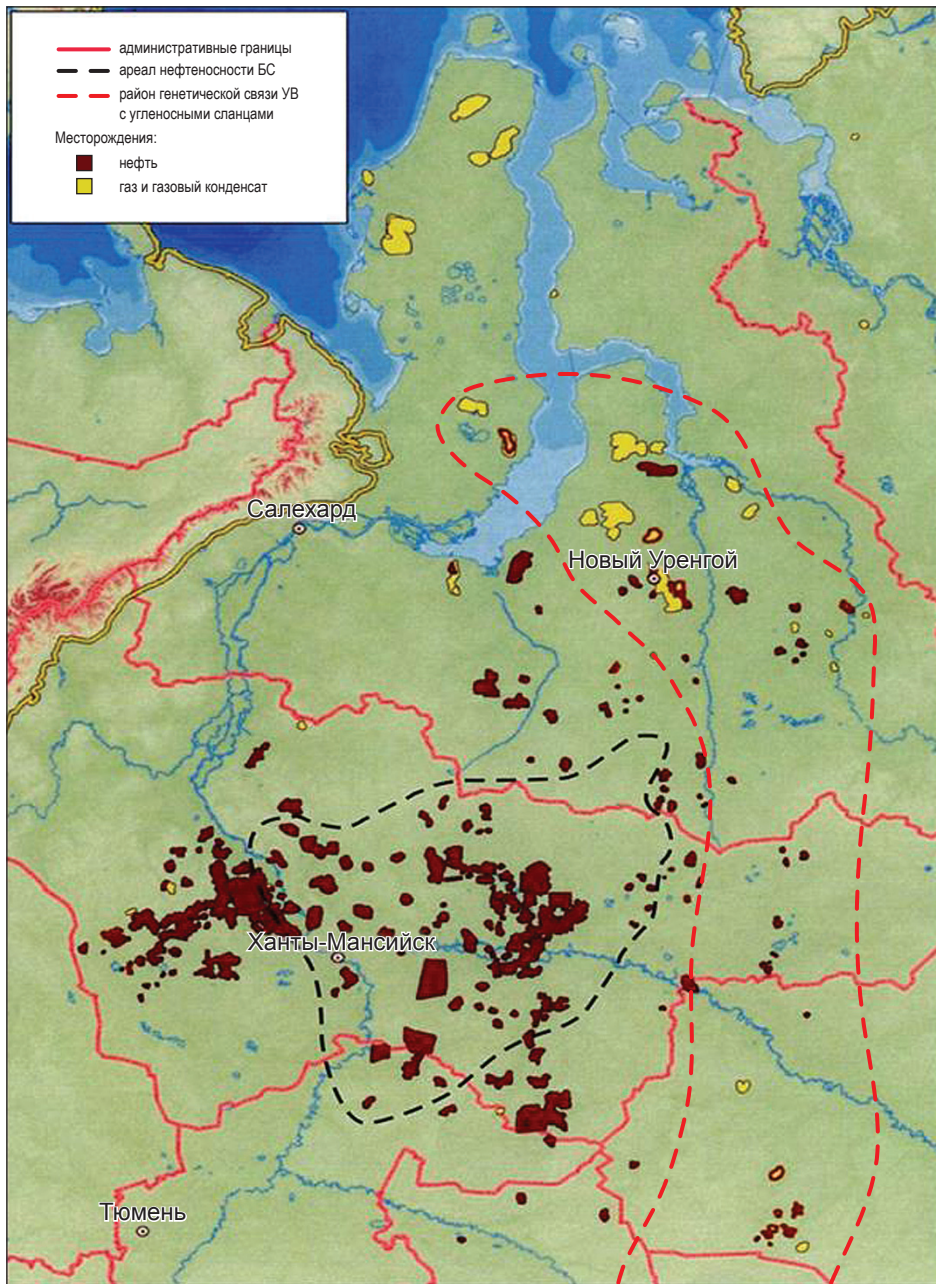
С углями, безусловно, сопряжены скопления СГ горизонтов ТП<sub>1</sub>...ТП<sub>22</sub> с относительно невысоким содержанием конденсата (до 100...120 г/м<sup>3</sup>) и редкими оторочками высокопарафиновых нефтей на Ямале, Гыдане и в Южно-Карской области (ЮКО) [23, 35], а также весь сеноманский газ НПТР, генетически связанный с опесчаненной толщей средних и верхних горизонтов покурской свиты (готерив-сеноман), а с углями альб-сеноманского возраста – залежи сухого бесконденсатного газа в одновозрастных горизонтах Ямало-Карского региона и Гыданской области. (Это было доказано еще в семидесятые-восьмидесятые годы прошлого столетия [4, 7, 34 и др.] и подтверждено более поздними исследованиями [5, 21, 36].) Вместе с тем на газоносность сеномана в НПТР «работала» вся опесчаненная толща покурской свиты, и в гор. ПК<sub>1-6</sub> смешивался ранний УГ

неокома и апта (в конце мелового периода) и СУФ альба-сеномана (в палеогене).

В центральных районах Томской области (ареалы Васюганского и Пудинского сводов), Вахском нефтегазоносном районе (НГР) и на востоке Пур-Газовской нефтегазоносной области (НГО) СГ и высокопарафиновая нефть (содержание парафина – от 5...7 до 12...20 %) гор. Ю<sub>1</sub> (СГ) верхней юры (келловой-оксфорд) и гор. Ю<sub>2-4</sub> средней юры генетически связаны с одновозрастными углями и РОВ лейптинитогумусового типа, так же как и залежи нефти в выступах фундамента и коре выветривания на востоке Нюрольской впадины (материнская толща – нижняя юра со смешанными ПКОВ и РОВ лейптинито-гумусового и лейптинито-гумусово-сапропелевого типов [8, 24, 37] (рисунок).

С породами БС (морское сапропелевое ПКОВ с первоначальным содержанием С<sub>орг</sub> в протокатагенезе 22...30 % масс.) в центрально-западных районах ЗСМП связано формирование скоплений обычной нефти в гор. Ю<sub>0</sub> и ЮК<sub>0-1</sub> Салымского НГР и Фроловской НГО (автоаккумуляция в трещиноватых зонах в разрезе БС и абалакской свиты, но только на высокопрогретых участках, при температуре более 110...115 °С – вплоть до 135...140 °С; при этом полному разрушению нефти препятствуют изолированность системы и наличие аномально высокого пластового давления с коэффициентом аномальности К<sub>а</sub> = 1,4...1,7) и сланцевой нефти («битумонефти») во всей западной половине Ханты-Мансийского округа (ХМАО) [1, 5, 31]. С породами БС генетически связано большинство залежей нефти в гор. Ю<sub>1</sub> и в ачимовской толще восточной половины Среднеобской области и Каймысовской НГО (эмиграция части подвижных битумоидов из БС в нижнее и верхнее полупространства), однако практически все нефти неокома и нижнего апта суть детища РОВ гумусово-сапропелевого типа одновозрастных толщ, поскольку генерационных возможностей БС, по расчетам, попросту не хватило для нефтенасыщения природных резервуаров всего неоком-аптского мегаобъема пород центральных и западных областей мегапровинции (600...700 м песчано-глинистого разреза) [5, 24].

Юрские нефти Фроловской и Приуральской НГО связаны с РОВ гумусово-сапропелевого и сапропелево-гумусового типов с малым



**Схема расположения залежей УВ в ниже-среднеюрском подкомплексе Западной Сибири и ареала установленной промышленной нефтеносности БС**

содержанием лейптинита одновозрастных пород безугольной озерной и слабоугленосной формаций тюменской свиты. Точно так же залежи СГ в ниже-среднеюрской неморской толще центральных и северных областей ЗСМП связаны с газогенерирующими возможностями существенно гумусового по составу РОВ одновозрастных глинистых пород, а отсутствие нефти в залежах объясняется малым содержанием лейптинитовой и сапропелевой компонент [32]. Таким образом, по оценке автора, не менее 80 % запасов и прогнозных

ресурсов СГ ЗСМП генетически связаны с углями и углистыми глинами («сланцами») готерив-сеноманского и среднеюрского возрастов [38], но только 5 % нефти в залежах имеют генетические корни в УФ / СУФ. С другой стороны, до 15 % начальных ресурсов нефти мегапровинции связаны с БС (внутри самой генерирующей толщи и в выше- и нижележащих коллекторах гор. Ю<sub>1</sub> и АТ), т.е. генетическая связь битуминозной глины и нефти прослеживается четко. В итоге вклад углей и ПКОВ гумусового и сапропелевого типов

следует оценить для всего УВ-потенциала Западной Сибири как достаточно высокий, в том числе очень высокий, или решающий, по СГ и осязаемый по нефти, однако прямая генетическая связь угля и нефти в породах неокома и средней юры наблюдается редко.

**Виллюйский ОБ (газоносная субпровинция).** В строении Виллюйской впадины принимают участие осадочные толщи рифея, венда и палеозоя, в том числе угленосные толщи карбона и перми (представлены типичными УФ), а также неморские, в том числе и угленосные, породы мезозоя. В пределах субпровинции образовались скопления типа газовых (в юре и триасе на малых глубинах) и газоконденсатных в низах вулканогенно-осадочного триаса и в верхней перми, при этом газ типично угольного происхождения с малым содержанием конденсата (менее 100 г/м<sup>3</sup>). Не вызывает сомнений генетическая связь газа в скоплениях с УФ верхней перми – мощной газоматеринской толщей в недрах впадины [39]. Нефтематеринские породы в разрезе отсутствуют, скоплений нефти нет даже в оторочках. Угленасыщенная нижнемеловая толща полностью дегазирована (нет покрышек).

Во многих соленосных бассейнах мира, в частности в ДДВ, на юге Североморского ОБ, в центральной части Амударьинского ОБ, развиты «генетические триады» эпигенетического газонакопления ниже соленосных экранов: угленосные/субугленосные континентальные толщи среднего карбона/средней юры + перекрывающие их коллекторские толщи терригенной нижней перми (красноцветы) и карбонаты келловей-оксфорда, нарушенные разноамплитудными разломами + надежные соленосные покрышки, под которыми и образовались мощные газовые и газоконденсатные скопления без нефти и с малым содержанием конденсата (газогенерирующее ОБ – гумусовая высокопреобразованная органика в виде углей и углистых сланцев). Генетическая связь газа и углей в этих регионах неоднократно подчеркивалась во многих публикациях начиная с 1970-х гг. [9, 14, 40]. Именно с угольными газами вестфалия (верхний карбон) связаны скопления СГ в подсолевых песчаниках перми, в том числе на самом крупном месторождении Европы – Гронинген-Слохтерен (2,7 трлн м<sup>3</sup>), а также с газами неморской толщи средней юры на месторождении Тролл (Норвегия, шельф, более 1 трлн м<sup>3</sup>). Генетические корни

газа в подсолевой толще верхнего карбона Шебелинского (650 млрд м<sup>3</sup>) и др. месторождений ДДВ уходят в мощную угленосную толщу среднего карбона [26]. Угольный генезис имеют и СГ угольного бассейна Купер (Австралия).

В настоящей работе приведены наиболее яркие примеры парагенезиса ГИ преимущественно в континентальных, а также морских толщах. В целом многие авторы по ряду ОБ в мире отмечают генетические связи угля, сланцев, газа и нефти в породах девона, карбона, перми, мезозоя и кайнозоя [6, 9, 12, 13, 15, 17 и др.].

При исследовании малоизученных бассейнов и комплексов пород анализ угленасыщенности разреза, доли неморских толщ в объеме осадочного чехла, геохимических параметров глинистых пород, физико-химических свойств нефтей и СГ, термобарических условий уже по первым поисковым скважинам позволяет прогнозировать целый ряд показателей, в том числе соотношение между СГ и нефтью в суммарных ресурсах УВ, генотип нефтей и др. По совокупности всех показателей уже в начале II этапа освоения УВ-потенциала, когда массово открываются наиболее крупные месторождения газа и нефти, возможен качественный отдельный прогноз газо- и нефтеносности недр и первые суждения о величине потенциальных ресурсов СГ, нефти и конденсата, особенно для морских и арктических бассейнов, труднодоступных для массового бурения глубоких скважин [38].

Известно, что «сапропелево-морские» и озерные нефти, связанные с терригенными породами, накопившимися в гумидной обстановке, содержат парафин от 2 до 4...5 %, в глинисто-карбонатных морских толщах с существенно сапропелевым РОВ/ПКОВ образуются битумоиды и далее скапливаются нефти (в природных резервуарах), первоначально обедненные парафином (1...3 %, редко более). С другой стороны, все «незрелые», ранние, нефти (в диапазоне  $R^\circ = 0,45...0,50$  %) никогда не содержат более 1,0 % парафина (обычно 0,5...0,8 %) при всех типах материнского ОБ [21, 23]. В чувствительных количествах генерация битумоидов – предшественников высокопарафиновых нефтей – за счет лейптинитовых микрокомпонентов РОВ и КОВ начинается на уровне катагенеза ( $R^\circ = 0,55$  %) и продолжается до конца градации МК<sub>3</sub>

( $R^\circ = 1,18 \dots 1,20$ ) [11, 33], хотя в резините (ископаемая смола) этот процесс начинается еще в конце протокатагенеза (при  $R^\circ = 0,45 \%$ ), и часть массы тяжелых нефтей в неморских толщах обязана своим возникновением этому лейптинитовому микрокомпоненту материнского ОБ [21].

Итак, газ прост, быстр, повсюден и «вечен». Нефть сложна, «медлительна» и ограничена

пространственно-временными рамками существования в виде скоплений в земных недрах. Глина и нефть женского рода, уголь и газ мужского. В газе явно «проглядывает» мужское природное начало, в нефти – женское. В этом и заключается глубокий геолого-философский, гносеологический и парагенетический смысл.

## Список литературы

- 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.
- Белый Н.И. Газоносность бассейнов Сычуань и Сунляо Китайской Народной Республики: обзорн. информ. / Н.И. Белый, В.А. Скоробогатов, В.И. Старосельский и др. – М.: ВНИИЭГазпром, 1991. – 39 с. – (Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений).
- Вассоевич Н.Б. Геохимия органического вещества и происхождение нефти: избранные труды / Н.Б. Вассоевич; сост. И.А. Назаревич, О.М. Вассоевич. – М.: Наука, 1986. – 366 с.
- Галимов Э.М. Генезис газов на севере Западной Сибири по данным  $\delta^{13}\text{C}$  и  $\delta\text{D}$  // Доклады Академии наук. – 1995. – Т. 342. – № 3. – С. 371–374.
- Гулев В.Л. Нетрадиционные ресурсы газа и нефти / В.Л. Гулев, Н.А. Гафаров, В.И. Высоцкий и др. – М.: Недра, 2014. – 284 с.
- 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.
- 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.
- Ермаков В.И. Континентальные угленосные формации и нефтенакопление / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов // Осадочные бассейны и их нефтегазоносность. – М.: Наука, 1983. – С. 117–122.
- Ермаков В.И. Образование углеводородных газов в угленосных и субугленосных отложениях / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра, 1984.
- 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.
- Скоробогатов В.А. Генерационные аспекты онтогенеза газа и нефти в континентальных и дельтовых толщах / В.А. Скоробогатов // Современные проблемы геологии нефти и газа: сб. – М.: Научный мир, 2001. – С. 309–316.
- Тиссо Б. Образование и распространение нефти = Petroleum formation and occurrence / Б. Тиссо, Д. Вельте; пер. с англ. – М.: Мир, 1981. – 501 с.
- 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.
- Штах Э. Петрология углей = Coal petrology / Э. Штах, Маковски М.-Т., М. Тайхмюллер и др.; пер. с англ. – М.: Мир, 1978. – 554 с.
- Bois C. Global geologic history and distribution of hydrocarbon reserves / C. Bois, P. Bouche, R. Pelet // AAPG Bulletin. – 1982. – Т. 66. – Сентябрь. – С. 1248–1270.
- Grunau H.R. Abundance of source rocks for oil and gas worldwide / H.R. Grunau // Journal of Petroleum Geology. – 1983. – № 1. – С. 39–54.
- Shoell M. Genetic characterization of natural gases / M. Shoell // AAPG Bull. – 1983. – Т. 67. – № 12. – С. 2225–2238.
- Голицын М.В. Газоугольные бассейны России и мира / М.В. Голицын, А.М. Голицын, Н.В. Пронина и др. – М.: МГУ, 2002. – 249 с.
- 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.

20. Скоробогатов В.А. Закономерности и особенности формирования нефтяных скоплений в континентальных сероцветных толщах (глобальные аспекты проблемы) / В.А. Скоробогатов // *Фундаментальные проблемы нефтегазовой науки.* – М.: ВНИИОЭНГ, 1990. – Кн. 2. – С. 56–65.
21. Строганов Л.В. Газы и нефти ранней генерации Западной Сибири / Л.В. Строганов, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. – 414 с.
22. Скоробогатов В.А. Газоносность осадочных бассейнов Китая / В.А. Скоробогатов // *Сырьевая база газовой отрасли России и перспективы ее развития в XXI веке.* – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2001. – С. 235–262.
23. Скоробогатов В.А. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов, В.Д. Копеев. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 352 с.
24. 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. – С. 13–28.
25. 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.
26. Крашениников Г.Ф. Парагенезис полезных ископаемых в осадочных формациях / Г.Ф. Крашениников // *Тез. докл. V Всес. семинара «Формации осадочных бассейнов», 4–6 февраля 1985 г.* – М., 1985. – С. 55–56.
27. Лапчинский Ю.Г. Масштабы газообразования и газонакопления в ДДВ / Ю.Г. Лапчинский, С.П. Нестеренко // *Нефтяная и газовая промышленность.* – 1984. – № 3. – С. 9–12.
28. Газоносность угольных бассейнов и месторождений СССР: в 3-х т. Т. 3: Генезис и закономерности распределения природных газов угольных бассейнов и месторождений СССР / под ред. А.И. Кравцова и др. – М.: Недра, 1980. – 218 с.
29. 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.
30. Матвеев А.К. Ресурсы углей мира / А.К. Матвеев, В.С. Борисов, Н.Г. Железнякова и др. // *Докл. Междунар. геол. конгресса 3–14 авг. 1984 г.* – М.: Наука, 1984. – Т. 2. – С. 10–20.
31. 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.
32. 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.
33. 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.
34. Немченко Н.Н. Происхождение природных газов гигантских газовых залежей севера Западной Сибири / Н.Н. Немченко, А.С. Ровенская, М. Шоелл // *Геология нефти и газа.* – 1999. – № 1–2. – С. 45–56.
35. Ермаков В.И. Геолого-геохимические и тектонические факторы прогноза газоносности севера Западной Сибири: обзорн. информ. / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов, Н.Н. Соловьев. – М.: Геоинформмарк, 1997. – 134 с. – (Геология, методы поисков, разведки и оценки месторождений топливно-энергетического сырья).
36. 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.
37. 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.
38. Гудымова Т.В. Газовый потенциал осадочных бассейнов России / Т.В. Гудымова, В.А. Скоробогатов // *Газовые ресурсы России в XXI веке: сб.* – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2003. – С. 73–82.



39. Фролов В.И. О возможности продуцирования жидких и газообразных углеводородов гумусовым органическим веществом в Вилуйской синеклизе и сопредельных районах / В.И. Фролов, Ш.А. Сюдюков // Вопросы нефтегазоносности и угленосности Центральной и Южной Якутии. – Якутск, 1980. – С. 106–113.
40. Козлов А.Л. Размещение газоконденсатных залежей в нефтегазоносных бассейнах и критерии определения перспектив нефтегазоносности / А.Л. Козлов // Советская геология. – 1975. – № 5. – С. 19–28.

## Paragenesis of fossil fuels in sedimentary basins and rocks of different types and ages

V.A. Skorobogatov

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation  
E-mail: V\_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** This paper reviews paragenetic relations (interdependent and interconditional generation within the earth interior) of fossil fuels, namely solid ones (coal and shales), liquid ones (oil), and gaseous ones (natural and free gases), in several sedimentary basins of Northern Eurasia (Russia), Central and Eastern Asia, Australia and the World in the aggregate. Author shows the clear ties between origination of gas fields (deposits) and continental carboniferous series, as well as between oil and semi-concentrated organic matter of marine formations. In detail paragenesis of fossil fuels is studied as in the case of the Western-Siberian megabasin, Vilyuy syncline, and a number of basins at Western and Central Europe.

It is ascertained that all the unique and most of the gigantic gas-bearing field of the World having deposits in the terrigenous series are connected with the non-marine grey-colored carboniferous rocks timed to Carboniferous, Permian, Middle Jurassic, Neocomian-Aptian, and Albian-Cenomanian periods. Most of oils in the world sedimentary basins are genetically connected with the semi-concentrated sapropel organic matter of marine clays and argillaceous-siliceous-calciferous rocks (Bazhenovo suite at Western Siberia, argillic carbonates at Arabic-Persian megaprovince etc. containing from 10...12 to 20 % and more of organic carbon). High-wax oils relate both to coals and to lacustrine clays highly enriched with sapropel-humic organics (content of organic carbon is 5...10 % and more).

Author stresses that paragenetic ties between the fossil fuels and the age and type diversity of formations are relevant to prognostic investigation of the poorly studied regions and rock complexes, in particular at the Northern-Eurasian arctic offshore basins.

**Keywords:** fossil fuels, paragenesis, gas, oil, coal, oil shales, sedimentary basins, organic matter, Bazhenovo suite, Western Siberia.

### 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. BELYY, N.I., V.A. SKOROBOGATOV, V.I. STAROSELSKIY et al. Gas-bearing capacity of Szechuan and Sunlayo basins in the People's Republic of China [Gazonosnost basseynov Sychuan i Sunlyao Kitayskoy Narodnoy Respubliki]: review. *Geologiya i razvedka gazovyykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy*. Moscow: VNIIEGazprom, 1991. (Russ.).
3. VASSOYEVICH, N.B. Geochemistry of organic matter and origin of oil: selecta [Geokhimiya organicheskogo veshchestva i proiskhozhdeniye nefti: izbrannyye trudy]. Moscow: Nauka, 1986. (Russ.).
4. GALIMOV, E.M. Genesis of gases at the north of Western Siberia according to d12C and dD data [Genezis gazov na severe Zapadnoy Sibiri po dannym d12C i dD]. *Doklady AN SSSR*. 1995, vol. 342, pp. 351–374. (Russ.).
5. 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.).
6. 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* [Sravnitelnyy analiz ontogeneza uglevodородov v Pechorskom i drugikh osadochnyykh basseynakh mira]. Moscow: Academy of Mining Sciences, 1999. (Russ.).

7. YERMAKOV, V.I., L.M. ZORKIN, V.A. SKOROBOGATOV et al. *Geology and geochemistry of natural fuel gases* [Geologiya i geokhimiya prirodnykh goruychikh gazov]: reference book. I.V. Vysotskiy (ed.). Moscow: Nedra, 1990. (Russ.).
8. YERMAKOV, V.I., V.A. SKOROBOGATOV. Continental carboniferous formations and oil accumulation [Kontinentalnyye ugleunosnyye formatsii i neftenakopleniye]. In: *Sedimentary basins and their oil-gas-bearing capacity* [Osadochnyye basseyny i ikh neftegazonosnost]. Moscow: Nauka, 1983, pp. 117–122. (Russ.).
9. YERMAKOV, V.I., V.A. SKOROBOGATOV. *Generation of hydrocarbon gases in carboniferous and subcarboniferous sediments* [Obrazovaniye uglevodorodnykh gazov v ugleunosnykh i subugleunosnykh otlozheniyakh]. Moscow: Nedra, 1984. (Russ.).
10. ZONN, M.S., M.V. KORZH, N.A. KRYLOV, et al. Jurassic subcarboniferous formations of the epi-Hercynian platforms and their oil-gas-bearing capacity [Yurskiye subugleunosnyye formatsii epigertsinskikh plit i ikh neftegazonosnost]. In: *Formation analysis in petroleum geology* [Formatsionnyy analiz v geologii]. Moscow: Institute for geology and development of fossil fuels, 1981, pp. 21–39. (Russ.).
11. SKOROBOGATOV, V.A. Generative aspects of gas and oil ontogenesis in continental and deltaic series [Generatsionnyye aspektu ontogeneza gaza i nefti v kontinentalnykh i deltovykh tolschakh]. In: *Modern challenges of oil and gas geology* [Sovremennyye problem geologii nefti i gaza]: collected papers. Moscow: Nauchnyy mir, 2001, pp. 309–316. (Russ.).
12. TISSOT, B.P., D.H. WELTE. *Petroleum formation and occurrence*. Translated from Engl. Moscow: Mir, 1981. (Russ.).
13. HUNT, J.M. *Petroleum geo chemistry and geology*. Translated from Engl. Moscow: Mir, 1982. (Russ.).
14. STACH, E., M.-Th. MACKOWSKY, M. TEICHMULLER, et al. *Coal petrology*. Translated from Engl. Moscow: Mir, 1978. (Russ.).
15. BOIS, C., P. BOUCHE, R. PELET. Global geologic history and distribution of hydrocarbon reserves. *AAPG Bulletin*. 1982, vol. 66, September, pp. 1248–1270. ISSN 0149-1423.
16. GRUNAU, H.R. Abundance of source rocks for oil and gas worldwide. *Journal of Petroleum Geology*. 1983, no. 1, pp. 39–54. ISSN 0141-6421.
17. SHOELL, M. Genetic characterization of natural gases. *AAPG Bull.* 1983, vol. 67, no. 12, pp. 2225–2238. ISSN 0149-1423.
18. GOLITSYN, M.V., A.M. GOLITSYN, N.V. PRONINA, et al. *Coal-gas basins in Russia and in the World* [Gazougolnyye basseyny Rossii i mira]. Moscow: Lomonosov Moscow State University, 2002. (Russ.).
19. 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 razmeshchenuya, usloviya formirovaniya, zapasy, perspektivy novykh otkrytiy]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. (Russ.).
20. SKOROBOGATOV, V.A. Patterns and peculiarities of oil agglomerations forming in the continental grey-colored series (global aspects) [zakonomernosti i osobennosti formirovaniya neftyanykh skopleniy v kontinentalnykh serotsvetnykh tolschakh (globalnyye aspekty problemy)]. In: *Fundamental issues of petroleum science* [Fundamentalnyye problem neftegazovoy nauki]. Moscow: VNIIOENG, 1990, bk. 2, pp. 56–65. (Russ.).
21. 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.).
22. SKOROBOGATOV, V.A. Gas-bearing capacity of China sedimentary basins [Gazonosnost osadochnykh basseynov Kitaya]. In: *A base of raw materials for gas industry in Russia and the outlooks for its development in the XXI century* [Syryevaya basa gazovoy otrasli Rossii i perspektivy yeye razvitiya v XXI veke]: collection of sci. papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2001, pp. 235–262. (Russ.).
23. 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.).
24. SKOROBOGATOV, V.A., Ye.S. DAVYDOVA and O.G. KANANYKHINA. Oil-bearing capacity of Western-Siberian megaprovince [Neftenosnost 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. 13–28. ISSN 2306-9849. (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. KRASHENNIKOV, G.F. Paragenesis of mineral deposits in sedimentary formations [Paragenesis poleznykh iskopayemykh v osadochnykh formatsiyakh]. In: *Proc. of the V All-Union seminar "Formations of sedimentary basins"*, 4–6 February 1985, Moscow, pp. 55–56. (Russ.).
27. LAPCHINSKIY, Yu.G., S.P. NESTERNKO. Scales of gas generation and accumulation in Dnieper-Donetsk aulacogen [Masshtaby gazoobrazovaniya i gazonakopleniya v DDV]. *Neftyanaya i Gazovaya Promyshlennost*. 1984, no. 3, pp. 9–12. ISSN 0236-3429. (Russ.).

28. Genesis and patterns of natural gases distribution over the coal basins and fields in the USSR [Genezis i zakonmernosti raspredeleniya prirodnykh gazov ugolnykh basseynov i mestorozhdeniy SSSR]. In: KRAVTSOV, A.I., et al. (eds.). *Gas-bearing capacity of coal basins and fields in the USSR* [Gazonosnost ugolnykh basseynov i mestorozhdeniy SSSR]: in 3 vols. Moscow: Nedra, 1980, vol. 3. (Russ.).
29. GOLITSYN, M.V., A.Kh. BOGOMOLOV, V.I. VYALOV, et al. Methane-coal basins and fields of Russia. Ways to meet challenges of methane extraction from coal layers [Metanougolnyye basseyny i mestorozhdeniya Rossii. Puti resheniya problem dobuchi metana iz ugolnykh plastov]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2013, no. 3, pp. 88–95. ISSN 0016-7894. (Russ.).
30. MATVEYEV, A.K., V.S. BORISOV, N.G. ZHELEZNYAKOVA, et al. World resources of coal [Resursy ugley mira]. In: *Proc. of the International Geological Congress*, 3–14 August 1984, Moscow, vol. 2, pp. 10–20. (Russ.).
31. SKOROBOGATOV, V.A. Provisions for origination of hydrocarbon agglomerations in Upper Jurassic sediments at the central and northern areas of Western Siberia [Usloviya formirovaniya uglevodorodnykh skopleniy v verkhneyurskikh otlozheniyakh tsentralnykh i severnykh rayonov Zapadnoy Sibiri]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 1980, no. 11, pp. 25–32. ISSN 0016-7894. (Russ.).
32. SKOROBOGATOV, V.A. Genetic reasons for unique gas and oil bearing capacity of Cretaceous and Jurassic sediments of Western-Siberian province [Geneticheskiye prichiny unikalnoy gazo- i neftenosnosti melovykh i yurskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy provintsii]. *Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftnykh i Gazovykh Mestorozhdeniy*. 2003, no. 8, pp. 8–14. ISSN 2413-5011. (Russ.).
33. 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 nefti 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.).
34. NEMCHENKO, N.N., A.S. ROVENSKAYA, M. SHOELL. Origin of natural gases in the gigantic gas deposits up north Western Siberia [Proiskhozhdeniye prirodnykh gazov gigantских gazovykh zalezhey severa Zapadnoy Sibiri]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 1999, no. 1–2, pp. 45–56. ISSN 0016-7894. (Russ.).
35. YERMAKOV, V.I., V.A. SKOROBOGATOV, N.N. SOLOVYEV. Geological-geochemical and tectonic factors of forecasting gas presence at the north of Western Siberia [Geologo-geokhimicheskiye i tektonicheskiye factory prognoza gazonosnosti severa Zapadnoy Sibiri]: review. *Geology, methods of search, prospecting and assessment of fossil fuels* [Geologiya, metody poiskov, razvedki i otsenki mestorozhdeniy toplivno-energeticheskogo syrya]. Moscow: Geoinformmark, 1997. ISSN 0235-554X. (Russ.).
36. 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.).
37. 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.).
38. GUDYMOVA, T.V., V.A. SKOROBOGATOV. Gas potential of sedimentary basins in Russia [Gazovy 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.).
39. FROLOV, V.I., Sh.A. SYUNDYUKOV. On possibility to produce liquid and gaseous hidrocarbons by means of the humus organic matter in Vilyuy syncline and the cross-border regions [O vozmozhnosti produtsirovaniya zhidkikh i gazoobraznykh uglevodorodov gumusovym organicheskim veshstvom v Vilyuyskoy sineklize i sopredelnykh rayonakh]. In: *Questions of oil, gas, and coal presence in Central and Southern Yakutiya* [Voprosy neftegazonosnosti i uglenosnosti Tsentralnoy i Yuzhnoy Yakutii]. Yakutsk, 1980, pp. 106–113. (Russ.).
40. 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.).

УДК 553.98:550.8

## Поиски месторождений и залежей углеводородов в осадочных бассейнах Северной Евразии: итоги, проблемы, перспективы

В.А. Скоробогатов<sup>1\*</sup>, В.В. Рыбальченко<sup>2</sup>, Д.Я. Хабибуллин<sup>2</sup>, А.Н. Рыбьяков<sup>2</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

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

\* E-mail: V\_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

**Ключевые слова:** поиски, месторождение, залежь, геолого-разведочные работы, нефть, газ, углеводороды, запасы, геостатистика, Северная Евразия, Западно-Сибирская и Восточно-Сибирская мегапровинции.

**Тезисы.** Приведены результаты ретроспективного анализа динамики открытия месторождений нефти и газа в мире и России за 170 лет ведения поисково-разведочных работ, а также современная нефтегазовая геостатистика (2014–2018 гг.).

В XX в. ежегодно в России в среднем открывались 34...35 новых месторождений, но в 1961–1990 гг. часто до 70...80, причем как среди газовых, так и среди нефтяных месторождений до 1991 г. числом преобладали крупные (соответственно 30 млрд м<sup>3</sup>, более 30 млн т) и средние (10...30 млн т условного топлива) по запасам. В период 2001–2014 гг. количество открытий месторождений углеводородов (МУВ) в мире снизилось до 400 в год (в том числе в России до 50...60 в год), в последующие годы эта величина уменьшилась до 170...180 (соответственно в России до 40...45).

К началу 2019 г. во всем мире открыты и частично разведаны около 77 тыс. МУВ различной крупности (по запасам нефти, свободного газа и суммарных углеводородов) и разного фазового состояния: чисто нефтяных – без залежей свободного газа, газовых, газоконденсатных и смешанных. Большинство МУВ многозалежные, с числом единичных скоплений (залежей) углеводородов от 2...3 до 45...50, редко более. По экспертной оценке, всего в мире открыты примерно 350 тыс. скоплений: от мельчайших (десятки тысяч тонн и миллионы метров кубических) до уникальных 35 млрд т и 36 трлн м<sup>3</sup> (геол.).

В России с 2001-го по 2018 г. число вновь открываемых МУВ уменьшилось с 55 до 45 в год и менее (в отдельные годы), их средняя крупность составила в 2016 г. по нефти 1,6 млн т, по газу 2,2 млрд м<sup>3</sup>. «Измельчание» средних запасов в Северной Евразии происходит вследствие продолжающихся открытий МУВ в старых европейских районах, а также в Ханты-Мансийском автономном округе (с единичными запасами, как правило, менее 1,0 млн т, 1,0 млрд м<sup>3</sup>).

Расширенное воспроизводство минерально-сырьевой базы газодобычи предопределяет необходимость выхода с поисками в новые районы и области суши, активизации геологоразведочных работ в пределах акваторий арктических и дальневосточных морей России, а также обоснование новых перспективных направлений и крупных неопроискованных объектов.

Общий прирост новых разведанных/доказанных запасов газа за 2019–2040 гг. на суше России и в пределах акваторий Северной Евразии по ПАО «Газпром» составит 16...18,0 трлн м<sup>3</sup> с коэффициентом восполнения добычи около 1,18...1,24, в целом по России (по всем компаниям-операторам) – 24...26 трлн м<sup>3</sup>. Согласно экспертной оценке авторов, всего в России прогнозируются 6400...6500 месторождений крупнее 0,1 млн т нефти и 0,1 млрд м<sup>3</sup> газа, в том числе до 2800 неоткрытых, из них не менее 800...1000 – месторождения преимущественно свободного газа и смешанные, с нефтяными оторочками. Предполагаются еще 1500...1800 месторождений с запасами менее 0,1 млн т, 0,1 млрд м<sup>3</sup>.

В силу сложившихся обстоятельств объемы поисково-разведочных работ на суше должны постоянно возрастать при существенном увеличении доли поисковой компоненты. Только в этом случае углеводородный потенциал недр России будет успешно осваиваться, так как именно поиски и новые открытия определяют долгосрочную стратегию развития минерально-сырьевой базы газодобычи.

В статье обсуждаются проблемы поиска новых месторождений углеводородов в 2019–2020 гг. и вплоть до 2040 и 2050 гг. на суше и арктическом шельфе России.

Исследований, посвященных проблемам именно поисков новых залежей и месторождений углеводородов (МУВ), насчитывается немного [1–7]. Обычно рассматриваются результаты и проблемы поисково-разведочных работ (ПРР) в целом [8–12]. Настоящая статья является логическим продолжением более ранних публикаций по проблемам поисков и разведки МУВ [13–16].

Главное в научно-геологической деятельности – аналитически осмысленное и обоснованное предвидение будущих открытий МУВ. 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.

Проблема геологоразведочных работ (ГРР) и ПРР заключается не столько в объемах, сколько в целевом назначении бурения и, главное, в результативности в отношении новых открытий и новых приростов запасов газа, конденсата и нефти там, где они нужнее всего для обеспечения бескризисного развития добычи углеводородов всеми компаниями-операторами в средне- и долгосрочной перспективе (до 2040–2050 гг.).

Поиски и разведка МУВ в различных осадочных бассейнах мира и России проводятся уже более 150 лет, особенно активно во второй половине XX в. Главная цель – создание и развитие надежной минерально-сырьевой базы (МСБ) газо- и нефтедобычи. Важнейшей составной частью МСБ являются запасы, текущие и будущие, получаемые в ходе ПРР на нефть и газ, а также прогнозные ресурсы углеводородов – под будущие поиски, разведку и приросты запасов.

Научно-производственная цепочка создания и развития МСБ добычи любых полезных ископаемых, в том числе горючих – угля, нефти и газа, такова: научное предвидение → научно-обоснованный прогноз → поиски → разведка → освоение → эксплуатационная доразведка с уточнением моделей строения и промышленных запасов. Главное связующее звено этой цепочки – поиски. Действительно, труднее и ответственнее всего найти, открыть новое месторождение или залежь, гораздо легче и менее рискованно их разведать и далее освоить. Без научно обоснованного прогноза и оценки перспективных объектов поиски оказываются часто малорезультативными и высокочрезвычайными.

Верхнюю часть земной коры осложняют 550 осадочных бассейнов (ОБ) и суббассейнов (ОСБ) различной площади и глубины погружения фундамента (от 1...3 до 18...22 км), из них к мегабассейнам (МБ) относятся семь площадью более 2 млн км<sup>2</sup> каждый: Восточно-Сибирский (ВСМБ), Западно-Сибирский

(ЗСМБ), Мексиканского залива, Арабо-Персидский, Средиземноморский, Баренцево-морский, Бенгальского залива. Двести сорок из 550 бассейнов являются нефтегазоносными (НГБ), т.е. с открытыми МУВ. К ним приурочены одноименные провинции (НПП) и мегапровинции (МП) [17–19].

Под Северной Евразией (СЕА) авторы понимают территорию России и акватории окружающих арктических и дальневосточных морей. Поиски и разведка нефти и газа проводятся в пределах 30 ОБ и ОСБ СЕА. Преимущественно месторождения и залежи углеводородов открыты на суше СЕА.

Проблемы динамики (геостатистики) открытий МУВ в России и современном мире обсуждаются в работах А.П. Афанасенкова, А.М. Брехунцова, А.И. Варламова, В.И. Высоцкого, И.И. Нестерова, В.П. Орлова, Е.Е. Полякова, В.В. Рыбальченко, Ю.Б. Силантьева, В.А. Скоробогатова, Д.Я. Хабибуллина и многих др. [6, 9, 13, 17, 20]. Структурирование начальных потенциальных ресурсов газа (НПР) и нефти (официальных и корпоративных) по различным методикам проводили Т.В. Гудымова, В.И. Демин, А.Э. Конторович, Н.А. Крылов, В.А. Скоробогатов, М.О. Хвилевичкий, В.И. Шпильман и др. [21–24]. НПР углеводородов (УВ) складываются из открытых запасов (ОЗ), перспективных (ПР) и прогнозных, неоткрытых, (ПрР) ресурсов УВ:

$$\text{НПР УВ} = \text{ОЗ} (\text{НД} + \text{A} + \text{B}_1 + \text{C}_1 + \text{C}_2) + \text{ПР} (\text{D}_0, \text{D}_n) + \text{ПрР} (\text{D}_1 + \text{D}_2),$$

где НД – накопленная добыча; А, В<sub>1</sub>, С<sub>1</sub>, С<sub>2</sub>, D<sub>0</sub>, D<sub>n</sub>, D<sub>1</sub>, D<sub>2</sub> – категории запасов и ресурсов согласно Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов.

Среднее число открытий МУВ в мире в XX в. составляло 600...650 в год, при этом до 1940 г. во всех странах открывались единицы и первые десятки МУВ, среди них уникальные и крупнейшие по запасам. Во второй половине XX в. число открываемых месторождений увеличилось до 700...800, однако их размер стал прогрессивно снижаться. К началу 2019 г. во всем мире открыты и частично разведаны около 77 тыс. МУВ различной крупности (по запасам нефти, свободного газа (СГ), УВ в сумме) и фазового состояния: чисто нефтяных (Н) – без залежей СГ, газовых (Г) и газоконденсатных (ГК), смешанных (НГ, НГК, ГКН и т.д.) [2, 6, 12].

Большинство МУВ многозалежные, с числом единичных скоплений (залежей) УВ от 2...3 до 45...50, редко более. По экспертной оценке, всего в мире открыты примерно 350 тыс. скоплений: от мельчайших (десятики тысяч тонн и миллионов метров кубических) до уникальных 35 млрд т и 36 трлн м<sup>3</sup> (геол.).

Главные мировые тенденции в области поисков и разведки:

1) неуклонное – год от года – снижение числа и общих запасов вновь открываемых МУВ, особенно в старых нефтегазодобывающих регионах (Европа, США, ближний шельф);

2) продолжение крупных открытий – преимущественно газосодержащих месторождений – только на малоизученных акваториях (восток Средиземного моря, шельф Гайаны, Западная Африка, приамальская часть Южно-Карской области, присахалинский шельф и др.);

3) экспоненциальное уменьшение средних доказанных запасов, приходящихся на одно новое месторождение и на одну удачную скважину;

4) преимущественная газоносность большинства шельфовых областей (открытие месторождений Г, ГК и ГКН);

5) повсеместное исчерпание в большинстве ОБ на суше возможностей для открытия крупнейших месторождений УВ (более 100 млн т условного топлива – у.т., при номинальном отношении 1 т жидких УВ = 1000 м<sup>3</sup> СГ);

6) осознание экспертами всех компаний-операторов необходимости «поискового ренессанса» в большинстве регионов суши: резкого увеличения объемов ГРП и роста доли поисковой компоненты для открытия большого числа новых месторождений и залежей УВ любой крупности, которые ранее имели место в разные периоды развития МСБ газо- и нефтедобычи различных стран, регионов и областей (в России – это двадцатилетие 1966–1985 гг., позднее – преимущественно разведка и доразведка МУВ).

В частности, по данным В.И. Высоцкого, в 2010 г. во всем мире были обнаружены 479 МУВ (в том числе 213 – газосодержащих), соответственно в 2012 г. – 377 (255) МУВ, в 2014 г. – 294 (154) МУВ, в 2016 г. – 207 (80) МУВ. Как видно, в последние годы по числу открытий преобладают нефтяные месторождения. Средние доказанные запасы, приходящиеся на 1 месторождение, уменьшились по нефти с 4,5 до 2,8 млн т, по газу с 8,9 до 5,7 млрд м<sup>3</sup>.

В любой провинции или области в числе первых обнаруженных трех-семи МУВ оказывается и месторождение – лидер по запасам нефти или СГ. Например, уникальное по запасам СГ Бованенковское ГК месторождение на Ямале было открыто в 1971 г. третьим по счету, самое крупное на Гыдане ГКН месторождение Утреннее – вторым и т.д. Открываются массово сначала крупнейшие, далее крупные и средние и в конце преимущественно мелкие и мельчайшие, но и отдельные средние и иногда даже крупные по запасам МУВ, пропущенные ранее. Это общемировая закономерность, но при относительно равномерном размещении по площади поисковых скважин. При концентрации ПРП в одной какой-либо области или зоне она нарушается вследствие отсутствия опосредования других, возможно, более богатых, областей (зон). Так было, например, в ЗСМП, когда в 1953–1960 гг. поиски проводились в окраинных Березовском и Шаимском районах и открывались небольшие МУВ, и только с выходом бурения в центральные и северные области с 1961 г. начались открытия уникальных, гигантских и крупнейших МУВ в целом для провинции – Самотлорского по нефти (1964 г.), Уренгойского по газу (1966 г.) – и наступило «десятилетие гигантов» (до 1974 г.).

Практически все месторождения-лидеры (и по газу, и по нефти) на суше США открыты также в первые два десятилетия ведения интенсивных ПРП, т.е. после 1910 г. (Панхэнл-Хьюгтон – 1924 г., Ист-Тексас – 1926 г. и др.). В России большинство крупнейших нефтяных гигантов были обнаружены в двадцатилетие 1948–1967 гг. – Ромашкино, Усть-Балыкское, Самотлорское, Новопортовское и др. [25].

Все уникальные (более 3 трлн м<sup>3</sup> начальных запасов) и сверхгигантские (1...3 трлн м<sup>3</sup>) газосодержащие месторождения на суше СЕА обнаружены в период с 1965-го по 1990 г. включительно. Особенно «урожайным» стало двадцатилетие 1965–1976 гг., когда были открыты все уникальные на суше, шесть из восьми сверхгигантских и 15 из 25 гигантских месторождений газа. Единственное на шельфе СЕА уникальное по запасам Штокмановское ГК месторождение (3,9 трлн м<sup>3</sup>) обнаружено в 1988 г. [26]. Примечательно, что в 1991–2000 гг. в мире выявлены 110 гигантских МУВ, в том числе только два в России, однако преимущественно за счет шельфовых

областей (в СЕА бурение на море только началось).

В XX в. ежегодно в России в среднем открывалось 34...35 новых месторождений, но в 1961–1990 гг. часто до 70...80, причем, как среди газовых, так и среди нефтяных месторождений до 1991 г. числом преобладали крупные (более 30 млн т, 30 млрд м<sup>3</sup>) и средние (10...30 млн т у.т.). В период 2001–2014 гг. число открытий МУВ в мире снизилось до 400 в год (в том числе в России до 50...60), в последующие годы эта величина уменьшилась до 170...180 (соответственно 40...45).

В последнее двадцатилетие (2000–2019 гг.) газосодержащие месторождения-гиганты (более 300 млрд м<sup>3</sup>) открывались в пределах акваторий морей (Обская губа, присахалинский шельф в Охотском море), а поиски на суше приводили к открытию крупных (30...100 млрд м<sup>3</sup>), средних и мелких месторождений и отдельных залежей. Все сказанное справедливо и по отношению к поискам и открытию нефтесодержащих месторождений [27].

В главном нефтеносном регионе России – Ханты-Мансийском автономном округе (ХМАО) – за период 1993–2012 гг. (20 лет) обнаружены более 100 месторождений нефти, в том числе семь крупных (от 30 до 95 млн т, извлек.) и 22 средних, остальные – мелкие и мельчайшие найдены преимущественно в зонах впадин и прогибов (своды и мегавалы были опоскованы еще в 1970–1980-х гг.). На севере ЗСМП (суша) в XXI в. продолжались открытия достаточно крупных по запасам газосодержащих месторождений (Ярудейское, Северорусское, Зап.-Юрхаровское и др.), но запасы каждого составляли менее 100 млн т у.т.

В России поиск и разведку газа и нефти проводят компании-операторы, владельцы месторождений (при их доразведке) и перспективных лицензионных участков с неоткрытыми ресурсами СГ и нефти. Например, за 18 лет XXI в. предприятиями ПАО «Газпром» открыты 110 новых залежей УВ и 54 МУВ (по три в год), преимущественно газосодержащие, в том числе три гигантских (Южно-Кириновское – 677,1 млрд м<sup>3</sup>, Каменномыское-море – 555,0 млрд м<sup>3</sup> и Северо-Каменномыское – 404,9 млрд м<sup>3</sup>), 3 крупных, 45 средних и 3 мелких, в том числе: в европейских областях – 18, в Надым-Пур-Тазовском регионе – 14, в Восточной Сибири и на шельфе – по 7,

в Томской области – 2 и т.д. Однако в Ямало-Карском регионе и на Гыдане открытий месторождений не произошло (прирост запасов по разведке).

В период с 2002-го по 2016 г. включительно (17 лет) всеми компаниями-операторами в Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО) открыты 40 новых месторождений углеводородов: 10 ГК, 10 ГКН/НГК, 20 Н, в том числе предприятиями ПАО «Газпром» 14 МУВ: 5 ГК, 6 НГК, 3 Н, в том числе два средних по запасам газа (15,6 и 17,1 млрд м<sup>3</sup>), остальные мелкие (по кат. В<sub>1</sub>+С<sub>1</sub>). Таким образом, в среднем на севере мегапровинции в последние годы открываются по два-три МУВ.

Точная геостатистика открытий отдельных залежей УВ, общая по России, а также по регионам и периодам, отсутствует, но она весьма показательна по отдельным областям. В частности, за период 2002–2009 гг. в пределах ЯНАО (суша) открыты 60 залежей, в том числе 18 нефтяных и 42 газосодержащих (Г, ГК, ГКН и др.), в том числе с оторочками нефти, из них 20 в юрском продуктивном комплексе, наименее изученном, и только одна залежь газа в сеномане: как поисковый объект альб-сеноманский комплекс «завершился» к 1990 г. (на суше), когда начальные запасы сеноманских газовых залежей достигли 30 трлн м<sup>3</sup> [28].

Нефтегазовая геостатистика СЕА последних лет такова. По состоянию на 01.01.2016 в России насчитывались 3454 МУВ, в том числе 2462 – чисто нефтяных, 420 – Г и ГК (без нефти), 572 – смешанных (НГК, ГКН и др.), в диапазоне крупности от 25...30 тыс. т у.т. до 7,3 млрд т нефти (Самотлор, геол.) и 12,3 трлн м<sup>3</sup> СГ (Уренгой), в том числе 58 на шельфе, 904 в пределах ЗСМП, 88 в Восточно-Сибирской мегапровинции (ВСМП) и т.д.

На начало 2017 г. в России насчитывались уже 3498 месторождений, в том числе 949 с запасами СГ, в том числе с разведанными и предварительными запасами 50,5 и 18,7 трлн м<sup>3</sup> соответственно. Начальные ОЗ СГ превысили 92 трлн м<sup>3</sup>. По оценке авторов, на 01.01.2019 общее число МУВ России приблизилось к 3,6 тысячи.

В России с 2001-го по 2018 г. (табл. 1 в том числе) число вновь открываемых МУВ уменьшилось с 55 до 45 и менее (в отдельные годы), средняя крупность составила в 2016 г.: по нефти 1,6 млн т, по газу 2,2 млрд м<sup>3</sup>. «Измельчание» средних запасов в СЕА происходит вследствие

продолжающихся открытий МУВ в старых европейских районах, а также в ХМАО (с единичными запасами, как правило, менее 1,0 млн т или 1,0 млрд м<sup>3</sup>).

За все годы эксплуатации открытых и разведанных МУВ на 01.01.2019 НД нефти в России составила 24,3 млрд т, газа – 23,6 трлн м<sup>3</sup>, текущие разведанные извлекаемые запасы нефти промышленных категорий (A+B<sub>1</sub>+C<sub>1</sub>) – 18,5 млрд т, СГ – 51,0 трлн м<sup>3</sup> (геол.). Вместе с нефтяным газом извлекаемые запасы природного газа составляют 42 трлн м<sup>3</sup>. Даже ничего не предпринимая в рамках дальнейшего развития МСБ газа, Россия может добывать до 1 трлн м<sup>3</sup> традиционного газа до 2050–2055 гг. [10, 29].

Очень показательна нефтегазовая геостатистика открытий МУВ по отдельным регионам, например, по ЗСМП. Целенаправленные ПРР на нефть и газ в Западной Сибири начались в 1948 г. Первое месторождение, кстати, газовое, с залежью в породах контакта юры и доюрских образований – Березовское, малое по запасам, было обнаружено в сентябре 1953 г., три последних на суше (небольших по разведанным запасам) – в 2018 г. По состоянию на 01.01.2019 всего известны 915 месторождений. Таким образом, ежегодно открывались от 13 до 14 новых МУВ (от 2 до 16, редко более, хотя и «пустых» лет тоже практически не было). Наибольшее число месторождений открыто в ХМАО, наименьшее – в южных областях и в Красноярском крае на левобережье р. Енисей (20). В частности, в ХМАО на 01.01.2016 на государственном балансе числились 470 МУВ, в том числе 444 нефтесодержащих – 406 Н, 16 ГН, 22 НГК;

на 01.01.2018 их число увеличилось до 475. В среднем с 1953-го по 2018 г. ежегодно обнаруживались до семи МУВ.

В ЯНАО (суша) известны 226 МУВ, темп их открытия составлял 4 месторождения в год (с 1964 г.), вместе с тем крупность газосодержащих месторождений на севере существенно выше, чем в центральных нефтегазоносных областях: известны четыре уникальных по газу месторождения (более 3 трлн м<sup>3</sup> каждое) и только одно гигантское нефтесодержащее по извлекаемым запасам, но три по геологическим. В ХМАО есть только одно уникальное МУВ – Самотлорское.

На шельфе ЗСМП (Южно-Карская область с губами) открыты 12 месторождений Г и ГК, в том числе Нярмейское и Динковское (достаточно крупные) в 2018–2019 гг. Известны еще 10 месторождений типа суша/море (Харасавэйское, Крузенштерновское и др.).

И совсем не показательна история поисков в Восточной Сибири: с 1956-го по 2018 г. включительно здесь обнаружены всего 92 МУВ, в том числе ряд средних и мелких по запасам, – менее двух в год (в среднем). Некоторые месторождения (Моктаконское и др.) были выявлены, но на баланс не поставлены в силу ряда причин, а большое число перспективных площадей и аномалий типа «залежь» оказались водоносными и выведены из бурения (в ареале Вилуйской впадины, в Иркутской области и др.) [30].

Общемировой тенденцией XXI в. является экспоненциальное уменьшение средних единичных запасов УВ вновь открываемых месторождений и залежей, особенно нефти,

Таблица 1

**Итоги ПРР в России в 2018 г. (по данным Роснедр за 2018–2019 гг.)**

Совокупное количество МУВ, открытых всеми компаниями-операторами при объеме бурения 1247 тыс. пог. м,	55 (C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub> )
в том числе газосодержащих МУВ	8 (1 крупное, 1 среднее, 3 мелких, 3 очень мелких)
Прирост по новым МУВ, млрд м <sup>3</sup>	289
Суммарный прирост по открытиям, млн т у.т.	486
Суммарный прирост газа, млрд м <sup>3</sup>	1095
Прирост по ПАО «Газпром», млн т у.т.	818
Наиболее крупные открытия	Сев.-Обское – 274 млрд м <sup>3</sup> ; Нептун – 70,1 млн т; Тритон – 44,9 млн т; Иртышское – 21,4 млн т; Киренское – 15,2 млн т
Открытия ПАО «Газпром» в 2019 г.	2 ГК МУВ (Динковское – 391 млрд м <sup>3</sup> , Нярмейское – 121 млрд м <sup>3</sup> ) + 7 залежей

*Примечание.* За многие годы вплоть до 2018 г. включительно ПАО «Газпром» не было открыто ни одного нового МУВ, открытия возобновились в 2019 г.



вместе с тем на шельфах продолжают открытию преимущественно газовых гигантов (300...1000 млрд м<sup>3</sup>) (табл. 2).

Современный период поисков и разведки газа и нефти в России (2018–2020 гг.) характеризуется:

- усложнением геолого-поискового пространства и, как следствие, увеличением геологических рисков производства работ, особенно на глубокие горизонты, повсеместно и в ВСМП;

- увеличением глубинности поисков и разведки, ужесточением термобарических и катагенетических условий локализации новых залежей и, как следствие, ухудшением коллекторских свойств пород природных резервуаров;

- усложнением фазового состояния и строения залежей углеводородного сырья на средних, повышенных и больших глубинах (3,2...4,5 км);

- измельчением вновь открываемых месторождений;

- появлением многочисленных нефтяных оторочек даже в преимущественно газоносных районах как отрицательного (= сдерживающего) фактора разведки и освоения газосодержащих залежей;

- проведением преимущественно разведочных работ с получением тактической выгоды за счет прироста запасов;

- отсутствием в большинстве регионов суши крупных поисковых 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 площадью изученности и глубинной разбуренностью (до 3,5...4,0 км) перспективных земель в Сибири и на Дальнем Востоке (юг Сибирской платформы, 55...65 % по различным районам);

- ухудшением структуры перспективных и прогнозных ресурсов СГ и особенно нефти: в большинстве регионов суши открытие крупнейших газосодержащих (>100 млрд м<sup>3</sup>) и крупных нефтяных (более 30 млн т, извлеч.) МУВ уже не прогнозируется или имеет малую вероятность даже в таких регионах, как Обь-Енисейское арктическое междуречье и северо-запад Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции;

- открытием скоплений газа и нефти с пограничными по добычным возможностям запасами (дебитами 40...70 тыс. м<sup>3</sup>/сут и 3...5 т/сут), большую часть которых следует относить к нетрадиционным (в низкопроницаемых коллекторах на малых и средних глубинах), на севере ЗСМП (ачимовская толща и юра), на юге Восточной Сибири (терригенный венд) и др.;

- усилением конкурентной борьбы между компаниями-операторами за месторождения нераспределенного фонда и наиболее перспективные участки недр (под поиски).

Из опыта проведения ПРР известно, что весьма трудно найти новое МУВ, особенно в малоизученных или, наоборот, хорошо

Таблица 2

**Распределение по крупности запасов самых значительных газосодержащих месторождений, открытых предприятиями ПАО «Газпром» в России в 2000–2016 гг.**

Месторождение (год открытия)	Запасы газа, млрд м <sup>3</sup>		Местоположение
	кат. А + В <sub>1</sub> + С <sub>1</sub>	кат. В <sub>2</sub> + С <sub>2</sub>	
1. Южно-Кириновское (2010)	677,1	34,1	Охотское море
2. Каменномыское-море (2003)	555,0	–	Обская губа
3. Сев.-Каменномыское (2000)	404,9	27,1	
4. Зап.-Астраханское (2005)	20,1	121,2	Астраханская обл.
5. Чугорьяхинское (2002)	42,5	4,4	Обская губа
6. Зап.-Часельское (2008)	39,9	19,0	Надым-Пур-Тазовский регион (НПТР)
7. Чиканское (2006)	25,0	66,3	Иркутская обл.
8. Абаканское (2010)	25,7	16,8	Красноярский край
9. Ильбокичское (2012)	12,8	46,3	
10. Юж.-Падинское (2011)	17,2	20,1	НПТР
11. Юж.-Парусовое (2005)	15,6	–	
12. Акубинское (2006)	13,8	0,4	Оренбургская обл.
13. Падинское (2015)	8,2	185,4	НПТР

изученных районах и областях, где процесс изучения недр до больших глубин (5,0...6,0 км) зашел уже далеко. Найти новую залежь в пределах открытого месторождения в том или ином комплексе пород несколько легче. Особого труда не составляют разведка открытых залежей углеводородов и тем более эксплуатационная доразведка (первыми добывающими скважинами), но даже ее проведение дает порой неожиданные результаты (не только прирост, но и снижение величины разведанных запасов как неподтвердившейся).

Особенность поисковых работ: чем МУВ больше по площади и сложнее по строению, тем длительнее процесс его опоискования, тем больше поисковых, а в дальнейшем и разведочных скважин требуется для перевода реальных начальных ресурсов газа и нефти в разведанные запасы. То же справедливо и в отношении районов, областей и целых провинций нефтегазоаккумуляции. Число необходимых поисковых скважин для открытия месторождений/залежей определяется:

1) сложностью геологического строения перспективных площадей (локальных поднятий), включая структурные особенности (наличие одного или двух-трех куполов), литологической неоднородностью, наличием разломов. Всего авторами выделяются четыре уровня геолого-поисковой сложности. Например, четвертым уровнем сложности характеризуется Новопортовское НГК месторождение на Ямале, третьим – Уренгойское НГК месторождение и т.д.;

2) числом перспективно нефтегазоносных проницаемых комплексов пород, разделенных региональными и областными покрывками (глубинно-стратиграфическими уровнями поисков);

3) термобароглубинными условиями локализации углеводородного сырья.

Часто на многопластовых месторождениях выделяются этажи продуктивности, которые приходится опоисковывать специальными «разновозрастными» скважинами, как на севере ЗСМП в 1960–1990-х гг.: сначала газоносный сеноман (глубина погружения кровли 0,8...1,2 км), далее неоком (2,5...3,2 км), юра (2,8...3,8 км), потом доюрские комплексы (более 3,5 км). В идеале первая поисковая скважина должна быть пробурена на максимальную глубину (до подошвы осадочного чехла), технологически грамотно и без

аварий испытана, и в таком случае она открывает все существующие в разрезе данного месторождения залежи УВ и позволит оценить, пусть в первом приближении, его углеводородный потенциал. Дальнейшая разведка растягивается на многие годы на средних и малых месторождениях и часто десятилетия (до 20...40 и даже 50 лет) на гигантских и уникальных МУВ типа Большого Уренгоя, Ямбургского и др. Например, Уренгойское ГКН месторождение было открыто в 1966 г. поисковой скважиной № 2 (сеноман). Открытия неокомских залежей последовали в начале, а среднеюрских и ачимовских – в конце семидесятых, но средние и нижние горизонты мощной толщи тюменской свиты остались непоискованными до сих пор (2019 г.), не говоря уже о триасе и палеозое. Причем последующие поисковые скважины (на средние и большие глубины), естественно, доразведуют уже открытые залежи верхних горизонтов. Например, для полного опоискования и разведки гигантского Новопортовского НГК месторождения после его открытия в 1964 г. понадобились еще более 40 лет и бурение 145 скважин (!), причем доюрские толщи (газоносный палеозой) остаются непоискованными (полноценно) до сих пор. То же и на Бованенковском ГК месторождении: первые три скважины на доюрский комплекс оказались непродуктивными, а возможности открытия залежей УВ в базальных горизонтах юры и зоне контакта с доюрскими породами остаются.

Опыт ПРР до 1991 г. показывает, что «пробуковка» поисковых работ (неоткрытие месторождений) началась на Ямале еще в середине 1980-х гг., когда бурение и испытание ряда глубоких скважин на малых локальных структурах и на дальних склонах мегавалов и сводов не приводили к открытию новых месторождений (по всему разрезу) или залежей ниже сеноманских газовых залежей (в неокоме и средней юре) на Вост.-Харасавэйской, Харатской, Тарминской, Пяседайской и Сядорской, Верхнетиутейской, Каменномысской, Южно-Нурминской, Малотамбейской и многих других площадях именно в силу избирательности процесса газонакопления в недрах (отсутствия в ряде зон благоприятных аккумуляционных условий в нижнемеловых породах и консервационных условий в среднеюрских) вне сводовых частей структур. То же наблюдалось и на Гыдане, где малые по запасам МУВ

(Штормовое, Ладертойское и др.) стали открывать уже в конце 1980-х гг., а поиски углеводородного сырья в породах юры не увенчались сколько-нибудь ощутимыми успехами (открыта одна ГК-залежь с запасами 1,3 млрд м<sup>3</sup> в гор. Ю<sub>2-3</sub> на Геофизическом НГК месторождении, а поиски велись на шести площадях). Аналогичная ситуация характерна и для левобережного района Енисей-Хатангской области, где было пробурено большое число поисковых скважин, в том числе со вскрытием среднеюрской толщи, а крупные ГК месторождения открыты преимущественно в небольшой по площади Мессояхско-Пеляткинской зоне (менее 15 % от площади района).

Давно замечено, что если в поисковой скважине при испытаниях не получены результаты в виде открытия залежей УВ (месторождения в целом), то наиболее вероятны следующие причины:

- отсутствует замкнутая структура, или мала ее амплитуда (менее 10 м);
- скважина неверно расположена по отношению к своду структуры (на дальнем склоне или вообще вне замыкающей изогипсы);
- ранее существовавшие в течение геологического времени скопления УВ оказались разрушенными вследствие неблагоприятных консервационных условий в новейшее время (дегазация недр по разломам и др.).

Процесс поисков новых залежей на открытых месторождениях растягивается на многие годы (до 8...10 лет) для малозалежных средних и малых по запасам месторождений и десятилетия (до 30...40 лет и более) для многозалежных крупных и гигантских месторождений с большим стратиграфическим диапазоном продуктивности. Кроме того, независимо от тектонической позиции расположения МУВ установлено: чем больше геологические запасы МУВ, тем больше расстояния между их внешними границами. Это обусловлено масштабами процессов аккумуляции в пределах газо- и нефтесборных площадей и объемов пород, поэтому в окрестностях гигантских МУВ не стоит ожидать открытия даже средних по запасам МУВ, только мелких (например, ареал Бованенковского месторождения на Ямале, ареалы всех гигантов в НПТР, Юрубчено-Тохомская зона в ВСМП и др.)

Поиски месторождений планируются под неоткрытые (ПР + ПрР) ресурсы УВ – раздельно нефти и СГ, поэтому от достоверности

и достоверности количественных оценок НПР УВ зависит успех поиска. Чем точнее и корректнее количественный прогноз газо- и нефтеносности локальных перспективных объектов, тем выше успешность поисков новых месторождений и залежей [21, 24].

В связи с поисками новых месторождений настораживает наметившаяся после 2005 г. тенденция массового открытия малых месторождений и залежей УВ (на уровне первых и даже десятых долей миллиардов метров кубических и миллионов тонн), в том числе в регионах Сибири и даже на шельфе (Обское и Мынгинское месторождения, каждое менее 10 млрд м<sup>3</sup>).

Главная проблема поисков и разведки УВ в XXI в. – отсутствие новых массовых открытий крупных месторождений и залежей на суше [6]. Общероссийской проблемой является также высокая (> 60 %) и очень высокая (> 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 (ВСМП), однако изученность шельфа глубоким бурением остается невысокой либо низкой (по разным морям).

В последнее десятилетие значительно сократился объем поискового бурения, проводимого крупнейшими компаниями России, за счет увеличения разведки и доразведки месторождений и залежей, открытых еще до 1990 г. Такая же тенденция сохранится, по видимому, и в 2020 г. Таким образом, можно говорить о том, что в первое двадцатилетие текущего столетия господствовала разведочная парадигма ГРП. В 2019–2020 гг. намечается переход к новой – поисковой – парадигме ведения работ, прежде всего на арктическом шельфе и в малоизученных районах ЗСМП и ВСМП. Это должно выразиться в усилении поисковой компоненты в структуре ГРП, увеличении объема поисковых работ до 30...35 %, а в совершенно новых районах – до 50 % и более, хотя основные приросты (85...90 %) новых запасов дают разведочные работы.

Представляется, что для крупных компаний два года – 2019 и 2020 гг. – станут переходными от этапа большой разведки к этапу массовых поисков (к периоду «поискового ренессанса») [31]. Двадцатилетняя (2021–2040 гг.) эволюция этого процесса в России, в частности, применительно к предприятиям

ПАО «Газпром», будет характеризоваться следующими условиями:

- завершением поисков на суше последних крупнейших (более 100 млрд м<sup>3</sup>), а также ряда крупных (более 30 млрд м<sup>3</sup>) газосодержащих месторождений в Западной и Восточной Сибири, их дифференцированной разведкой (в зависимости от крупности вновь открываемых залежей);

- опосредованным приамальского и присахалинского шельфов в 2021–2030 гг. и баренцевоморского шельфа (с 2031–3035 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 неокома в Южно-Карской области, верхи триаса в Баренцевом море и т.д.). Цели – открытие крупнейших и гигантских месторождений и залежей УВ; оценка геологических запасов газа и нефти (с их соотношением кат.  $C_2 > V_1 + C_1$ ); при обнаружении относительно небольших по предполагаемым запасам (менее 100 млрд м<sup>3</sup> и особенно менее 30 млрд м<sup>3</sup>) морских месторождений – временная консервация ПРР;

- завершением массовых поисков на глубокие горизонты (более 4 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.

Все меньше на суше России остается мало и вовсе не исследованных областей, районов и комплексов пород. Во многих районах процесс ПРР близится к завершению в силу исчерпания возможностей 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, неомом в ХМАО, верхняя юра в Томской области и др.). Вообще, проблемы развития и укрепления МСБ газа и нефти и стратегия проведения дальнейших ПРР в России активно обсуждаются последние два десятилетия [9, 11, 21, 29, 32–35 и др.].

В мире главные тренды развития МСБ газо- и нефтедобычи таковы:

1) тропические и субтропические зоны заливов, проливов, склоны эпиконтинентальных

морей (Мексиканский залив, Мозамбикский пролив, юго-восточный шельф Бразилии, моря Северной Австралии и др.);

2) кайнозойские дельты рек (Нила, Нигера, Инда, Ганга, Иравади, Махакама, Дуная, Пра-Амура, Пра-Волги и др.);

3) арктические моря;

4) на суше – Восточная Сибирь и арктические области СЕА;

5) подсолевые карбонатные толщи соленых бассейнов повсеместно.

Безусловно, будущее развитие МСБ газодобычи связано с арктическим шельфом, хотя новые открытия и нефтяных, и газовых месторождений и залежей в Западной и Восточной Сибири будут продолжаться еще несколько десятилетий (до 2050 г. и далее), но до 90 % вновь открываемых скоплений будут относиться к мелким (менее 3 млн т у.т., извлеч.). Массовое открытие подобных скоплений в преимущественно нефтеносных районах уже началось в XXI в. (после 2002 г.).

Очевидны три главных (стратегических) направления развития МСБ газовой и нефтяной отраслей промышленности России на дальнюю перспективу за счет традиционных и «пограничных» ресурсов:

- западно-сибирское, имея в виду арктические области суши одноименной мегапровинции (газ) и юрский комплекс (газ/нефть – трудноизвлекаемые ресурсы);

- восточно-сибирское (Сибирская платформа, включая ее восточную – якутскую – часть);

- морское (шельфовое) – западноарктический шельф, а также Охотское море (газ + конденсат).

Расширенное воспроизводство МСБ газодобычи предопределяет необходимость выхода с поисками в новые районы и области суши, активизации ГРР в пределах акваторий арктических и дальневосточных морей России, а также обоснования новых перспективных направлений и крупных неопосредованных объектов для повышения эффективности развития сырьевой базы газодобычи. Общий прирост новых разведанных/доказанных запасов газа за 2019–2040 гг. на суше России и в пределах акваторий СЕА по ПАО «Газпром» прогнозируется в объеме 16...18,0 трлн м<sup>3</sup> с коэффициентом восполнения добычи около 1,18...1,24. Будущие поиски МУВ в России будут иметь специфику в различных областях и регионах:

• **европейская часть.** В Предкавказье, на юге Волго-Уральской и на севере Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций в будущем будут открываться редкие средние и большое число мелких по запасам газосодержащих месторождений. Крупнейшие и тем более гигантские месторождения «запрещены» к открытию по генетическим и статистико-ресурсным условиям.

Возможны приятные неожиданности в плане новых открытий в российской газоносной части Прикаспийской впадины (провинции), где могут быть обнаружены два-три гиганта (более 300 млрд м<sup>3</sup>), однако обнаружение сверхгигантских месторождений в подсолевых карбонатах – событие маловероятное. Возможны открытия и нескольких крупнейших месторождений СГ (на уровне 100...200 млрд м<sup>3</sup>, вряд ли более);

• **Западная Сибирь.** В НПТР последние из числа открытых месторождений газа относились также к категории средних и малых, здесь вряд ли стоит ожидать обнаружения месторождений крупнее 50...70 млрд м<sup>3</sup>. В породах ачимовской толщи и средней юры к открытию предполагаются преимущественно средние и малые по запасам месторождения и залежи УВ (3...30 млн т у.т.).

На Ямале (суша) могут быть открыты одно-два новых крупнейших месторождения (с запасами не более 150...200 млрд м<sup>3</sup> каждое), в Обь-Енисейском арктическом междуручье – не более четырех-пяти, да и то в самой неизученной восточной части Гыдана и западной – Енисей-Хатангской области.

В ЗСМП основные неоткрытые ресурсы газа сосредоточены в апте, неокме и средней юре арктических областей мегапровинции, включая Карское море. Среди газосодержащих прогнозируется открытие трех-четырёх сверхгигантских (более 1 трлн м<sup>3</sup>, открытый шельф), 22...25 крупнейших и гигантских (0,1...1,0 трлн м<sup>3</sup>), 70...80 крупных (30...100 млрд м<sup>3</sup>) и многих сотен средних и мелких месторождений (одно- и многозалежных);

• **ВСМП.** В южных областях ВСМП уже открыты два сверхгигантских газосодержащих месторождения, однако ни одного гиганта (0,3...1,0 трлн м<sup>3</sup>), и семь крупнейших, в том числе пять в Якутии (учитываются только разведанные запасы кат. В<sub>1</sub>+С<sub>1</sub>). В относительно изученных и разбуренных южных областях

обнаружение газовых гигантов маловероятно, но нескольких месторождений крупнее 100 млрд м<sup>3</sup> вполне возможно;

• **арктический шельф.** Открытия гигантских и сверхгигантских МУВ вероятны до 2035 г., крупнейших, крупных и средних – в 2036–2050 гг., мелких – после 2050 г.

В конечном итоге суммарный геологически обоснованный прирост разведанных запасов кат. В+С<sub>1</sub> (всеми компаниями-операторами) к 2040 г. в целом по Ямальской, Гыданской (суша) и Южно-Карской (шельф) областям оценивается в 15,4...16,5 трлн м<sup>3</sup> газа и до 2,5 млрд т нефти и конденсата. В отдаленной перспективе после 2040 г. достигнутый уровень добычи газа по арктическим месторождениям (380...450 млрд м<sup>3</sup> в год) будет поддерживаться за счет месторождений-спутников, вновь открываемых на суше, и морских месторождений на карском шельфе (меловые продуктивные горизонты, юра, триас и палеозой – газ в плотных коллекторах).

По экспертной оценке авторов, в России прогнозируются всего 6400...6500 месторождений крупнее 0,1 млн т нефти и 0,1 млрд м<sup>3</sup> газа, в том числе неоткрытых до 2800, из них не менее 800...1000 – месторождения преимущественно СГ и смешанные, с нефтяными оторочками. Прогнозируются еще 1500...1800 месторождений с запасами менее 0,1 млн т у.т. или 0,1 млрд м<sup>3</sup>, 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. (до 100 новых МУВ в год). При этом фонд реально существующих неоткрытых крупных и даже средних по запасам нефтесодержащих месторождений (более 10 млн т каждое) на суше будет исчерпан к 2035 г., газосодержащих – к 2040 г.

К 2050 г. общее число МУВ крупнее 0,1 млн т у.т. в пределах ЗСМП (суша) достигнет 1400...1500, ВСМП – вряд ли более 300, на шельфе – не менее 230...250 (с единичными запасами более 1 млн т у.т.).

В десятилетие 2051–2060 гг. освоение углеводородного потенциала недр России (суша и шельф), т.е. перевод реальных потенциальных ресурсов в начальные разведанные запасы, достигнет, по экспертной оценке авторов,

88...90 %. Неоткрытые (остаточные) ресурсы УВ будут «распылены» по многим сотням мелких и мельчайших месторождений и залежей на глубинах более 3 км преимущественно в арктических областях суши и шельфа с пониженными добычными возможностями.

Таким образом, в силу сложившихся обстоятельств объемы ПРР на суше должны постоянно возрастать при условии существенного увеличения доли поисковой компоненты. Только в этом случае стратегия освоения углеводородного потенциала недр России будет успешно реализована, так как именно поиски и новые открытия определяют дальнюю стратегию развития МСБ газо- и нефтедобычи России.

Выше речь шла об освоении традиционных запасов и ресурсов УВ (с высокими и средними добычными возможностями и с залежами крупнее 0,1 млн т у.т.). На смену поискам традиционных скоплений УВ после 2030 г. все более активно будут приходиться ПРР в плотных коллекторах с низкими и непромышленными по современным критериям добычными возможностями (с дебитами газа менее 20 тыс. м<sup>3</sup>/сут, нефти – менее 3 т/сут) [18, 36–38]. По оценке авторов, геологические ресурсы «плотного газа» (180...200 трлн м<sup>3</sup> на глубинах 3...6 км) сопоставимы с ресурсами обычного,

традиционного, газа (не менее 200 трлн м<sup>3</sup>), однако извлекаемые (согласно современным возможностям) ресурсы этих двух важнейших видов СГ составляют, по расчетам, 60...75 и 170...180 трлн м<sup>3</sup> соответственно (в соотношении 1:3). Точно так же ресурсы нефти в плотных, практически непроницаемых (проницаемость 0,05...0,2 мД, не более), терригенных и карбонатных коллекторах значительно уступают ресурсам обычной нефти.

В регионах СЕА поиски разновеликих (по геологическим и извлекаемым запасам) скоплений УВ в различных фазовых состояниях и с разными добычными возможностями останутся целесообразными и рентабельными еще много десятилетий XXI в. Параллельно будут происходить изучение и промышленное освоение рассеянных форм УВ – сланцевой нефти, сланцевого и угольного газов, а также газогидратов. Их опосредованное с подготовкой извлекаемых запасов – особая проблема нефтегазовой геологии России. Именно на ресурсное обеспечение бескризисного развития энергетических отраслей промышленности России и мира до 2040 и 2050 гг. и будут нацелены ПРР в ОБ Земли, на суше и в акваториях тропических и северных морей, предстоящие в дальнейшем компаниям-операторам [10, 19, 29, 31, 37, 39].

## Список литературы

1. Алексин Г.А. Перспективы поисков нефти и газа в юрских отложениях полуостровов Ямал и Гыдан / Г.А. Алексин, З.Ж. Дурдиев, В.Н. Ростовцев // Геология нефти и газа. – 1983. – № 2. – С. 1–6.
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. Дешеня // Приоритетные направления поисков крупных и уникальных месторождений нефти и газа. – М.: Геоинформмарк, 2004. – С. 72–80.
3. Васильев В.Г. Перспективы поисков газовых месторождений в угленосных толщах Советского Союза: тематический обзор / В.Г. Васильев, В.И. Ермаков, Н.Д. Елин и др. – М.: ВНИИЭГазпром, 1971. – 60 с.
4. Гулари Ф.Г. О поисках нефти в северных районах Западно-Сибирской провинции / Ф.Г. Гулари, Ю.Г. Зимин, А.А. Трофимук // Геология нефти и газа. – 1971. – № 10. – С. 6–10.
5. Карнаухова С.М. Где искать новые гигантские и уникальные газосодержащие месторождения в осадочных бассейнах мира? / С.М. Карнаухова, В.А. Скоробогатов // XX Губкинские чтения: Фундаментальный базис инновационных технологий поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России (28–29 ноября 2013 г.): сб. тезисов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – С. 45–46.
6. Орлов В.П. О дефиците открытий в нефтегазовой геологии / В.П. Орлов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – № 5. – С. 18–25.
7. 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. – № 4с: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 45–57.

8. Скоробогатов В.А. Поиски и разведка скоплений углеводородов в ловушках сложного строения в юрских и меловых отложениях северных районов Тюменской области / В.А. Скоробогатов // Обоснование направлений поисково-разведочных работ на газ и методы разведки газовых месторождений. – М.: ВНИИГАЗ, 1982. – С. 58–67.
9. Варламов А.И. Состояние и перспективы развития сырьевой базы нефти Российской Федерации в свете существующих проблем / А.И. Варламов // Геология нефти и газа. – 2016. – № 4ю. – С. 14–23.
10. 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.
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. – № 12. – С. 8–11.
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. 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.
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. Хабибуллин Д.Я. Современная парадигма ведения геологоразведочных работ на газ и нефть предприятиями ПАО «Газпром» в России / Д.Я. Хабибуллин // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 81–85.
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. – № 4с: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 17–30.
17. Высоцкий В.И. Нефтегазовая промышленность мира: информационно-аналитический обзор / В.И. Высоцкий. – М.: ВНИИзарубежгеология, 2017. – 59 с.
18. Гулев В.Л. Нетрадиционные ресурсы газа и нефти / В.Л. Гулев, Н.А. Гафаров, В.И. Высоцкий и др. – М.: Недра, 2014. – 284 с.
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. 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. 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.
22. 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.
23. 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.
24. Хвилевичкий М.О. Количественный прогноз газонефтеносности на разных этапах изучения регионов: обзор / М.О. Хвилевичкий, Т.В. Гудымова, В.И. Ермаков и др. – М.: ВНИИЭГазпром, 1983. – 42 с. – (Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. Вып. 8).
25. Крылов Н.А. Главные вехи истории нефтедобычи в России / Н.А. Крылов // Газовая геология России. Вчера, сегодня, завтра: сб. научн. тр. – М.: ВНИИГАЗ, 2000. – С. 12–17.

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. 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-Бизнесцентр, 2000. – 148 с.
28. 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.
29. 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.
30. Скоробогатов В.А. Енисей-Ленская мегапровинция: формирование, размещение и прогнозирование месторождений углеводородов / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2017. – № 3. – С. 3–17.
31. 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. – № 4с: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 67–73.
32. 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.
33. 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 районов России. – С. 4–15.
34. Парасына В.С. Стратегические и тактические направления развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности России в первые десятилетия XXI века / В.С. Парасына, В.С. Коваленко, С.Н. Сивков и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 2006. – № 3–4. – С. 4–8.
35. 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.
36. 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.
37. Скоробогатов В.А. Будущее российского газа и нефти / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4с: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 31–43.
38. 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. – № 676 (спецвыпуск): Нетрадиционные ресурсы нефти и газа. – С. 43–47.
39. 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 докладов IV Межд. научно-практ. конференции. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – С. 9–10. – [http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/wgrr-2017\\_ru.pdf](http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/wgrr-2017_ru.pdf)



## Searching hydrocarbon fields and deposits in sedimentary basins of Northern Eurasia: results, issues and outlooks

V.A. Skorobogatov<sup>1\*</sup>, V.V. Rybalchenko<sup>2</sup>, D.Ya. Khabibullin<sup>2</sup>, A.N. Rybyakov<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

<sup>2</sup> Gazprom PJSC, BOX 1255, St. Petersburg, 190900, Russian Federation

\* E-mail: V\_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** There are retrospective dynamics of the oil and gas fields discoveries in Russia and in the World for 170 years long, as well as the state-of-art petroleum geostatistics (2014–2018).

In 20<sup>th</sup> century, in Russia 34...35 new hydrocarbon fields have been opened annually, but for 1961–1990 when often up to 70...80 fields have been discovered a year. Before 1991, both oil and gas fields mostly were big (reserves exceeded  $30 \cdot 10^6$  t either  $30 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup>) or medium (reserves equaled 10...30 M tons of reference fuel). During 2001–2014, globally an annual number of discoveries decreased down to 400 per year (in Russia down to 50...60 per year), next years this magnitude went down to 170...180 fields (correspondingly in Russia it dropped to 40...45).

By early 2019, as referred to the overall, World nearly 77000 hydrocarbon fields have been discovered and partially prospected. They differ by amounts of reserves (oil, free gas, hydrocarbons in sum) and phase envelope (there are the purely oil ones, the gas, gas-condensate and the hybrid ones). Mostly they have from 2...3 up to 45...50 deposits, rarely more. According to expert estimations, nearly 350000 agglomerations of hydrocarbons have been discovered in the World in general including the tiniest (dozens of thousands tons and millions of cubic meters) and unique ( $35 \cdot 10^9$  t and  $36 \cdot 10^{12}$  m<sup>3</sup> (geological)) ones.

In Russia, during 2001–2018, the quantity of newly discovered hydrocarbon fields decreased from 55 down to 45 per year. In average the fields discovered in 2016 possessed either  $1,6 \cdot 10^6$  t of oil, or  $2,3 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup> of gas. “Dwarfing” of the average reserves in Northern Eurasia occurs due to ongoing discoveries in the old European regions and the Khanty-Mansi autonomous district (with the singular reserves usually less than  $10^6$  t or  $10^{12}$  m<sup>3</sup>).

Extended reproduction of the mineral resource base of gas recovery predestinates necessity to embrace new lands, to boost geological prospecting in Arctic and Far-Eastern waters of Russia, to substantiate new promising target directions and objects.

In 2019–2040, in respect to the Gazprom PJSC the general increment of new known and proven gas reserves at lands of Russia and within the framework of Northern-Eurasian waters will constitute  $(16...18) \cdot 10^{12}$  m<sup>3</sup> with a reserve replacement ratio of 1,18...1,24. Totally within the borders of Russia for all the operating companies this increment is going to equal  $(24...26) \cdot 10^{12}$  m<sup>3</sup>. Authors expect in Russia totally 6400...6500 hydrocarbon fields bigger than  $10^6$  t of oil and  $10^9$  m<sup>3</sup> of gas including up to 2800 not-discovered ones. Not less than 800...1000 fields will dominantly contain free gas, or will be hybrid and will have oil rims. Also 1500...1800 fields with reserves less than  $10^6$  t /  $10^{12}$  m<sup>3</sup> are supposed.

Due to the emerged circumstances, the onshore prospecting must constantly expand at considerable increase of a searching component. Only this way will enable successful development of hydrocarbon potential of Russian subsoil, as exactly new searches and new discoveries determine long-term strategy for development of mineral base of oil and gas production. This article discusses issues of hydrocarbon searching over lands and Arctic waters of Russia in 2019–2020 up to 2040 and 2050.

**Keywords:** search, field, deposit, geological prospecting, oil, gas, hydrocarbons, reserves, geostatistics, Northern Eurasia, Western-Siberian and Eastern-Siberian megaprovinces.

### References

1. ALEKSIN, G.A., Z.Zh. DURDIYEV, V.G. ROSTOVTSEV. Outlooks for search of oil and gas in the Jurassic sediments of Yamal and Gydan peninsulas [Perspektivy poiskov nefi i gaza v yurskikh otlozheniyakh poluostrovov Yamal i Gydan]. *Geologiya Nefi i Gaza*. 1983, no. 2, pp. 1–6. ISSN 0016-7894. (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 nefi 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 nefi i gaza]. Moscow: Geoinformmark, 2004, pp. 72–80. (Russ.).
3. VASILYEV, V.G., V.I. YERMAKOV, N.D. YELIN et al. Outlooks for fields prospecting in the coal-bearing strata of the Soviet Union [Perspektivy poiskov gazovykh mestorozhdeniy v uglenosnykh tolshchakh Sovetskogo Soyuz]: sci. review. *Geologiya i razvedka gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy*. Moscow: VNIIGazprom, 1971. (Russ.).
4. GURARI, F.G., Yu.G. ZIMIN, A.A. TROFIMUK. On search of oil in the northern region of Western-Siberian province [O poiskakh nefi v severnykh rayonakh Zapadno-Sibirskoy provintsii]. *Geologiya Nefi i Gaza*. 1971, no. 1, pp. 6–10. ISSN 0016-7894. (Russ.).

5. KARNAUKHOV, S.M., V.A. SKOROBOGATOV. Where must the new gigantic and unique gas-bearing fields be looked for in the sedimentary basins of the World? [Gde iskat novyye giganckiye i unikalnyye gazosoderzhashchiye mestorozhdeniya v osadochnykh basseynakh mira?]. In: *The XX Readings from Gubkin: Fundamentals of the innovative technologies for searching, prospecting and development of oil and gas fields and top directions to enlarge resource base of Russian fuel and energy industry* [Fundamentalnyy basis innovatsionnykh tekhnologiy poiskov, razvedki i razrabotki mestorozhdeniy nefi i gaza i prioritnyye napravleniya razvitiya resursnoy bazy TEK Rossii], 28–29 November 2013 г.): collected materials. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013, pp. 45–46. (Russ.).
6. 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.).
7. 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, giganckiye i unikalnyye gazosoderzhashchiye mestorozhdeniya v Severnoy Evrazii?]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2018, no. 4s: The 70<sup>th</sup> anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 45–57. ISSN 0016-7894. (Russ.).
8. SKOROBOGATOV, V.A. Searching and prospecting agglomerations of hydrocarbons in the complex-structured traps at Jurassic and Cretaceous deposits in the north of Tyumen region [Poiski i razvedka skopleniy uglevodorodov v lovushkakh slozhnogo stroyeniya v yurskikh i melovykh otlozheniyakh severnykh rayonov Tyumenskoy oblasti]. In: *Substantiation of gas exploration leads and methods of gas field prospecting* [Obosnovaniye napravleniy poiskovo-razvedochnykh rabot na gaz i metody razvedki gazovykh mestorozhdeniy]. Moscow: VNIIGAZ, 1982, pp. 58–67. (Russ.).
9. 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 bazy nefi Rossiyskoy Federatsii v svete sushchestvuyushchikh problem]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2016, no. 4yu, pp. 14–23. ISSN 0016-7894. (Russ.).
10. 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 Rossi i PAO “Gazprom”: 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. 33–45. ISSN 2306-9849. (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 zadach 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. 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.).
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. KHABIBULLIN, D.Ya. Modern paradigm of oil and gas geological prospecting carried out in Russia by the enterprises of the Gazprom PJSC [Sovremennaya paradigm vedeniya geologorazvedochnykh rabot na gaz i nefi 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. 81–85. ISSN 2306-9849. (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 basa gazodobychi Rossi i PAO “Gazprom”: sovremennoye sostoyaniye i perspektivy razvitiya v XXI veke]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2018, no. 4s: The 70<sup>th</sup> anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 17–30. ISSN 0016-7894. (Russ.).
17. VYSOTSKIY, V.I. *Global petroleum industry in 2010–2016* [Neftegazovaya promyshlennost mira v 2010–2016 gg.]: analytical review. Moscow: VNIIZarubezhgeologiya, 2017. (Russ.).
18. 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.).
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, giganckiye i unikalnyye osadochnyye

- basseyiny 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.).
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. GUDYMOVA, T.V., V.A. SKOROBOGATOV. Gas potential of sedimentary basins in Russia [Gazovyye resursy 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.).
  22. KONTOROVICH, A.E., M.I. EPOV, L.M. BURSHTEYN, et al. Geology, offshore hydrocarbon resources in Arctic seas of Russia and outlooks for their development [Geologiya, resursy uglevodorodov shelfov arkticheskikh morey Rossi i perspektivy ikh osvoeniya]. *Geologiya i Geofizika*. 2010, vol. 51, no. 1, pp. 7–17. ISSN 0016-7886. (Russ.).
  23. 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 70<sup>th</sup> anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 59–65. ISSN 0016-7894. (Russ.).
  24. KHVILEVITSKIY, M.O., T.V. GUDYMOVA, V.I. YERMAKOV et al. Quantitative forecast of oil-gas presence at various stages of studying regions [Kolichestvennyy prognoz gazoneftenosnosti na raznykh etapakh izucheniya regionov]: review. *Geologiya i Razvedka Gazovykh i Gazokondensatnykh Mestorozhdeniy*. Moscow: VNIIEGazprom, 1983, is. 8. (Russ.).
  25. KRYLOV, N.A. Main milestones of oil production in Russia [Glavnyye vekhi istorii nefte dobych v Rossii]. In: *Gas geology of Russia. Yesterday, today, tomorrow* [Gazovaya geologiya Rossii. Vchera, segodnya, zavtra]: collected scientific papers. Moscow: VNIIGAZ, 2000, pp. 12–17. (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. 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* [Syryevaya baza i dobycha gaza v Rossii v XXI veke]. Moscow: Nedra-Bisnestsentr, 2000. (Russ.).
  28. 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.).
  29. 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.).
  30. SKOROBOGATOV, V.A. Yenisey-Lena megaprovince: generation, location and prediction of hydrocarbon fields [Yenisey-Lenskaya megaprovintsiya: formirovaniye, razmeshcheniye i prognozirovaniye mestorozhdeniy uglevodorodov]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2017, no. 3, pp. 3–17. ISSN 0016-7894. (Russ.).
  31. 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 70<sup>th</sup> anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 67–73. ISSN 0016-7894. (Russ.).
  32. 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 doosvoeniya gazovogo potentsiala neдр Zapadnoy Sibiri]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2010, no. 1, pp. 12–16. ISSN 0016-5581. (Russ.).
  33. 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 Rossi i PAO “Gazprom” do 2050 g.]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016, no. 1 (25): Issues for resource provision of gasextractive regions of Russia, pp. 4–15. ISSN 2306-8949. (Russ.).
  34. PARASYNA, V.S., V.S. KOVALENKO, S.N. SIVKOV, et al. Strategic and tactical trends in development of a mineral resource base of Russian gas industry in first decades of the XXI century [Strategicheskiye i takticheskiye napravleniya razvitiya mineralno-syryevoy bazy gazovoy promyshlennosti Rossii v pervyye desyatiletiya XXI veka]. *Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftnykh i Gazovykh Mestorozhdeniy*. 2006, no. 3–4, pp. 4–8. ISSN 2413-5011. (Russ.).

35. 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.).
36. 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.).
37. SKOROBOGATOV, V.A. Future of Russian gas and oil [Budushcheye rossiyskogo gaza i nefi]. *Geologiya Nefi i Gaza*. 2018, no. 4s: The 70<sup>th</sup> anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 31–43. ISSN 0016-7894. (Russ.).
38. 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 Rossi ii perspektivy ikh promyshlennogo osvoyeniya]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2012. Spec. is.: Alternative resources of oil and gas [Netraditsionnyye resursy nefi i gaza], pp. 43–47. ISSN 0016-5581. (Russ.).
39. 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](http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/wgrr-2017_en.pdf)

УДК 550.8(571.5)

## Поисково-разведочные работы в Восточной Сибири: итоги, проблемы, риски, перспективы

В.Е. Крючков<sup>1\*</sup>, В.А. Скоробогатов<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

\* E-mail: V\_Kryuchkov@vniigaz.gazprom.ru

**Тезисы.** Огромное значение в экономике Российской Федерации имеет состояние минерально-сырьевой базы, особенно величина и структура запасов, а также величина неоткрытых ресурсов углеводородов (УВ). На суше Российской Федерации перспективным для поиска УВ и наименее изученным регионом является Восточная Сибирь. В настоящее время и обозримом будущем этот регион будет основным резервом пополнения запасов и добычи газа и нефти в России.

Поиски и разведка нефти и газа в Восточной Сибири ведутся более 70 лет. Геологическая изученность региона крайне неравномерна. Наиболее полно изучен юг Сибирской платформы (СП). Здесь выполнен большой объем геофизических и буровых работ. К настоящему времени в пределах СП открыты 93 различных по запасам месторождения УВ.

Территория СП характеризуется крайне сложным геологическим строением осадочного чехла. Практически все недропользователи ведут геологоразведочные работы (ГРП) в наиболее изученной южной части СП – в зоне развития соленосной покрывки. Крайне низкие объемы региональных ГРП на огромной по площади, малоизученной территории СП не позволяют однозначно оценить перспективы этой территории, не дают возможности компаниям перенести работы за пределы хорошо изученных районов, где фонд крупных неразбуренных поднятий исчерпан.

Открытие новых крупных месторождений УВ сопряжено со значительным увеличением объемов и географии ведения ГРП. В качестве перспективных объектов ГРП следует считать зоны сочленения крупных тектонических структур, где в условиях интенсивной дизъюнктивной нарушенности расположены различные по величине выступы пород фундамента и рифея прежде всего в зоне развития региональной соленосной покрывки.

Огромное значение в экономике Российской Федерации имеют состояние и перспективы дальнейшего развития минерально-сырьевой базы (МСБ) газо- и нефтедобычи, особенно величина и структура запасов, а также величина неоткрытых ресурсов углеводородов (УВ). На суше РФ перспективным для поиска УВ и одновременно наименее изученным регионом является Восточная Сибирь. В настоящее время и обозримом будущем этот регион – основной резерв пополнения запасов и развития добычи газа и нефти на суше России. Крайне слабая производственная инфраструктура центральных районов Восточной Сибири (отдаленность от крупных промышленных центров, низкая плотность населения, полное отсутствие дорог, суровые географо-климатические условия) в значительной степени затрудняют поисково-разведочные работы (ПРП) на газ и нефть. Геологическое строение Сибирской платформы (СП) анализируется в работах А.Э. Конторовича, Н.В. Мельникова, В.В. Симонова, В.А. Скоробогатова, В.С. Старосельцева, В.С. Суркова, А.А. Трофимука, В.В. Харахинова, В.С. Шеина, Г.Г. Шемина и многих других исследователей [1–10].

В силу существенного истощения запасов месторождений УВ в традиционных районах добычи наращивание газо- и нефтедобывающей промышленности в Восточной Сибири становится приоритетной задачей экономического развития РФ. С целью освоения УВ-ресурсов построен нефтепровод Восточная Сибирь – Тихий океан, в 2019 г. завершено строительство газопровода «Сила Сибири». Эти трубопроводы позволят транспортировать газ и нефть Восточной Сибири в дальневосточные порты России и далее в страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

Основные запасы и ресурсы УВ Восточной Сибири выявлены в древних докембрийских осадочных породах протерозоя в междуречье крупнейших сибирских рек – Енисея (на западе) и Лены (на востоке). В административном отношении это

### Ключевые слова:

Сибирская платформа, месторождения углеводородов, запасы, газонефтеносность, поиски, разведка, перспективы.

территории Красноярского края, Иркутской области и Республики Саха (Якутия). В пределах СП выделяются Лено-Тунгусская и Лено-Вилуйская нефтегазоносные провинции (НГП) и ряд нефтегазоносных областей (НГО) (рис. 1).

Поиски и разведка нефти и газа в Восточной Сибири ведутся более 70 лет. Степень геологической изученности региона крайне неравномерная, наиболее полно изучен юг СП. Здесь выполнен большой объем геофизических и буровых работ (рис. 2).

Объем площадных сейсмических исследований методом отраженных волн в модификации общей глубинной точки (МОВ-ОГТ) превышает 150 тыс. км, из которых большая часть (> 100 тыс. км) в старых модификациях отработана в пределах южной части мегабассейна. В пределах Восточной Сибири пробурены около 300 опорных и параметрических скважин, в том числе 253 в Лено-Тунгусской НГП и 22 в Лено-Вилуйской НГП. Общий объем опорно-параметрического бурения

в Восточно-Сибирском регионе составляет 670 тыс. м, в том числе 620 тыс. м в Лено-Тунгусской НГП и 50 тыс. м в Анабаро-Вилуйском регионе. В пределах ВСМП пробурено значительно больше опорных и параметрических скважин, чем в Западно-Сибирском мегабассейне [4]. Здесь же пробурены около 2000 глубоких поисковых и разведочных скважин, из них большая часть (примерно 1500) – в ее южной части. Общий объем глубокого бурения достигает 5 млн м, из которых около 3,6 млн м приходится на Лено-Тунгусскую НГП [5].

По состоянию на 01.01.2018 наибольшая плотность бурения в пределах СП отмечается в Непско-Ботуобинской НГО: семь скважин на 1000 км<sup>2</sup>. Южнее, в прилегающей к ней Ангаро-Ленской НГО, а также на западе в Байкитской НГО плотность бурения составляет порядка трех скважин на 1000 км<sup>2</sup>. В Катангской НГО разбуренность территории – примерно одна скважина на 1000 км<sup>2</sup>,

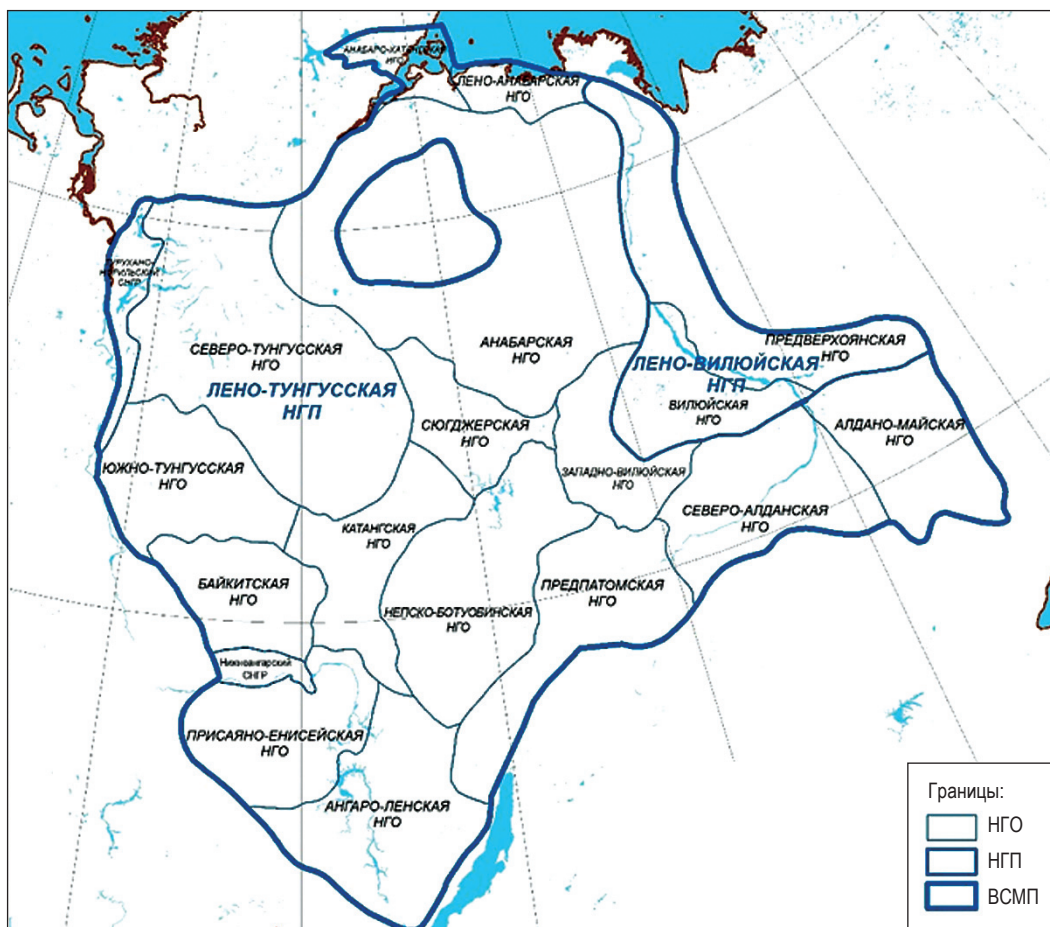


Рис. 1. Нефтегазогеологическое районирования СП:  
 ВСМП – Восточно-Сибирская нефтегазоносная мегапровинция

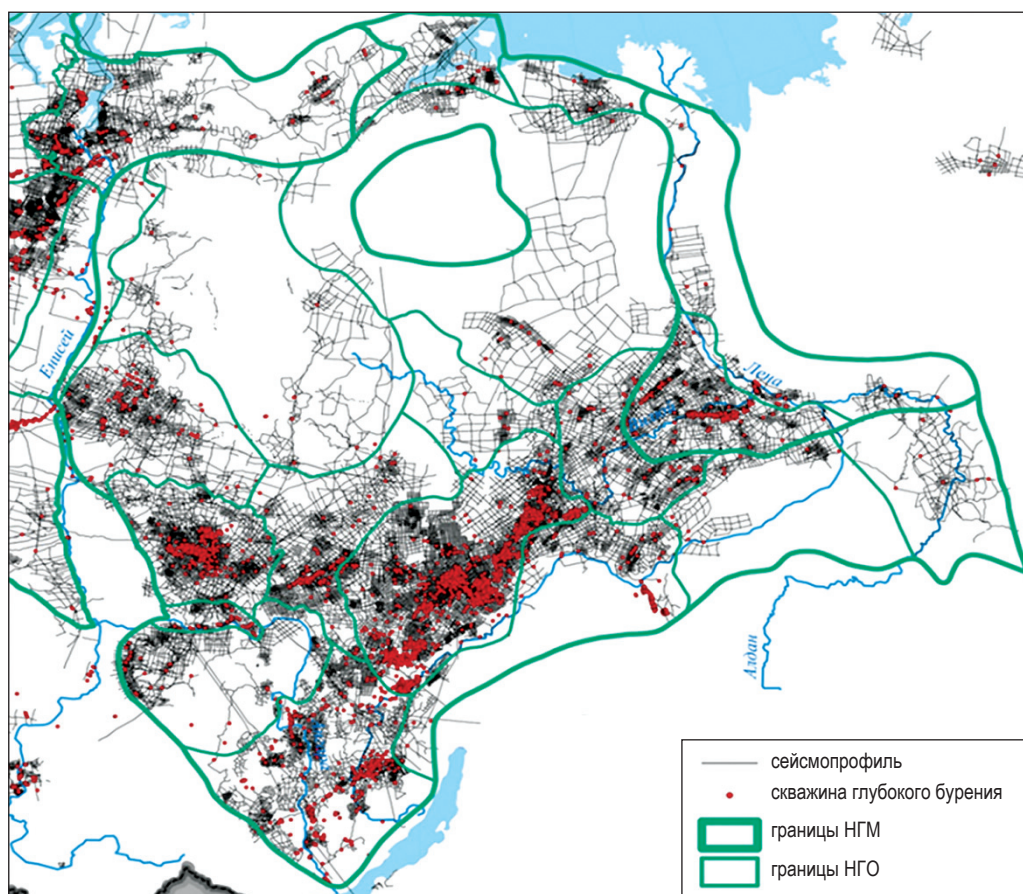


Рис. 2. Изученность СП сейсмическими работами и бурением  
(по данным В.С. Старосельцева и др.)

на остальной территории – менее одной скважины на 1000 км<sup>2</sup>. В центральных и северных районах СП объем выполненных геологоразведочных работ (ГРП) крайне ограничен, пробурены редкие параметрические и первые поисковые скважины, месторождения УВ не обнаружены.

В 2003–2010 гг. объем поискового бурения в незначительной степени превышал объем разведочного бурения. В дальнейшем объем последнего значительно вырос и в настоящее время превышает объем поискового бурения. В Восточно-Сибирском регионе в 2009–2016 гг. за счет федерального бюджета пробурены 24,7 тыс. м, компаниями – 1215 тыс. м. В аналогичной пропорции выполнены и сейсморазведочные работы [11].

Первое промышленное месторождение (Усть-Вилуйское газовое) открыто в Восточной Сибири в 1956 г. Наиболее же крупные открытия здесь сделаны в период 1981–1990 гг., когда бурение в основном было сосредоточено в приподнятых зонах Непско-Ботуобинской

и Байкитской антеклиз, на Ковыктинском выступе фундамента. В это время открыты Куюмбинское, Верхнечонское, Юрубчено-Тохомское, Ковыктинское, Чаяндинское, Талаканское, Собинское и многие другие крупные и уникальные по запасам месторождения УВ. В 1991–2000 гг. объемы ГРП, прежде всего глубокого бурения, резко снизились (табл. 1, рис. 3). Фонд крупных положительных структур в южной части СП к этому времени был практически исчерпан, бурение переместилось в менее перспективные зоны – на склоны крупных поднятий, мелкие локальные поднятия, во впадины и прогибы. Успешность ГРП снизилась. В центральных и северных районах платформы объем выполненных региональных и поисковых работ ограничен (см. рис. 2), что, возможно, является основной причиной отсутствия здесь открытий промышленных скоплений УВ.

На 01.01.2017 в отложениях верхнего рифея, венда и нижнего кембрия в пределах Лено-Тунгусской НПП открыты 82 различных

Таблица 1

## Динамика открытий и прироста разведанных запасов УВ в пределах СП (по данным Государственного баланса на 01.01.2017)

Период	Открыто месторождений, ед.	Газ, млрд м <sup>3</sup>			Конденсат, млн т (извлек.)			Нефть, млн т (извлек.)			Всего УВ, млн т ут.	
		добыча и потери с начала разработки	A+B <sub>1</sub>	C <sub>1</sub>	добыча и потери с начала разработки	A+B <sub>1</sub>	C <sub>1</sub>	добыча и потери с начала разработки	A+B <sub>1</sub>	C <sub>1</sub>		добыча + A+B <sub>1</sub> +C <sub>1</sub>
1951–1960 гг.	1	1,536	0,000	0,762	2,298	0,000	0,000	0,000	100,730	0,000	0	2,298
1961–1970 гг.	7	61,445	374,782	157,155	593,382	2,908	13,166	7,172	721,521	0,000	104,893	721,521
1971–1980 гг.	11	13,490	114,491	325,747	453,728	1,056	7,551	11,565	853,133	1,546	379,233	853,133
1981–1990 гг.	21	3,004	1058,103	2005,884	3066,991	0,078	15,340	85,383	182,243	8,88	235,93	3403,722
1991–2000 гг.	7	0,513	172,339	40,460	213,312	0,012	13,095	0,174	186,236	14,767	204,058	430,651
2001–2010 гг.	24	4,190	88,602	84,186	176,978	0,845	9,684	1,780	17,848	15,928	39,544	228,831
2011–2017 гг.	21	0,345	9,247	87,886	97,478	0,845	9,684	2,246	9,476	100,327	117,976	228,229
<b>1951–2017 гг.</b>	<b>92</b>	<b>84,523</b>	<b>1817,564</b>	<b>2702,080</b>	<b>4604,167</b>	<b>5,744</b>	<b>68,520</b>	<b>108,320</b>	<b>138,904</b>	<b>141,448</b>	<b>1081,63</b>	<b>5868,385</b>

Примечание: A, B<sub>1</sub>, C<sub>1</sub> – категории запасов УВ по степени промышленного освоения и геологической изученности согласно Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, ут. – условное топливо.

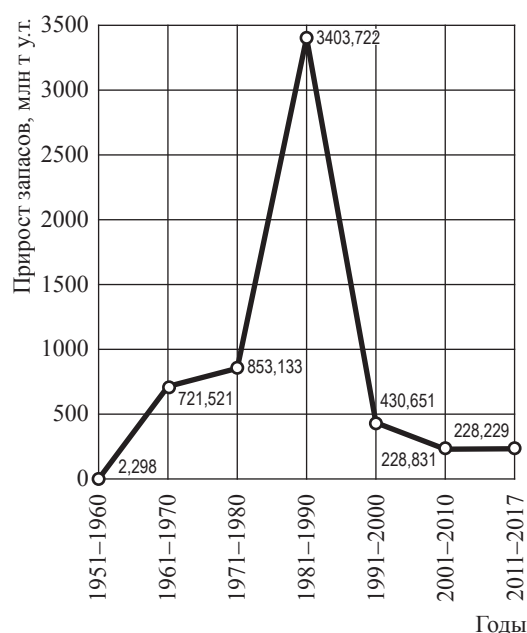


Рис. 3. Динамика интегрального прироста разведанных запасов УВ на месторождениях СП (по десятилетиям)

по запасам месторождения УВ. Фазовый состав УВ – газ, газовый конденсат, нефть. На многих площадях зафиксированы многочисленные нефтегазопроявления. В пределах Лено-Вилуйской синеклизы (Вилуйская НГО) в отложениях верхней перми – нижнего мела открыты 10 газосодержащих месторождений, всего в мегапровинции – соответственно 92.

В последние годы прирост запасов УВ в основном осуществлялся за счет доразведки месторождений, открытых в советское время. Большинство ранее открытых месторождений к настоящему времени существенно недоразведаны, здесь имеются резервы прироста разведанных запасов УВ [12].

Месторождения УВ СП многопластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные и ограниченные. Для них характерны интенсивная дизъюнктивная нарушенность и блоковое строение. Глубина залегания продуктивных горизонтов – 1,0...3,5 км.

Многие исследователи в качестве важнейшего источника УВ в Лено-Тунгусской НГП рассматривают глубокопогруженные обогащенные органическим веществом карбонатные толщи рифея. В карбонатных породах верхнего рифея выявлены крупные скопления УВ на вершине Камовского свода Байкитской антеклизы – Юрубчено-Тохомская зона нефтегазоаккумуляции (ЮТЗ). По запасам здесь



доминирует нефть (Куюмбинское и Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатные месторождения (НГКМ)). Коллекторами, вмещающими УВ, служат выходящие на предвендскую эродированную поверхность доломитизированные водорослевые известняки. Породы интенсивно изменены постседиментационными преобразованиями. Структура водорослевых компонентов различается с трудом, часто уничтожена полностью [13]. Пустотное пространство представлено порами и кавернами выщелачивания карбонатного материала, трещинами. Покрышками, экранирующими рифейские залежи УВ, служат аргиллиты и глинистые алевролиты нижнего венда.

Залегающие выше по разрезу терригенные отложения нижнего венда – основной газонефтеносный комплекс СП, в них сосредоточены основные запасы и ресурсы УВ. Коллекторами, вмещающими УВ, служат образованные в разнофациальных условиях пористые песчаники и алевролиты. В фазовом составе УВ резко доминирует газ. Месторождения различны по запасам – от мелких до уникальных. Наиболее крупные месторождения – Ковыктинское газоконденсатное (ГКМ) и Чайядинское НГКМ. Природные газонефтеносные резервуары, как правило, представляют собой структуры облекания различных по величине выступов пород фундамента и рифея, их величина определяется размерами подстилающих поднятий. На отдельных тектонических блоках многих месторождений абсолютные отметки газоводяного (ГВК), газонефтяного (ГНК) и водонефтяного (ВНК) контактов продуктивных пластов находятся на разных уровнях (рис. 4). Пласты-коллекторы, вмещающие УВ, характеризуются значительной латеральной и вертикальной литологической изменчивостью, что определяет большие вариации фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород. По мере удаления от сводов поднятий возрастают толщины терригенных пластов, в их составе увеличивается количество глинистого цемента, и, как следствие, ухудшаются ФЕС пород, образуются литологические экраны [14]. На глубинах свыше 3500...4000 м в породах отмечается наличие конформных и инкорпорационных контактов вдавливания зерен, существенно сокращается объем пустотного пространства под воздействием геостатического давления, породы интенсивно уплотнены. Локальными флюидоупорами служат аргиллиты и глинистые алевролиты.

Отложения верхнего венда – нижнего кембрия СП представлены доломитами. Их основной составной частью, как и в верхнем рифее, служат остатки известковых, доломитизированных сине-зеленых водорослей. Пласты-коллекторы залегают на вершинах приподнятых тектонических блоков. На склонах поднятий пористые доломиты замещаются плотными глинистыми доломитами.

Региональным флюидоупором, экранирующим залежи УВ, служит нижнекембрийская соленосная толща, за пределами ее распространения скоплений УВ не обнаружено [1, 3]. Не выявлены УВ и в надсолевых отложениях повсеместно.

В осадочном чехле СП широко распространены пластовые интрузии – траппы. Тектонодинамические подвижки на протяжении длительного времени формирования осадочного чехла платформы обусловили процессы перестроения, а также частичного или полного разрушения образованных ранее залежей УВ. Лено-Тунгусская провинция представляет собой существенно разрушенную УВ-систему с остаточной газо- и нефтеносностью в недрах, вследствие чего наблюдается небольшое число гигантских месторождений в южной части мегабассейна [5].

Макро- и микроскопическое изучение керна показало, что наиболее оптимальные условия формирования высокочемных терригенных и карбонатных газонефтеносных резервуаров существовали на вершинах выступавших в рельефе морского дна тектонических блоков во время мелководно-морских циклов осадконакопления. Эти зоны наиболее интенсивно подвержены гидродинамической, преимущественно волновой, переработке песчано-алевритовых осадков, что обусловило существенное увеличение первичного порового пространства и улучшило ФЕС пород [13]. На вершинах поднятий формировались высокопористые песчано-алевритовые тела, сложенные отсортированными зернами кварца и полевых шпатов с небольшим количеством цемента. В процессе карбонатного осадконакопления на вершинах приподнятых тектонических блоков формировались высокочемные водорослевые биогермы и биостромы [14].

Наиболее крупный недропользователь Восточной Сибири – ПАО «Газпром» – ведет ПРР в данном регионе с 2002 г. В период 2002–2017 гг. ПАО «Газпром» и его дочерними

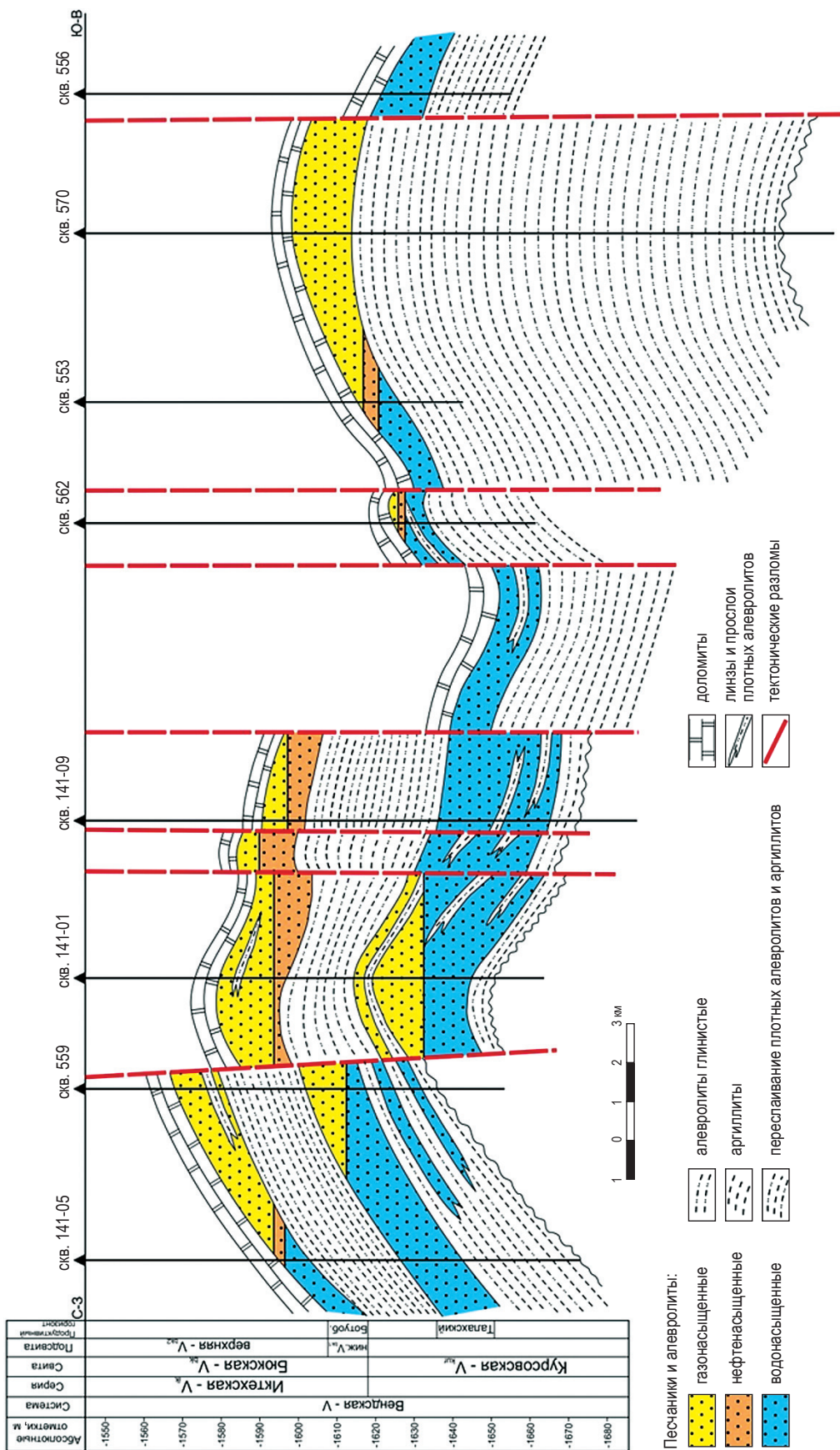


Рис. 4. Схематический геологический профильный разрез продуктивных отложений Таз-Юряхского НГКМ

предприятиями закончены строительством 136 поисковых и разведочных скважин. Суммарный объем бурения на лицензионных участках (ЛУ) составил 361,3 тыс. м, выполнен большой объем геофизических работ, открыты восемь новых месторождений УВ, подготовлено к промышленной эксплуатации Собинское НГКМ. Прирост разведанных запасов УВ на ЛУ акционерного общества в Восточной Сибири составил 1040,7 млн т у.т., в том числе газа – 1016,5 млрд м<sup>3</sup>. Основной прирост получен при доразведке ранее открытых месторождений – Чаяндинского НГКМ и Ковыктинского ГКМ (табл. 2, 3). Суммарный прирост запасов УВ на этих месторождениях составил 936,64 млн т у.т., газа – 914,90 млрд м<sup>3</sup>. На вновь открытых месторождениях успехи значительно более скромные.

Основной объем ГРП в настоящее время концентрируется в зоне газопровода «Сила Сибири». Чаяндинское НГКМ подготовлено к разработке и введено в эксплуатацию (декабрь 2019 г.). В период до конца 2021 г. намечено завершить доразведку открытых залежей УВ и подготовить к промышленной эксплуатации Ковыктинское месторождение. Необходима доразведка и подготовка к промышленной

эксплуатации месторождений-спутников: Верхневилучанского и Тас-Юряхского НГКМ, а также Чиканского, Соболюх-Неджелинского и Среднетюнговского ГКМ.

В Красноярском крае на ЛУ ПАО «Газпром» после 2002 г. в зоне Ангарских складок открыты четыре газосодержащих месторождения: Абаканское, Ильбокичское, Берямбинское, Восточно-Имбинское. Получен прирост запасов газа на Имбинском газовом месторождении. Месторождения средние и мелкие по запасам. Суммарные запасы по ним на 01.01.2018 составляют по категориям С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub> соответственно: газа – 58,192 и 74,18 млрд м<sup>3</sup>; газового конденсата – 0,265 и 0,65 млн т. На незначительном удалении расположено крупное Собинское НГКМ. Учитывая относительно высокоразвитую экономическую инфраструктуру этого района, целесообразно после доразведки базовых месторождений сформировать здесь субрегиональный центр газодобычи, для чего в 2020–2025 гг. завершить ГРП на ЛУ.

Большой объем ПРП выполнен на юго-западном склоне Камовского свода Байкитской антеклизы (Оморинский ЛУ) (рис. 5). До начала работ ПАО «Газпром» на Оморинском ЛУ (2005 г.) по результатам бурения и испытания

Таблица 2

**Приросты УВ по месторождениям, открытым ПАО «Газпром» в 2002–2017 гг.**

Месторождение	Газ, млрд м <sup>3</sup>	Конденсат (извлек.), млн т	Нефть (извлек.), млн т	Условное топливо, млн т
Берямбинское ГКМ	1,893	0,074		1,967
Чиканское ГКМ	39,257	1,564		40,821
Камовское нефтяное	0	0	0,787	0,787
Абаканское газовое	25,735	0		25,735
Ильбокичское ГКМ	12,77	0,235		13,005
Новоюдоконское ГКМ	0,858	0,081		0,939
Вост.-Имбинское газовое	5,157			5,157
Салаирское ГКМ	1,365	0,109		1,474
<b>Всего</b>	<b>87,035</b>	<b>2,063</b>	<b>0,787</b>	<b>89,885</b>

Таблица 3

**Приросты УВ по месторождениям, открытым до 2002 г.**

Месторождение	Газ, млрд м <sup>3</sup>	Конденсат (извлек.), млн т	Нефть (извлек.), млн т	Условное топливо, млн т
Чаяндинское НГКМ	620,195	8,719	7,011	635,925
Ковыктинское ГКМ	294,703	6,014	0	300,717
Собинское НГКМ	1,582	0,886	0,204	0,9
Имбинское газовое	12,571		0	12,571
Оморинское НГКМ	0,381	0,036	0,243	0,66
<b>Всего</b>	<b>929,432</b>	<b>13,883</b>	<b>7,458</b>	<b>950,773</b>

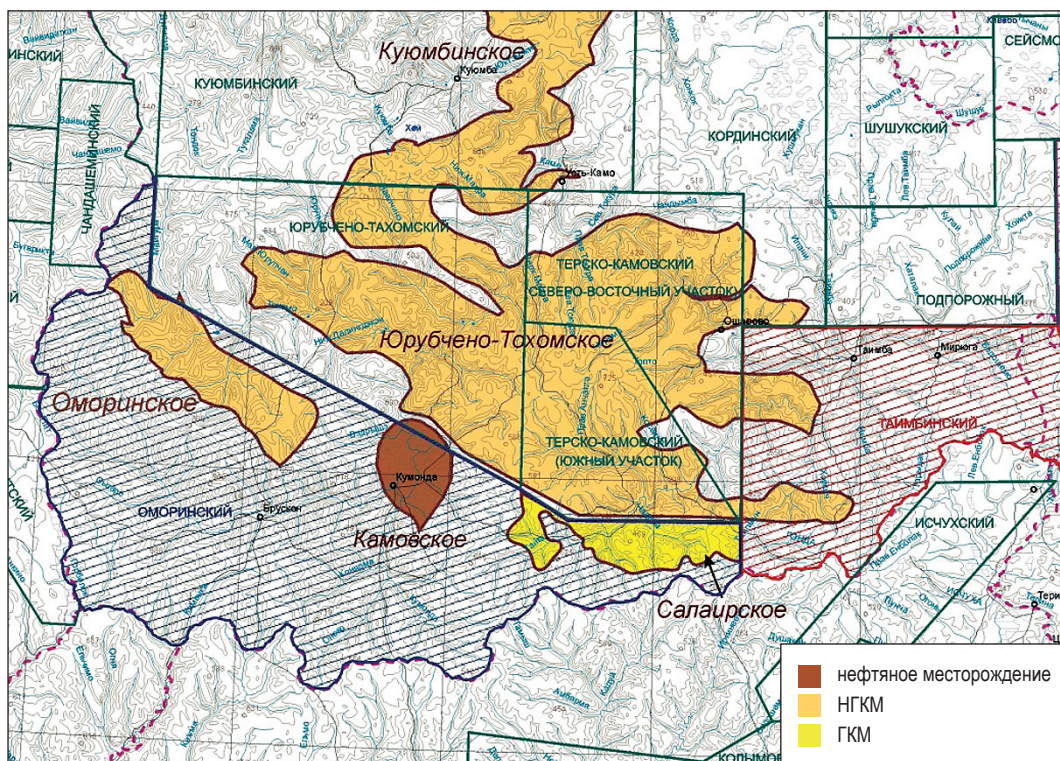


Рис. 5. Схема расположения Омуринского ЛУ (по материалам ООО «Газпром геологоразведка»)

двух параметрических (Ом-1, -3) и шести поисково-оценочных (Ом-2, -4, -5, -7, -8, -9) скважин открыто Омуринское НГКМ. Продуктивны два пласта оскобинской (пласт Б-VIII) и катангской (пласт Б-VII) свит венда. При испытании скважины Ом-10 из пласта Б-VIII-1 оскобинской свиты получен промышленный приток газа с конденсатом, открыта новая газоконденсатная залежь. Всего на Омуринском НГКМ ООО «Газпром геологоразведка» закончены строительством четыре скважины (Ом-10, -11, -12, -17). Прирост запасов газа по результатам работы ООО «Газпром геологоразведка» составил 0,381 млрд м<sup>3</sup>, конденсата (извлеч.) – 0,036 млн т, нефти – 0,66 млн т.

На других площадях Омуринского ЛУ также проводились поисковые работы. До 2002 г. одна глубокая скважина пробурена на Верхнетохомской площади и две скважины – на Верхнетайгинской площади. Притока УВ не получено. После 2005 г. помимо Омуринского месторождения в пределах Омуринского ЛУ ООО «Газпром геологоразведка» пробурены еще 12 скважин: Чегалбуканская-1; Верхне-Камовская-1; Платоновская-1, -2, -3; Верхне-Тайгинская-3, -4; Камовская-1, -2, -3; Салаирская-1, -2.

По результатам бурения промышленный приток нефти получен в скв. Камовская-1 из оскобинской свиты венда, открыто Камовское нефтяное месторождение. В скв. Камовская-2, -3 притоков УВ не получено. Притоки газа с конденсатом получены из двух пластов верхнего рифея в скв. Салаирская-1, открыто Салаирское ГКМ. В скв. Салаирская-2 притока УВ не получено.

Оба вновь открытых месторождения мелкие по запасам (< 1 млн т у.т.), расположены в присводовой части Камовского свода Байкитской антеклизы в непосредственной близости от высокопродуктивной ЮТЗ, расположенной на вершине Камовского свода. Вероятно, присводовая часть южного склона Камовского свода является зоной выклинивания продуктивных пластов, залегающих на вершине свода. На поисковых площадях, отстоящих от вершины Камовского свода, притоков УВ не получено. Всего к настоящему времени на Омуринском ЛУ пробурены 27 глубоких скважин (из них 12 на Омуринском НГКМ).

Анализ работ, выполненных ПАО «Газпром» в 2002–2017 гг., показал наличие сходных проблем ПРП для всего Восточно-Сибирского региона [11, 12]. Основной прирост запасов

УВ получен при доразведке ранее известных месторождений, расположенных на вершинах крупных тектонических поднятий. Большая часть вновь открытых месторождений относится к категории мелких. Объем приращиваемых запасов УВ за счет ГРП на новых ЛУ имеет тенденцию к снижению.

Объемы региональных работ на нефть и газ в Российской Федерации, к сожалению, также имеют тенденцию к снижению. Объем сейсморазведки МОГТ-2D с максимума в 2007 г. (55,5 тыс. км) сократился в 2017 г. до 14,5 тыс. км [11]. Объем параметрического бурения с максимума 17,4 тыс. м в 2013 г. снизился до минимума 0,4 тыс. м в 2016 г., в 2017 г. он составил 6,3 тыс. м. Компании в 2017 г. выполнили поисково-разведочное бурение в объеме примерно 1204 тыс. м, поисковый метраж составляет в среднем 57 %.

На территории СП в 2014–2017 гг. региональные работы за счет федерального бюджета проводились в Аргишко-Чунской зоне в пределах четырех крупных тектонических структур – на северо-восточном склоне Байкитской антеклизы, на южном борту Курейской синклизы, в северной части Катангской седловины и на северо-западном склоне Непско-Ботуобинской антеклизы. За это время выполнено параметрическое бурение объемом 2270 м, отработаны 4236 км сейсморазведки МОГТ-2D, 2492 км гравиразведки, 6527 км магнитотеллурического зондирования и зондирования становлением поля в ближней зоне [11].

Наиболее инвестиционно привлекательные участки, расположенные в зоне строящегося газопровода (Иркутская область, юг Якутии), уже распределены. Снижение интереса недропользователей к новым участкам в нераспределенном фонде объясняется невысокой эффективностью ведения ПРП в малоизученных зонах. В последние два десятилетия многие недропользователи практически бесплатно приватизировали сырьевую базу нефти и газа. Не имея достаточных финансовых средств для проведения необходимого объема работ, они ведут работы в небольших объемах, не выполняя полный цикл геологического изучения, либо не ведут работ вовсе. Для увеличения ресурсной базы строящегося стратегического газопровода в сложившейся ситуации целесообразно приобретение предприятиями ПАО «Газпром» не только месторождений нераспределенного

фонда, но и ранее открытых месторождений, на которых недропользователи в настоящее время практически не ведут ГРП. Со стороны государственных органов необходимо обязать недропользователей продолжить разведку месторождений, коммерческая ценность которых характеризуется как неопределенная. В дальнейшем понадобится вовлечение этих месторождений в промышленную эксплуатацию, в первую очередь тех, что расположены в зоне строящегося газопровода.

В качестве примера рассмотрим ситуацию на Ангаро-Ленском газоконденсатном и Левобережном газовом месторождениях, расположенных в пределах Ангаро-Ленской ступени (Иркутская обл., недропользователь ООО «Петромир»). Так, Ангаро-Ленское ГКМ открыто в 2006 г., на 01.01.2018 на государственном балансе числятся запасы свободного газа по категориям, млрд м<sup>3</sup>:  $C_1 - 1,512$ ;  $C_2 - 1220,086$ . Левобережное месторождение открыто в 2004 г., на 01.01.2018 на государственном балансе числятся запасы свободного газа по категориям, млрд м<sup>3</sup>:  $C_1 - 0,748$ ;  $C_2 - 50,977$ . Соотношения запасов категорий  $C_1$  и  $C_2$  на этих месторождениях явно спекулятивные. На протяжении многих лет эти соотношения не меняются, что свидетельствует об отсутствии разведочных работ на данных месторождениях. И такие примеры, к сожалению, в Восточной Сибири не единичны. Здесь государственным надзорным органам следует жестко придерживаться канадского правила: «работай или уходи» [15].

По мнению авторов, невысокая эффективность ПРП в Восточной Сибири обусловлена в основном следующими причинами:

- крайне сложным геологическим строением осадочного чехла СП, а именно наличием многочисленных разломов и литологических замещений, участков уплотнения природных резервуаров, пластовых интрузий;
- древностью продуктивных толщ. В породах длительное время протекали постседиментационные преобразования, сокращающие пустотное пространство, – ангидритизация, засоление, окремнение, кальцитизация, уплотнение под воздействием геостатического давления;
- большими геологическими рисками проведения ГРП в глубоко опущенных зонах (впадинах и прогибах) или на их бортах. Максимальные глубины,

на которых к настоящему времени в пределах СП выявлены залежи УВ, не превышают 3500 м (Чиканское ГКМ), «наилучшие» глубины распространения углеводородного сырья – 1,5...3,0 км;

- недостаточно высоким уровнем буровых работ и испытаний скважин. Многие скважины бурятся неоправданно долго (более года). Скважины, заложенные в наиболее приподнятых зонах тектонических структур, необходимо бурить до вскрытия перспективных горизонтов верхнего рифея, что выполняется не всегда;

- низкой степенью региональной изученности северной части Восточно-Сибирской мегапровинции;

- ведением ПРП практически всеми недропользователями, в том числе и ПАО «Газпром», в наиболее изученной южной части СП в зоне развития соленосной покрывки. Фонд крупных неразбуренных поднятий здесь исчерпан;

- завышенными оценками потенциальных и особенно перспективных ресурсов УВ, в ряде случаев низкой подтверждаемостью ресурсов категории  $C_3$ ;

- переразведкой многих площадей (Омринской, Берямбинской и др.);

- очень высокой стоимостью ГРП в Восточной Сибири;

- недостаточным финансированием региональных работ за счет госбюджета. Крайне низкие объемы региональных ГРП на огромной по площади малоизученной территории СП (более 3 млн км<sup>2</sup>) не позволяют однозначно оценить перспективы этой территории, не дают возможности компаниям перенести работы за пределы хорошо изученных районов, где не осталось неразбуренных крупных поднятий;

- границами ЛУ, как правило, проведенными формально и не учитывающими реальных границ геологических объектов. На смежных участках разными методами ПРП ведут разные недропользователи, обладающие неодинаковыми финансовыми и техническими возможностями.

Отметим специфику работ ПАО «Газпром» на территории Восточной Сибири. На момент их старта в 2002 г. фонд крупных положительных структур в южной части СП был уже исчерпан, бурение со сводов крупных поднятий переместилось в менее перспективные зоны. Дальнейшие ГРП на территории СП могут

осуществляться по трем территориальным направлениям:

- 1) в южных, наиболее освоенных и изученных районах СП. Здесь еще имеются резервы новых открытий, однако вероятность обнаружения месторождений УВ с запасами более 100 млн т у.т. невелика. В нераспределенном фонде имеются лишь малоперспективные ЛУ, на которых в лучшем случае возможны открытия средних и мелких месторождений УВ;

- 2) в малоизученных районах впадин и прогибов южной части СП на больших (свыше 3,5 км) глубинах. Однако геологические риски очень велики, целесообразность ГРП проблематична;

- 3) в центральных и северных малоизученных районах Восточной Сибири (к северу от ЮТЗ). Здесь резко возрастают геологические риски неполучения положительных результатов ПРП.

К настоящему времени в отношении территории южной части СП накоплен большой объем геолого-геофизической информации. В значительной степени изучены особенности геологического строения осадочного чехла и фундамента, условия формирования и закономерности пространственного размещения углеводородного сырья. Перспективными объектами дальнейших поисковых работ следует считать зоны сочленения крупных тектонических структур, где в условиях интенсивной дизъюнктивной нарушенности расположены различные по величине выступы пород фундамента и рифея прежде всего в зоне развития региональной соленосной покрывки. Перспективны (1) зона тройного сочленения Тунгусской синеклизы с Непско-Ботуобинской и Байкитской антеклизмами, а также с Турухано-Норильской грядой и (2) зона сочленения Вилюйской синеклизы и Алданской антеклизы. Эти территории должны служить первоочередными объектами дальнейших исследований (гравиметрическая и магнитная съемки, сейсморазведка МОГТ-2D, параметрическое бурение).

Значительную часть северной половины СП занимает Тунгусская синеклиза, где широко развиты терригенные и карбонатные отложения рифея мощностью до 4...5 км, но на глубинах более 4,5 км, а также мощные толщи палеозоя и триаса. На бортах Тунгусской синеклизы и на сводах крупных поднятий ее центральных районов рифейские отложения доступны для

глубокого бурения (3,5...4,5 км). Карбонатные отложения верхнего рифея северных районов СП могут не только генерировать УВ, но и служить природными резервуарами, вмещающими залежи газа, а возможно, и нефти. Вместе с тем здесь отсутствует соленосная покрывка кембрия.

Авторским коллективом ВНИГНИ [11] в качестве перспективного газонефтевно-го района для постановки региональных ГРП намечена Кочечумо-Мархинская рифогенная зона ранне-среднекембрийского возраста, расположенная на территориях Сюгджерской и Анабарской НГО в южной части Курейской синеклизы. Она установлена по данным бурения нескольких скважин, оказавшихся, однако, непродуктивными, выделяется по региональным профилям в южной части Курейской синеклизы. Ширина рифовой зоны 6...12 км, площадь – 25 тыс. км<sup>2</sup>, геологические ресурсы УВ по категории D<sub>2</sub> – 2,1 млрд т у.т. Здесь предполагается бурение трех параметрических скважин. Рифы перекрыты доломитами и доломитовыми мергелями майской свиты кембрия. Из описания разреза следует, что соленосные пласты нижнего кембрия, служащие в южных районах СП региональной покрывкой, на данной территории отсутствуют, что повышает геологические риски постановки ГРП.

Реально перспективное направление увеличения запасов УВ СП – комплексное изучение нетрадиционных коллекторов. Газонефтевно-ые резервуары многих месторождений имеют сложное трехчленное строение. Здесь присутствуют существенные резервы прироста запасов УВ. Пласты-коллекторы, вмещающие газ и нефть на месторождениях СП, не превышают 3...5 % мощности рифейно-нижнекембрийского подсолевого разреза, что очень немного (к примеру, на многих месторождениях Западной Сибири доля коллекторов в разрезе юры-сеномана доходит до 70...80 %). Около 90 % разреза составляют плотные и слабoporистые разновидности песчаников, алевролитов, доломитов, которые в подсолевом

разрезе служат промежуточными толщами рассеивания УВ. При использовании современных методов интенсификации притоков эти толщи могут служить резервом значительного увеличения разведанных запасов газа и нефти на месторождениях СП [16].

Для повышения эффективности ГРП необходимо:

- в ближайшие годы провести на территории Восточной Сибири обобщающие исследования по результатам ПРП в целях обоснования стратегии дальнейших поисков прежде всего крупных и крупнейших по запасам месторождений УВ (более 30 млн т у.т. каждое);

- разработать единую концепцию ведения дальнейших ПРП на газ и нефть в Восточно-Сибирской мегапровинции и на ее основе стратегическую программу ГРП до 2040 г.;

- значительно увеличить объемы региональных работ в малоизученных северных областях Восточной Сибири за счет государственного бюджета, пробурить до 2025 г. не менее пяти-шести параметрических скважин со вскрытием рифейского комплекса на 250...300 м. Без этого возобновление ПРП в Северо- и Южно-Тунгусской областях представляется нерациональным;

- обеспечить свободный доступ предприятий, ведущих ГРП, ко всей имеющейся геологической информации о территории региона, в том числе периода 1951–1992 гг., для ее обобщения;

- более тщательно подходить к оценке перспективных ресурсов локальных объектов и выбору их очередности для ввода в ПРП.

Объем сейсморазведочных работ и глубокого бурения, выполняемых в Восточной Сибири недропользователями и государством, недостаточен для получения существенных приростов разведанных запасов УВ. Открытие новых крупных месторождений УВ может быть сопряжено только со значительным увеличением объемов и расширением географии ведения ГРП, выполняемых в рамках единой стратегии опосредования малоизученной территории СП.

## Список литературы

1. Анциферов А.С. Геология нефти и газа Сибирской платформы / А.С. Анциферов, В.Е. Бакин, И.П. Варламов и др.; под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М.: Недра, 1981. – 552 с.
2. Конторович А.Э. Геологическое строение и условия формирования гигантской Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления в верхнем протерозое Сибирской платформы / А.Э. Конторович, А.Н. Изосимова, А.А. Конторович и др. // Геология и геофизика. – 1996. – Т. 37. – № 8. – С. 166–195.
3. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы / Н.В. Мельников // Стратиграфия, история развития. – Новосибирск: СО РАН, 2009. – 148 с.
4. Скоробогатов В.А. Сравнительная нефтегазовая геостатистика Западно-Сибирской и Восточно-Сибирской мегапровинций / В.А. Скоробогатов, Е.С. Давыдова // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 3 (19): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 33–43.
5. Скоробогатов В.А. Енисей-Ленская мегапровинция: формирование, размещение и прогнозирование месторождений углеводородов / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2017. – № 3. – С. 3–17.
6. Старосельцев В.С. Основные тектонические этапы формирования чехла Сибирской платформы в связи с нефтегазоносностью рифейских отложений / В.С. Старосельцев // Геология и геофизика. – 1996. – Т. 37. – № 8. – С. 206–212.
7. Трофимук А.А. Теоретические и прикладные вопросы цикличности осадконакопления / А.А. Трофимук, Ю.Н. Карогадин // Основные теоретические вопросы цикличности седиментогенеза. – М.: Наука, 1977. – С. 9–33.
8. Харахинов В.В. Новые данные о геологическом строении Куюмбинского месторождения Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления / В.В. Харахинов, В.Н. Нестеров, Е.П. Соколов и др. // Геология нефти и газа. – 2000. – № 5. – С. 12–20.
9. Шеин В.С. Тектоническое районирование и перспективы нефтегазоносности бассейнов Сибирской платформы / В.С. Шеин, Н.К. Фортунатова, С.В. Ивашко и др. // Геология нефти и газа. – 2013. – Спецвыпуск. – С. 64–88.
10. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы, Катангская седловина) / Г.Г. Шемин. – М.: СО РАН, 2007. – 467 с.
11. 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.
12. Скоробогатов В.А. Новая парадигма ведения поисково-разведочных работ на газ с целью развития минерально-сырьевой базы газодобычи в России в 2021–2040 гг. / В.А. Скоробогатов, В.В. Рыбальченко, Д.Я. Хабибулин и др. // Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения: тез. докл. IV Межд. науч.-практ. конф. 8–10 ноября 2017 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – С. 24–25.
13. Крючков В.Е. Литолого-фациальные особенности формирования карбонатных газонефтеносных резервуаров юга Сибирской платформы / В.Е. Крючков, С.Б. Коротков, А.Г. Медведев и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 3 (31): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 92–99.
14. Крючков В.Е. Литологические условия формирования, размещения и прогнозирования скоплений углеводородов в терригенных породах нижнего венда Сибирской платформы / В.Е. Крючков, А.А. Пензин // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 157–166.
15. Орлов В.П. О некоторых достижениях и проблемах отечественной геологии за 50 лет / В.П. Орлов // Минеральные ресурсы России. – 2016. – № 1–2. – С. 11–17.
16. Крючков В.Е. Перспективы увеличения разведанных запасов углеводородов Чайнинского нефтегазоконденсатного месторождения / В.Е. Крючков, А.А. Пензин // Вести газовой науки: – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – С. 34–39.



## Searching and prospecting hydrocarbons in Eastern Siberia: results, challenges, risks, and outlooks

V.Ye. Kryuchkov<sup>1\*</sup>, V.A. Skorobogatov<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: V\_Kryuchkov@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** Status of mineral reserves has the paramount importance for economic life of Russian Federation, especially it concerns with the amounts and structure of hydrocarbon reserves and undiscovered potential resources. In relation to searching hydrocarbons, East Siberia is a promising and the least studied region onshore Russia. Nowadays and in the nearest future, this region will provide main restocking of oil and gas reserves in Russia.

In Eastern Siberia, oil and gas have been searched and prospected for more than 70 years. Geological knowledge of the region is quite spotty. Southern part of Siberian platform has been studied best of all including lots of logging and drilling campaigns. Up to now, 93 hydrocarbon fields of various bigness categories (i.e., reserve amounts) have been discovered within the margins of Siberian platform.

The territory of Siberian platform is notable for quite elaborate structure of a sedimentary apron. Nearly all mineral developers carry geological prospecting in the most well-studied southern part of Siberian platform in a zone of saliferous cap. Extremely low amounts of regional geological surveys over the huge poorly studied territory of Siberian platform do not enable definite estimation of Siberian platform potential, and relocation of developers' works beyond the well-studied regions where a fund of big undrilled elevations is already exhausted.

Discoveries of new big hydrocarbon fields need considerable enlargement of amounts and geography of geological prospecting. Zones of symphysis of big tectonic structures should be considered promising, as there in conditions of intensive disjunctive fracturing there are the basement and Riphean horsebacks of different sizes, first of all, within the zone of the regional saliferous cap.

**Keywords:** Siberian platform, hydrocarbon fields, reserves, gas and oil presence, search, prospecting, outlooks.

### References

1. ANTSIFEROV, A.S., V.Ye. BAKIN, I.P. VARLAMOV et al. *Petroleum and gas geology of Siberian platform* [Geologiya nefii i gaza Sibirskoy platformy]. Eds.: A.S. KONTOROVICH, V.S. SURKOV, A.A. TROFIMUK. Moscow: Nedra, 1981. (Russ.).
2. KONTOROVICH, A.E., A.N. IZOSIMOVA, A.A. KONTOROVICH et al. Geological structure and provisions for generation of a gigantic Yurubchen-Tokhom zone of oil and gas accumulation in the Upper-Proterozoic layers of Siberian platform [Geologicheskoye stroyeniye i usloviya formirovaniya gigantskoy Yurubcheno-Tokhomskoy zony neftegazonakopleniya v verkhnem proterozoye Sibirskoy platformy]. *Geologiya i Geofizika*. 1996, vol. 37, no. 8, pp. 166–195. ISSN 0016-7886. (Russ.).
3. MELNIKOV, N.V. Vendian-Cambrian saliferous basin of Siberian platform [Vend-kembriyskiy solenosnyy basseyn Sibirskoy platformy]. In: *Stratigraphy, history* [Stratigrafiya, istoriya razvitiya]. Novosibirsk: Siberian branch of RAS, 2009. (Russ.).
4. SKOROBOGATOV, V.A., Ye.S. DAVYDOVA. Comparative oil and gas geostatistics of the Western Siberian and Eastern Siberian megaprovinces [Srvnitelnaya neftegazovaya geostatistika Zapadno-Sibirskoy i Vostochno-Sibirskoy megaprovintsiy]. *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.).
5. SKOROBOGATOV, V.A. Yenisey-Lena megaprovince: generation, location and prediction of hydrocarbon fields [Yenisey-Lenskaya megaprovintsiya: formirovaniye, razmeshcheniye i prognozirovaniye mestorozhdeniy uglevodorodov]. *Geologiya Nefii i Gaza*. 2017, no. 3, pp. 3–17. ISSN 0016-7894. (Russ.).
6. STAROSELTSEV, V.S. Main tectonic stages of Siberian platform mantle forming in relation to oil-gas presence in Riphean sediments [Osnovnyye tektonicheskiye etapy formirovaniya chekhla Sibirskoy platform v svyazi s neftegazonosnostyu rifeyskikh otlozheniy]. *Geologiya i Geofizika*. 1996, vol. 37, no. 8, pp. 206–212. ISSN 0016-7886. (Russ.).
7. TROFIMUK, A.A., Yu.N. KAROGODIN. Theoretical and applied questions of sedimentation periodicity [Teoreticheskiye i prikladnyye voprosy tsiklichnosti osadkonakopleniya]. In: *Main theoretical issues in circulation of sediment genesis* [Osnovnyye teoreticheskiye voprosy tsiklichnosti sedimentogeneza]. Moscow: Nauka, 1977, pp. 9–33. (Russ.).
8. KHARAKHARINOV, V.V., V.N. NESTEROV, Ye.P. SOKOLOV et al. New data on geological structure of Kuyumba field in the Yurubchen-Tokhom zone of oil and gas accumulation [Novyye dannyye o geologicheskom stroyenii Kuyumbinskogo mestorozhdeniya Yurubcheno\_tokhomskoy zony neftegazonakopleniya]. *Geologiya Nefii i Gaza*. 2000, no. 5, pp. 12–20. ISSN 0016-7894. (Russ.).

9. SHEIN, V.S., N.K. FORTUNATOVA, S.V. IVASHKO et al. Tectonic zoning and prospects for oil-gas-bearing capacity of basins of the Siberian platform [Tektonicheskoye rayonirovaniye i perspektivy neftegazonosnosti basseinov Sibirskoy platformy]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2013, spec. is., pp. 64–88. ISSN 0016-7894. (Russ.).
10. SHEMIN, G.G. *Geology and outlooks for Vendian and Lower Cambrian oil-gas-bearing capacity of Siberian Platform regarding its central regions (Nepa-Botuoba and Baykit anteklises, Katanga saddle)* [Geologiya i perspektivy neftegazonosnosti venda i nizhnego kembriya tsentralnykh rayonov Sibirskoy platform (Nepsko-Botuobinskaya, Baykitskaya anteklizy, Katangskaya sedlovina)]. Novosibirsk: Siberian branch of RAS, 2007. (Russ.).
11. VARLAMOV, A.I., A.P. AFANASENKOV, M.Yu. VITSENOVSKIY, et al. Status and ways to enlarge the base of raw hydrocarbons in Russian Federation [Sostoyaniye i puti narashchivaniya syryevoy basy uglevodorodov v Rossiyskoy Federatsii]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2018, no. 3, pp. 5–25. ISSN 0016-7894. (Russ.).
12. SKOROBOGATOV, V.A., V.V. RYBALCHENKO, D.Ya. KHABIBULLIN, et al. New paradigm of gas prospecting and exploration targeted at development of mineral raw material base for gas extraction in Russia in 2021–2049. In: *IV International Conference «World Gas Resources and Reserves and Advanced Development Technologies» (WGRR-2017): abstract of papers* [online]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017, pp. 19–20. Available from: [http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/wgr-2017\\_en.pdf](http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/wgr-2017_en.pdf)
13. KRYUCHKOV, V.Ye., S.B. KOROTKOV, A.G. MEDVEDEV, et al. Lithologic and phase features in generation of calcitic gas-oil-bearing reservoirs southward Siberian Platform [Litologo-fatsialnyye osobennosti formirovaniya karbonatnykh gazoneftenosnykh rezervuarov yuga Sibirskoy platformy]. *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. 92–99. ISSN 2306-9849. (Russ.).
14. KRYUCHKOV, V.Ye., A.A. PENZIN. Lithologic provisions for generation, location and forecast of hydrocarbon agglomerations in the terrigenous Lower-Vendian rocks of Siberian platform [Litologicheskiye usloviya formirovaniya, razmeshcheniya i prognozirovaniya skopleniy uglevodorodov v terrigennykh porodakh nizhnego venda Sibirskoy platformy]. *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. 157–166. ISSN 2306-9849. (Russ.).
15. ORLOV, V.P. On some achievements and issues of domestic geology during 50 years [O nekotorykh dostizheniyakh i problemakh otechestvennoy geologii za 50 let]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*. 2016, no. 1–2, pp. 11–17. ISSN 0869-3188. (Russ.).
16. KRYUCHKOV, V.Ye., A.A. PENZIN. Prospects to enlarge explored reserves of hydrocarbons at the Chayanda oil-gascondensate field [Perspektivy uvelicheniya razvedannykh zapasov uglevodorodov Chayandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016, no. 1 (25): Issues for resource provision of gasextractive regions of Russia, pp. 34–39. ISSN 2306-8949. (Russ.).

УДК 550.8(571.5)

## О целесообразности поисков месторождений углеводородов в малоизученных областях Восточной Сибири в период 2021–2040 гг.

Д.Я. Хабибуллин<sup>1</sup>, В.А. Скоробогатов<sup>2\*</sup>

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

<sup>2</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

\* E-mail: V\_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

**Тезисы.** К настоящему времени изученность большинства регионов суши России изменяется от средней и повышенной до очень высокой (до глубин 4,5...5,0 км), почти все эти регионы находятся на третьем или четвертом этапах освоения углеводородного потенциала недр.

В отличие от других регионов России эффективность поисково-разведочных работ в Восточной Сибири оказывается весьма низкой. Несмотря на бурение многих сотен поисковых скважин, к 2019 г. открыты всего 92 месторождения углеводородов (УВ), причем даже на обнаружение одного месторождения требовались по три-пять и более поисковых скважин, поскольку самые первые оказывались непродуктивными (по ряду причин). Главные причины недостаточно высокой (много меньше ожидавшейся) текущей и «накопленной» эффективности поисков и дальнейшей разведки новых месторождений, а часто и необоснованной переразведки в Восточной Сибири – чрезвычайно сложное тектоно-динамическое развитие и очень сложное современное геологическое строение недр Сибирской платформы (СП) и отдельных областей, районов, зон, локальных участков, а также древность залежей УВ, сохранившихся после многочисленных переформирований в ходе движений блоков по разломам, интенсивной магматической обработки венд-палеозойского осадочного чехла в триасе.

Наименее изученной частью СП остаются северо-западные области: Южно- и Северо-Тунгусская. Особенности геологического строения Южно- и Северо-Тунгусской областей, повышающие геологические риски: 1) наибольшая мощность рифея (3...4 км), малая мощность главного газонефтеносного комплекса СП – вендского; 2) значительная мощность (до 3...5 км) палеозойских карбонатных и терригенных пород выше кровли соленосного комплекса; 3) выклинивание пластов соли в северных районах СП; 4) очень значительная роль в разрезе осадочного чехла магматических внутриформационных, внутри- и межпластовых тел (силлов и др.); 5) высокий уровень катагенеза низов разреза (развиты тощие угли и антрациты, градации катагенеза – до АК<sub>1</sub>...АК<sub>2</sub>).

На севере Восточно-Сибирской мегапровинции необходимо продолжить и завершить региональный этап изучения недр. С этой целью до массовых поисков УВ следует провести еще один дополнительный региональный профиль глубинного сейсмического зондирования, кроме того, построить каркас из четырех-пяти новых параметрических скважин глубиной 5,5...6,5 км до кровли рифея для конструирования достоверной региональной мегамодели строения Курейской синеклизы и ее бортов в пределах Южно- и Северо-Тунгусской областей. Только после этого можно приступать к массовому лицензированию участков недр и поисковым работам (сейсмике, бурению).

Завершается первое двадцатилетие XXI в. (2001–2020 гг.), в течение которого главной задачей для нефтяной и газовой отраслей промышленности России было преодоление последствий кризисного десятилетия 1991–2000 гг. в сфере производства горючих ископаемых и развития минерально-сырьевой базы (МСБ) газо- и нефтесырьевой. В области поисково-разведочных работ (ППР) на суше России большинство крупных компаний в этот период сделали упор на разведку и доразведку давно открытых крупнейших по запасам месторождений углеводородов (УВ) и на поиски залежей в глубоких горизонтах этих месторождений [1–5]. Продолжались открытия новых месторождений на присахалинском шельфе и возобновились поиски в Карском море (в Обской губе и на приямальском шельфе).

В связи с ориентированием крупных компаний-операторов на разведку давно открытых месторождений общее число вновь открываемых месторождений на суше, особенно в Западной и Восточной Сибири, неуклонно снижалось, как и приросты

### Ключевые слова:

газ, нефть, поиски, запасы, ресурсы, месторождение, Восточная Сибирь, Северо- и Южно-Тунгусские области, перспективы.

разведанных запасов за счет «чистых» открытий. В последних публикациях авторов, да и многих других исследователей, подчеркивается необходимость возврата к массовым поискам на суше, повышения доли поискового бурения в общем объеме ПРР, увеличения числа поисковых площадей и скважин с целью создания стратегического задела для укрепления МСБ УВ и увеличения добычи газа, а также поддержания добычи нефти на уровне последних лет (2017–2018 гг.) – 550...560 млн т вместе с конденсатом. В связи с высокой инерционностью развития МСБ новые запасы должны готовиться заблаговременно до начала их освоения: на суше – за 8...15 лет; на шельфе – за 18...25 лет.

К настоящему времени на суше Северной Евразии (России) наименее изученным геофизическими работами и глубоким бурением остается Восточно-Сибирский регион в целом, приуроченный к одноименному осадочному мегабассейну, сложенному древними толщами: рифеом (переходный комплекс, преимущественно карбонаты), вендом (терригенным в низах, карбонатным в верхах), верхним вендом – карбонатным нижним кембрием (подсолевым), соленосно-карбонатной толщей нижнего-среднего кембрия, карбонатными и терригенными породами верхнего кембрия-силура, терригенно-карбонатным девоном и песчано-глинистыми угленосными отложениями карбона-перми. Венчает разрез трапповая – базальтовая – формация триасового возраста [6–11].

Для территории Северной Евразии (России) авторами оценена средняя структурно-буровая изученность нефтегазосного бассейна, %:

- европейские области – 65...85;
- Западная Сибирь (суша) – 60...70;
- Восточная Сибирь в целом / север – 35...40 / 3...10;
- наиболее перспективные районы на шельфе – 5...10.

К настоящему времени изученность большинства регионов суши России изменяется от средней и повышенной до очень высокой (до глубин 4,5...5,0 км). Почти все эти регионы находятся на III либо IV этапах освоения углеводородного потенциала (УВП) недр, для большинства из них II этап – открытия наиболее крупных месторождений – уже пройден [2, 12, 13].

Основные запасы и добыча свободного газа России и неоткрытые ресурсы – под будущие

геологоразведочные работы (ГРР) – сосредоточены на севере Западной Сибири (Ямало-Ненецкий автономный округ + Красноярский край и Южно-Карская область с губами и заливами) [14, 15]. Восточная Сибирь, несмотря на бурение большого числа параметрических, поисковых и разведочных скважин, пока не оправдывает надежд на масштабное развитие МСБ в ее пределах, и большой вопрос: оправдает ли вообще (в будущем)?

За все годы изучения геологического строения и нефтегазосности древней Сибирской платформы (СП) и приуроченных к ней Восточно-Сибирского мегабассейна (ВСМБ) и одноименной мегапровинции (ВСМП) в пределах СП пробурены не менее 2000 поисковых и разведочных скважин и открыты 92 месторождения. Множество поисковых скважин в пределах шести нефтегазосных областей (НГО) – Байкитской, Непско-Ботуобинской и др. – оказались непродуктивными (вода, «сухо») или низкопродуктивными (малые дебиты газа до 20...30 тыс. м<sup>3</sup>/сут с глубин 2...3 км, нефти – менее 5 т/сут) [1, 10, 13].

Тем не менее по проблемам нефтегазовой геологии СП за период более 60 лет (с 1955-го по 2019 г.) опубликованы многие сотни статей и десятки монографий большим числом исследователей, в том числе авторами настоящей работы [10, 11, 13, 14, 16, 17 и др.], однако обобщающих работ известно немного [6, 7, 10, 16, 18 и др.]. Еще меньше работ посвящены наименее изученным северо-западным областям СП [19–21].

Главные причины недостаточно высокой (много меньше ожидавшейся) текущей и «накопленной» эффективности ГРР в области поисков новых месторождений и их дальнейшей разведки, а часто и необоснованной переразведки в Восточной Сибири: чрезвычайно сложное тектоно-динамическое развитие и очень сложное современное геологическое строение недр СП и отдельных областей, районов, зон, локальных участков; древность залежей УВ, сохранившихся после многочисленных переформирований в ходе движений блоков по разломам, интенсивной магматической обработки венд-палеозойского осадочного чехла в триасе; развитие карбонатных толщ с малым содержанием рассеянного органического вещества (РОВ) и, как следствие, в целом невысоким битумогенерационным потенциалом подсолевого разреза; относительно

невысокий общий потенциал промышленного нефтегазонакопления и сохранности.

Фактически Енисей-Ленский осадочно-флюидалный нефтегазоносный мегабассейн следует рассматривать как в значительной степени разрушенную УВ-систему с остаточной газо- и нефтеносностью в недрах, вследствие чего и наблюдается такое малое число гигантских по запасам месторождений (более 300 млн т условного топлива (у.т.), геол.) – всего шесть в изученной южной части мегабассейна [10, 22].

Потенциальные ресурсы свободного газа Енисей-Ленской мегапровинции, согласно официальной оценке на 01.01.1993, составляют 38,4 трлн м<sup>3</sup>. Экспертами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» они оцениваются в интервале 24...26 трлн м<sup>3</sup>, причем это тоже оценка «сверху» – ее еще надо подтвердить, и хорошо, если к 2050 г. начальные потенциальные ресурсы (НПР) газа, переведенные в начальные запасы, достигнут 15...16 трлн м<sup>3</sup>.

По данным восточносибирских геологов, после 2000 г. стандартный прирост разведанных запасов УВ на одну удачную скважину составляет около 3 млн т у.т. (извлек.), что намного ниже, чем, например, на газоносном севере Западно-Сибирской мегапровинции (более 10 млн т у.т.). Если же учитывать, что одна продуктивная скважина приходится в среднем на одну-две непродуктивные (водоносные, «сухие»), то в целом по Восточной Сибири эффективность ПРР сопоставима с таковой, например, в Северном море, где средняя эффективность составляет 1 млн т у.т. на одну поисковую/разведочную скважину (IV – поздний – этап освоения УВП недр Североморского

бассейна, открытие в последнее десятилетие только мелких месторождений).

К основным проблемам, осложняющим всем компаниям-операторам поиск и разведку на современном этапе освоения недр России, относятся следующие:

- исчерпание возможностей открытия новых достаточно крупных месторождений и залежей УВ в пределах старых – традиционных – областей и районов (Европа, Западная Сибирь, суша);
- невозможность открытия новых областей крупного газо- и особенно нефтенакопления на суше;
- невысокая достоверность прогнозных ресурсов УВ и низкое качество нераспределенной ресурсной базы в восточных регионах, повсеместное завышение перспективных ресурсов кат. D<sub>0</sub> (в три-пять раз против реальных, существующих в недрах);
- сложность поисковых объектов на суше, большие глубины, жесткие термобарические условия локализации УВ-скоплений, в большинстве случаев низкие добывные возможности залежей газа и особенно нефти.

Отсутствие инфраструктуры и реальных потребителей (в России) на юге Восточной Сибири более двух десятилетий задерживало полноценную разведку и подготовку к промышленному освоению даже гигантских месторождений УВ (Чаяндинского, Ковыктинского, Юрубчено-Тохомского и др.).

Современная изученность областей ВСМП абсолютно неоднородна. Экспертная оценка ООО «Газпром ВНИИГАЗ» представлена в табл. 1.

Таблица 1

**Геолого-геофизическая, площадная и структурно-буровая изученность недр до кровли рифея / кристаллического фундамента применительно к важнейшим фактическим и перспективным НГО и районам (НГР)**

НГО / НГР	Изученность, %	Риск неоткрытия крупных и средних месторождений	
		уровень	причина
Непско-Ботуобинская	65...70	Средний	Высокая изученность
Байкитская	60...65	Высокий	
Ангаро-Ленская	55...60	Средний	
Катангская	50...55	Высокий	
Приангарский	40...45		Большие глубины
Сюдджерская (малоперспективная)	25...30		Неблагоприятные геологические условия
Южно-Тунгусская	20...25	Очень высокий	Высокий магматизм
Присяяно-Енисейская (малоперспективная)	< 10		Очень большие глубины
Северо-Тунгусская	5		

Северная половина древней СП (Северо-Тунгусская НГО, северная часть Катангской НГО, Сюдджерская и Анабарская НГО) характеризуется крайне слабой геологической изученностью, очень сложным геологическим строением, большими глубинами залегания перспективных газонефтеносных горизонтов, практически полным отсутствием инфраструктуры и, соответственно, очень высокой стоимостью ПРР/ГРР.

В Южно-Тунгусской НГО выполнен относительно большой объем ГРР, прежде всего сейсмики, пробурены 75 поисковых скважин, открыты четыре месторождения УВ – Моктаконское, Таначинское и др., однако на государственный баланс запасы не поставлены (по неизвестным причинам). Залежи УВ приурочены к нижне-среднекембрийским карбонатным построикам. Показательно, что при бурении на каждом месторождении от двух до семи поисковых скважин продуктивными оказывались одна-две.

В Северо-Тунгусской НГО сейсмические работы проведены в крайне ограниченном объеме, в ее центральной части пробурены всего пять глубоких скважин, залежей УВ не обнаружено.

Известно, что при 40%-ной площадной структурно-буровой изученности крупных и средних структур I...II порядков (сводов, валов, куполовидных поднятий) значительные по запасам месторождения УВ уже не открываются, а при 55...60%-ной резко снижается эффективность поисков вообще (обнаруживают отдельные крупные и средние и множество мелких месторождений). Весьма вероятно, что при достигнутой степени структурно-буровой изученности южной половины ВСМП открытие новых крупнейших (>100 млрд м<sup>3</sup>) и даже крупных (30...100 млрд м<sup>3</sup>) газосодержащих месторождений становится маловероятным, а месторождений крупностью 200...300 млрд м<sup>3</sup> – почти невероятным событием при дальнейших ПРР. В качестве поисковых объектов остаются северные перспективно газонефтеносные области.

ПАО «Газпром» вышло в Восточную Сибирь в 2003 г. с целью создания МСБ газодобычи в Сибири и на Дальнем Востоке в рамках стратегической Восточной программы, разработанной в 2007–2009 гг. В настоящее время завершена доразведка Чаяндинского месторождения, на Ковыктинском месторождении

геологоразведочные работы продолжаются. Поиски новых месторождений предприятиями акционерного общества были сосредоточены в южной части Красноярского края, в ближнем ареале Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения.

С получением ряда поисковых и «сквозных» лицензий на новые лицензионные участки недр в их пределах были развернуты ПРР, в результате которых в период 2007–2018 гг. обнаружены восемь месторождений типа газоконденсатных и газоконденсатонефтяных и одно нефтяное (мелкое). К крупным относится Чиканское газоконденсатное месторождение (более 30 млрд м<sup>3</sup>), два являются средними (Ильбокичское и Абаканское), остальные – мелкими.

За эти годы по вновь открытым месторождениям общий прирост разведанных запасов кат. А+В<sub>1</sub>+С<sub>1</sub> составил менее 200 млрд м<sup>3</sup> (плюс 100 млрд м<sup>3</sup> кат. В<sub>2</sub>+С<sub>2</sub>). Ряд поисковых скважин оказались водоносными или «сухими», при этом на юго-западе Якутии предприятиями ПАО «Газпром» не было открыто ни одного нового крупного месторождения, в Иркутской области открыто только Чиканское. Происходила масштабная доразведка ранее открытых месторождений. По-видимому, между тремя мощными центрами газо- и нефтенакпления – Юрубчено-Тохомским (нефти больше, чем газа), Чаяндинским (газа больше, чем нефти) и Ковыктинским (только газ) большинство (если не все) месторождений крупнее 80...100 млн т у.т. уже выявлены.

Среди нерешенных до настоящего времени проблем нефтегазовой геологии в целом ВСМБ (ВСМП) следующие:

- отсутствует единая унифицированная литолого-стратиграфическая схема венда с межобластной корреляцией выделенных свит: в каждой области (крае) своя схема, одни и те же толщи (свиты) называются по-разному;
- полноценно не изучено влияние магматической деятельности на нефтегазоносность подсолевых толщ по всем областям;
- не решена проблема промышленной газо- и особенно нефтеносности надсолевого палеозоя для всех областей СП, а также рифея в районах его распространения;
- не исследована в полной мере роль разломов в формировании, эволюционной сохранности и размещении УВ-скоплений в объеме осадочного чехла ВСМБ;

- не решена проблема подтверждаемости запасов кат.  $V_2+C_2$  в процессе доразведки залежей. Представляется, что для многих месторождений эти запасы резко и необоснованно завышены, а фактическая подтверждаемость официальных предварительных оценок запасов окажется невысокой (0,2...0,3);

- слабо исследован комплекс проблем, связанных с онтогенезом УВ в рифей-вендской толще пород: неизвестны битумогенерирующие толщи, время формирования УВ-сырья, особенности миграции, консервационный потенциал и многое другое;

- остаются неясными истинные перспективы нефтегазоносности малоизученных районов на юге мегапровинции и всей ее северной половины;

- официальные данные о НПП газа и нефти нуждаются в переоценке и уточнении;

- отсутствуют высокоперспективные объекты с реальными значительными перспективными ресурсами УВ ( $D_0$ ,  $D_n$ ) – более 100 млн т у.т.

Встает вопрос: где же искать оставшиеся неоткрытыми (в масштабах всей мегапровинции) гигантские и крупнейшие (более 100 млрд м<sup>3</sup>) месторождения – в пределах Лено-Тунгусской провинции? Реально областями, где открытия подобных месторождений имеют среднюю вероятность, остаются Южно- и Северо-Тунгусская (до 40 % всей площади ВСМП без ареала Анабарского кристаллического массива). Тем не менее геологические риски повышаются в связи с некоторыми особенностями геологического строения последних, а именно:

- 1) наибольшей мощностью рифея (3...4 км), малой мощностью и даже отсутствием (в отдельных районах) главного газонефтеносного комплекса СП – вендского;

- 2) значительной мощностью – до 3...5 км – палеозойских карбонатных и терригенных пород (выше кровли соленосного комплекса);

- 3) выклиниванием пластов соли в северных районах, к северу от р. Нижней Тунгуски. Между тем, известно: нет покрывки – нет газа (большого), а соль – самая надежная покрывка для УВ;

- 4) очень значительной ролью в разрезе осадочного чехла магматических внутрiformационных, внутри- и межпластовых тел (слоев и др.), которые, кроме того, плащеобразно покрывают и всю поверхность большинства

областей (платобазальты мощностью до нескольких сотен метров). В Южно-Тунгусской области в объеме осадочного чехла магматические образования занимают 30...40 % (какой же в подобных условиях может быть сохранность и газа, и нефти?);

- 5) высоким уровнем катагенеза низов разреза (развиты тощие угли, антрациты, градации катагенеза до  $AK_1$ ... $AK_2$ ), что неблагоприятно даже для газа (нефть вообще разрушается);

- 6) тектонической приуроченностью северных областей к ареалу обширной Курейской синеклизы – эпицентру осадконакопления всей СП (без Вилюйской впадины), где породы венда и рифея погружаются на большие глубины (5...7 км и более).

Области севера Восточной Сибири – Северо-Тунгусская НГО, Южно-Тунгусская НГО, а также северная часть Катанской НГО – традиционно считаются перспективными. По официальным оценкам, потенциальные ресурсы свободного газа по этим трем областям превышают 10 трлн м<sup>3</sup> [14], по оценке ООО «Газпром ВНИИГАЗ» – 5 трлн м<sup>3</sup> [10].

Большая часть севера территории СП характеризуется слабой геолого-геофизической изученностью и отнесена к нераспределенному фонду. Тем не менее здесь числится достаточно большое количество локальных объектов с оценкой ресурсов по кат.  $D_n$  (выявленные ловушки), несколько структур подготовлены к поисковому бурению (кат.  $D_0$ ), из них наибольшее количество структур расположено в Южно-Тунгусской НГО. Здесь разбурены 12 площадей, однако промышленных месторождений пока не открыто.

Помимо низкой изученности, основным тормозом старта освоения севера ВСМП являются отсутствие инфраструктуры, а также большая удаленность объектов от Единой системы газоснабжения и строящейся системы газопроводов. На севере ВСМП необходимо продолжить и завершить региональный этап изучения недр. С этой целью до массовых поисков УВ следует провести региональный профиль глубинного сейсмического зондирования с юго-юго-востока на северо-северо-запад, пересекающий центр Курейской синеклизы, и, кроме того, для построения достоверной региональной мегамоделли строения синеклизы и ее склонов в пределах Южно- и Северо-Тунгусской НГО построить каркас из четырех-пяти

Таблица 2

**Оценка вероятностей открытия новых газосодержащих месторождений различной крупности в регионах Восточной Сибири, находящихся на разных этапах освоения УВП**

Вероятность реализации прогноза, %	Юг ВСМП		Север ВСМП – Южно- и Северо-Тунгусская НГО (Ia)
	ареалы сводов (III)	склоны и впадины (II)	
0...20 (очень низкая)	–	–	СГ
20...40 (низкая)	–	–	Г
40...60 (средняя)	К	–	Кр
60...80 (высокая)	С	К	К, С
80...100 (очень высокая)	М	С, М	–

*Примечания.*

1. Дифференциация месторождений по крупности: У – уникальные по запасам свободного газа (> 3 трлн м<sup>3</sup>); СГ – сверхгигантские (> 1,0 трлн м<sup>3</sup>); Г – гигантские (0,3 трлн м<sup>3</sup>); Кр – крупнейшие (100...300 млрд м<sup>3</sup>); К – крупные (30...100 млрд м<sup>3</sup>); С – средние (3...30 млрд м<sup>3</sup>); М – мелкие (< 10 млрд м<sup>3</sup>).

2. Этапы освоения УВП: Ia – начальный подэтап; II – открытия наиболее крупных месторождений; III – «зрелый».

Таблица 3

**Экспертная оценка уровней рисков при планировании и проведении ПРР в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке (СП и Лено-Вилейская впадина):**  
**ОВ – очень высокий; В – высокий; С – средний; Н – низкий**

Риск	Красноярский край (север)			Иркутская область		Саха-Якутия	
	рифей	венд – нижний кембрий	надсолевые отложения	венд	нижний кембрий	юго-запад	Лено-Вилей
<b>I. Геологические риски</b>							
Неоткрытия месторождений	ОВ	С	В	Н	С	Н/С	С
Неподтверждаемости ресурсов (при открытии месторождений)	В	В	В	Н/С	Н/С	С	С
Разведочный (в отношении подтверждаемости запасов кат. С <sub>2</sub> )	С	С	В	В	С	В	С
Добычной (в отношении фильтрационно-емкостных свойств и дебитов при испытании скважин)	В	Н	С	С	С	С	В
<b>II. Техничко-технологические риски</b>							
При бурении ПР-скважин	В	С	Н	С	С	С	В
При освоении и добыче	В	С	С	С	С	С	С

дополнительных параметрических скважин глубиной 5,5...6,5 км до кровли рифея. Только после этого можно будет приступать к массовому лицензированию участков недр и поисковым работам (сейсмике, бурению), но только по перспективным направлениям ГРР и с обоснованным выбором наиболее выигрышных объектов (табл. 2, 3).

Общая стратегия развития МСБ газодобычи ПАО «Газпром» до 2050 г. должна исходить из разумного сочетания ГРР на суше, в наиболее перспективных областях Сибири (Западной и Восточной) и Дальнего Востока, и на ближнем шельфе [23, 24]. Главный посыл: не нужно лишиться приростов новых, в ближней перспективе не востребуемых, запасов как на суше, так и особенно на шельфе арктических морей, не стоит «омертвлять» капиталовложения в ПРР на многие десятилетия.

\*\*\*

Таким образом, развитие газовой и нефтяной отраслей промышленности России в первой половине XXI в. будет определяться освоением УВП недр малоизученных регионов Сибири и Дальнего Востока (суша), шельфов арктических и дальневосточных морей. Дальнейшие ПРР в районах к востоку от р. Енисей связаны со средними, повышенными и высокими рисками неполучения удовлетворительных результатов в виде открытий новых достаточно крупных газосодержащих месторождений и приростов разведанных запасов УВ. Однако на суше России уже не остается малоизученных глубоким бурением регионов и областей со значительными прогнозными ресурсами свободного газа и жидких УВ (на уровне 15...20 млрд т у.т.), имеющими реальные



перспективы подтверждения. В силу этого поиски и разведка промышленных месторождений и залежей УВ в Восточной Сибири в ближайшие два десятилетия должны продолжаться, но выбирать направления и конкретные поисковые объекты нужно с учетом геологических, географических, технологических и экологических рисков.

К массовому лицензированию участков недр и поисковым работам целесообразно приступать только после завершения регионального этапа изучения недр севера СП, уточнения потенциальных ресурсов УВ и обоснования эффективных направлений поисков месторождений УВ в породах венда-палеозоя северо-западной части ВСМП.

## Список литературы

1. Крючков В.Е. Подготовка и освоение сырьевой базы газодобычи в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке: проблемы и перспективы / В.Е. Крючков, Ю.Б. Силантьев, В.А. Скоробогатов // Газовая промышленность. – 2015. – № 5. – С. 12–17.
2. 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. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 33–45.
3. 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. – № 4с: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 45–57.
4. Рыбальченко В.В. Поиски и разведка месторождений и залежей углеводородов предприятиями ПАО «Газпром» в России / В.В. Рыбальченко, А.Е. Рыжов и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 46–57.
5. 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. – № 4с: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 67–73.
6. Анциферов А.С. Геология нефти и газа Сибирской платформы / А.С. Анциферов, В.Е. Бакин, И.П. Варламов и др. / под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М.: Недра, 1981. – 450 с.
7. Гришин М.П. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры нефтегазоносных провинций Сибирской платформы / М.П. Гришин, В.С. Старосельцев, В.С. Сурков и др.; под ред. В.С. Суркова. – М.: Недра, 1987. – 204 с.
8. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы. Стратиграфия, история развития / Н.В. Мельников. – Новосибирск: СО РАН, 2009. – 148 с.
9. Сурков В.С. Рифтогенез и нефтегазоносные бассейны Сибири / В.С. Сурков // Геология нефти и газа. – 1998. – № 11. – С. 33–36.
10. Скоробогатов В.А. Енисей-Ленская мегапровинция: формирование, размещение и прогнозирование месторождений углеводородов / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2017. – № 3. – С. 3–17.
11. 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.
12. 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.
13. 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.
14. Варламов А.И. Количественная оценка ресурсного потенциала углеводородного сырья России и ближайшие перспективы наращивания его разведанной части / А.И. Варламов, А.П. Афанасенков, М.И. Лоджевская и др. // Геология нефти и газа. – 2013. – Спецвыпуск. – С. 4–13.
15. Скоробогатов В.А. Сравнительная нефтегазовая геостатистика Западно-Сибирской и Восточно-Сибирской мегапровинций / В.А. Скоробогатов, Е.С. Давыдова // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 3 (19): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – С. 33–43.

16. 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.
17. Карнаухов С.М. Западно-Сибирский и Восточно-Сибирский осадочные мегабассейны: сравнительная характеристика геологического строения, онтогенеза углеводородов, запасов и ресурсов газа и нефти / С.М. Карнаухов, В.А. Скоробогатов // Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса: тезисы докл. IX Всероссийской научн.-техн. конф. – М.: РГУНГ, 2012. – Ч. I. – Секции 1–4. – С. 8–10.
18. Шеин В.С. Тектоническое районирование и перспективы нефтегазоносности бассейнов Сибирской платформы / В.С. Шеин, Н.К. Фортунатова, С.В. Ивашко и др. // Геология нефти и газа. – 2013. – Спецвыпуск. – С. 64–88.
19. Гордеева А.В. Критерии прогноза нефтегазоносности Южно-Тунгусской области с высоким развитием траппового магматизма (Лено-Тунгусская провинция): автореф. дис. ... к.т.н. – Новосибирск, 2014. – 17 с.
20. Иванов Ю.А. Новые аспекты перспектив нефтегазоносности северных районов Сибирской платформы / Ю.А. Иванов, И.П. Мясникова // Геология нефти и газа. – 2000. – № 4. – С. 33–40.
21. Фролов С.В. Нефтегазоносные комплексы севера Лено-Тунгусского бассейна / С.В. Фролов, Е.А. Бакай, Е.Е. Карнюшина и др. // Геология нефти и газа. – 2013. – № 3. – С. 63–75.
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. Парасына В.С. Стратегические и тактические направления развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности России в первые десятилетия XXI века / В.С. Парасына, В.С. Коваленко, С.Н. Сивков и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 2006. – № 3–4. – С. 4–8.
24. 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.

## On expediency to search hydrocarbon fields in poorly studied regions of Eastern Siberia in 2021–2040

D.Ya. Khabibullin<sup>1</sup>, V.A. Skorobogatov<sup>2\*</sup>

<sup>1</sup> Gazprom PJSC, BOX 1255, St. Petersburg, 190900, Russian Federation

<sup>2</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: V\_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** To date, exploration maturity of most onshore regions of Russia varies from medium and higher degrees to a very high degree (down to depths of 4,5...5,0 km); almost all these regions are at third or fourth stages of development of the hydrocarbon potential.

Unlike other regions of Russia, efficiency of searching and prospecting works in Eastern Siberia is quite low. In spite of many hundreds wildcat wells, there were only 92 discovered hydrocarbon fields up to 2019; at that, even one discovered field needed from 3 to 5 and more wildcats, as the first ones used to be unproductive (due to many reasons). The main reasons for modest (much less than it was expected) current and cumulative efficacy of searching and further prospecting of new fields (sometimes it was improper re-prospecting) in Eastern Siberia are (1) the especially complicated tectonic-dynamical evolution and complicated modern geological subsoil structure of Siberian platform and its separate zones, sites and areas, as well as (2) ancientness of hydrocarbon deposits which have survived after multiple reforming in course of blocks travelling along the fault lines, and (3) intensive abysmal processing of a Vendian-Paleozoic sedimentary apron during Triassic period.

The least studied areas locate at the north-west of Siberian platform, namely they are Southern Tungus and Northern Tungus regions. There are some peculiar features of their geological structure that increase geological risks, namely: 1) the utmost thickness of Riphean deposits (3...4 km), modest thickness of the main oil-gas-bearing Vendian complex of Siberian platform; 2) considerable thickness (up to 3...5 km) of Paleozoic calciferous and terrigenous rocks located above a roof of a saliferous complex; 3) pinching-out of salt layers in the northern areas of Siberian platform; 4) a very important role of abyssal intra-formation, intra- and inter-layer bodies (intrusive

sheets, etc.) within the sedimentary section; 5) high level of katagenesis at the bottom of the sedimentary section (advanced semi-anthracites and anthracites; up to AK<sub>1</sub>...AK<sub>2</sub> grades of katagenesis).

A regional stage of subsoil studies at the north of Eastern-Siberian megaprovince must be continued and then finished. For said purpose, an additional regional depth-sounding profile is needful before mass searching of hydrocarbons starts. Besides, a frame of either four, or five parametric wells 5,5...6,5 km deep should be built down to the Riphean roof in order to design a valid regional megamodel of Kureyskaya syncline and its borders within the margins of Southern Tungus and Northern Tungus regions. Only after that wide licensing of subsoil sites and prospecting (logging, drilling) could begin.

**Keywords:** gas, oil, search, reserves, resources, fields, Eastern Siberia, Northern and Southern Tungus regions, outlooks.

## References

1. KRYUCHKOV, V.Ye., Yu.B. SILANTYEV, V.A. SKOROBOGATOV. Preparation and development of raw materials for gas production in Eastern Siberia and at the Far East: issues and prospects [Podgotovka i osvoyeniye syryevoy bazy gazodobychi v Vostochnoy Sibiri i na Dalnem Vostoke: problemy i perspektivy]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2015, no. 5, pp. 12–17. ISSN 0016-7894. (Russ.).
2. 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 Rossi i PAO "Gazprom": 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. 33–45. ISSN 2306-9849. (Russ.).
3. 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 70<sup>th</sup> anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 45–57. ISSN 0016-7894. (Russ.).
4. 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.).
5. 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 70<sup>th</sup> anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 67–73. ISSN 0016-7894. (Russ.).
6. ANTSIFEROV, A.S., V.Ye. BAKIN, I.P. VARLAMOV et al. *Petroleum and gas geology of Siberian platform* [Geologiya nefti i gaza Sibirskoy platformy]. Eds.: A.S. KONTOROVICH, V.S. SURKOV, A.A. TROFIMUK. Moscow: Nedra, 1981. (Russ.).
7. GRISHIN, M.P., V.S. STAROSEL'TSEV, V.S. SURKOV (ed.), et al. *Megacomplexes and abyssal structure of lithosphere in oil-gas-bearing provinces at Siberian platform* [Megakompleksy i glubinnaya struktura zemnoy kory neftegazonosnykh provintsiy Sibirskoy platformy]. Moscow: Nedra, 1987. (Russ.).
8. MELNIKOV, N.V. Vendian-Cambrian saliferous basin of Siberian platform [Vend-kembriyskiy solenosnyy basseyn Sibirskoy platformy]. In: *Stratigraphy, history* [Stratigrafiya, istoriya razvitiya]. Novosibirsk: Siberian branch of RAS, 2009. (Russ.).
9. SURKOV, V.S. Rifting and oil-gas-bearing basins at Siberia [Riftogenez i neftegazonosnyye basseyny Sibiri]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 1998, no. 11, pp. 33–36. ISSN 0016-7894. (Russ.).
10. SKOROBOGATOV, V.A. Yenisey-Lena megaprovince: generation, location and prediction of hydrocarbon fields [Yenisey-Lenskaya megaprovintsiya: formirovaniye, razmeshcheniye i prognozirovaniye mestorozhdeniy uglevodorodov]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2017, no. 3, pp. 3–17. ISSN 0016-7894. (Russ.).
11. 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.).
12. 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.).
13. 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 megaprovintsiy]. *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.).

14. VARLAMOV, A.I., A.P. AFANASENKOV, M.I. LODZHEVSKAYA et al. Quantitative assessment of resource potential of raw hydrocarbons in Russia, and the nearest outlooks to increase its assured part [Kolichestvennaya otsenka resursnogo potentsiala uglevodorodnogo syr'ya Rossii i blizhayshiyeh perspektivy narashchivaniya yego razvedannoy chasti]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2013, special is., pp. 4–13. ISSN 0016-7894. (Russ.).
15. SKOROBOGATOV, V.A., Ye.S. DAVYDOVA. Comparative oil and gas geostatistics of the Western Siberian and Eastern Siberian megaprovinces [Srvnittel'naya neftegazovaya geostatistika Zapadno-Sibirskoy i Vostochno-Sibirskoy megaprovintsiy]. *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.).
16. 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 syr'yevoy bazy uglevodorodov]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*. 2017, no. 3, pp. 19–40. ISSN 0869-3188. (Russ.).
17. KARNAUKHOV, S.M., V.A. SKOROBOGATOV. Western-Siberian and Eastern-Siberian sedimentary megabasins: comparative characteristic of geological structure, ontogenesis of hydrocarbons, gas and oil reserves and resources [Zapadno-Sibirskiy i Vostochno-Sibirskiy osadochnyye megabasseyne: sravnitel'naya kharakteristika geologicheskogo stroyeniya, ontogeneza uglevodorodov, zapasov i resursov gaza i nefti]. In: *Proc. of the IX All-Russia scientific c-technical conference "Topical issues of the oil-gas complex development"*. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2012, Pt. I, sections 1–4, pp. 8–10. (Russ.).
18. SHEIN, V.S., N.K. FORTUNATOVA, S.V. IVASHKO et al. Tectonic zoning and prospects for oil-gas-bearing capacity of basins of the Siberian platform [Tektonicheskoye rayonirovaniye i perspektivy neftegazonosnosti basseynov Sibirskoy platformy]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2013, spec. is., pp. 64–88. ISSN 0016-7894. (Russ.).
19. GORDEYEVA, A.V. *Criteria for predicting oil and gas presence in South-Tungus region with high level of trap magmatism (Lwna-Tungus province)* [Kriterii prognoza neftegazonosnosti Yuzhno-Tungusskoy oblasti s vysokim razvitiyem trappovogo magmatizma (Leno-Tungusskaya provintsiya)]: Synopsis of candidate thesis (engineering). The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS). Novosibirsk, Russia, 2014. (Russ.).
20. IVANOV, Yu.A., I.P. MYASNIKOVA. New aspects in outlooks for oil and gas presence in northern areas of Siberian platform [Novyye aspekty perspektiv neftegazonosnosti severnykh rayonov Sibirskoy platformy]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2000, no. 4, pp. 33–40. ISSN 0016-7894. (Russ.).
21. FROLOV, S.V., Ye.A. BAKAY, Ye.Ye. KARNYUSHINA, et al. Oil-gas-bearing complexes at the north of Lena-Tungus basin [Neftegazonosnyye komplekсы severa Leno-Tungusskogo basseyna]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2013, no. 3, pp. 63–75. ISSN 0016-7894. (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 razmeshchenuya, usloviya formirovaniya, zapasy, perspektivy novykh otkrytiy]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. (Russ.).
23. PARASYNA, V.S., V.S. KOVALENKO, S.N. SIVKOV, et al. Strategic and tactical trends in development of a mineral resource base of Russian gas industry in first decades of the XXI century [Strategicheskiye i takticheskiye napravleniya razvitiya mineralno-syr'yevoy bazy gazovoy promyshlennosti Rossii v pervyye desyatiletiya XXI veka]. *Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftiyanykh i Gazovykh Mestorozhdeniy*. 2006, no. 3–4, pp. 4–8. ISSN 2413-5011. (Russ.).
24. 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.).

УДК 553.98(268.45+268.52)

## Фазовое состояние скоплений углеводородов в недрах морей Западной Арктики

М.Ю. Кабалин<sup>1\*</sup>, В.А. Скоробогатов<sup>1</sup>, И.Б. Извеков<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый проезд № 5537, вл. 15, стр. 1

\* E-mail: M\_Kabalin@vniigaz.gazprom.ru

**Тезисы.** С осадочными бассейнами Северной Евразии (суша России и шельф арктических и дальневосточных морей) связаны основные перспективы открытия новых месторождений свободного газа и нефти и прироста запасов углеводородов (УВ). Крупнейшими мегабассейнами Западной Арктики являются Баренцевоморский и Южно-Карская область Западно-Сибирского мегабассейна, а также северная шельфовая часть Тимано-Печорской провинции. Всего на шельфе западноарктических морей с учетом месторождений типа суша/море обнаружены 35 месторождений с суммарными запасами газа по кат. А+В<sub>1</sub>+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub> более 10,3 трлн м<sup>3</sup>.

Оценка перспектив нефтеносности Баренцевоморской и Южно-Карской областей Западно-Сибирской мегапровинции, а также прогноз фазового состояния залежей УВ и распределения их в осадочном бассейне как по разрезу, так и по площади основываются на анализе типа органического вещества и степени его катагенетической преобразованности в нефтегазоматеринской толще, особенностей тектонического строения и истории развития бассейна, определяющих механизмы вертикальной и латеральной миграции, аккумуляции и сохранности УВ.

С учетом генерационных возможностей органического вещества в изученной юрско-триасовой части осадочного чехла и наличия уже открытых газоконденсатных и газовых месторождений в пределах Южно-Баренцевской впадины и Штокмановско-Лудловской седловины наличие нефтяных скоплений можно прогнозировать в ловушках на западном борту Баренцевоморского мегапрогиба. Зона формирования газовых и газоконденсатных месторождений в Баренцевоморском мегапрогибе приурочена к центральным частям Южно-Баренцевской, Северо-Баренцевской впадин и прогиба Святой Анны. Только в акватории Печорского моря вероятны новые крупные открытия скоплений тяжелой сапропелевой незрелой нефти, как и на Приразломном и Долгинском месторождениях.

По оценке ООО «Газпром ВНИИГАЗ», расчетная величина ресурсов газа Карского моря вместе с губами составляет 21 трлн м<sup>3</sup>, нефти – 2,1...2,6 / 0,8...1,0 млрд т (геол./извлеч.). По фазовому состоянию в недрах шельфа будут распространены преимущественно газоконденсатные, реже газовые месторождения (с залежами только в апт-сеноманской части разреза), еще реже газоконденсатнонефтяные месторождения и как большая редкость нефтегазоконденсатные месторождения, при этом существование чисто нефтяных залежей и тем более месторождений представляется генетически невозможным. Вероятная область развития скоплений нефти в виде подгазовых нефтяных оторочек различной мощности и размеров – это внешние районы Южно-Карской шельфовой области.

Прогноз фазового состояния и оценка соотношений между запасами (и ресурсами) свободного газа и нефти, особенно в малоизученных областях и комплексах пород, имеют большое научное и практическое значение в плане изучения и освоения углеводородного потенциала недр. На практике есть существенная разница, предполагается ли открытие преимущественно нефтяных или газовых скоплений: кардинально отличаются подходы к планированию и проведению геологоразведочных работ (ГРП), а в дальнейшем – и к разработке.

В Северной Евразии (суша и шельф арктических и дальневосточных морей России) из 12 крупных осадочных бассейнов и мегабассейнов наименее изучены глубоким бурением недр Баренцевоморского мегабассейна (БМБ) и северная шельфовая часть Западно-Сибирского мегабассейна (ЗСМБ), вовсе неизученными бурением остаются бассейны, приуроченные к шельфу Восточной Арктики. С этими бассейнами связаны основные перспективы открытия новых месторождений свободного газа и нефти и прироста разведанных запасов углеводородов (УВ).

Фундаментальная проблема нефтегазовой геологии Арктики – оценка реальной величины и структуры потенциальных ресурсов УВ, прежде всего соотношения

**Ключевые слова:** углеводороды, нефть, газ, запасы, ресурсы, поиски, разведка, шельф, Арктика, Карское и Баренцево моря.

между геологическими ресурсами газа и нефти. В рамках обсуждаемой проблемы авторы поставили перед собой два основополагающих вопроса:

1) будет ли вообще нефть в недрах собственно Баренцева моря?

2) какова все же реальная нефтеносность нижнемеловых и юрских литолого-стратиграфических комплексов в Южно-Карской области (ЮКО) шельфа?

Для ответа на эти вопросы необходимо проанализировать особенности геологического строения и нефтегазоносности недр осадочного чехла рассматриваемых провинций и областей, а также изучить условия формирования (онтогенез) скоплений УВ в разновозрастных толщах.

В пределах шельфа Западной Арктики пока открыто всего 21 месторождение (в том числе 11 в Баренцевом море и 10 в ЮКО), но число опубликованных по этой теме работ (статей и монографий) приближается к двумстам, т.е. гораздо больше, чем по несравненно лучше изученным и освоенным областям прилегающей суши (северу Тимано-Печорской провинции (ТПП) и Ямалу). Авторы объясняют это тем, что хорошо фантазировать, когда мало материала или он неоднозначен при интерпретации сейсмических данных (особенно применительно к разломам). До того, как прогнозы подтвердятся или нет, пройдет несколько десятилетий.

Проблемы нефтегазоносности арктических областей Северной Евразии рассматриваются в работах Д.А. Астафьева, В.И. Богоявленского, А.М. Брехунцова, В.Е. Вержбицкого, И.С. Грамберга, Е.В. Захарова, М.Ю. Кабалина, О.Г. Кананыхиной, И.И. Нестерова-мл., В.А. Скоробогатова, Д.А. Соина, Л.В. Строганова, А.В. Ступаковой, О.И. Супруненко, А.В. Толстикова, В.А. Фомичева, В.А. Чахмахчева и др. [1–12]. В первые два десятилетия изучения Арктики (от начала 1980-х до 2000-х гг.) перспективы нефтеносности и Баренцева, и Карского морей оценивались весьма высоко. Более того, некоторые исследователи считали: дальше в море – больше нефти! Эти идеи отражались в размерах принятых начальных потенциальных ресурсов (НПР) нефти и газа. В частности, на 01.01.1984 геологические ресурсы нефти Баренцева моря оценивались в 10,4 млрд т, газа – 9,7 трлн м<sup>3</sup>; Карского моря – 14,1 млрд т и 19,3 трлн м<sup>3</sup> соответственно.

Очень быстро было установлено, что по всем мировым морским бассейнам типа суша/море по факту все наоборот: ближе к морю – больше газа, дальше в море – нефти нет, на что указывали В.И. Ермаков и В.А. Скоробогатов еще в работах, опубликованных до 1990 г.

Общемировой опыт показывает, что первые пять, максимум семь месторождений, открытых в любом нефтегазоносном бассейне, являются хорошим показателем преимущественного фазового состояния месторождений УВ, которые будут открыты здесь в дальнейшем к завершению «большой» разведки, а также запасов месторождения-лидера и величины НПР газа и нефти и их соотношений, но на полуколичественном (= качественном) уровне (больше/меньше и т.д.). В этой связи по пяти уже открытым месторождениям типа газоконденсатных (ГК) и газовых (Г) в Баренцевом море с учетом уникального Штокмановского и шести месторождениям типа Г и ГК в Карском море и Обской губе (лидер, по-видимому, еще не обнаружен, судя по разведанным запасам свободного газа) следует вывод об их исключительной текущей газоносности и преимущественной газоносности в будущем, при этом обнаружение месторождения Победа не подтверждено пока полноценными испытаниями продуктивных горизонтов в разрезе сеноманюры. Месторождение, вероятно, существует в природе, но, по сути, не открыто: только качественные испытания возможно газонефтесыщенных горизонтов позволят считать месторождение действительно открытым.

### Геолого-геофизическая изученность

Изучение геологического строения и газо(нефте)носности Баренцева моря началось в начале 1980-х гг., ЮКО – в 1988–1991 гг. Современную изученность недр открытого шельфа Баренцева моря (российский сектор) в целом следует охарактеризовать как невысокую, особенно бурением, при этом благодаря работам последних лет (ПАО «Газпром», 2014–2018 гг., МОГТ<sup>1</sup>-2D и -3D) сейсмическая изученность вполне удовлетворительная: большинство выявленных ранее положительных структур (локальных поднятий) изучены детально [13–15].

Печороморский шельф отличается хорошей сейсмической изученностью: здесь

<sup>1</sup> Метод общей глубинной точки.

выполнены более 115 тыс. погонных километров сейсмических профилей. Плотность сейсморазведки достигла 1,4 км на километр квадратный. Наибольшей плотностью сейсмических наблюдений на печороморском шельфе характеризуются морские продолжения Печоро-Колвинской, Северо-Предуральской и Варандей-Адзвинской нефтегазоносных областей (НГО).

В пределах южной части баренцево-морского шельфа плотность сейсмических профилей составляет 0,27 км на километр квадратный; наиболее высокая плотность сейсмических наблюдений достигнута в пределах локальных поднятий Южно-Баренцевской и Штокмановско-Луниной НГО (0,9...1,5 км/км<sup>2</sup>). В северной части баренцево-морского шельфа плотность наблюдений не превышает 0,1 погонных километров на километр квадратный. Сейсморазведка МОГТ-3D проведена на лицензионных участках ПАО «Газпром» в объеме 12450 км<sup>2</sup>.

Бурение скважин в акваториях Баренцева и Печорского морей начато в 1981–1982 гг. на Дресвянской площади (шельфовое

продолжении ТПП) [16]. В Баренцевом море пробурены 34 скважины (рис. 1). Общий метраж на 2015 г. составил не менее 97 тыс. м. Бурение проводилось на 14 площадях, в том числе на девяти – с отрицательными результатами. Самая глубокая скважина (4524 м) пробурена на Арктической площади (скв. 1). Самые древние отложения – каменноугольные – вскрыты на Адмиралтейской площади (скв. 1). Одна пробуренная скважина приходится на 21,4 тыс. км<sup>2</sup>.

Буровые работы в Печорском море (акваториальная часть ТПП) проводились на девяти площадях, три из которых оказались непродуктивными. Всего пробурена 21 скважина общим метражом более 65 тыс. м. Наиболее глубокая скважина в Печорском море пробурена на Приразломной площади (4503 м). Наиболее древними отложениями, которые вскрыты морским бурением, являются породы нижнего силура (Паханческая площадь). В Печорском море одна пробуренная скважина приходится на 6,3 тыс. км<sup>2</sup>.

ЮКО представляет собой морскую часть ЗСМБ и одноименной Западно-Сибирской

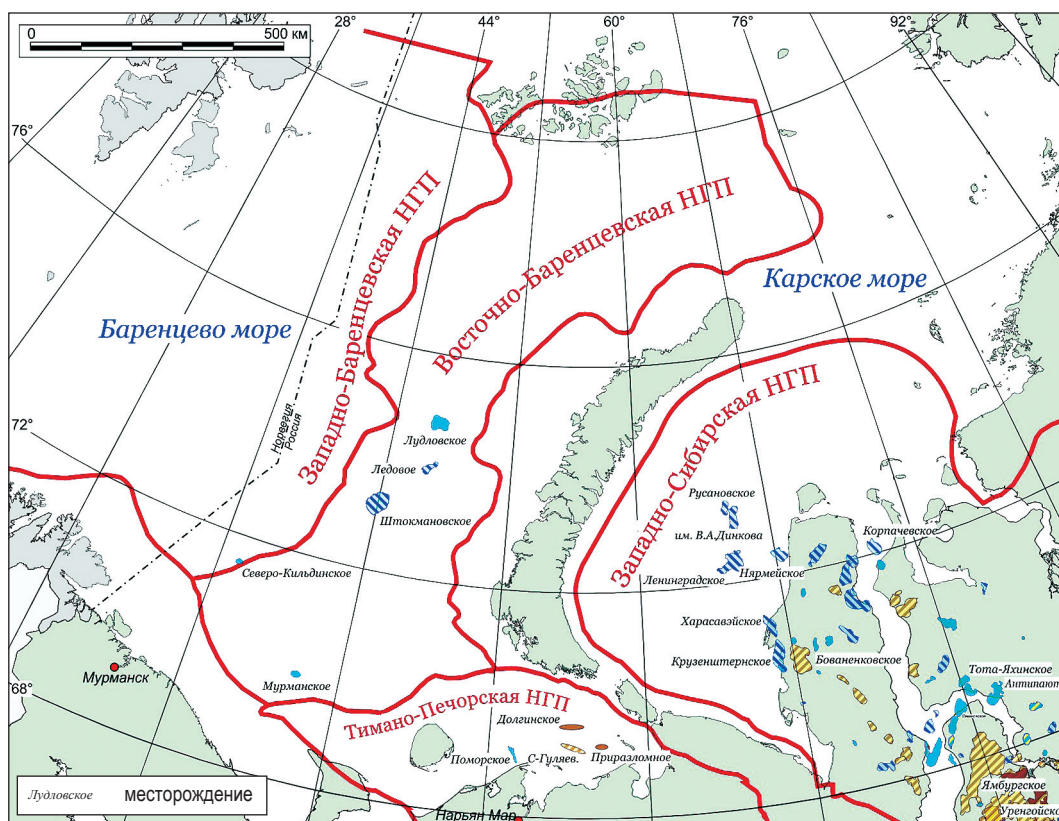


Рис. 1. Обзорная схема западноарктических областей Северной Евразии:  
НГП – нефтегазоносная провинция

мегапровинции (ЗСМП). Наиболее изученная часть Карского моря – приамальский шельф и акватории Обской и Тазовской губ. Здесь выполнены более 100 тыс. погонных километров сейсморазведочных профилей 2D, в том числе 24,6 тыс. км – на региональном этапе. Средняя плотность сейсмических исследований составляет около 0,13 км/км<sup>2</sup>. С 2014 г. на приамальском шельфе ПАО «Газпром» активно проводит ГРП на своих лицензионных участках. Согласно лицензионным и проектным обязательствам объем сейсморазведочных работ МОГТ-2D должен составить более 2000 км погонных, МОГТ-3D – более 17000 км<sup>2</sup>.

Общий объем бурения в Карском море и губах (35 скважин) составляет 55,2 тыс. м погонных, из них в Обской и Тазовской губах пробурены 43,6 тыс. м (26 скважин) на восьми площадях. При этом юрские отложения не вскрыты бурением.

### Открытые месторождения, запасы УВ, формулы газонефтепродуктивности недр западноарктических морей по состоянию на 01.01.2019

Геостатистические данные по морским месторождениям Западной Арктики приведены в табл. 1, 2. Фазовые типы УВ-месторождений в западноарктических морях России распределены следующим образом<sup>2</sup>:

- Печорское море: 1 ГКМ + 1 ГКНМ + 4 НМ, типа суша/море – 3 НМ;
- Баренцево море: 2 ГМ + 3 ГКМ;
- Карское море: открытый шельф – 4 ГКМ + 1 НГМ, губы – 2 ГМ + 3 ГКМ, типа суша/море – 5 ГМ + 4 ГКМ + 1 ГКНМ (Юрхаровское).

Всего на шельфе западноарктических морей с учетом месторождений типа суша/море обнаружены 35 месторождений, в том числе восемь нефтесодержащих (вместе с Победой девять).

**Печорское море.** Печороморский район преимущественно нефтеносен. Здесь открыты шесть месторождений (возраст): Варандей-море НМ (P<sub>1</sub>), Долгинское НМ (C<sub>2+3</sub>, P<sub>2</sub>), Медыньское-море НМ (D<sub>1</sub>, C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub>-P<sub>1</sub>), Приразломное НМ (C<sub>3</sub>, P<sub>1</sub>), Северо-Гуляевское НГКМ (C<sub>2+3</sub>, P<sub>2</sub>), Поморское ГМ (C<sub>3</sub>). Непродуктивные скважины

пробурены на Дресвянской, Аквамариновой и Паханческой площадях.

В карбонатных резервуарах верхнего палеозоя аномально тяжелые (0,905 г/см<sup>3</sup>) и сернистые (3,95 %) нефти залегают на небольших глубинах (1,0...1,5 км) в породах перми и карбона месторождения Медыньское-море. В отложениях девона развиты средние и легкие нефти, в нижней перми известны тяжелые (0,910...0,928 г/см<sup>3</sup>), сернистые (2,3 %), низкопарафиновые (0,12...1,2 %) нефти на Приразломном НМ. На Долгинском НМ плотность верхнепермской нефти 0,900 г/см<sup>3</sup> на глубинах 2,6 км, верхнекарбонной – 0,842 г/см<sup>3</sup> на глубинах 3 км и более.

Наиболее тяжелые нефти (0,961 г/см<sup>3</sup>) залегают в песчаниках нижнего триаса на Варандейском НМ (1,3...1,4 км) в мелких залежах. Более 90 % запасов составляют тяжелые сернистые нефти карбонатных резервуаров перми (Приразломное и Долгинское НМ).

Скопления свободного газа известны на двух месторождениях Печорского моря в породах нижней (верхней) перми – карбона (Северо-Гуляевское НГКМ, Поморское ГКМ) на глубинах 2,5...2,8 км. Интересно, что состав газа идентичен газу Астраханского ГКМ: CH<sub>4</sub> (50...52 %), C<sub>2+</sub> (8...10 %), CO<sub>2</sub> (20...22 %), H<sub>2</sub>S (8,5...13 %), N<sub>2</sub> (1...5,3 %), плотность конденсата – 0,78 г/см<sup>3</sup>.

**Баренцево море.** В результате ГРП в Баренцевом море открыты пять месторождений с залежами в терригенных породах средней юры и триаса: Мурманское ГМ (T<sub>2</sub>), Северо-Кильдинское ГМ (T<sub>1</sub>), Лудловское ГМ (J<sub>2</sub>), а также уникальные по запасам Ледовое ГКМ (J<sub>2</sub>, 0,412 трлн м<sup>3</sup>) и Штокмановское (J<sub>2</sub>, 3,9 трлн м<sup>3</sup>). Непродуктивные поисковые скважины были пробурены на Андреевской, Ахматовской, Лунинской, Куренцовской, Северо-Мурманской, Адмиралтейской, Ферсмановской площадях.

Данные о геологическом строении и газоносности месторождений приведены в многочисленных публикациях последних 30 лет в период 1989–2019 гг. В газе отмечается низкое содержание конденсата, разведанные запасы жидких УВ небольшие. Газоконденсатный фактор увеличивается от 9,4 (Ю<sub>0</sub>) до 20,5 (Ю<sub>1</sub>, Ю<sub>2,3</sub>) г/м<sup>3</sup>, нефть отсутствует. Состав газа (CH<sub>4</sub> – 93...97 %) и низкое содержание конденсата свидетельствуют о низкой геохимической зрелости газоматеринских пород.

<sup>2</sup> Месторождения: ГКМ – газоконденсатные; ГКНМ – газоконденсатнефтяные; НМ – нефтяные; ГМ – газовые; НГМ – нефтегазовые; НГКМ – нефтегазоконденсатные.



Таблица 1

**Запасы свободного газа и нефти месторождений западноарктического шельфа**  
(по состоянию на 01.01.2019)

№ п/п	Месторождение	Свободный газ, млрд м <sup>3</sup>			Нефть, млн т				
		добыча и потери	кат. А+В <sub>1</sub> +С <sub>1</sub>	кат. В <sub>2</sub> +С <sub>2</sub>	добыча и потери	кат. А+В <sub>1</sub> +С <sub>1</sub>		кат. В <sub>2</sub> +С <sub>2</sub>	
						геол.	извлеч.	геол.	извлеч.
<b>Печорское море</b>									
1	Поморское ГКМ	–	6,0	15,9	–	–	–	–	–
2	Северо-Гуляевское НГКМ	–	10,4	41,4	–	2,6	0,8	35,3	10,6
3	Варандей-море НМ	–	–	–	–	5,6	1,8	12,1	3,9
4	Приразломное НМ	–	–	–	5,9	197,8	54,3	85,6	21,3
5	Долгинское НМ	–	–	–	–	2,9	0,9	783,1	234,9
6	Медынское-море НМ	–	–	–	–	265,4	63,5	108,6	33,9
<b>Всего</b>			<b>–</b>	<b>57,3</b>	<b>5,9</b>	<b>474,3</b>	<b>121,3</b>	<b>1024,7</b>	<b>304,6</b>
<b>Баренцево море</b>									
1	Северо-Кильдинское ГМ	–	5,1	10,5	–	–	–	–	–
2	Штокмановское ГКМ	–	3939,4	–	–	–	–	–	–
3	Ледовое ГКМ	–	91,7	330,4	–	–	–	–	–
4	Лудловское ГМ	–	80,1	131,1	–	–	–	–	–
5	Мурманское ГМ	–	59,1	61,6	–	–	–	–	–
<b>Всего</b>		–	<b>4175,4</b>	<b>533,6</b>	–	–	–	–	–
<b>Карское море</b>									
1	Обское ГМ	–	4,8	–	–	–	–	–	–
2	Каменномысское-море ГМ	–	555,0	–	–	–	–	–	–
3	Сев.-Каменномысское ГКМ	–	404,9	27,1	–	–	–	–	–
4	Чугорьяхинское ГКМ	–	42,5	4,4	–	–	–	–	–
5	Корпачевское ГКМ (?)	–	н/д	н/д	–	–	–	–	–
6	Русановское ГКМ	–	240,4	538,6	–	–	–	–	–
7	ГКМ им. В.А. Динкова	–	н/д	н/д	–	–	–	–	–
8	Ленинградское ГКМ	–	71,0	980,6	–	–	–	–	–
9	Нярмейское ГКМ	–	н/д	н/д	–	–	–	–	–
10	НГМ Победа	–	21,7	477,5	–	4,1	0,6	862,8	129,4
б/н	Юрхаровское НГКМ*	310,7	271,4	40,5	–	1,237	0,1	0,086	0,008
б/н	Семаковское ГМ**	–	322,0	–	–	–	–	–	–
б/н	Тота-Яхинское ГМ*	–	93,4	7,2	–	–	–	–	–
б/н	Салмановское НГКМ**	–	15,4	50,0	–	0,013	0,003	–	–
б/н	Геофизическое НГКМ**	–	24,1	81,8	–	–	–	–	–
б/н	Харасавэйское ГКМ**	–	92,9	250,0	–	–	–	–	–
б/н	Южно-Тамбейское ГКМ**	0,1	82,0	35,7	–	–	–	–	–
б/н	Антипаютинское ГМ**	–	94,1	15,3	–	–	–	–	–
б/н	Крузенштернское ГКМ**	–	731,9	–	–	–	–	–	–
б/н	Каменномысское ГМ**	–	1,2	–	–	–	–	–	–
б/н	Сев.-Парусовое НГКМ**	–	0,7	–	–	–	–	3,2	0,9
б/н	Салекаптское НГКМ**	–	0,4	2,4	–	1,9	0,4	36,9	6,6
б/н	Перекапское ГМ**	–	–	0,04	–	–	–	–	–
б/н	Тамбейское НГКМ**	–	–	1,4	–	–	–	–	–
<b>Всего</b>		<b>310,8</b>	<b>&gt; 3069,9</b>	<b>&gt; 2512,6</b>	–	–	<b>1,103</b>	<b>903</b>	<b>137</b>
<b>Всего по западноарктическому шельфу</b>		<b>310,8</b>	<b>&gt; 7262</b>	<b>&gt; 3104</b>	–	<b>482</b>	<b>122</b>	<b>1928</b>	<b>442</b>

\* Месторождение учтено на суше (Ямало-Ненецкий автономный округ);

\*\* Часть запасов учтена на суше (Ямало-Ненецкий автономный округ).

**Карское море.** На шельфе Карского моря (с учетом Обской и Тазовской губ) в результате проведенных ГРП открыты 18 месторождений УВ с начальными разведанными запасами

5,9 трлн м<sup>3</sup>. При этом четыре из них по величине разведанных запасов относятся к уникальным (Каменномысское-море и Северо-Каменномысское ГМ, Русановское ГКМ,

Таблица 2

## Распределение типов месторождений по возрасту отложений: Н – нефтяной

Система	Отдел	Печорское море							Баренцево море				Карское море								
		Тобойско-Мядсейское	Варандей-море	Варандейское	Восточно-Перевозное	Долгинское	Медьинское-море	Приразломное	Северо-Гуляевское	Поморское	Ледовое	Лудловское	Мурманское	Северо-Кильдинское	Штокмановское	Крузенштернское	Ленинградское	Русановское	Перекатное	Харасавэйское	Победа
Меловая	Турон															Г					
	Сеноман															Г			Г	Г	Г
	Альб															Г	ГК		ГК	Г	
	Апт															ГК	ГК		ГК		
	Баррем																		ГК		
	Готерив																		ГК		
	Валанжин																		ГК		
Юрская	Нижний-средний (J <sub>1</sub> -J <sub>2</sub> )								ГК	Г			ГК					ГК	Н		
Триасовая	Средний (T <sub>2</sub> )										Г										
	Нижний (T <sub>1</sub> )			Н								Г									
Пермская	Средний (P <sub>2</sub> )				Н		Н														
	Нижний (P <sub>1</sub> )		Н	Н	Н		Н														
Каменноугольная	Верхний (C <sub>3</sub> )				Н		Н		ГК												
	Средний (C <sub>2</sub> )						Н		ГК												
	Нижний (C <sub>1</sub> )	Н			Н		Н														
Девонская	Верхний (D <sub>3</sub> )	Н					Н														
	Средний (D <sub>2</sub> )	Н																			
	Нижний (D <sub>1</sub> )	Н					Н														

Ленинградское ГКМ). Известен также ряд месторождений типа суша/море: Харасавэйское (около 1/3 – акваториальная часть), Крузенштернское (2/3 – на акватории), все месторождения севера Обской губы (Южно-Тамбейское и др.) и несколько в Тазовской губе (Семаковское ГМ, Антипаютинское ГМ, Юрхаровское НГКМ).

Скопления свободного газа обнаружены преимущественно в кровле сеномана, в меньшей степени – в альбе и верхних горизонтах апта. Известны также залежи в неокме. Газ в альб-сеноманском комплексе бесконденсатный (< 3 г/м<sup>3</sup>) или с минимальным количеством конденсата (апт, неокм). Например, в горизонте А<sub>1</sub> Ленинградского месторождения на глубине 1,9 км газ содержит 18 г/м<sup>3</sup> конденсата, на Русановском – 20 г/м<sup>3</sup>.

На месторождении Победа запасы легкой нефти (0,808 кг/м<sup>3</sup>) в средней и нижней юре по кат. С<sub>1</sub> подсчитаны в объеме 0,6 млн т, по кат. С<sub>2</sub> – 129,4 млн т (1,9 км).

Запасы свободного газа в юре не фигурируют, чего не может быть по определению [16]. На Юрхаровском месторождении в Тазовской губе запасы бессернистой (0,46 %), высокопарафинистой (14,2 %) нефти в оторочках незначительны (0,1 млн т). В морских частях Северо-Парусового и Южно-Парусового месторождений запасы нефти по кат. С<sub>2</sub> в неокме составляют соответственно 1,0 и 0,7 млн т, т.е. минимальны. Таким образом, за исключением поставленного на государственный баланс скопления нефти в юрской толще, которое по факту с высокой вероятностью окажется газоконденсатной залежью с нефтяной оторочкой, недра Карского моря оказываются пока существенно газоносными (исключительно по апт-альб-сеноманским горизонтам и преимущественно по неокомским и юрским).

Известно, что фазовое состояние скопления УВ и соотношение между запасами и ресурсами свободного газа и нефти определяется литолого-фациальными характеристиками,

типом и уровнем катагенеза органического вещества (ОВ) в материнских и вмещающих залежи толщах.

В недрах Печорского моря в отложениях девона, карбона и перми преобладают карбонатные породы морского генезиса [17].

В строении БМБ участвуют фундамент и осадочный чехол. Глубина залегания фундамента в Южно-Баренцевской впадине достигает 20 км и более. Осадочный чехол сложен породами от нижнего палеозоя (кембрий(?)-ордовик) до верхнего мела – палеогена (?). В осадочном чехле выделяются два структурных этажа. Нижний представлен палеозойскими преимущественно карбонатными отложениями по каменноугольные включительно. Верхнепермско-меловая часть разреза сложена терригенными песчано-глинистыми отложениями с битуминозностью в верхней юре, угленосностью в нижнемеловых и триасовых отложениях, а также наличием долеритовых силлов в триасе. Триас представлен континентальными терригенными толщами, в нижней-средней юре развиты прибрежно-морские песчано-глинистые отложения.

Мощность триаса достигает 5...6 км и более. Юрско-меловая часть разреза мощностью до 2,5 км и более находится в условиях верхней зоны газообразования и характеризуется благоприятными условиями для аккумуляции и консервации скоплений УВ в недрах. В породах триаса и нижней-средней юры присутствует существенно гумусовое ОВ. Все это благоприятствует формированию на шельфе скоплений газа.

В южной части БМБ открыты крупное Мурманское ГМ с газовыми залежами в средне-триасовых отложениях и Северо-Кильдинское ГМ с газовой залежью в терригенных отложениях нижнего триаса.

В центральной части Баренцевоморской провинции (БМП) выявлены три месторождения в среднеюрских отложениях. В качестве нефтематеринской толщи в Баренцевом море рассматриваются «черные глины» позднеюрского возраста. Однако на большей части площади БМП эти породы не достигли главной зоны битумогенерации, что обуславливает ограниченную возможность выделения ими нефтеподобных веществ и аккумуляции их в залежи в коллекторских горизонтах. Основной вклад в ресурсный потенциал вносят нижнеюрские и среднеюрские продуцирующие породы,

содержащие ОВ гумусового типа. Отложения триасового нефтегазоносного комплекса на Лудловском и Штокмановском месторождениях частично вскрыты, однако нефтегазопоявления отмечены не были. В разрезе триаса в пробуренных скважинах установлен также преимущественно гумусовый тип рассеянного ОВ.

Продуктивность мелового комплекса не установлена, но на ряде площадей в этой части разреза отмечались интенсивные газопоявления: в процессе бурения скв. Лунинская-1 наблюдался выброс воды с газом, в скв. 3-Лудловская получен приток газа с незначительным дебитом.

Особенности геологического строения Ямало-Карского региона изучены авторами подробно [8, 11]. Они сводятся к следующему:

1) сопряженные в пространстве Ямальская область и ЮКО с одной стороны максимально изучены до средней юры (Ямал), с другой практически не изучены даже по средне-меловым толщам (апт, верхи неокома ЮКО). Мощности триас-палеогенового осадочного чехла, залегающего на герцинском фундаменте, увеличивается от 0...1 км на юге и западе до 7...9 км в северных районах суши и шельфа.

С юго-востока на северо-запад вдоль Нурминского мегавала значительно увеличиваются мощности всех осадочных толщ: нижне- и среднеюрской от 500 до 1500 м и более, готерив-аптской от 400 до 1200 м, альб-сеноманской от 350 до 750 м, резко увеличивается общая мощность и особенно глинистость разреза прежде всего нижней глинистой покрывки верхней юры-валанжина (от 50 до 600 м).

Центрально-северная часть ЮКО вообще служит главным эпицентром мезозойского осадконакопления ЗСМБ.

В ЮКО в породах средней и нижней юры мощностью до 1,5 км наблюдается дефицит коллекторского пространства при общей песчаности разреза менее 30 % (в соседней Ямальской области 42...45 % и более);

2) главными литолого-фациальными особенностями Ямало-Гыданского региона являются высокая мористость и общая глинистость разреза нижнего мела (низы неокома, альб) и юры, наличие большого числа зональных глинистых покрывок в сеномане, апте и неокоме и мощной региональной нижнеальбской покрывки, упорядоченное литологическое

строение и пониженная песчаность нижне-среднеюрской толщи (наличие выдержанных песчано-алевролитовых горизонтов Ю<sub>2</sub>...Ю<sub>12</sub>), развитие континентальной угленосной формации в объеме готерива-апта со множеством пластов углей и углистых глин. Вместе с тем структурные макроформы строения разновозрастных литолого-стратиграфических комплексов отличаются простотой, малыми наклонами углов на крыльях и бортах, относительно слабой нарушенностью разломами;

3) в течение поздней юры, мела и кайнозоя в результате разновозрастных и разноинтенсивных конседиментационных нисходящих движений и подвижек по блокам фундамента с уже накопленными осадками чехла в объеме осадочной макролинзы было образовано большое число локальных поднятий, тяготеющих преимущественно к крупным тектоническим структурам II порядка и их склонам. Большинство локальных структур имеют конседиментационный генезис и развивались в течение всего послепермского времени. Ряд тектонических структур II и III порядков осложнен по своду и/или на крыльях дизъюнктивными нарушениями различной морфологии (амплитуды перемещения пород, времени проявления и флюидопроницаемости). Наиболее яркие примеры высоко- и средненарушенных структур: Новопортовский вал, Нейтинская, Нерстинская и др. локальные структуры. Нарушенность разломами осадочного чехла ЮКО, по-видимому, ниже, чем соседней Ямальской области.

### Онтогенез УВ в породах мезозоя и верхнего палеозоя осадочных бассейнов шельфа Западной Арктики

Условиям формирования и эволюции скоплений УВ в недрах западноарктических морей посвящены работы Д.А. Астафьева, В.И. Богоявленского, А.М. Брехунцова, В.А. Скоробогатова, А.В. Ступаковой, О.И. Супруненко, В.С. Шеина и др. исследователей.

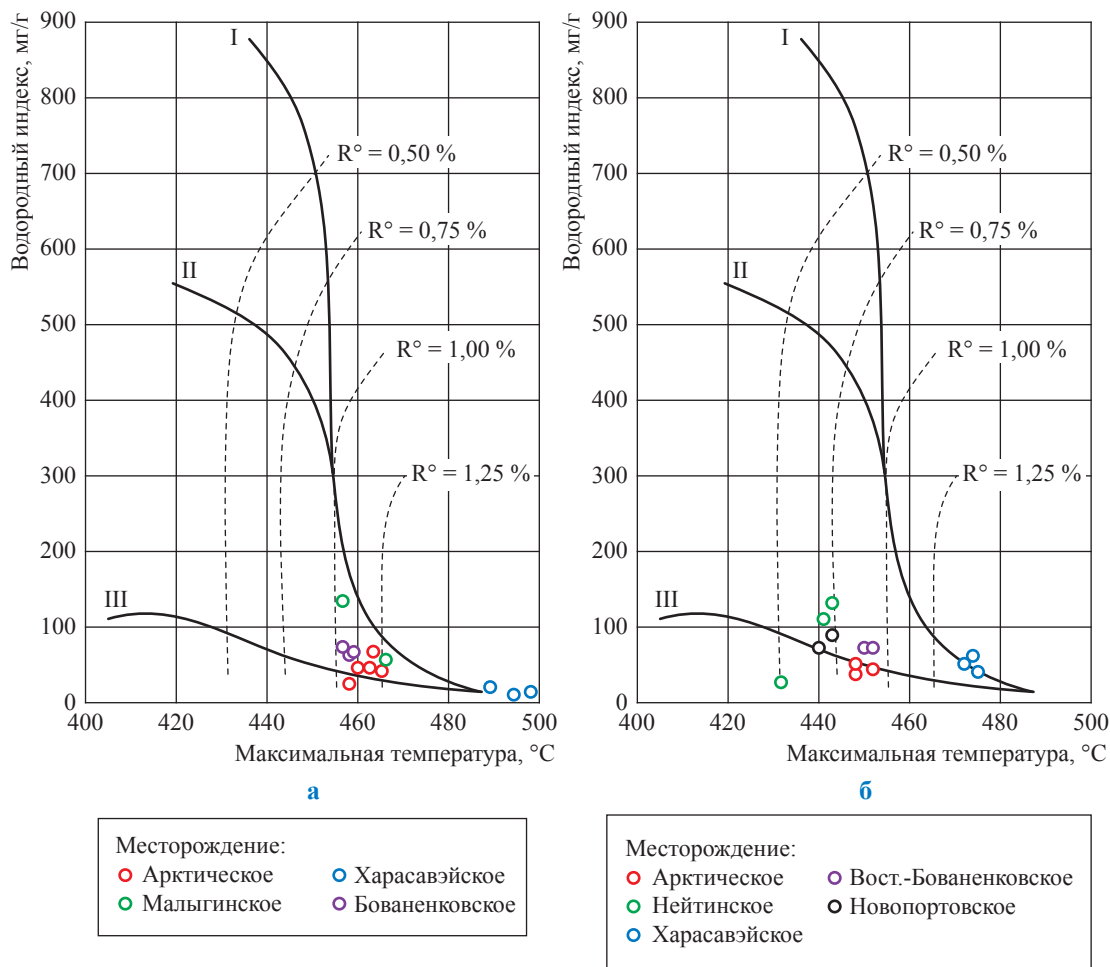
Нефти верхнего палеозоя Печорского моря диагностируются как незрелые, сапропелево-морские по генезису. Аномальная сернистость нефтей и материнского ОВ во вмещающих пермских породах позволяет сделать вывод об их сингенетичности. В карбоне и девоне залегают уже другие по химическому составу и генезису нефти.

В БМБ геохимия ОВ и газов изучена хорошо. В породах нижней и средней юры рассеяно преимущественно гумусовое ОВ невысокой преобразованности (ПК<sub>3</sub>...МК<sub>1</sub>), в триасе – смешанное, но с преобладанием гумусовой компоненты [18–20].

Достаточно сложно решить проблему нефтеносности недр открытого шельфа БМБ. Официальные оценки НПР: газа – 30,1 трлн м<sup>3</sup>, нефти – 3,3/1,0 млрд т (геол./извлеч.). Оценки ресурсов и газа, и нефти безусловно завышены. При реальной величине ресурсов газа 22...24 трлн м<sup>3</sup> при существенно гумусовом ОВ в породах нижней и средней юры и особенно триаса геологические ресурсы нефти оцениваются в 2,2...2,4 млрд т, извлекаемые (коэффициент извлечения не выше 0,2) – 440...480 млн т. При таком «раскладе» ресурсов по фазовому состоянию в недрах шельфа будут превалировать ГМ и ГКМ, значительно реже – ГКНМ/НГКМ с единичными запасами нефти не более 30...40 млн т (извл.), но в подавляющей своей массе средние и небольшие (10...15 млн т и менее).

Условия формирования УВ-скоплений Ямало-Карского региона (ЯКР) в породах мела и юры проанализированы ранее [8, 11]. В глинах и глинистых алевролитах нижней и средней юры (рис. 2) и апта-сеномана присутствуют существенно гумусовое (тип III, по Б. Тиссо) и смешанное (тип III/II) рассеянное ОВ и многочисленные пласты бурых, длиннопламенных, газовых и жирных углей ( $R^{\circ} = 0,40...1,05\%$ ), а в районе Харасавэйской термоаномалии в средней и особенно в нижней юре установлена очень высокая степень преобразованности ОВ, вплоть до МК<sub>3</sub>...АК<sub>1</sub> ( $R^{\circ} > 1,3...1,4\%$ , до 2,1...2,2%). Давно известно, что нефтеносность нижнего мела Ямала носит «угнетенный» характер, а в низах мела и в средней юре открыто только одно гигантское месторождение с преобладанием нефти над свободным газом – Новопортовское НГКМ. Все прибрежные месторождения газовые и газоконденсатные. В недрах большинства районов ЯКР, как суши, так и шельфа, процессы газообразования и накопления превалируют над процессами битумообразования и нефтенакпления, за исключением Новопортовского района.

Классическая для ЗСМП битумогенерирующая толща в объеме осадочного чехла – баженовская свита – на Ямале содержит смешанное рассеянное ОВ в небольших



**Рис. 2. Диаграммы ван Кревелена для юрских отложений ЯКР (по данным Т.А. Кирюхиной и А.В. Ступаковой): а – лайдинская свита (J<sub>2</sub>a); б – леонтьевская свита (J<sub>2</sub>b).**

R° – отражательная способность витринита; I...III – типы ОВ, по Б. Тиссо

количествах (3...4 %) и не является «нефтематеринской» (малая мощность – 15...20 м, залегают в толще сероцветных глин берриасаваланжина, расстояния до коллекторских горизонтов составляют от 50...80 до 300...400 м).

По мнению В.А. Скоробогатова, битумогенерирующей и нефтемещающей толщей баженовская свита является только в западных районах Среднеобской области [11, 17] и при движении в северном направлении трансформируется в «рядовую» темноцветную толщу, теряет свой «нефтематеринский» потенциал уже в северной части Надым-Пур-Тазовского региона и тем более в арктических областях (Ямальской, ЮКО и др.). В свете этого мнение некоторых исследователей (В.И. Богоявленского и др.) о ее материнской роли по отношению к жидким УВ в залежах является ошибочным, тем более что нигде на севере мегапровинции нефтей «салымского» типа

(сернистых, малопарафинистых, с повышенным содержанием смол и асфальтенов) не обнаружено, и вероятность их существования в породах нижнего мела и тем более верхней юры является нулевой. Вместе с тем существующие залежи нефти в виде оторочек и многочисленные нефтепроявления свидетельствуют о том, что в генетически «зрелых» породах неокома и средней юры в ряде зон и на некоторых площадях все же существовали условия и для некоторого нефтенакпления и формирования газоконденсатонефтяных/нефтегазоконденсатных залежей. Однако каковы же будут реальные ресурсы нефти в ЮКО? Какие скопления УВ по фазовому состоянию будут развиты в диапазоне «нефтяного окна» на будущих шельфовых месторождениях?

Известно [8, 11, 17], что генерационно-масовое отношение газа и битумоидов в глинистых породах любого генезиса, но с существенно

гумусовым составом ОВ резко сдвинуто в сторону газа и составляет (10...8):1. Оно может быть использовано для оценки НПР нефти (геол.) в недрах Карского моря. По официальным данным (по состояниям на 01.01.2002 и 01.01.2009), геологические ресурсы газа ЮКО оценивались в диапазоне 35,7...34,6 трлн м<sup>3</sup>, нефти – 16,0/5,5...15,3/4,4 млрд т (геол./извлек.) при коэффициенте соотношения газа и нефти 2,2...2,3, чего не может быть по генетическим условиям (для этого необходимо суммарное ОВ с достаточно высокой долей сапропелевой и/или лейптинитовой компонент – до 30 % и более, которое отсутствует в разрезе осадочного чехла ЮКО).

По состоянию на 01.01.2014, согласно исследованиям ООО «Газпром ВНИИГАЗ», расчетная величина ресурсов газа Карского моря вместе с губами составила 21 трлн м<sup>3</sup>. В таком случае НПР нефти шельфа оцениваются (исходя из названного выше генетического соотношения) в 2,1...2,6 / 0,8...1,0 млрд т (геол./извлек.). По фазовому состоянию в недрах шельфа будут распространены преимущественно ГКМ, реже ГМ (с залежами только в апт-сеноманской части разреза), еще реже ГКНМ и как большая редкость – НГКМ, при этом существование чисто нефтяных залежей и тем более месторождений генетически «запрещено», как, впрочем, и в других арктических областях Западной Сибири на суше. Наиболее вероятный ареал развития разнофазовых месторождений с повышенной долей нефти в суммарных геологических запасах – внешний борт ЮКО, где генетические условия способствуют формированию и сохранности нефти, но только в виде подгазовых нефтяных оторочек различной мощности и величины (по геологическим запасам), т.е. в районах и зонах относительно неглубокого залегания пород неокома и средней юры. Впрочем, в этот ареал попадает и месторождение Победа, газонефтяное по балансу, которое, скорее всего, окажется газоконденсатонефтяным (с ГК-залежами в неокоме и ГКН-залежами в средней и нижней юре).

\*\*\*

Прогноз фазового состояния залежей УВ и распределения их в осадочном бассейне как по разрезу, так и по площади основывается

на анализе типа ОВ и степени его катагенетической преобразованности в нефтегазоматеринской толще, особенностей тектонического строения и истории развития бассейна, определяющих механизм вертикальной и латеральной миграции, аккумуляция и сохранности скоплений УВ.

С учетом генерационных возможностей ОВ в изученной юрско-триасовой части осадочного чехла и наличия уже открытых ГКМ и ГМ в пределах Южно-Баренцевской впадины и Штокмановско-Лудловской седловины наличие нефтяных скоплений можно прогнозировать в ловушках на западном борту БМБ. Зона формирования ГМ и ГКМ приурочена к центральным частям Южно-Баренцевской, Северо-Баренцевской впадин и прогиба Святой Анны. Только в акватории Печорского моря вероятны новые крупные открытия скоплений тяжелой сапропелевой незрелой нефти, как и на Приразломном и Долгинском месторождениях.

В Карском море наиболее вероятная область развития скоплений нефти – это внешние районы ЮКО, где генетические условия способствуют формированию и сохранности нефти (малые глубины, невысокий уровень катагенеза ОВ и пород). Скорее всего, нефтяные скопления будут представлять собой подгазовые нефтяные оторочки различной мощности и размеров, при этом характеризоваться небольшими геологическими запасами.

## 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.-технический сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 72–80.
2. Богоявленский В.И. Перспективы нефтегазоносности седиментационных бассейнов и фундамента циркумарктического региона / В.И. Богоявленский, И.В. Богоявленский, О.В. Богоявленская и др. // Геология нефти и газа. – 2017. – № 5. – С. 5–17.
3. Бородкин В.Н. Оценка перспектив нефтегазоносности юрско-меловых отложений Южно-Карского региона по данным площадных сейсморазведочных работ 2D / В.Н. Бородкин, А.Р. Курчиков,

- А.С. Недосекин и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 61–71.
4. 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.
  5. Вержбицкий В.Е. Геология и углеводородный потенциал Карского моря / В. Вержбицкий, Н. Косенкова, В. Ананьев и др. // Oil & Gas Journal Russia. – 2016. – Январь–февраль. – С. 48–54.
  6. Грамберг И.С. Концепция развития геологоразведочных работ на нефть и газ в Северном Ледовитом океане / И.С. Грамберг, М.Л. Верба, В.А. Даценко и др. // Нефтегазоносность баренцево-карского шельфа (по материалам бурения на море и островах): сб. науч. тр. – Л.: Севморгеология, 1988. – С. 8–14.
  7. Кабалин М.Ю. Перспективы развития ресурсной базы газонефтедобычи в российской части Баренцева моря / М.Ю. Кабалин, Д.А. Астафьев, А.В. Толстикова и др. // Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток: тезисы докладов VI Международной научно-технической конференции ROOGD-2016 25–26 октября 2016 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – С. 25.
  8. Кананыхина О.Г. Проблемы нефтеносности Ямало-Карского арела суши и шельфа (Западно-Сибирская мегапровинция) / О.Г. Кананыхина, В.А. Скоробогатов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 9. – С. 18–25.
  9. Скоробогатов В.А. Газовый потенциал недр Баренцева и Карского морей западной части Арктики / В.А. Скоробогатов // Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток: тезисы докладов VI Международной научно-технической конференции ROOGD-2016 25–26 октября 2016 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – С. 19.
  10. Скоробогатов В.А. Ресурсы и поиски углеводородов в породах мела и юры Ямало-Карского региона Западной Сибири / В.А. Скоробогатов // Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток: тезисы докладов VII Международной научно-технической конференции ROOGD-2018 27–28 ноября 2018 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – С. 22.
  11. Скоробогатов В.А. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов и В.Д. Копеев. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 352 с.
  12. 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.
  13. Казаненков В.А. Геологическое строение и нефтегазоносность региональных резервуаров юры и мела в Карско-Ямальском регионе и прогноз распределения в них углеводородов / В.А. Казаненков, С.В. Ершов, С.В. Рыжкова и др. // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 27–71.
  14. Каминский В.Д. Основные направления геологоразведочных работ на континентальном шельфе России / В.Д. Каминский, О.И. Супруненко, В.В. Сулова и др. // Нефть, газ, промышленность. – 2008. – № 1 (37). – С. 18–23.
  15. Каминский В.Д. Актуальные проблемы развития геологической науки и основные результаты ГРП на шельфе РФ / В.Д. Каминский, О.И. Супруненко, Т.Ю. Медведева и др. // Геология нефти и газа. – 2016. – № 5. – С. 61–71.
  16. Тимонин А.Н. Перспективы поисков залежей углеводородов в девонско-силурийских отложениях в юго-восточной части шельфа Печорского моря / А.Н. Тимонин // Перспективы поисков месторождений нефти и газа в малоизученных районах и комплексах: сб. науч. тр. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2007. – С. 52–64.
  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. Кирюхина Т.А. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности палеозойских отложений восточного сектора Баренцевоморского бассейна / Т.А. Кирюхина, А.В. Ступакова, К.А. Ситар // Геология нефти и газа. – 2016. – № 3. – С. 43–50.
  19. Ступакова А.В. Перспективы нефтегазоносности мезозойского разреза Баренцевоморского бассейна / А.В. Ступакова, Т.А. Кирюхина, А.А. Сулова и др. // Георесурсы. – 2015. – № 2. – С. 13–27.
  20. Грамберг И.С. Катагенетическая зональность осадочного чехла Баренцевоморского шельфа в связи с нефтегазоносностью / И.С. Грамберг, Н.К. Евдокимова, О.И. Супруненко // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – № 11–12. – С. 1808–1820.

## Phase state of hydrocarbon agglomerations in subsoil of Western Arctic seabed

M.Yu. Kabalin<sup>1\*</sup>, V.A. Skorobogatov<sup>1</sup>, I.B. Izvekov<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: M\_Kabalin@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** The main prospects for discoveries of new free gas and oil fields and increments of hydrocarbon reserves relate to the sedimentary basins of Northern Eurasia (Russian lands and Arctic and Far-Eastern waters). The biggest megabasins at Western Arctic region are the basin of Barents Sea and the Southern-Kara region of Western Siberia, as well as the northern offshore part of Timan-Pechora province. In total, there are 35 offshore fields in Western Arctic including the offshore-onshore ones. Their aggregated gas reserves of A+B<sub>1</sub>+C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub> categories exceed  $10,3 \cdot 10^{12}$  m<sup>3</sup>.

Estimations of oil and gas presence in Barents and Southern-Kara regions of Western-Siberian megaprovince, and forecast of the phase state of hydrocarbon deposits and their distribution in a sedimentary basin either in section, or in area are based on analysis of types of the organic matter and its katagenetic maturation in a source rock interval, as well as on peculiarities of tectonic structure and evolution of the basin, which determine modus operandi of vertical and lateral migration, accumulation and preservation of hydrocarbons.

Taking into account generation ability of the organic matter in a studied Jurassic-Triassic part of the sedimentary apron, and existence of the discovered gas and gas-condensate fields within the margins of Southern-Barents depression and Shtockman-Luddlovskaya saddle, the presence of oil agglomerations is probable in the traps at the western border of Barents megadownfold. A zone where gas and gas-condensate fields have formed in Barents megadownfold is associated with the central parts of Southern and Northern Barents depressions and the downfold of Saint Anna. The new major discoveries of heavy sapropelic immature oil are possible only in Pechora Sea, and at Prirazlomnoye and Dolginskoye fields.

According to the Gazprom VNIIGAZ LLC, the calculated amounts of gas resources in Kara Sea together with its gulfs equal  $21 \cdot 10^{12}$  m<sup>3</sup>, oil resources equal  $(2,1 \dots 2,6) \cdot 10^9$  t /  $(0,8 \dots 1,0) \cdot 10^9$  t (geological/recoverable). Regarding the phase state of offshore hydrocarbons there will be mostly gas-condensate fields, less often gas fields (with deposits only in the Aptian-Cenomanian part of the section), even less often – gas-condensate-oil fields, and very rarely oil-gas-condensate fields. At that, existence of purely oil deposits and fields seems genetically impossible. The probable locations for oil agglomerations in the form of sub-gas oil rims having various sizes and thicknesses are the external areas of the Southern-Kara offshore region.

**Keywords:** hydrocarbons, oil, gas, reserves, resources, searching, prospecting, continental shelf, Arctic region, Kara and Barents seas.

### 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 nedr 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. BOGOYAVLENSKIY, V.I., I.V. BOGOYAVLENSKIY, O.V. BOGOYAVLENSKAYA, et al. Outlooks for oil and gas presence in sedimentary basins at the foundation of the circum-Arctic region [Perspektivy neftegazonosnosti sedimentatsionnykh basseynov fundamenta tsirkumarkticheskogo regiona]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2017, no. 5, pp. 5–17. ISSN 0016-7894. (Russ.).
3. BORODKIN, V.N., A.R. KURCHIKOV, A.S. NEDOSEKIN, et al. Estimation of possible presence of oil and gas in the Jurassic-Cretaceous deposits in Southern-Kara region according to 2D terrain seismic logs [Otsenka perspektiv neftegazonosnosti yursko-melovykh otlozheniy Yuzhno-Karskogo regiona po dannym ploshchadnykh seysmorazvedochnykh rabot 2D]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2018, no. 2, pp. 61–71. ISSN 0016-7894. (Russ.).
4. 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 [Resurnaya baza uglevodorodnogo syr'ya i pervoocherednyye obyekty poiska i osvoyeniya zapasov nefti i gaza v arkticheskikh oblastyakh Zapadnoy Sibiri]. *Gornyye Vedomosti*. 2017, no. 2, pp. 6–13. ISSN 1818-5606. (Russ.).
5. VERZHBITSKIY, V.Ye., N. KOSENKOVA, V. ANANYEV, et al. Geology and hydrocarbon potential of Kara sea [Geologiya i uglevodorodnyy potentsial Karskogo moray]. *Oil & Gas Journal Russia*. 2016, January-February, pp. 48–54. (Russ.).



6. GRAMBERG, I.S., M.L. VERBA, V.A. DATSENKO, et al. Concept for development of geological prospecting of oil and gas in Arctic Ocean [Kontseptsiya razvitiya geologorazvedochnykh rabot naft i gaz v Severnom Ledovitom okeane]. In: *Oil-gas-bearing capacity of Barentz-Kara continental shelf (according to drilling records in sea waters and at the islands)* [Neftegazonosnost barentsevo-karskogo shelfa (po materialam bureniya na more i ostrovakh)]: collected sci. papers. Leningrad: Sevmorgeologiya, 1988, pp. 8–14. (Russ.).
7. KABALIN, M. Yu, D.A. ASTAFYEV, A.V. TOLSTIKOV, et al. Prospects of building up resource base for oil and gas production in the Russian sector of the Barents sea. In: *Russian offshore oil and gas development: Arctic and Far East (ROOGD-2016)*: abstracts of VI International Conference. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016, p. 25.
8. KANANYKHINA, O.G., V.A. SKOROBOGATOV. Issues of oil-gas bearing capacity of the Yamal-Kara onshore and offshore areal (Zapadno-Sibirskaya megaprovintsiya). *Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftnykh i Gazovykh Mestorozhdeniy*. 2016, no. 9, pp. 18–25. ISSN 2413-5011. (Russ.).
9. SKOROBOGATOV, V.A. Subsoil gas potential of Barents and Kara seas in the western part of the Arctic [Gazovyy potentsial nedr Barentseva i Karskogo morey zapadnoy chasti Arktiki]. In: *VI International Conference "Russian Offshore Oil and Gas Development: Arctic and Far East" (ROOGD-2016): abstracts* [online]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016, p. 19. Available from: [http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/roogd-2016\\_ru.pdf](http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/roogd-2016_ru.pdf) (Russ.).
10. SKOROBOGATOV, V.A. Resources and searches for hydrocarbons in the cretaceous and Jurassic rocks of the Yamal-Kara region of the Western Siberia. In: *Russian offshore oil and gas development: Arctic and Far East (ROOGD-2018)*: abstracts of VII International Conference. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018 [online]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, p. 24–25. Available from: <http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/roogd-2018-en.pdf>
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. 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 21<sup>st</sup> 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.).
13. KAZANENKOV, V.A., S.V. YERSHOV, S.V. RYZHKOVA, et al. Geological structure and oil-gas-bearing capacity of regional Jurassic and Cretaceous reservoirs in Kara-Yamal region and forecast for distribution of hydrocarbons over there [Geologicheskoye stroyeniye i neftegazonosnost regionalnykh rezervuarov yury i mela v Karsko-Yamalskom regione i prognoz raspredeleniya v nikh uglevodorodov]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2014, no. 1, pp. 27–71. ISSN 0016-7894. (Russ.).
14. KAMINSKIY, V.D., O.I. SUPRUNENKO, V.V. SUSLOVA, et al. Prime trends of offshore geological prospecting in Russia [Osnovnyye napravleniya geologorazvedochnykh rabot na kontinentalnom shelfe Rossii]. *Neft, Gaz, Promyshlennost*. 2008, no. 1(37), pp. 18–23. ISSN 2309-2971. (Russ.).
15. KAMINSKIY, V.D., O.I. SUPRUNENKO, T.Yu. MEDVEDEVA, et al. Topical issues of geological science and main results of offshore geological prospecting in Russia [Aktualnyye problemy razvitiya geologicheskoy nauki i osnovnyye rezultaty GRR na shelfe RF]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2016, no. 5, pp. 61–71. ISSN 0016-7894. (Russ.).
16. TIMONIN, A.N. Prospects for searching hydrocarbon deposits in Devonian-Silurian sediments at the south-eastern part of Pechora sea shelf [Perspektivy poiskov zalezhey uglevodorodov v devonsko-siluriyskikh otlozheniyakh v yugo-vostochnoy chasti shelfa Pechorskogo moray]. In: *Horizons of oil and gas fields searching in poorly studied regions and complexes* [Perspektivy poiskov mestorozhdeniy nefti i gaza v maloizuchennykh rayonakh i kompleksakh]: collected sci. papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2007, pp. 52–64. (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. KIRYUKHINA, T.A., A.V. STUPAKOVA, K.A. SITAR. Geological-Geochemical prerequisites for oil and gas presence in Paleozoic sediments at the eastern sector of Barents basin [Geologo-geokhimicheskiye predposylki neftegazonosnosti paleozoyskikh otlozheniy vostochnogo sektora Barentsevomorskogo basseyna]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2016, no. 3, pp. 43–50. ISSN 0016-7894. (Russ.).
19. 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.).
20. GRAMBERG, I.S., N.K. YEVDOKIMOVA, O.I. SUPRUNENKO. Katagenetic zoning of Barents shelf sedimentary apron in relation to oil-gas-bearing capacity [Katageneticheskaya zonalnost osadochnogo chekhla Barentsevomorskogo shelfa v svyazi s neftegazonosnostyu]. *Geologiya i Geofizika*. 2001, vol. 42, no. 11–12, pp. 1808–1820. ISSN 0016-7886. (Russ.).

УДК 550.8

## Направления повышения эффективности геологоразведочных работ в районах газодобычи

**Б.С. Коротков<sup>1</sup>, С.Б. Коротков<sup>2\*</sup>**

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

<sup>2</sup> ООО «Инновационные нефтегазовые технологии» (ИННГ), Российская Федерация, 107014, г. Москва, ул. Обручева, д. 36, корп. 2

\* E-mail: s.korotkov@iogt.ru

**Ключевые слова:** природный газ, ресурсы, запасы, геологоразведка, эффективность, прогнозно-поисковые модели, глубокие горизонты, Восточная Сибирь, Сибирская платформа, шельф.

**Тезисы.** В правительственном документе «Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года» углеводородные газы и нефть возглавляют список стратегических видов минерального сырья. Отмечено, что разведанные запасы газа удовлетворят потребности до 2035 г. и в последующий период при любых сценариях развития экономики. Показатель воспроизводства запасов за счет геологоразведки установлен на уровне не ниже 0,5. В ПАО «Газпром» плановый показатель – не менее 1,0 – фактически в последние годы перевыполняется. Основной прирост запасов газа происходит на известных крупных и уникальных месторождениях. Эти новые запасы по разным причинам в ближней и, возможно, среднесрочной перспективе не могут обеспечить масштабной добычи газа.

На новых площадях в районах размещения действующих газодобывающих центров эффективность геологоразведочных работ (ГРП) оказалась низкой, несмотря на официальные высокие оценки прогнозных ресурсов. Особенно показателен пример Восточной Сибири, где в последние годы ГРП активно развивались. Авторы связывают это с низкой достоверностью прогнозно-поисковых моделей, базирующихся на традиционных представлениях и теоретических предпосылках осадочно-миграционной концепции нефтидогенеза. Пластово-блоковые и блоковые модификации традиционных прогнозно-поисковых антиклинальных моделей актуальны не только для глубоких горизонтов, но и для отложений, испытавших в прошлом глубокое погружение (подсолевой комплекс Сибирской платформы). Несмотря на то что среди геологов блоковая концепция получает все большую популярность, для планирования полевых и камеральных работ с использованием геофизических методов все еще используют антиклинальную априорную модель.

Для создания новой поисковой методики и аппаратуры необходимо максимально четко задать поисковую геологическую модель. Разработчикам геофизической аппаратуры и математического аппарата обработки данных, имеющим поверхностное представление о геологии, следует предоставить информацию об ожидаемых размерах объекта, углах залегания границ, фильтрационно-емкостных и физических свойствах пород, флюидодинамическом режиме. Характерными особенностями платформенных блоков являются их вертикальные и горизонтальные смещения относительно друг друга, практически незаметные на сейсмических разрезах, и субвертикальность межблоковых зон. Все это создает серьезные сложности с точки зрения корректной интерпретации данных и геологического моделирования. На больших глубинах (6...7 км и более) значения акустического градиента для разных типов осадочных пород сближаются, и современная аппаратура не в состоянии выделить отдельные пласты на фоне хаотичных сейсмических отражений.

Решение данных задач в ближайшие годы, очевидно, связано в первую очередь с развитием новых методик обработки и интерпретации «избыточных» данных сейсморазведки. Обязательными условиями при этом являются существенное увеличение кратности наблюдений, использование достаточных удалений и тщательное соблюдение технологии полевых работ. Наиболее перспективными выглядят методики, позволяющие выделить субвертикальные зоны трещиноватости и флюидонасыщения, такие, например, как сейсмическая локация бокового обзора, методики пассивной сейсморазведки.

Важно установить наличие на площадке проведения геофизических работ подводящих вертикальных каналов, обеспечивающих заполнение ловушки газом. В настоящее время для этого существуют достаточно надежные дистанционные, сейсмические, гравиметрические, геохимические методы.

Отдельно стоит сказать об особенностях геологического моделирования глубокопогруженных объектов. В настоящее время повсеместно практикуется моделирование только целевого интервала из всего разреза. Для неглубоких пластовых систем такой подход оправдан: имеются региональная покрывка с известными стабильными параметрами и пластовый коллектор с небольшими тектоническими нарушениями. Малая мощность вычислительной техники, возможностей самих программ,

а также последующее заглубление модели (*англ.* upscaling) при создании гидродинамической сетки заставляют геологов моделировать только продуктивные интервалы. Однако на больших глубинах при наличии протяженных субвертикальных зон разуплотнения или уплотнения, аномально высокого пластового давления и низкого качества геофизических данных в нижней части разреза подобный подход может до неузнаваемости исказить изображение среды.

Воспроизводство наиболее важных видов минерального сырья, жизненно необходимых для развития страны, контролируется государством. В правительственном документе «Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года»<sup>1</sup> (далее – Стратегия) углеводородные газы и нефть возглавляют список стратегических видов минерального сырья. Газ входит в первую группу полезных ископаемых, разведанные запасы которых при любых сценариях развития экономики удовлетворят необходимые потребности до 2035 г. и в последующий период. Показатель воспроизводства запасов газа в целом по стране установлен на уровне не ниже 50 %.

ПАО «Газпром» для себя установил более высокую планку» – расширенное воспроизводство на уровне не менее 100 %. На протяжении последних 14 лет ежегодный прирост запасов газа за счет геологоразведочных работ (ГРП) превышал добычу. В 2017 г. добыты 472,1 и приращены 852,9 млрд м<sup>3</sup> газа, коэффициент воспроизводства 1,8 [1]. В 2018 г. – соответственно 497,6 и 796,6 млрд м<sup>3</sup> газа, коэффициент воспроизводства 1,6 [2]. Формально целевой показатель расширенного воспроизводства запасов выполняется, однако структуры приращиваемых и выбывающих запасов качественно различны. Выбывают технологичные запасы уникальных и крупных месторождений, расположенных в обустроенных центрах газодобычи. Вновь приращиваемые запасы по многим показателям характеризуются худшими условиями для промышленного освоения. Основные приросты осуществляются на известных уникальных и крупных месторождениях в процессе их разработки и разведки глубоководных горизонтов. На новых площадях успехи геологоразведки скромные.

В зачет воспроизводства вносятся приросты запасов, полученные в результате доразведки уникальных и крупных месторождений северных акваторий. Но, строго говоря, это

не воспроизводство убывающих запасов действующих газодобывающих центров на суше, а подготовка сырьевой базы для будущих новых морских промыслов со своей спецификой производства.

Организация морских газодобывающих центров в замерзающих арктических морях с их мощными дрейфующими ледовыми полями потребует новых технологий и гигантских финансовых затрат. Выполненный ИПНГ РАН в рамках государственного заказа сравнительный анализ основных характеристик и последствий освоения месторождений углеводородов на арктическом шельфе с точки зрения целесообразности и экономической эффективности добычи показал, что в настоящее время рентабельными для промышленного освоения остаются только традиционные месторождения на суше. В среднесрочной перспективе возможно освоение прибрежного шельфа замерзающих арктических морей и лишь в долгосрочных планах – дальнего шельфа [3].

Действующие газодобывающие предприятия в европейской части страны, в Западной Сибири, создаваемые новые центры по добыче газа в Восточной Сибири эксплуатируют материковые ресурсы, и воспроизводство запасов в ближней перспективе актуально именно в этих районах.

Как известно, Министерство газовой промышленности, предшественник ПАО «Газпром», геологоразведочными работами на новых территориях не занималось. В СССР это было прерогативой Министерства геологии, которое до 1993 г. открыло практически все известные на сегодня уникальные и крупные месторождения природного газа. Открытые и разведанные месторождения являлись государственной собственностью и по мере надобности передавались на баланс Министерства газовой промышленности. Такая практика долгие годы сохранялась после реорганизации Министерства газовой промышленности в акционерное общество. Ниже показана динамика ввода в разработку уникальных и крупных

<sup>1</sup> См. Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 г. / утв. распоряжением правительства РФ от 22.12.2018 № 2914-р.

месторождений на севере Западной Сибири после 1993 г. [4]:

- 1993 г. – Комсомольское (открыто в 1966 г.);
- 1996 г. – Западно-Таркосалинское (открыто в 1972 г.);
- 1999 г. – Губкинское (открыто в 1968 г.) и Мыльджинское (открыто в 1964 г.);
- 2001 г. – Заполярное (открыто в 1965 г.);
- 2003 г. – Таб-Яхинский участок Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (УНГКМ, открыто в 1966 г.), Вынгаяхинское (открыто в 1968 г.),
- 2004 г. – Еты-Пуровское (открыто в 1971 г.), Песцовая площадь УНГКМ, Анерьяхинский участок Ямбургского газоконденсатного месторождения (ЯГКМ, открыто в 1969 г.);
- 2006 г. – Харвугинская площадь ЯГКМ;
- 2007 г. – Южно-Русское (открыто в 1969 г.);
- 2008 г. – ачимовские залежи УНГКМ (участок «Ачимгаз»);
- 2009 г. – ачимовские залежи УНГКМ;
- 2010 г. – Ярейская площадь Ямсовейского месторождения (открыто в 1970 г.), Западно-Песцовая площадь УНГКМ;
- 2011 г. – Ныдинская площадь Медвежьего ГКМ (открыто в 1967 г.);
- 2013 г. – Бованенковское (открыто в 1971 г.).

В настоящее время ведется подготовка к вводу в промышленную разработку Харасавэйского и Крузенштернского месторождений на Ямале.

В приведенном перечне отсутствуют новые месторождения, открытые после 1993 г. Причина одна: новые месторождения в большинстве своем мелкие, реже средние, сложного строения, многие из них удалены от районов газодобычи. Достигнутый высокий уровень добычи на протяжении последних 25 лет поддерживался за счет ввода в разработку уникальных и крупных месторождений из государственного резерва. На сегодня этот резерв практически исчерпан.

По нефтяным компаниям картина сходная. В целом по стране паритет добычи и прироста формально соблюдается, но с тенденцией ухудшения структуры приращиваемых запасов нефти и газа. После 1993 г. основной прирост извлекаемых запасов нефти (60...85 %) за счет геологоразведки, проводимой нефтяными

компаниями, происходил на разрабатываемых месторождениях. На новых площадях открывались преимущественно мелкие месторождения, причем доля рентабельных запасов не превысила 44,3 % [5].

Объективными факторами снижения эффективности геологоразведки нефти и газа по мере «старения» любого нефтегазоносного района являются измельчение и усложнение новых поисковых объектов, выход на новые глубокопогруженные горизонты. Как правило, первоначально поиски ведутся на крупных поднятиях (своды, валы), и этот период обычно непродолжителен. Например, в Краснодарском крае, колыбели отечественной газовой промышленности, все самые крупные газовые месторождения были открыты в течение нескольких лет (конец 1950-х – начало 1960-х гг.) при сравнительно небольших объемах ГРП и с применением примитивной (в сравнении с современной) сейсморазведки. Нередко первую скважину забуривали до окончания полевых сейсморазведочных работ и открывали месторождение первой пробуренной скважиной. В последующие годы объемы геологоразведки на новых площадях увеличивались, технологии сейсморазведки совершенствовались (массовое применение 3D-сеймики), геологическая изученность, а вместе с ней оценки ресурсного потенциала недр повышались, но успешность ГРП неизменно снижалась.

На севере Западной Сибири в тяжелых природно-климатических условиях, при полном отсутствии инфраструктуры основные месторождения были открыты в начальный период проведения ГРП. К 1993 г. все известные уникальные газовые месторождения уже были поставлены на государственный баланс.

В Восточно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП) известные уникальные и крупные газовые месторождения также открыты до 1993 г. Эту НГП никак нельзя назвать «старой», поскольку подавляющее большинство открытых месторождений еще не вводилось в разработку. Однако ситуация с открытиями новых месторождений после 1993 г. типична для старых газодобывающих районов. На новых площадях открываются преимущественно мелкие и средние по запасам газовые месторождения, а основные приросты запасов осуществляются за счет доразведки известных уникальных и крупных месторождений. Между тем с точки зрения соотношения невыявленных

ресурсов и разведанных запасов Восточно-Сибирская НГП резко выделяется среди всех остальных нефтегазоносных провинций в материковой части России.

По состоянию на 01.01.2017 в целом по России, трлн м<sup>3</sup>, остаточные разведанные запасы свободного газа (кат. A+B+C<sub>1</sub>) составляли 50,5, запасы C<sub>2</sub> – 18,7 (в сумме 69,2), накопленная добыча – 22,2 (в сумме с запасами 91,4), перспективные ресурсы C<sub>3</sub> оценены в 31,7, прогнозные (кат. D<sub>1</sub>+D<sub>2</sub>) – в 173,1 (в сумме 204,8) [5]. Из них ресурсы свободного газа C<sub>3</sub>+D, трлн м<sup>3</sup>, на континентальном шельфе оценены в 94,8, на суше – в 110 [6].

Наибольшее количество неоткрытых ресурсов газа числится по Западно-Сибирской НГП: 58,1 трлн м<sup>3</sup>. На втором месте Восточно-Сибирская НГП: 36,5 трлн м<sup>3</sup>, что *пятикратно* превышает количество разведанных запасов [6]. Возникает вопрос о достоверности официальных оценок ресурсов. По действующей классификации<sup>2</sup>, запасы – это *выявленное* по данным бурения и *достаточное* для промышленной разработки количество нефти и газа. Ресурсы – *предполагаемое* количество нефти и газа на основе *геологических представлений, теоретических предпосылок*, результатов геологических, геофизических и геохимических исследований.

Официальные оценки ресурсов – это продукт специально создаваемых для этой цели государственных комиссий из числа именитых ученых и специалистов, руководствующихся устоявшимися *геологическими представлениями и теоретическими предпосылками*. Теоретической основой является официальная осадочно-миграционная теория нефтидогенеза (ОМТН). Основные положения ОМТН хорошо известны: углеводороды генерируются в материнской толще (преимущественно в глинах) из дисперсно-рассеянного органического вещества, мигрируют в прилегающие флюидопроводящие пласты, где образуют первичные гомогенные скопления, способные под воздействием архимедовой силы всплывать по восстанию пласта с заполнением находящихся на пути ловушек.

Любая теория сильна предсказательной функцией. Что касается ОМТН, то за последнее 25-летие проявился слишком большой

разрыв между официальными оценками ресурсов и фактическими приростами запасов на новых площадях, между оптимистическими прогнозами открытия крупных месторождений до начала буровых работ и результатами ГРП. Авторы проектов ГРП не любят признавать свои просчеты в оценках и переадресуют их сейсморазведчикам и буровикам. На самом деле применяемые сегодня в России технические средства сейсморазведки, других геофизических методов не уступают лучшим зарубежным аналогам. Повсеместно и в больших объемах проводится дорогая и высокоточная 3D-сейсморазведка, о которой в годы великих открытий прошлого века геологи даже не мечтали. Снижение эффективности ГРП никак нельзя связывать и с качеством строительства скважин. Подавляющее большинство известных уникальных, крупных, средних и множества мелких месторождений углеводородных газов были открыты с использованием бурового оборудования середины прошлого века. Причины низкой достоверности прогнозов следует искать не в технологиях, а в несовершенстве прогнозно-поисковых моделей, в более широком понимании – в несостоятельности современной прикладной геологической науки.

В Стратегии проблема достоверности прогнозов выделена как весьма актуальная не только по углеводородам, но также по многим видам важнейших полезных ископаемых. В перечень приоритетов научно-технологического развития в сфере геологического изучения недр, поисков, оценки и разведки месторождений углеводородов на первое место поставлены исследования, ориентированные на разработку новых прогнозно-поисковых моделей, адекватных усложнившимся условиям проведения ГРП. В значительной мере это касается новых перспективных комплексов, которые в районах развитой газодобычи залегают, как правило, ниже освоенных разрабатываемых продуктивных пластов, на больших (более 4,0...4,5 км) и сверхбольших (более 6,0 км) глубинах.

К сожалению, в практике ГРП применительно к глубоким горизонтам продолжают использоваться прогнозно-поисковые модели, разработанные для верхнего этажа нефтегазоносности, отличительной особенностью которого является гидрогеологический режим артезианского бассейна. Регионально выдержанные проницаемые пласты чередуются с пластами-флюидоупорами, вместе

<sup>2</sup> См. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов / введ. 01.01.2016.

образующими нефтегазоносные комплексы. Согласно осадочно-миграционной модели нефтидогенеза каждый такой комплекс представляет собой своего рода природный завод по производству углеводородов. К примеру, газ сеноманских залежей Западной Сибири – продукт «сеноманского завода», а углеводороды нижнемеловых и юрских залежей образовались в одноименных нефтегазоносных комплексах. На основе *теоретических представлений* даются оценки прогнозных ресурсов и рекомендации по направлениям ГРП. Сегодня процесс компьютеризирован и именуется бассейновым моделированием, что не меняет его сути.

Несостоятельность осадочно-миграционной гипотезы применительно к большим глубинам проявляется в низкой степени достоверности прогнозов, о чем уже упоминалось выше. Пока поиски проводились на небольших глубинах, ОМТН в ее прикладном значении не была востребована практикой. В геологоразведке никогда не ставилась задача поисков очагов генерации углеводородов, путей их латеральной миграции, не разрабатывались и соответствующие технологии. Теория и практика мирно сосуществовали, не пересекаясь и не мешая друг другу. Практики руководствовались «антиклинальной теорией», зародившейся в эпоху становления нефтяной геологии еще в середине позапрошлого века. Фонд антиклинальных структур (включая связанные с ними тектонические, литологические и прочие ловушки) до сих пор является одним из основных документов любой нефтегазовой компании, занимающейся геологоразведкой. Структуры ранжируются по ценности и очередности ввода в глубокое бурение. К традиционным критериям положительной оценки поисковых объектов относятся: установленная продуктивность территории, в пределах которой расположена площадь проектируемых работ (лицензионный участок); возможное наличие в разрезе продуктивных пластов; размеры ловушек. При оценке перспективных ресурсов и предполагаемых запасов используется метод аналогий, когда за эталон принимается расположенное поблизости месторождение, содержащее залежи углеводородов в аналогичных по возрасту нефтегазоносных комплексах. По аналогии берутся параметры пористости, нефте- и газонасыщенности, проницаемости (для оценки дебитов скважин), свойства пластовых флюидов.

По существу, геологоразведка занималась не поисками непосредственно углеводородов, а поисками антиклинальных структур как потенциальных резервуаров, где могут находиться углеводороды. Со временем совершенствовались лишь технологии поиска. С середины прошлого века лидирующее положение в этом деле заняла сейсморазведка, которая стала неотъемлемой частью нефтегазового бизнеса.

Пока поиски велись на небольших глубинах, непродуктивные скважины воспринимались как неизбежные допустимые потери. При выходе ГРП на большие и сверхбольшие глубины резко возросли затраты и одновременно увеличилась доля непродуктивных скважин. Далеко не каждая введенная в бурение антиклинальная структура оказалась продуктивной, тем более промышленно продуктивной. Повышение точности локального прогноза месторождений коммерческой значимости стало важнейшим запросом производства. «Антиклинальная» теория начала давать осечки, но и ОМТН для условий больших глубин оказалась бессильной.

Геологическое строение глубоких недр (на древних платформах от 3,5...4,5 км) имеет ряд принципиальных отличий, которые следует учитывать при построении прогнозно-поисковых моделей. Прежде всего, это региональное уплотнение горных пород, ведущее к существенной редукции первичного порового пространства. С увеличением глубины погружения нарастают процессы вторичного трещинообразования, проявляющиеся дискретно в виде изометричных и (или) субвертикально ориентированных флюидопроницаемых зон или субгоризонтальных коридоров повышенной трещиноватости. Вследствие уплотнения и деформационных процессов усиливаются процессы качественных преобразований недр. Пластово-слоистая структура, характерная для верхней части осадочного чехла, с глубиной погружения трансформируется сначала в пластово-блоковую и далее в блоковую, при которой региональные латеральные потоки подземных вод и углеводородов в принципе существовать не могут [7]. Выделение регионально выдержанных нефтегазоносных комплексов на больших глубинах становится невозможным. Соответственно, невозможна и дальняя латеральная миграция нефти и газа. Флюидодинамическая связь между соседними

блоками затруднена либо вообще отсутствует, разгрузка флюидов возможна только в направлении дневной поверхности, т.е. вертикально.

Режим вертикальной разгрузки флюидов может быть квазистационарным (медленная рассредоточенная разгрузка) или пульсационным (флюидные инъекции) по протяженным субвертикальным трещинным системам, образованным в результате геодинамических и сопутствующих флюидодинамических процессов. В качестве примера вертикальных каналов разгрузки глубинных флюидов можно назвать кимберлитовые трубки, широко распространенные на Сибирской платформе.

Заполняться углеводородами будут структуры (ловушки), расположенные в зоне влияния вертикальных каналов разгрузки флюидов. Следовательно, должна меняться парадигма поисково-разведочных работ: нужно искать залежи не «площадным» способом, а в зонах развития вертикальных каналов разгрузки флюидов. Концентрация ресурсов и формирование месторождений коммерческого значения происходят в зоне стыковки вертикального флюидопроводящего канала (каналов) с региональной крышкой. На древних платформах наилучшим газопором на больших глубинах являются соленосные формации. Все другие типы газопоров (крышек), известные для условий верхнего этажа нефтегазоносности (глины, глинистые известняки, доломиты и др.), утрачивают газопорные свойства. Практический интерес может представлять только первый природный резервуар под региональной крышкой. Все более глубокие пласты, даже характеризующиеся кондиционными значениями емкостного пространства, заведомо не будут содержать залежей промышленного значения [8]. Эта закономерность четко прослеживается в любом солеродном нефтегазоносном бассейне мира. В Прикаспийском солеродном бассейне все известные уникальные месторождения – Оренбургское, Карачаганакское, Астраханское, Тенгизское, Кашаганское – и многие другие поменьше залегают под региональной соленосной крышкой.

Итак, *главным критерием*, которым следует руководствоваться при прогнозировании зон концентрации ресурсов углеводородов на больших глубинах, является наличие надежного регионального газопора. Другой важный критерий – наличие под крышкой подводящего вертикального флюидопроводящего

канала. Такие каналы парагенетически ассоциируются с крупными высокоамплитудными поднятиями (валы, своды).

Под региональной крышкой далеко не всегда залегают пласты с удовлетворительными фильтрационно-емкостными свойствами. Вследствие регионального уплотнения породы-коллекторы претерпевают значительные изменения. Первичное поровое пространство сильно редуцируется, уступая первенство трещинам и кавернам. Глубже 5 км эффективная пористость как терригенных, так и карбонатных пород в массе своей не превышает нескольких процентов, а такие низкие значения характеризуют неколлектор. На больших глубинах кондиционные значения первичной пористости встречаются в единичных маломощных пластах.

Вторичное емкостное пространство состоит из каверн и трещин, образованных в результате геодинамических напряжений, литификации пород и гидротермальных процессов. Вторичная емкость на один-два порядка меньше первичной. Важно подчеркнуть, что вторичное разуплотнение пород развивается не повсеместно, а дискретно и носит очаговый характер. Для того чтобы могла сформироваться залежь промышленного значения с большой плотностью запасов, необходим мощный аккумулярующий пласт толщиной не менее 100 м [8].

Следующая группа критериев связана с прогнозируемыми типами ловушек. Мировая и отечественная практика поисково-разведочных работ свидетельствует, что на больших глубинах все выявленные залежи газа промышленного значения приурочены к локальным поднятиям. Литологически и стратиграфически экранированные залежи газа на больших глубинах вне связи с поднятиями не известны.

Локальное поднятие должно быть достаточно крупным и высокоамплитудным, чтобы вместить в себя мощный (более 100 м) пласт-коллектор. Если между крышкой и коллектором залегают так называемая ложная крышка (толща рассеивания), то расчетная амплитуда поднятия должна быть увеличена на толщину ложной крышки. Соответственно, площадь структуры для платформенных структур будет измеряться многими десятками и даже сотнями квадратных километров.

И наконец, важно учитывать фактор блокового строения локальных поднятий на больших

глубинах [9]. В настоящее время не существует надежных коммерческих геофизических методов, позволяющих широкомасштабно проводить геофизические работы, ориентированные на поиск и разведку блоковых структур. Под коммерческими геофизическими методами понимаются апробированные общедоступные унифицированные технологии, увязанные с серийно производимой аппаратурой и программным обеспечением. Повсеместно используемый в сейсморазведке метод отраженных волн в модификации общей глубинной точки (МОВ ОГТ 2/3D), прекрасно зарекомендовавший себя для условий *горизонтально-слоистых* сред, имеет существенные ограничения для работы с субвертикальными границами. Недостаточное разрешение (кратность и плотность) 2D- или 3D-сеймики и недостаточное количество разведочных скважин часто оборачиваются построением излишне оптимистичной геологической модели.

В настоящее время повсеместно практикуются моделирование только целевого интервала из всего разреза, а также последующее закругление модели (*англ.* upscaling). Для построения целостной картины строения участка недр, выявления протяженных субвертикальных и субгоризонтальных флюидопроводящих каналов/коридоров, геологических аномальных тел с субвертикальными разделами этих данных недостаточно.

В эпоху «бумаги и карандашей» никому в голову не приходило строить геологический разрез месторождения только по целевому горизонту. Для подсчета запасов строились укрупненные разрезы по целевым интервалам, тем не менее интерпретация разреза была сквозной.

Стандартными сейсмическими методами разрывные нарушения и зоны аномальной плотности (разуплотнения или кольматации) выделяются только по косвенным признакам, прежде всего по потере корреляции субгоризонтальных отражающих границ. Если таких границ нет или они слабо выражены, что характерно для больших глубин, то выделение соответствующих нарушений и аномальных зон становится практически невозможным. Даже использование комплекса геофизических методов применительно к решению данной задачи дает во многих случаях неудовлетворительный результат. Большие сложности возникают у интерпретаторов при наличии протяженных

субвертикальных нарушений. Реальные нарушения или неоднородности разреза могут быть превратно приняты за ошибки обработки данных или влияние неоднородностей верхней части разреза, например участки растепления многолетнемерзлых пород. Возможна и обратная ситуация, когда технические погрешности обработки принимаются за геологические события и под них подводится какая-либо из существующих гипотез геологического развития. Последний случай встречается гораздо чаще, особенно когда интерпретацию выполняют специалисты, плохо представляющие процессы полевых работ и обработки сейсмических данных (не принимавшие непосредственного участия в таких работах).

Разработчики геофизической аппаратуры и методик по-прежнему берут за основу традиционную упрощенную горизонтально-слоистую модель или чуть более сложную горизонтально-слоистую модель, осложненную клиноформенными и линзовидными литологическими телами. Назрела необходимость создать для геофизиков новые поисковые модели, учитывающие блоковое строение недр и поисковых объектов. На основе этих поисковых моделей будут сформулированы технические задания на разработку новых методик, алгоритмов и аппаратуры.

Для доразведки уникальных и крупных нефтегазовых месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, и актуализации их геолого-гидродинамических моделей необходимо применение новых комплексов методов, в полной мере использующих эксплуатационный фонд пробуренных и новых скважин (включая нагнетательные и наблюдательные) и консолидирующих старую и новую геолого-геофизическую информацию с данными промысловых и гидрогеологических наблюдений. Наиболее перспективны из них методы геофизических исследований скважин, способные работать через обсаженную колонну (или даже насосно-компрессорные трубы), углубленное исследование шлама на станциях геолого-технологических исследований и в лабораториях, «тонкая» гидрогеологическая геохимия (в том числе по редкоземельным элементам, стабильным изотопам, маркерам), высокоразрешающая «уточняющая» 2D-сейсморазведка с использованием легкомобильных сейсмостанций и виброисточников, способных работать вблизи газодобычной инфраструктуры



и охранных зон (для оптимального выбора точек заложения кустов эксплуатационных скважин и направления горизонтальных окончаний).

Обратим внимание еще на один важный момент доизучения зрелых уникальных газовых месторождений (Медвежьего, Уренгойского и др.), который требует переосмысления. Если в первые годы освоения месторождение рассматривалось геологами и разработчиками как единый гидродинамический объект, то после двадцати-сорока лет интенсивной эксплуатации гигантские месторождения «распадаются» на отдельные флюидоблоки, которые нужно рассматривать как самостоятельные крупные, средние и мелкие месторождения со своими «наборами» залежей. Это подтверждается вариативностью дебитов, геохимических показателей пластовых флюидов и положения флюидальных контактов. Соответственно, необходимы «индивидуальная» доразведка этих «новых» месторождений и создание своих геолого-гидродинамических моделей, на базе которых будут проводиться корректировки запасов углеводородов и технологических схем разработки. Нужно понимать, что мы имеем дело не с «газоконденсатным месторождением Медвежьим», а с «группой газоконденсатных месторождений, расположенных на лицензионном участке Медвежьем» (которые когда-то были единым месторождением).

Замена традиционных прогнозно-поисковых антиклинальных моделей пластово-блоковыми и межблоковыми актуальна не только для глубоких горизонтов, но также для древнейших отложений, сегодня залегающих на традиционных глубинах, но ранее испытывавших глубокое погружение. Это прежде всего подсолевые продуктивные кембрийские и протерозойские комплексы Сибирской платформы. Результаты ГРП свидетельствуют о блоковом строении месторождений. Высокопродуктивные участки соседствуют с низкопродуктивными и «сухими» зонами. Слабоизученным явлением представляются обширные зоны природной кольматации коллекторов в весьма привлекательных на первый взгляд структурах (чаще всего рассматриваемых на первых порах в качестве «рифов»). Очевидно, в прошлом это были зоны повышенной циркуляции высокоминерализованных вод, но при изменении термобарических условий произошла кристаллизация труднорастворимых солей. Комбинация традиционной сейсморазведки с пассивной сейсмометрией,

геохимией и забытой магниторазведкой может помочь выделить зоны повышенной флюидодинамики или же кольматации.

В заключение еще раз обратимся к Стратегии, где исследования, ориентированные на разработку новых прогнозно-поисковых моделей, выделены в качестве главного приоритета. В этом ключе представляются важными и актуальными детальными исследованиями флюидодинамических характеристик продуктивных и перспективных интервалов разреза на средних и больших глубинах комплексом геофизических, геохимических и промысловых методов. Серьезную геологическую проблему в освоении запасов углеводородов на европейской и восточносибирской территориях являют собой зоны природной кольматации и разуплотнения. В отношении «старых» – базовых – уникальных месторождений необходимо изменить концептуальный подход к доразведке и переосвоению с учетом флюидодинамической дезинтеграции.

### Список литературы

1. Восполнение запасов // Газпром. – 2018. – № 9. – С. 5. – <https://www.gazprom.ru/f/posts/87/300169/gazprom-magazine-2018-09.pdf>
2. 796,6 млрд куб. м газа. «Газпром» увеличивает запасы // Газпром. – 2019. – № 4. – С. 6. – <https://www.gazprom.ru/f/posts/44/807649/gazprom-magazine-2019-4.pdf>
3. Жилина И.В. Сравнительный анализ приоритетных направлений освоения природного газа в России из различных типов источников / И.В. Жилина, А.В. Ершов // Научный журнал Российского газового общества. – 2018. – № 3–4. – С. 27–32.
4. Глобальная корпорация. «Газпром» отмечает четвертьвековой юбилей // Газпром. – 2018. – № 1. – С. 8–12. – <https://www.gazprom.ru/f/posts/87/278223/gazprom-magazine-2018-1-2.pdf>
5. 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 газа. – 2018. – № 3. – С. 5–25.
6. 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.

7. Дюнин В.И. Гидрогеодинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов / В.И. Дюнин. – М.: Научный мир, 2000. – 472 с.
8. Коротков Б.С. Перспективы поисков промышленно значимых залежей углеводородов на больших глубинах в России / Б.С. Коротков, С.Б. Коротков, В.Ф. Подурушин. – М.: Газпром экспо, 2009. – 114 с.
9. Коротков С.Б. Газ на больших глубинах: новые модели поисковых объектов и направления совершенствования методов ГРП / С.Б. Коротков. – М.: Газпром экспо, 2012. – 108 с.

## Ways to increase performance of geological prospecting in gas-producing regions

B.S. Korotkov<sup>1</sup>, S.B. Korotkov<sup>2\*</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

<sup>2</sup> Innovative Oil and Gas Technologies (IOGT) LLC, Bld. 2, Estate 36, Obrucheva street, Moscow, 107014, Russian Federation

\* E-mail: s.korotkov@iogt.ru

**Abstract.** Hydrocarbon gases and oil head a list of strategically important raw materials in a governmental Strategy for development of a mineral resource base of Russian Federation until 2035. It is stated that the shown reserves of gas will cover the demand until 2035 and further in any cases of economical evolution. A performance indicator of reserves reproduction at the expense of geological prospecting must not be less than 0,5. Last years, the Gazprom PJSC factually goes beyond a key performance indicator of not less than 1,0. The chief increment of gas reserves occurs at known big and unique fields. For different reasons, these new reserves are not able to support major gas production in the nearest and possibly in midterm future.

In spite of high official estimations of the predicted resources, efficacy of geological prospecting at new areas nearby the operated centres of active gas production turned out to be low. A case of Eastern Siberia is especially illustrative, as geological prospecting has dynamically developed here last years. Authors explain this phenomenon by poor validity of prognostic exploratory models, which base on traditional ideas and theoretical prerequisites of a sedimentary-migratory concept of naftidogenesis. At the same time, layer-block and block modifications of the traditional anticlinal models are popular among geologists now. Nevertheless, to plan field and in-office works with geophysical logs an a priori anticlinal model is still used.

Designers of geophysical equipment and mathematical instruments for data processing must have accurate information on expected sizes of objects, its permeability, porosity and physical properties, bedding angles, fluid dynamics. For example, platform blocks outstand with the near-verticality of intra-block zones and vertical and horizontal shifts practically unobservable at seismic profiles. It considerably troubles data interpreting and geological modelling. At gross depths (6...7 km and more), acoustic gradients of various soft rocks converge, and modern apparatuses can't set apart separate layers against the background of chaotic seismic reflections.

Addressing these issues evidently refers to development of new procedures for data processing and interpretation of extra seismic information. The necessary provisions are the considerably increased frequency of recording, sufficient distances, and accurate compliance with field techniques. Procedures which enable singularizing of the near-vertical fractured or fluid-saturated zones seem the most promising, e.g. side-view seismic location, and passive seismic survey.

**Keywords:** natural gas, resources, reserves, geological prospecting, efficiency, prognostic exploratory models, deep horizons, Eastern Siberia, Siberian platform, continental shelf.

### References

1. Restocking [Vospolneniye zapasov]. *Gazprom* [online]. 2018, no. 9, pp. 5. (Russ.). Available from: <https://www.gazprom.ru/f/posts/87/300169/gazprom-magazine-2018-09.pdf>
2. 796.6 bcm of gas. Gazprom is enlarging reserves [796,6 mlrd kub. m gaza. "Gazprom" uvelichivayet zapasy]. *Gazprom* [online]. 2019, no. 4, pp. 6. (Russ.). Available from: <https://www.gazprom.ru/f/posts/44/807649/gazprom-magazine-2019-4.pdf>
3. ZHILINA, I.V., A.V. YERSHOV. Comparative analysis of primary Russian trends to develop natural gas from sources of various kinds [Srvnitelnyy analiz prioritnykh napravleniy osvoyeniya prirodnogo gaza v Rossii iz razlichnykh tipov istochnikov]. *Nauchnyy Zhurnal Rossiyskogo Gazovogo Obshchestva*. 2018, no. 3–4, pp. 27–32. ISSN 2412-6497. (Russ.).

4. Global corporation. Gazprom celebrates its 25<sup>th</sup> anniversary [Globalnaya korporatsiya. “Gazprom” otmechayet chetvertvekovoy yubiley]. *Gazprom* [online]. 2018, no. 1, pp. 8–12. (Russ.). Available from: <https://www.gazprom.ru/f/posts/87/278223/gazprom-magazine-2018-1-2.pdf>
5. 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.).
6. 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 Rossi i PAO “Gazprom” do 2050 g.]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016, no. 1 (25): Issues for resource provision of gasextractive regions of Russia, pp. 4–15. ISSN 2306-8949. (Russ.).
7. DYUNIN, V.I. *Hydrogeodynamics of deep horizons at oil-gas-bearing basins* [Gidrogeodinamika glubokikh gorizontov neftegazonosnykh basseynov]. Moscow: Nauchnyy mir, 2000. (Russ.).
8. KOROTKOV, B.S., S.B. KOROTKOV, V.F. PODURUSHIN. *Outlooks for searching commercial hydrocarbon deposits at gross depths in Russia* [Perspektivy poiskov promyshlenno znachmykh zalezhey uglevodorodov na bolshikh glubinakh v Rossii]. Moscow: Gazprom Expo, 2009. (Russ.).
9. KOROTKOV, B.S. *Gas at gross depths: new models of sought objects and ways to perfect methods of geological prospecting* [Gaz na bolshikh glubinakh: novyye modeli poiskovykh obyektov i napravleniya sovershenstvovaniya metodov GRR]. Moscow: Gazprom Expo, 2012. (Russ.).

УДК 550.812.14

## Построение достоверной геологической модели среды путем оптимизации ее детальности

**Д.Н. Крылов**

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1  
E-mail: D\_Krylov@vniigaz.gazprom.ru

**Ключевые слова:**

геологическая модель, оптимизация, детальность, уровень помех, достоверность параметров.

**Тезисы.** Детальность и достоверность – тесно связанные характеристики геологической модели. Критерием достоверности геологической модели можно считать точность, или ошибку, наполняющих ее параметров, полученных при фиксированной детальности модели (применительно к пластовым моделям это распределение мощностей пластов, к картам – распределение размеров выделяемых площадных аномалий).

Для успешного решения конкретных интерпретационных задач (определения направлений геологоразведочных работ и выделения перспективных объектов, подсчета запасов углеводородов, проектирования разработки месторождений и т.д.) необходимо определить оптимальное соотношение детальности модели и ее достоверности. Детальность модели в первую очередь определяется особенностями строения изучаемого геологического разреза; плотностью геолого-геофизических наблюдений на единицу площади (бурение, гравимагниторазведка, сейсморазведка и т.д.) и дизайном съемки (например, размер бина при сейсморазведке 3D); спектральным составом или разрешением имеющихся геолого-геофизических данных (например, высокочастотные данные геофизических исследований скважин, среднечастотные данные сейсморазведки и низкочастотные данные гравимагниторазведки); уровнем помех, искажающих имеющиеся геолого-геофизические данные. Интерпретатор имеет реальную возможность подавлять помехи, приводя в конечном итоге их характеристики к модели случайного шума, и несколько улучшить при этом спектральный состав данных, а также регулировать детальность модели.

В статье на основе тестовых материалов обосновывается необходимость регулирования/оптимизации детальности модели с целью получения достоверных характеристик среды. Сделан вывод о существовании универсальной зависимости достоверности прогнозируемых параметров от степени аппроксимации реальной среды, т.е. детальности модели, уровня помех и плотности наблюдений.

Критерием достоверности геологической модели будем считать точность, или ошибку, наполняющих ее параметров, полученных при фиксированной детальности модели (для пластовых моделей это распределение мощностей пластов, для карт – распределение размеров выделяемых площадных аномалий).

Детальность и достоверность – тесно связанные характеристики геологической модели. Для успешного решения конкретных интерпретационных задач (определения направлений геологоразведочных работ и выделения перспективных объектов, подсчета запасов углеводородов и проектирования разработки месторождений) прежде всего необходимо определить оптимальное соотношение детальности модели и ее достоверности [1–5].

Детальность модели в первую очередь определяется:

- особенностями строения изучаемого геологического разреза;
- плотностью геолого-геофизических наблюдений на единицу площади (бурение, грави- и магниторазведка, сейсморазведка и т.д.) и дизайном съемки (например, размер бина при сейсморазведке 3D);
- спектральным составом или разрешением имеющихся геолого-геофизических данных (например, высокочастотные данные геофизических исследований скважин (ГИС), среднечастотные данные сейсморазведки и низкочастотные данные грави- и магниторазведки);
- уровнем помех, «искажающих» имеющиеся геолого-геофизические данные.

Интерпретатор имеет реальную возможность подавлять помехи, приводя в конечном итоге их характеристики к модели случайного шума, и несколько улучшить

при этом спектральный состав данных, а также регулировать детальность модели. Все остальное от него не зависит [1–4].

Далее на основе тестовых материалов рассмотрим и обоснуем необходимость регулирования и оптимизации детальности модели с целью получения достоверной геологической модели среды. Согласно опыту автора, используемые на практике детальные модели, например результаты многочисленных инверсий, могут быть очень «красивы», однако при этом как минимум бесполезны [4, 6].

### Повышение достоверности информации, полученной в ходе ГИС, путем оптимизации ее детальности

Рассмотрим набор из четырех различных кривых ГИС, каждую из которых будем считать истинной (полностью достоверной) характеристикой геологической среды. Для каждой из четырех кривых сгенерированы пять реализаций случайного шума с нулевым математическим

ожиданием. Энергия каждой реализации шума (среднее значение суммы квадратов амплитуд) калибровалась по отношению к энергии кривой ГИС таким образом, чтобы соотношение помеха/сигнал ( $N/S$ ) принимало семь различных значений от 0,1 до 0,6. Откалиброванный шум суммировался с исходной кривой ГИС с целью получения аналога «реальной» кривой, искаженной помехами. Затем детальность «реальной» кривой ГИС регулировалась путем ее осреднения в скользящем окне постоянного размера и статистической фильтрации по алгоритму «умного» осреднения в «живом» окне переменного размера [7–9]. Эффективность осреднения (повышение достоверности параметров) оценивалась путем сравнения коэффициентов корреляции исходной (истинной) кривой ГИС с аналогом «реальной» кривой, искаженной помехой, до и после ее осреднения (табл. 1).

На рис. 1 показан результат «умного» осреднения одной из четырех кривых ГИС.

Таблица 1

Зависимость достоверности модели от ее детальности и уровня случайных помех

$N/S$	Коэффициент корреляции после «умного» осреднения	Диапазон размеров окна «умного» осреднения, отсчетов	Коэффициент корреляции после сглаживания	Размер окна сглаживания, отсчетов	Коэффициент корреляции исходной кривой с аналогом «реальной» кривой
0,10	0,82	5...7	0,77	6	0,91
0,20	0,80		0,76		0,75
0,25	0,79		0,75		0,68
0,30	0,77		0,74		0,61
0,40	0,76		0,72		0,50
0,50	0,73		0,70		0,44
0,60	0,71		0,67		0,37

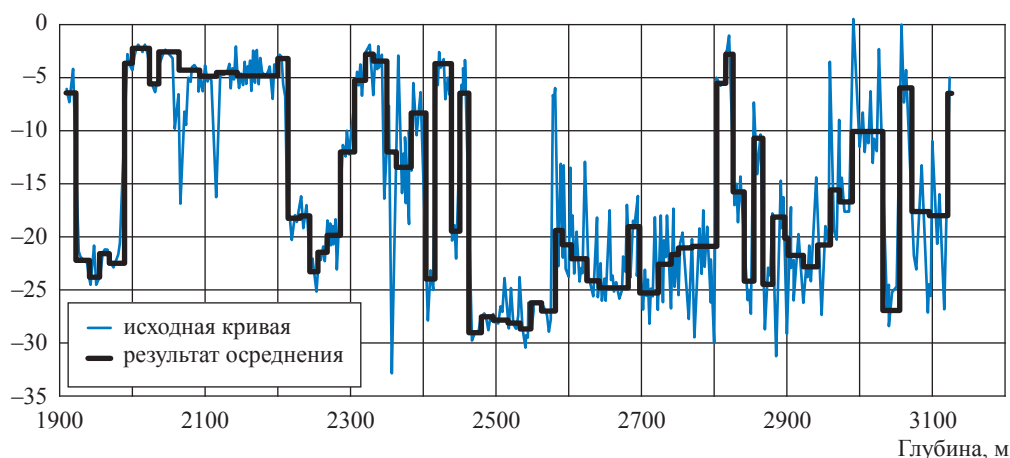


Рис. 1. Результат «умного» осреднения кривой потенциала собственной поляризации в интервале 1900...3200 м: выполнены 5 итераций; размеры окон составили 20, 25, 35 и 50 отсчетов

После нескольких итераций «умного» осреднения исходная кривая ГИС трансформировалась в «пластовую» модель с видимой потерей детальности [8]. Заметим, что размер «пластов» определяется диапазоном размера окон.

С целью минимизации количества тестов диапазон размеров окна (5...7) и число итераций (2) «умного» осреднения задавались постоянными. Классическое сглаживание выполнялось в окне из 6 отсчетов. В табл. 1 приведены осредненные результаты 20 тестов (пять реализаций случайного шума для четырех кривых ГИС) для каждого из 7 фиксированных соотношений  $N/S$ . Достоверность данных до и после осреднения (см. коэффициенты корреляции во 2-м, 4-м и 6-м столбцах табл. 1) постепенно уменьшается по мере возрастания уровня шума. Однако осреднение в большинстве случаев позволяет сохранять коэффициенты корреляции после осреднения и после сглаживания (см. столбцы 2 и 4 в табл. 1) на высоком уровне за счет снижения детальности кривых ГИС. Заметим, что снижение детальности кривых ГИС при  $N/S = 0,1$  дает обратный результат, поскольку искажающее влияние осреднения превосходит эффект от добавления случайного шума. При  $N/S = 0,1$  после «умного» осреднения в окне из трех отсчетов корреляционный коэффициент во 2-м столбце табл. 1 увеличился до 0,93, т.е. при более «щадящем» осреднении уже получен положительный эффект. При  $N/S = 0,6$  после «умного» осреднения в окне из пяти, семи и девяти отсчетов тот же корреляционный коэффициент вырос уже до 0,725. Таким образом, подтверждается наличие зависимости между достоверностью параметров модели, ее детальностью и уровнем случайного шума.

### Достоверность амплитудной стохастической сейсмической инверсии на основе уточнения параметров пластовой модели среды

Продemonстрируем эффект оптимизации детальности пластовой модели на примере проведения стохастической сейсмической инверсии. Интерпретатором на основе реальных данных построена тонкослоистая пластовая скоростная модель (нулевой вариант  $v_0$ ), которая представляет (имитирует) в данном случае истинный, т.е. полностью достоверный, геологический разрез. На ее основе тем же интерпретатором сформированы четыре варианта ( $v_1...v_4$ ) укрупненных (усредненных) моделей различной детальности (рис. 2). Попытка уточнить каждую из этих четырех моделей путем последовательного автоматического подбора скоростей в пластах по критерию увеличения подобия эталонной сейсмической трассы, соответствующей нулевому варианту модели, и уточняемой, соответствующей одной из усредненных моделей, приводила к изменению параметров последней, которое, собственно, и является ошибкой аппроксимации, возникшей вследствие укрупнения пластов «нулевой» модели. В табл. 2 показан закономерный рост ошибки аппроксимации с уменьшением детальности укрупненной модели [4, 6, 10].

Однако как только в эталонную сейсмическую трассу были добавлены различные реализации случайной помехи того же частотного состава (во всех случаях  $N/S = 5$ ), тенденция искажения параметров изменилась, а «нулевой» вариант уже оказался неоптимальным. В данном случае оптимален вариант  $v_1$ , характеризуемый наименьшей ошибкой 3,14 %. При последующем уменьшении отношения  $N/S$  оптимальными вариантами детализации (укрупнения) модели последовательно стали  $v_2$  и  $v_3$  с меньшей детальностью аппроксимации.

Таблица 2

#### Ошибки оптимизации исходных скоростных моделей различной детальности в отсутствие сейсмической помехи и при условии ее ввода ( $N/S \approx 5$ ): осредненные результаты пяти тестов

Скоростная модель	Среднеквадратическая ошибка (СКО) аппроксимации скоростных параметров модели	
	при отсутствии сейсмической помехи	при условии ввода помехи ( $N/S = 5$ )
$v_0$	0,0	5,03
$v_1$	0,37	3,14
$v_2$	1,43	4,56
$v_3$	2,15	4,57
$v_4$	5,62	5,74

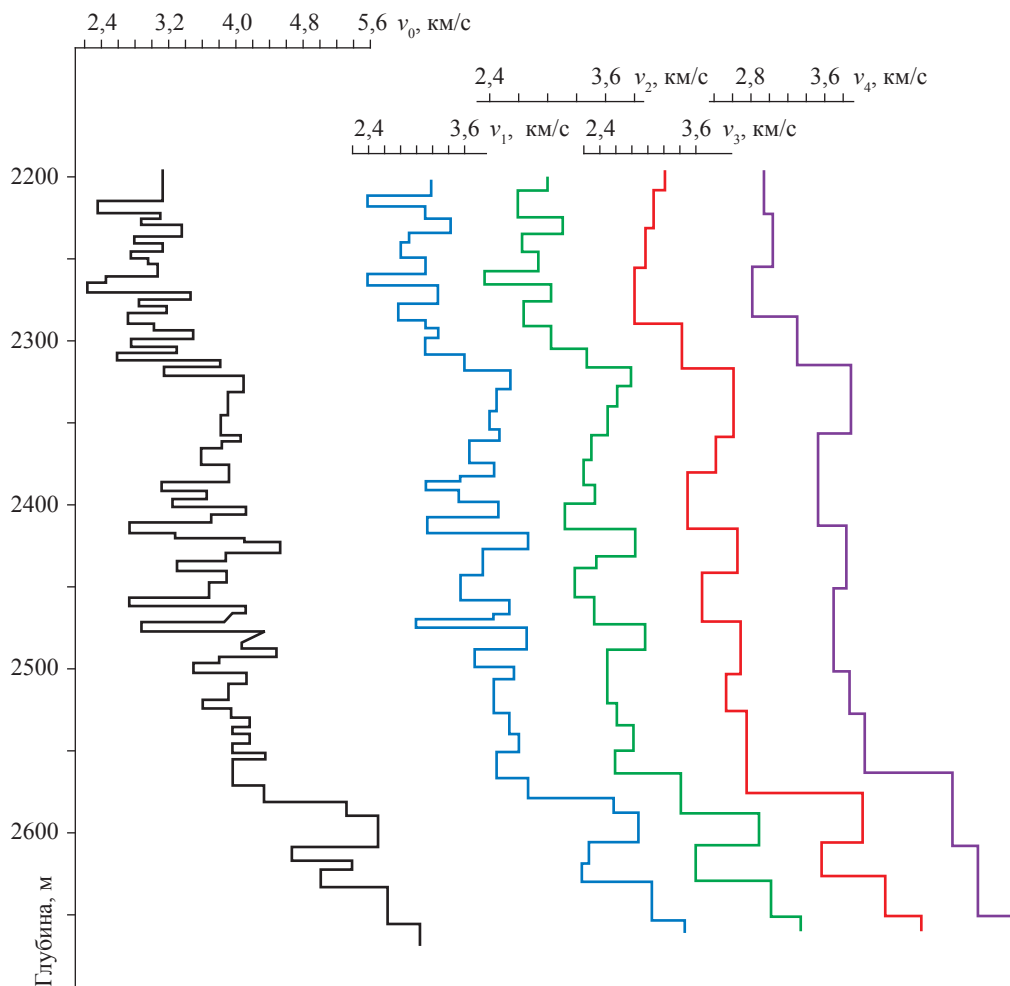


Рис. 2. Варианты строения исходных скоростных моделей различной детальности

### Интерполяция данных геофизических исследований

Оптимизация детальности модели нужна и при интерполяции данных для исключения грубых ошибок, которые могут возникать при формальном проведении этой процедуры. Рассмотрим некоторые результаты тестирования алгоритмов интерполяции [11].

2D-матрицы параметров, полученные на основе сейсмических слайсов реального интерпретационного проекта МОГТ<sup>1</sup>-3D, искусственно прореживались (обнулялись актуальные значения). Затем обнуленные значения восстанавливались с использованием различных алгоритмов интерполяции, оценивалась ошибка интерполяции. Исходные матрицы (295×264) значений сейсмических амплитуд и частот приведены на рис. 3. Набор данных 1 представлен сейсмическими амплитудами после «умного»

осреднения, позволившего оконтурить области близких значений. Произошло укрупнение площадных аномалий, области близких значений расширились и выделяются более контрастно. Набор данных 2 представлен сейсмическими частотами, которые не подвергались обработке. Высокочастотный разброс значений поля очевиден.

Смоделирована ситуация, типичная для профильных наблюдений. Для этого обнулили 80, 90 и 95 % актуальной информации путем прореживания каждых четырех из пяти, девяти из 10 и 19 из 20 столбцов матриц. Достоверность результатов интерполяции высокочастотного набора данных 2, характеризуемого разбросанными значениями, оказалась неприемлемой во всех случаях. Наблюдается резкий рост (от 70 до 110 %) СКО интерполяции с применением нескольких алгоритмов (рис. 4). Хотя интерполяция на основе способа «умного» осреднения показала лучший

<sup>1</sup> МОГТ – метод общей глубинной точки.

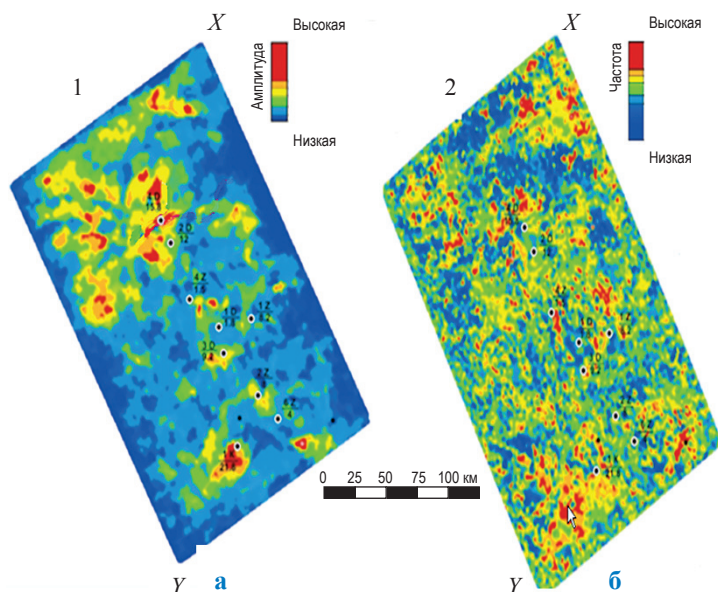


Рис. 3. Исходные матрицы (295×264) значений сейсмических амплитуд после «умного» осреднения (а, набор данных 1) и не подвергавшихся обработке частот (б, набор данных 2) [11]

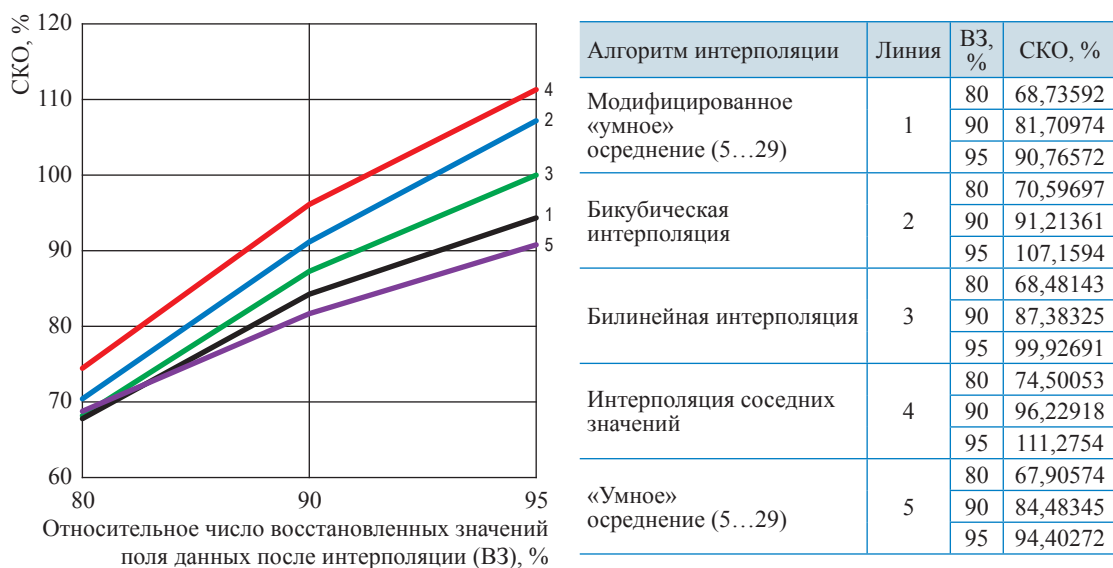


Рис. 4. Результат интерпретации «высокочастотного» набора данных 2 (см. рис. 3б), характеризующего разбросанными значениями [11]

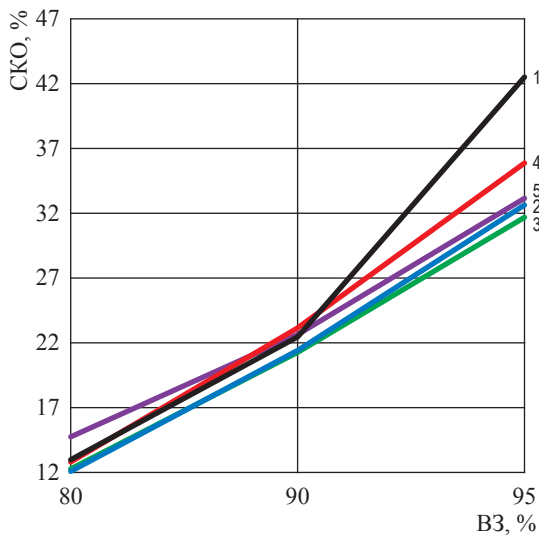
результат, однако его ошибка все же слишком значительна – 68...91 %.

В то же время, достоверность результатов интерполяции «среднечастотного» укрупненного набора данных 1 с оконтуренными областями близких значений оказалась вполне приемлемой. Отмечается умеренный рост СКО интерполяции с применением нескольких алгоритмов от 12 до 43 % (рис. 5). При этом линейная интерполяция дала лучший результат. Таким образом, предварительная обработка

данных с целью оптимизации их детальности (укрупнения аномалий) обеспечила корректное решение задачи интерполяции.

Поскольку методика интерполяции данных и особенности различных инверсий представляют собой самостоятельные сложные темы, здесь мы не будем затрагивать все связанные с ними проблемы. В данном случае было важно показать лишь принципиальную роль оптимизации детальности поля данных, не вдаваясь в подробности.





Алгоритм интерполяции	Линия	ВЗ, %	СКО, %
Модифицированное «умное» осреднение (5...29)	1	80	14,6715
		90	22,551
		95	33,1817
Бикубическая интерполяция	2	80	12,0629
		90	21,4706
		95	32,661
Билинейная интерполяция	3	80	12,2479
		90	21,2475
		95	31,7313
Интерполяция соседних значений	4	80	12,7065
		90	23,1734
		95	35,918
«Умное» осреднение (5...29)	5	80	12,9188
		90	22,4842
		95	42,5884

Рис. 5. Результат интерпретации «среднечастотного» набора данных 1 (см. рис. 3а), характеризуемого разбросанными значениями [11]

**«Информационный резонанс» как результат оптимизации детальности**

По всей видимости, можно сделать вывод о наличии универсальной зависимости достоверности прогнозируемых параметров от степени аппроксимации свойств реальной среды (рис. 6). Само существование подобной закономерности не раз подтверждалось на практике, но важно понимать, что она имеет именно универсальный характер [4–6, 10]. Выявлению названной зависимости серьезно препятствовало недостаточное развитие технологий корректной

аппроксимации данных [4, 5, 8, 12]. Зачастую на этапе изменения детальности модели вносились критические ошибки из-за неудачного выбора алгоритма осреднения или объединения пластов модели. Таким образом, приступая к решению конкретной интерпретационной задачи, необходимо подбирать не только наиболее подходящие тип инверсии данных, сейсмический атрибут, алгоритм интерполяции и т.д., но и продумать методику выбора детальности модели среды. Это особенно наглядно демонстрирует пример интерпретации поля

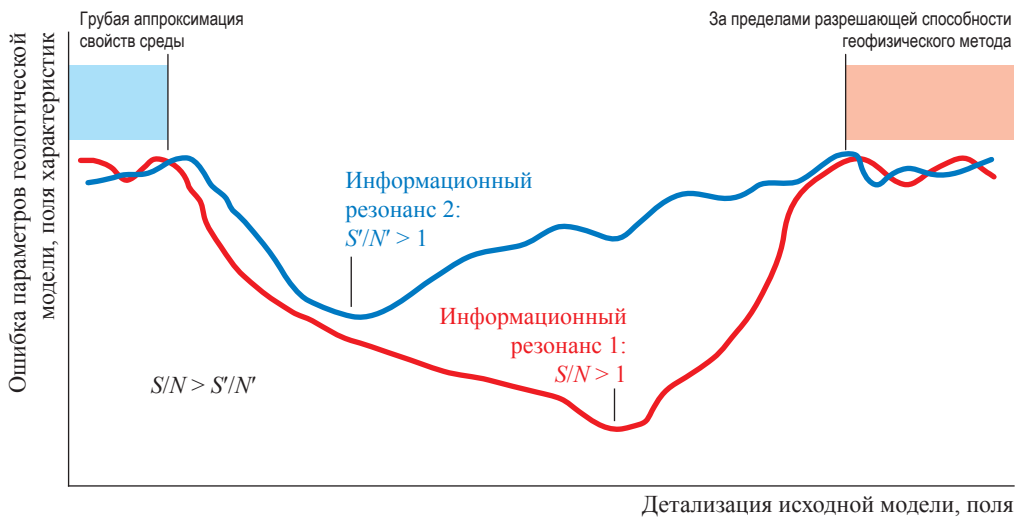


Рис. 6. Принципиальная схема процесса достижения наиболее достоверного результата (минимизации ошибки прогнозируемых параметров модели или характеристик среды) путем оптимизации детальности исходных данных в условиях присутствия помех и ограниченного разрешения геофизических данных [5]

сейсмических атрибутов [5]. Попытки рассчитать и проанализировать множество самых различных атрибутов оказались малоэффективными, в то время как «умное» осреднение поля значений простейших атрибутов – сейсмических амплитуд и частот – позволило успешно решить поставленную задачу прогноза эффективной мощности коллектора.

Методика аппроксимации различных видов данных не может быть универсальной. В первую очередь она определяется поставленной интерпретационной задачей и типом используемой инверсии. На практике выбор методики в значительной степени зависит от опыта и субъективных ощущений интерпретатора. Однако в ряде случаев могут быть использованы единые подходы, основанные на близких вычислительных схемах, что значительно упрощает процесс поиска оптимального варианта аппроксимации. Примером может служить технология «умного» осреднения.

Лишний раз отметим, что присутствие погрешностей в интерпретируемых данных должно быть ограничено. Наиболее часто оно оценивается показателем  $S/N$ . Если уровень «помехи» превышает «полезный сигнал» ( $S/N < 1$ ), то интерпретация становится бессмысленной [4]. В практике сейсмической интерпретации в качестве начального условия обычно принимается  $S/N > 5$ .

Рассмотрим более подробно основные этапы процесса поиска оптимальной детальности исходных данных, при которой происходит минимизация ошибки модели или, если можно так выразиться, достигается «информационный резонанс» (см. рис. 6). Если детальность исходных данных находится за пределами разрешающей способности геофизического метода или способа интерпретации (см. правую часть схемы на рис. 6), мы попадаем в область заведомо неоднозначных решений, т.е. корректная интерпретация в данном случае невозможна. Для каждого геофизического метода или способа интерпретации существуют своя граница области заведомо неоднозначных решений и своя область информационного резонанса, что в ряде случаев дает интерпретатору дополнительные возможности для решения поставленных задач.

В случае невысокого уровня помех и высокой плотности исходных данных, снижая детализацию исходных данных, мы достаточно быстро попадаем в область информационного

резонанса (см. резонанс № 1 на рис. 6), наиболее благоприятную для проведения интерпретации. Дальнейшее понижение детализации исходного поля данных или пластовой модели приводит к росту ошибки аппроксимации свойств геологической среды, и эффективность интерпретации падает. Наконец достигается такой уровень искажений реального геологического разреза, когда интерпретация становится абсолютно некорректной. Заметим еще раз, что способ аппроксимации свойств реальной среды и опыт интерпретатора также влияют на положение границ области заведомо грубой аппроксимации и области информационного резонанса.

В случае высокого уровня помех или низкой плотности исходных данных нам придется уже более существенно снижать детализацию исходных данных, чтобы попасть в область информационного резонанса (см. резонанс № 2 на рис. 6), при этом достоверность интерпретации неизбежно падает.

Поскольку корреляция так называемых «случайных» помех с сигнальной (полезной) частью данных не может быть охарактеризована отношением  $S/N$ , условно принимается, что она бесконечно близка к нулю. Тому есть достаточные веские основания. Тем не менее корреляция помехи с сигнальной частью в процессе оптимизации детальности исходных данных может меняться, пусть в незначительных пределах, однако в достаточных, чтобы оказывать влияние на степень искажения сигнальных значений. По этой причине нельзя ожидать равномерного и гладкого характера изменения кривой ошибки прогнозируемого параметра в зависимости от степени аппроксимации исходных данных. «На пути» к информационному резонансу, представляющему собой глобальный минимум функции, могут возникать локальные экстремумы. Этот момент следует учитывать при выборе окончательного варианта детализации данных и делать тестовый перебор аппроксимаций в достаточно широком диапазоне реализаций.

В качестве примера приведем интерпретацию сейсмических атрибутов с целью построения карты эффективных мощностей песчаного газонасыщенного пласта юрского возраста на одном из месторождений в Таджикистане [5]. При последовательном уменьшении детальности данных коэффициенты корреляции сейсмических амплитуд

со значениями эффективной мощности, установленными в скважинах, составили 0,43; 0,60; 0,57; 0,70 и 0,94. Очевидно, что коэффициент 0,57 (локальный экстремум) выбивается из общего тренда. Увеличение коэффициента корреляции с 0,43 до 0,94 вследствие оптимизации детальности данных позволило успешно решить поставленную задачу.

На практике также возможны случаи, когда приходится сознательно выходить из области информационного резонанса. Чаще всего это происходит, если поставленная интерпретационная задача требует получения детальных результатов. В такой ситуации

интерпретатору приходится жертвовать достоверностью результата в целях сохранения высокой детальности.

На многих месторождениях Западной Сибири мощность целевых пластов-коллекторов составляет всего несколько метров. Это приходится учитывать при формировании исходных уточняемых пластовых моделей. Таким образом, специфика геологического моделирования в этом регионе заключается в том, что оно зачастую проводится за пределами разрешающей способности сейсмического метода. В этих условиях методика оптимизации детальности имеет решающее значение.

### Список литературы

1. 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. – 79 с.
2. Ампилов Ю.П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа / Ю.П. Ампилов. – М.: Спектр, 2008. – 383 с.
3. Гогоненков Г.Н. Изучение детального строения осадочных толщ сейсморазведкой / Г.Н. Гогоненков. – М.: Недра, 1987. – 221 с.
4. Крылов Д.Н. Детальный прогноз геологического разреза в сейсморазведке / Д.Н. Крылов. – М.: Недра, 2007. – 195 с.
5. Крылов Д.Н. К вопросу о достижении наиболее достоверного результата инверсии в условиях присутствия помех и ограниченной разрешенности геофизических данных / Д.Н. Крылов, М.С. Кучеря, Л.А. Наумова // Геология нефти и газа. – 2012. – № 2. – С. 69–78.
6. Krilov D. Subtle lithoacoustic inversion of seismic data / D. Krilov // First break. – EAGE, 1998. – Т. 16. – № 8. – С. 277–286.
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.
8. Крылов Д.Н. Технология выбора детальности параметрической модели в зависимости от поставленной интерпретационной задачи / Д.Н. Крылов, Л.А. Наумова // Геофизика. – 2014. – № 2. – С. 15–19.
9. Krilov D. Magic of smart averaging / D. Krilov // First break. – EAGE, 2009. – Т. 27. – № 9. – С. 55–64.
10. Kondratiev I. Dependence between resolving power and accuracy of seismic waveform inversion / I. Kondratiev, Yu. Kiselev, D. Krilov // 55<sup>th</sup> annual EAEG meeting: expanded abstracts. – Stavanger, 1993.
11. Krilov D. Smart averaging interpolation algorithm comparative test / D. Krilov, Ya. Vaniarho, D. Basaev // Geophysical Prospecting. – 2016. – Т. 64. – № 3. – С. 642–656.
12. Копилевич Е.А. Комплексное спектрально-скоростное прогнозирование типов геологического разреза и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов / Е.А. Копилевич, И.А. Мушин, Е.А. Давыдова и др. – Ижевск: Ижевский институт компьютерных исследований, 2010. – 248 с. – (Библиотека нефтяного инжиниринга).

## Designing a valid geological model of a medium by tailoring its detail degree

D.N. Krylov

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation  
E-mail: D\_Krylov@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** Degree of detail and validity are the closely related characteristics of geological models. Either accuracy, or an error of parameters included into a geological model can be used as criteria of validity for a geological model in case they were measured at fixed detail degree of this model (distribution of layer thicknesses in respect to models of layers, and distribution of sizes of the identified areal anomalies in respect to maps).

To fulfil particular interpretation tasks successfully (namely: determination of leads for geological prospecting and identification of promising objects, calculation of hydrocarbon reserves, reservoir engineering, etc.) one should find optimal ratio between detail degree and validity of a model. First of all, detail particularity of a model is determined by specific structural features of a studied geological section, density of logging per unit area, design of survey (e.g., size of a bin during 3D seismic measurements), spectrum and resolution of survey data (e.g., high-frequency geophysical well logging, mid-frequency seismic and low-frequency gravity and magnetic surveys), and level of interference violating geological-geophysical data.

Using test materials author substantiates necessity to regulate/optimize detail degree of models in order to get valid characteristics of media. He concludes that there is a universal dependency between validity of predicted parameters and a level of approximation of a real medium, i.e. between the detail degree of a model, a level of noises and the density of observations.

**Keywords:** geological model, optimization, degree of detail, level of interference, validity of parameters.

### References

1. AVERBUKH, A.G., et al. *Mathematical modelling of wave fields as a foundation of complex interpretation of seismic, field geophysical and geological information* [Matematicheskoye modelirovaniye volnovykh poley kak osnova kompleksnoy interpretatsii seymicheskoy, promyslovo-geofizicheskoy i geologicheskoy informatsii]. Moscow: VNIOENG, 1985. (Russ.).
2. AMPILOV, Yu.P. *From seismic interpretation to simulation and assessment of oil and gas fields* [Ot seymicheskoy interpretatsii k modelirovaniyu i otsenke mestorozhdeniy nefi i gaza]. Moscow: Spektr, 2008. (Russ.).
3. GOGONENKOV, G.N. *Studying detailed structure of sedimentary stratum using seismic measurements* [Izucheniye detalnogo stroeniya osadochnykh tolshch seysmorazvedkoy]. Moscow: Nedra, 1987. (Russ.).
4. Krylov, D.N. *Detailed forecast of a geological section in seismic explorations* [Detalnyy prognoz geologicheskogo razreza v seysmorazvedke]. Moscow: Nedra, 2007. (Russ.).
5. KRYLOV, D.N., M.S. KUCHERYA, L.A. NAUMOVA. On achievement of the most valid result of inversion in presence of noises and in conditions of limited resolution of geophysical data [K voprosu o dostizhenii naiboleye dostovernogo rezultata inversii v usloviyakh prisutstviya pomekh i ogranichennoy razreshennosti geofizicheskikh dannykh]. *Geologiya Nefi i Gaza*. 2012, no. 2, pp. 69–78. ISSN 0016-7894. (Russ.).
6. KRILOV, D. Subtle lithoacoustic inversion of seismic data. *First Break*. EAGE, 1998, vol. 16, no. 8, pp. 277–286. ISSN 0263-5046.
7. KRYLOV, D.N. Application of smart averaging to solve problems of interpreting numerical characteristics of geological medium [Ispolzovaniye tekhnologii optimizatsionnogo osredneniya pri reshenii zadach interpretatsii chislovykh kharakteristik geologicheskoy sredy]. *Tekhnologii Seysmorazvedki*. 2016, no. 4, pp. 13–20. ISSN 1813-4254. (Russ.).
8. KRYLOV, D.N., L.A. NAUMOVA. Technique for selecting degree of detail for a parametric model depending on a set interpretation task [Tekhnologiya vybora detalnosti parametricheskoy modeli v zavisimosti ot postavlennoy interpretatsionnoy zadachi]. *Geofizika*. 2014, no. 2, pp. 15–19. ISSN 1681-4568. (Russ.).
9. KRILOV, D. Magic of smart averaging. *First Break*. EAGE, 2009, vol. 27, no. 9, pp. 55–64. ISSN 0263-5046.
10. KONDRATIEV, I., Yu. KISELEV, D. KRILOV. Dependence between resolving power and accuracy of seismic waveform inversion. In: *55<sup>th</sup> annual EAGE meeting: expanded abstracts*. Stavanger, 1993.
11. KRILOV, D., Ya. VANJARHO, D. BASAEV. Smart averaging interpolation algorithm comparative test. *Geophysical Prospecting*. 2016, vol. 64, no. 3, pp. 642–656. ISSN 0016-8025.
12. KOPILEVICH, Ye.A., I.A. MUSHIN, Ye.A. DAVYDOVA, et al. *Complex express spectrographic prediction of geological section types and permeability-porosity properties of reservoirs* [Kompleksnoye spektralno-skorostnoye prognozirovaniye tipov geologicheskogo razreza i filtratsionno-yemkostnykh svoystv kollektorov]. Izhevsk: Izhevsk institute of computer researches, 2010. Series: Library of petroleum engineering. (Russ.).

УДК 553.98

## Основные закономерности изменения статистических оценок фильтрационно-емкостных свойств вендских отложений по глубине залегания для месторождений, входящих в газотранспортную систему «Сила Сибири»

**Ю.М. Чуриков**

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1  
E-mail: Y\_Churikov@vniigaz.gazprom.ru

**Тезисы.** Одним из важных аспектов обобщения геолого-геофизической информации, накопленной на этапах поиска и разведки месторождений, является установление закономерностей изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) отложений в зависимости от глубины залегания. Такие обобщения были проведены для крупных месторождений Западной Сибири. Сосредоточение значительной доли углеводородного сырья в сложнопостроенных породах венда Восточной Сибири определяет необходимость проведения аналогичных исследований для этих отложений.

Рассмотрены закономерности изменения статистических оценок ФЕС с глубиной для основных месторождений, входящих в газотранспортную систему «Сила Сибири» – Чаяндинского, Тас-Юряхского, Верхневилучанского и Ковыктинского – и относящихся по схеме фациального районирования к Тунгусскому фациальному региону. Исследованы условия формирования и залегания продуктивных горизонтов венд-кембрийского возраста, минералогические, структурные и текстурные характеристики горизонтов. Впервые для вендских отложений Восточной Сибири в пределах Нюйской, Вилючанской, Ботубинской, Ийско-Жигаловской фациальных зон разработаны зависимости изменения статистических характеристик ФЕС от абсолютной глубины.

Установлено, что наиболее уверенно закономерности изменения ФЕС по глубине прослеживаются для горизонтов, являющихся стратиграфическими аналогами, а именно: пласта  $V_5$  парфеновского горизонта Ковыктинского газоконденсатного месторождения и ботубинского горизонта Чаяндинского и Тас-Юряхского нефтегазоконденсатных месторождений; пласта  $V_{10}$  хамакинского горизонта Чаяндинского и харыстанского горизонта Верхневилучанского нефтегазоконденсатных месторождений.

Применение установленных зависимостей изменения ФЕС по глубине целесообразно для вендских отложений малоизученных месторождений с учетом литофациального районирования для экспресс-оценки пределов ФЕС по абсолютной глубине, а также подтверждения корректности результатов исследований керна и интерпретации данных геофизических исследований скважин.

Прослеживание закономерностей изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) отложений в зависимости от глубины залегания является одним из важных аспектов обобщения геолого-геофизической информации, накопленной на этапе поиска и разведки месторождений. Для отложений неокома Западной Сибири такое обобщение было выполнено рядом исследователей [1] и получило широкое применение при анализе и интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) таких крупных газоконденсатных месторождений, как Уренгойское, Ямбургское и др. на этапе их разведки. В настоящее время большой накопленный объем геолого-геофизических данных позволил выполнить аналогичные обобщения для продуктивных отложений венда Восточной Сибири. С учетом высокой актуальности изучения района строительства газотранспортной системы (ГТС) «Сила Сибири» выполнен анализ изменения ФЕС и петрофизических свойств отложений по глубине залегания для продуктивных горизонтов основных месторождений, входящих в ГТС: Чаяндинского, Тас-Юряхского, Верхневилучанского и Ковыктинского.

По схеме фациального районирования изучаемые месторождения относятся к Тунгусскому фациальному региону. К Предпатомскому фациальному району относятся основная площадь Чаяндинского нефтегазоконденсатного

**Ключевые слова:** вендские отложения, фильтрационно-емкостные свойства, закономерность, месторождение, газотранспортная система «Сила Сибири».

месторождения (НГКМ) и Верхневилючанское НГКМ. При этом Чаяндинское НГКМ относится к Нюйской фациальной зоне, Верхневилючанское – к Вилючанской. Ботубинская фациальная зона Непско-Ботубинского фациального района распространяется на Тас-Юряхское НГКМ и северную часть Чаяндинского НГКМ. Ковыктинское и Чиканское месторождения относятся к Ийско-Жигаловской фациальной зоне Ангаро-Ленского фациального района.

При анализе данных рассматривались следующие горизонты:

- ботубинский Чаяндинского и Тас-Юряхского НГКМ (Ботубинская и Нюйская фациальные зоны);
- хамакинский Чаяндинского НГКМ (Нюйская фациальная зона);
- талахский Чаяндинского и Тас-Юряхского НГКМ (Ботубинская и Нюйская фациальные зоны);
- юряхский Верхневилючанского НГКМ (пласты Ю<sub>1</sub> и Ю<sub>11</sub>, Вилючанская фациальная зона);
- харыстанский и вилючанский Верхневилючанского НГКМ (Вилючанская фациальная зона);
- парфеновский Ковыктинского газоконденсатного месторождения (ГКМ), в том числе для Хандинского участка (Ийско-Жигаловская фациальная зона).

Особенности формирования, структурно-литологические особенности продуктивных горизонтов Чаяндинского НГКМ освещались ранее в ряде работ [2–9], однако региональному обобщению данных уделялось мало внимания. Анализ глубин залегания, термобарических условий и характеристик пластовых

вод продуктивных горизонтов рассматриваемых месторождений приведен в табл. 1. Минерализация пластовых вод этих горизонтов является высокой и изменяется в пределах 322...440 г/л. Глубины залегания терригенных отложений увеличиваются от Чаяндинского НГКМ (1321...1979 м) к Тас-Юряхскому НГКМ (1908...1996 м), Верхневилючанскому НГКМ (2100...2500 м) и Ковыктинскому ГКМ (2840...3320 м). Соответственно с глубиной увеличиваются и значения пластовых давлений, которые являются аномально низкими – ниже гидростатического – с разными коэффициентами аномальности.

Коэффициенты аномальности пластового давления Чаяндинского НГКМ составляют для ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов соответственно 0,85; 0,80; 0,73...0,75; для парфеновского горизонта Ковыктинского ГКМ этот коэффициент изменяется в диапазоне 0,79...0,92, составляя в среднем 0,86.

Для продуктивных горизонтов Чаяндинского, Верхневилючанского и Тас-Юряхского НГКМ характерен низкотемпературный режим залегания: температуры составляют от 11,5 (талахский горизонт Чаяндинского НГКМ) до 18,6 °С (харыстанский горизонт Верхневилючанского НГКМ). Парфеновский горизонт Ковыктинского ГКМ залегает в условиях более высоких температур – до 56 °С. Минерализация пластовых вод горизонтов является высокой и лежит для рассматриваемых отложений в близких пределах 322...440 г/л. Таким образом, для обсуждаемых месторождений установлены в основном близкие условия залегания вендских отложений, определяемые главным образом глубинами залегания.

Таблица 1

**Основные характеристики залегания продуктивных горизонтов Чаяндинского, Тас-Юряхского, Верхневилючанского НГКМ и Ковыктинского ГКМ**

Месторождение	Продуктивный горизонт	Глубина залегания, м	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С	Минерализация воды, г/л
Чаяндинское НГКМ	Ботубинский	1419...1979	12,9...13,5	+9...+11	348,6
	Хамакинский	1321...1886	12,6...12,9		440,9
	Талахский	1547...1885	11,5...12,1		381,5
Тас-Юряхское НГКМ	Ботубинский	1908...1996	14,1	+12,5	322,0...389,0
	Талахский	1945...1971	14,0	+12,5	
Верхневилючанское НГКМ	Юряхский	1570...1700	15,9	+9	357...384
	Харыстанский	2100	17,1...18,6	+14	360...380
	Вилючанский	2500	17,5	+17	
Ковыктинское ГКМ	Парфеновский	2840...3320	25,4	+56	344,0

Условия формирования продуктивных горизонтов венд-кембрийского возраста, минералогические, структурные и текстурные характеристики горизонтов, определяющие значения ФЕС отложений, перечислены в табл. 2. В том числе показано количественное соотношение в породах горизонтов коллекторов с различными типами проницаемости. Согласно классификации А.А. Ханина, разработанной для терригенных коллекторов, выделены шесть классов проницаемости, Д:

- I: > 1 – очень высокая;
- II: 0,5...1 – высокая;
- III: 0,1...0,5 – средняя;
- IV: 0,01...0,1 – пониженная;
- V: 0,001...0,01 – низкая;
- VI: < 0,001 – коллектор непромышленного значения.

Графический анализ статистических оценок ФЕС и петрофизических свойств приведен на рис. 1–3. Вариации ФЕС продуктивных отложений венд-кембрийского возраста изучаемой группы месторождений обусловлены целым рядом факторов, основными из которых являются седиментационные особенности и вторичные преобразования.

Статистические характеристики ФЕС основных продуктивных горизонтов проанализированы при сопоставлении их с абсолютной глубиной ( $H_{абс}$ ) залегания отложений (табл. 3). В результате установлены и математически выражены закономерности изменения статистических характеристик основных свойств продуктивных отложений в зависимости от  $H_{абс}$  вендских отложений в пределах Нюйской, Вилючанской, Ботубинской, Ийско-Жигаловской фациальных зон.

При анализе также учтены граничные значения ФЕС, разработанные на основе сопоставления ФЕС с граничными значениями эффективной пористости (табл. 4).

Таблица 2  
Условия формирования, структурные и минералогические характеристики продуктивных горизонтов венд-кембрийских отложений на месторождениях, входящих в ГТС «Сила Сибири»

Месторождение	Горизонт	Основные фациальные обстановки	Тип пород по гранулометрическому и литологическому составам	Тип цемента	Вторичные изменения	Доля коллекторов разных классов проницаемости (по классификации А.А. Ханина), %
Чаяндынское	Ботубинский	Отложения формируются в субаквальной зоне пониженной или нормальной солёности в условиях стабилизации уровня моря. В прибрежной части древнего моря формировались системы аккумулятивных баровых тел	Мелко-, среднезернистые кварцевые и полевошпатовые песчаники с тонкими прослоями алевролита. В подповерхней части горизонта встречаются пропластки аргиллитов и алевролитов	Регенерационный и контактовый кварцевый (основная цементация); карбонатный; доломитовый (пятнистые, неравномерные выделения), ангидритовый (неравномерно, единичные проявления), порово-плёночный глинистый (каолинит-гидрослюдастый); ступски пиритового цемента	Регенерация зерен кварца; стресс-коррозия; засоление (до 5...10%), сульфатизация; карбонатизация; корродирование зерен; выпелачивание в цементной составляющей породы и в зернах кварца и кварца полевошпатового (КПШ); пелитизация и серицитизация зерен КПШ; пиритизация, деформация и трансформация слюды	I класс – 7,6; II класс – 7,5; III класс – 31,1; IV класс – 29,5; V класс – 10,9; VI класс – 13,4
	Хмакянский	Накопление на южном склоне обширной палеоантеклизы в субконтинентальных и прибрежно-морских обстановках. Неоднородность резервуара обусловлена трансгрессивным выклиниванием отложений на склоне палеоантеклизы, латеральным замещением песчаников делты глинистыми отложениями прибрежной равнины и мелководных заливов	Неравномерное чередование пластов мелко-, средне-, крупнозернистых песчаников, гравелигов, алевролитов с прослоями, аргиллитов	Регенерационный кварцевый; ступсковый карбонатный доломитового состава; сульфатный ангидритовый и реже гипсового состава; резе глинистый, гидрослюдастый порово-плёночного типа	Регенерация зерен кварца; конформные, инкорпорационные контакты зерен; полоски Бема по обломкам; пиритизация; коррозия кварца карбонатным и сульфатным цементом; частичная серицитизация и пелитизация обломков полевых шпатов; сульфатизация; коррозия зерен доломитом; трещиноватость; засоление	I класс – 2,6; II класс – 4,3; III класс – 16,2; IV класс – 27,4; V класс – 20,8; VI класс – 28,7

Месторождение	Горизонт	Основные фациальные обстановки	Тип пород по гранулометрическому и литологическому составам	Тип цемента	Вторичные изменения	Доля коллекторов разных классов проницаемости (по классификации А.А. Ханина), %
Чаяндинское	Талахский	Фации центральной, краевой и дистальной частей временного потока, пограничной зоны дистальной части временного потока и зоны самостоятельного гидродинамического режима	Неравномерное переслаивание гравелитов, средне-, мелко- и крупнозернистых песчаников с прослоями алевролитов и аргиллитов	Кварцевый регенерационный (в основном) порового, пленочного, ступового типа. Редко карбонатный (доломитовый) и сульфатный (ангидритовый, реже гипсовый). Глинистый гидрослюдистый (тонкошелушчатый) и глинисто-карбонатный пленочного и порово-пленочного типов неравномерно, в единичных прослоях.	Регенерационные структуры; микролитолитовые контакты кварцевых зерен; серицитизация; пелитизация; тонкорассеянное рудное напыление; слюдитые каемки; активное окисление; сульфатизация; кристаллы ангидрита; коррозия зерен гипсовым и ангидритовым цементом; деформация и гидратация слюды; пиритизация	I класс – 0,7; II класс – 0,9; III класс – 6,3; IV класс – 21,4; V класс – 33,8; VI класс – 36,9
Тас-Юрское	Талахский	Преобладали континентальный и прибрежно-морской режимы осадконакопления. Формирование горизонта произошло в период трансгрессии морского бассейна	Частое чередование плотных и пронизаемых, песчаников, мелко-, среднезернистых. В подошвенной части встречаются гравелиты и брекчированные породы	Песчанники: • глинистый для олигомиктовых песчаников (содержание от 1,7 до 20 %, преобладает гидрослюда); • карбонатный для мономиктовых песчаников. Алевролиты: • глинистый (15...20 %); • гидрослюда пластинчатая, реже тонкошелушчатая, каолинит чешуйчато-агрегатный	Сульфатизация; галитизация песчаников; регенерация	I класс – 15,6; II класс – 13,4; III класс – 28,9; IV класс – 26,9; V класс – 6,3; VI класс – 8,9
Верхневешняновское	Юрхский	Осадконакопление происходило в мелководном морском бассейне с периодически изменяющимися соленостью и интенсивностью привноса глинистого материала	<b>Пласт Ю-I:</b> доломиты и доломитизированные известняки  <b>Пласт Ю-II:</b> доломиты микро-, тонко-, иногда среднезернистые неслоистые массивные, в различной степени сульфатизированные, послонно глинистые, микролитолитовые в различной степени трещиноватые локально засоленные	Небольшая часть пор частично или полностью выполнена глинисто-органическим веществом или битумом, другие заполнители присутствуют гораздо реже; существенная часть микротрещин в нижней трети пласта выполнена ангидритом	Перекристаллизация доломита; доломитизация, кальцитизация и перекристаллизация кальцита (в меньшей степени), сульфатизация (еще в меньшей степени)	I класс – 0; II класс – 0,1; III класс – 1,8; IV класс – 20,6; V класс – 24,8; VI класс – 52,7



Месторождение	Горизонт	Основные фациальные обстановки	Тип пород по гранулометрическому и литологическому составам	Тип цемента	Вторичные изменения	Доля коллекторов разных классов проницаемости (по классификации А.А. Ханина), %
Верхневеличанское	Харытавский	Небольшие колебания уровня палеоморя в период накопления песчаного материала вдоль береговой линии	Чередование песчаников мелко-, средне-, крупнозернистых, алевролитов крупнозернистых, иногда тонкослоистых, аргиллитов, часто алевроитовых, тонко- и мелкослоистых. Пласты и пропластки аргиллитов разделяют песчаные пачки	Карбонатный; ангидридовый; глинистый. Содержание цемента в песчаных разностях в основном не превышает 10 % (в среднем 4...5 %)	-	I класс – 0; II класс – 0,6; III класс – 15,5; IV класс – 26,6; V класс – 14,3; VI класс – 43,0
			Песчаники преимущественно мелко-среднезернистые. В основании травертины слабые и среднесцементированные	Поровый, порово-плочный, гидрослоистый, иногда с каолинитом. В ряде случаев роль цемента выполняет регенерационный кварц	Регенерация кварца	I класс – 1,6; II класс – 7,7; III класс – 19,6; IV класс – 21,4; V класс – 18,9; VI класс – 30,8
Ковытгинское	Парфеновский	<b>Пласт П<sub>1</sub></b> ; сформировался в условиях прибрежно-морской равнины и локализованных аллювиально-дельтовых палеопотоков. Постепенная смена обстановки осадконакопления с аллювиальной на приливно-отливную  <b>Пласт П<sub>2</sub></b> ; начал формироваться в континентальных условиях аллювиального генезиса. К завершению формирования пласта генезис менялся от аллювиального к аллювиально-дельтовым условиям и к переходному – прибрежно-морскому – генезису	Песчаники мелкозернистые, алевроиты до перехода в алевролиты, реже крупно- и среднезернистые с ритмичными прослоями алевролитов и аргиллитов	Первичный цемент: глинистый и представлен преимущественно хлоритом плочным и поровым. Вторичный цемент: преобладающие компоненты – регенерационный кварц, а также пятнообразно распределенные доломит, ангидрит и гипс. В порах иногда присутствует гематит. Вокруг зерен помимо хлоритовой оболочки встречается тонкая гематитовая оболочка	Регенерация кварца; интенсивная регенерация обломочных зерен	I класс – 0; II класс – 0; III класс – 0,2; IV класс – 5,2; V класс – 11,5; VI класс – 83,1
			Песчаники крупно-, средне-, мелкозернистые до алевроитистых с редкими ритмичными прослоями алевролитов и аргиллитов	Интенсивная аугитенная цементация, представленная в основном каемками хлорита и кварцевого регенерационного цемента	-	I класс – 0; II класс – 0,3; III класс – 2,3; IV класс – 13,4; V класс – 19,6; VI класс – 64,4

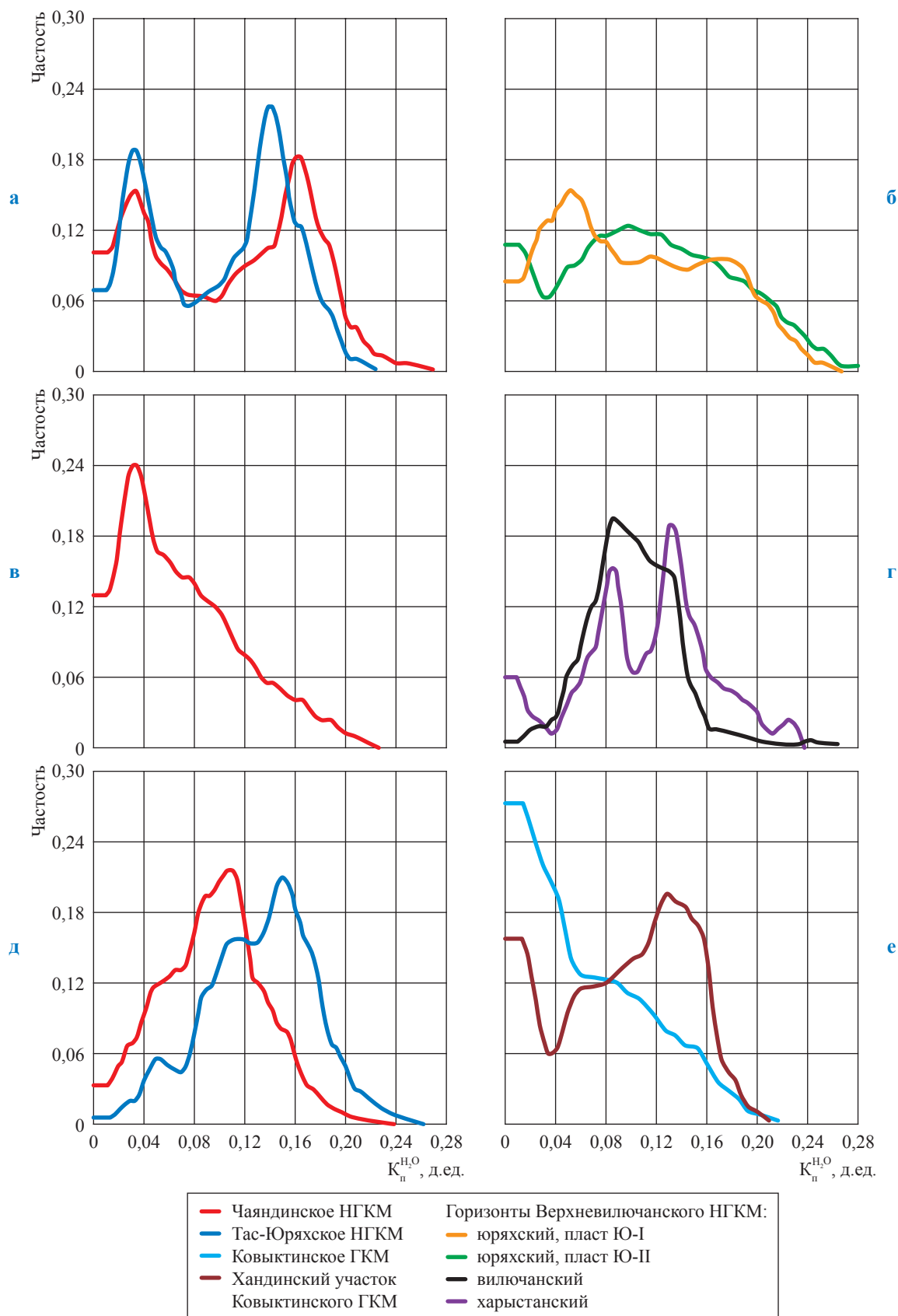


Рис. 1. Сопоставление дифференциальных распределений коэффициентов  $K_n^{H_2O}$  пористости по керну (водонасыщению) продуктивных горизонтов – ботубинского (а), 1-го и 2-го юряхских (б), хамакинского (в), харыстанского и вилючанского (г), талахского (д), парфеновского (е) – месторождений, входящих в ГТС «Сила Сибири»

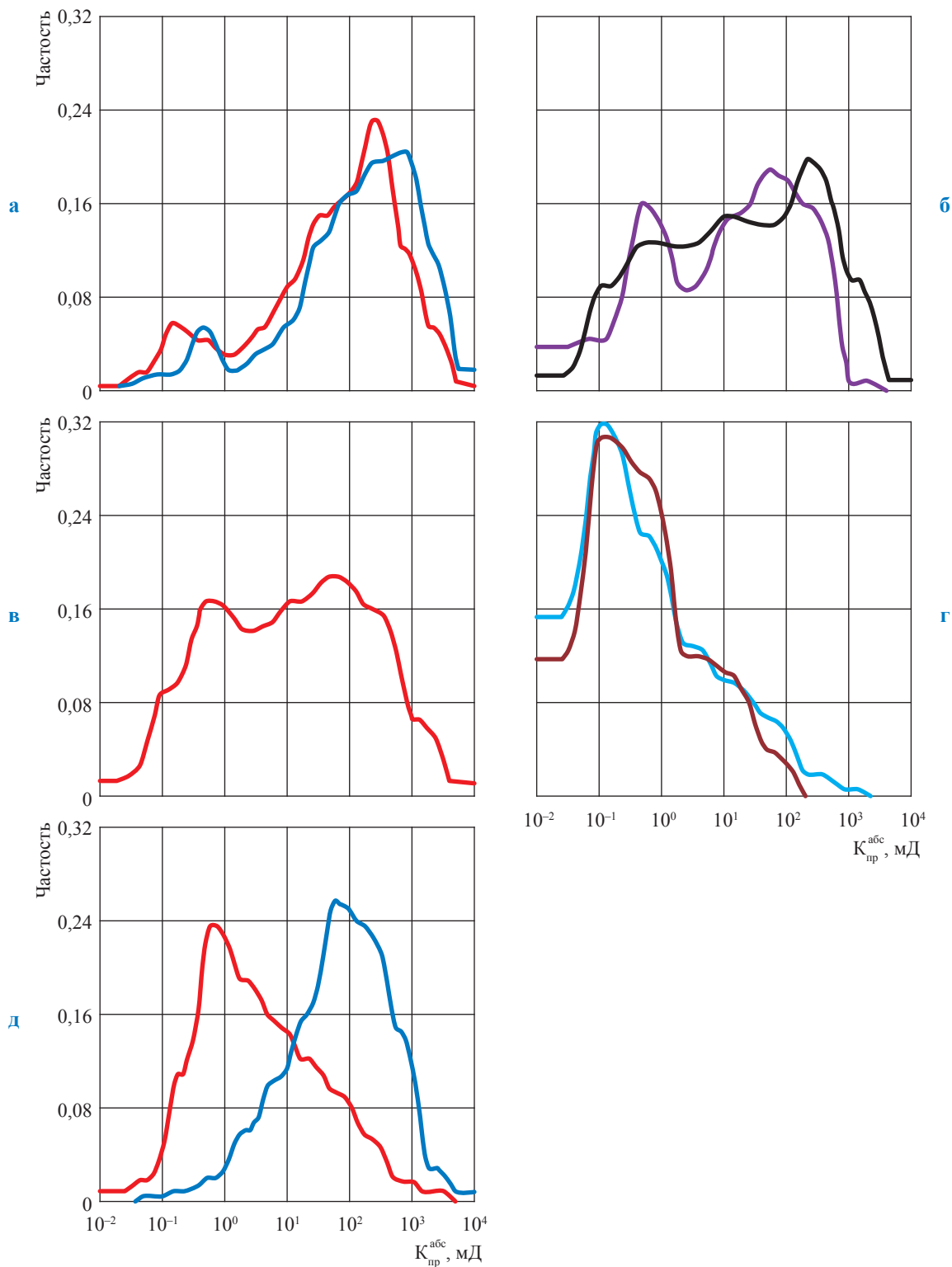


Рис. 2. Сопоставление дифференциальных распределений коэффициентов  $K_{пр}^{абс}$  абсолютной проницаемости (по керну) продуктивных горизонтов – ботубинского (а), харыстанского и вилочанского (б), хамакинского (в), парфеновского (г), талахского (д) – месторождений, входящих в ГТС «Сила Сибири». Здесь и далее на рис. 3 см. экспликацию к рис. 1

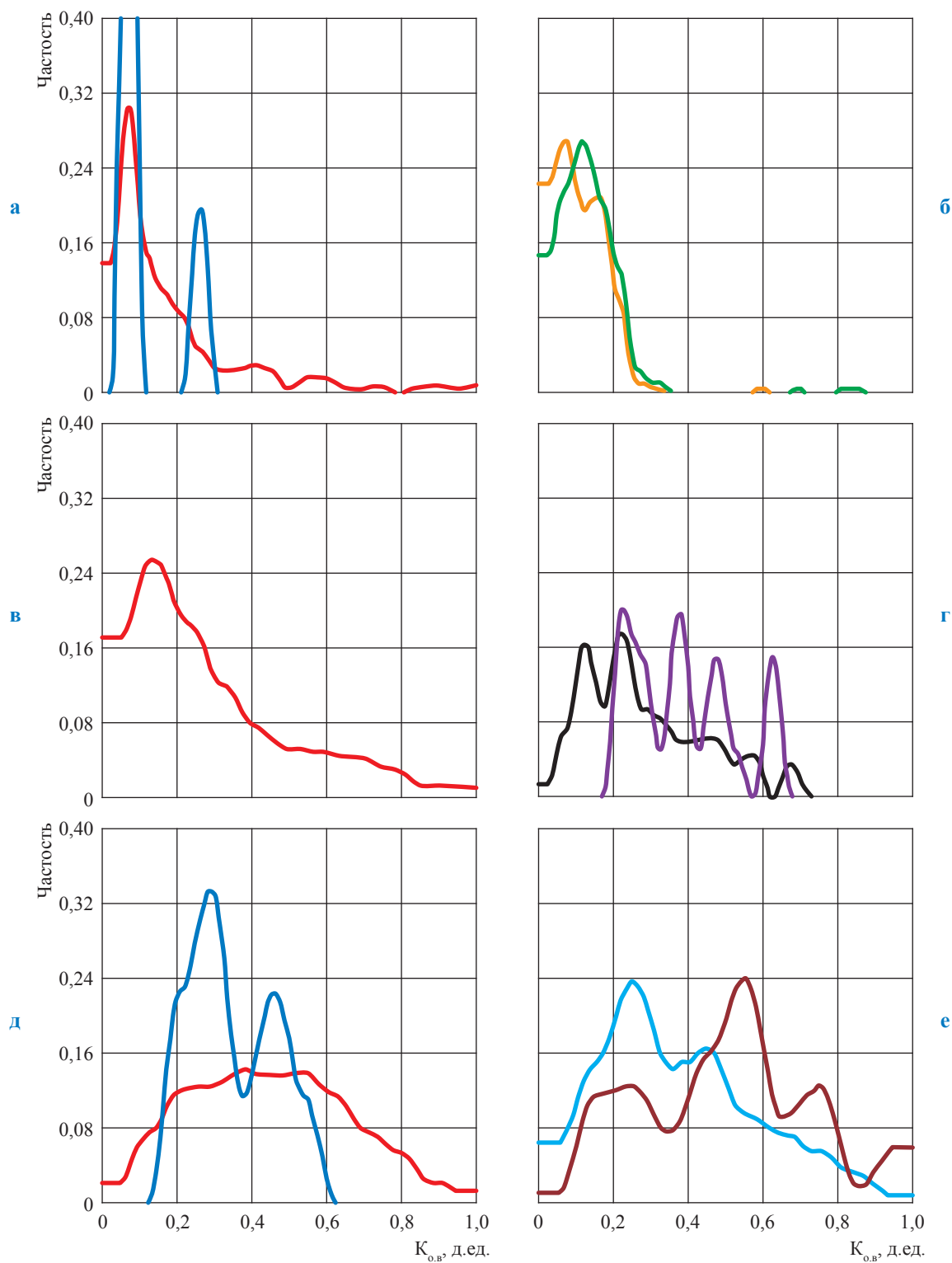


Рис. 3. Сопоставление дифференциальных распределений коэффициента  $K_{o,v}$  остаточной водонасыщенности (по капилляриметрии) продуктивных горизонтов – ботубинского (а), 1-го и 2-го юрских (б), хамакинского (в), харыстанского и вилючанского (г), талахского (д), парфеновского (е) – месторождений, входящих в ГТС «Сила Сибири»

Таблица 3

**Основные статистические оценки ФЕС по продуктивным горизонтам месторождений, входящих в ГТС «Сила Сибири»**

Месторождение	Горизонт	Средняя $H_{абс}$ , м	$K_{п}^{H_2O}$ , д.ед.		$K_{пр}^{абс}$ , мД		$K_{о.в}$ , д.ед.		Содержание глины, %	
			макс.	средн.	макс.	средн.	мин.	средн.	макс.	средн.
Чаяндинское	Ботуобинский	-1404	0,272	0,132	5496	324,2	0,006	0,17	52,6	3,3
	Хамакинский	-1290	0,271	0,094	6100	186,4	0,009	0,281	53,5	7,0
	Талахский	-1409	0,236	0,111	7513	55,4	0,014	0,481	39,1	8,0
Тас-Юряхское	Осинский	-1155	0,199	0,085	7	1,7	0,157	0,482	-	-
	Ботуобинский	-1603	0,26	0,131	8800	737,9	0,011	0,354	50,7	12,4
	Талахский	-1627	0,254	0,136	4516	186,5	0,041	0,363	25,6	10,9
Ковыктинское	Парфеновский	-2255	0,219	0,123	555	20,0	0,06	0,449	31	14,6
Верхневиллючанское	Юряхский, пласт Ю-I	-1337	0,276	0,144	584	18,4	0,071	0,149	-	-
	Юряхский, пласт Ю-II	-1352	0,294	0,153	109	6,4	0,066	0,161	-	-
	Харыстанский	-1996	0,223	0,124	451	94,3	0,035	0,322	22,6	5,8
	Виллючанский	-2159	0,238	0,114	4724	181,4	0,047	0,412	20,8	9,4

Таблица 4

**Обобщение установленных граничных ФЕС для группы месторождений, входящих в ГТС «Сила Сибири»**

Месторождение	Горизонт	Средняя $H_{абс}$ , м	Граничные значения			
			установленные		принятые при подсчете запасов	
			$K_{п}^{H_2O}$ , д.ед.	$K_{пр}^{абс}$ , мД	$K_{п}^{H_2O}$ , д.ед.	$K_{пр}^{абс}$ , мД
Чаяндинское	Ботуобинский	-1404,1	0,039	0,8	0,039	0,8
	Хамакинский	-1290,4	0,040	0,7	0,040	0,5
	Талахский	-1408,7	0,065	0,7	0,065	0,7
Тас-Юряхское	Ботуобинский	-1607,3	0,040	4,0	0,057	-
	Талахский	-1538,1	0,072	5,0		
Ковыктинское	Парфеновский	-2254,8	0,080	0,6	0,086	0,1
Верхневиллючанское	Юряхский, пласт Ю-I	-1337,1	0,065	0,4	0,052/0,070	0,1-1
	Юряхский, пласт Ю-II	-135,2	0,074	0,4	0,067/0,088	0,08-1,3
	Харыстанский	-1995,9	0,044	1,5	0,048/0,07	
	Виллючанский	-2159,4	0,082	1,6	0,077/0,094	

Изменение статистических оценок  $K_{п}^{H_2O}$  для коллекторов изучаемой группы месторождений в зависимости от  $H_{абс}$  выражается уравнениями с высокими коэффициентами корреляции:

- максимальных оценок –  $K_{п.макс}^{H_2O}$ :

$$H_{абс} = \frac{1}{-0,00213 - 0,00253 \lg K_{п.макс}^{H_2O}},$$

$KTC = 0,61, \text{ Пог} = 0,063;$

- средних оценок –  $K_{п.средн}^{H_2O}$ :

$$H_{абс} = \frac{1}{0,000106 - 0,0409(K_{п.средн}^{H_2O})^2},$$

$KTC = 0,53, \text{ Пог} = 0,083;$

- граничных оценок –  $K_{п.гр}^{H_2O}$ :

$$H_{абс} = \frac{1}{-0,000908 - 0,0694(K_{п.гр}^{H_2O})^2},$$

$KTC = 0,22, \text{ Пог} = 0,12, \tag{3}$

где  $KTC$  – коэффициент тесноты связи;  $\text{Пог}$  – погрешность.

Зависимость изменения значений  $K_{п.макс}^{H_2O}$  с глубиной верна даже для карбонатных отложений юряхского горизонта. Отмечается тесная корреляционная зависимость значений  $K_{п.средн}^{H_2O}$  и  $H_{абс}$  для ботуобинского горизонта Чаяндинского и Тас-Юряхского месторождений, талахского горизонта Тас-Юряхского месторождения, продуктивных пластов Верхневиллючанского и Ковыктинского

месторождений (рис. 4). При этом для хамакинского и талахского горизонтов Чайядинского НГКМ значения  $K_{п.средн}^{H_2O}$  ниже установленной общей тенденции, что отражает серьезное влияние вторичных процессов на ФЕС этих горизонтов. Графически обобщенная математическая модель изменения статистических оценок  $K_{п}^{H_2O}$  в зависимости от  $H_{абс}$  представлена на рис. 5.

Закономерности изменения значений  $K_{пр}^{абс}$  по глубине также выражены в виде уравнений (рис. 6):

- максимальных –  $K_{пр.макс}^{абс}$  :

$$H_{абс} = \frac{23748154}{-10696,3 - K_{пр.макс}^{абс}},$$

КТС = 0,35, Пог = 0,1;

- средних –  $K_{пр.средн}^{абс}$  :

$$H = 3,85K_{пр.средн}^{абс} - 2331, \text{ КТС} = 0,49, \text{ Пог} = 0,09 (N = 6),$$

где  $N$  – размер выборочной совокупности;

- граничных –  $K_{пр.гр}^{абс}$  :

$$H = 167,8K_{пр.гр}^{абс} - 2322, \text{ КТС} = 0,8, \text{ Пог} = 0,03. \tag{6}$$

Следует отметить, что закономерности изменения статистических характеристик  $K_{пр}^{абс}$  по глубине отличаются более широкими пределами (см. рис. 6), чем наблюдаются для  $K_{п}^{H_2O}$ . При этом достаточно уверенно прослеживаются закономерности изменения  $K_{пр.макс}^{абс}$  и  $K_{пр.средн}^{абс}$  для горизонтов, являющихся стратиграфическими аналогами: пласта В<sub>5</sub> парфеновского горизонта Ковыктинского ГКМ и ботубинского горизонта Чайядинского и Тас-Юряхского НГКМ; пласта В<sub>10</sub> хамакинского горизонта Чайядинского НГКМ и харыстанского горизонта Верхневилючанского НГКМ. Значительно меньшими значениями характеризуется проницаемость карбонатных пластов юряхского горизонта кембрия. Обобщение полученных закономерностей в виде математической модели изменения статистических характеристик  $K_{пр}^{абс}$

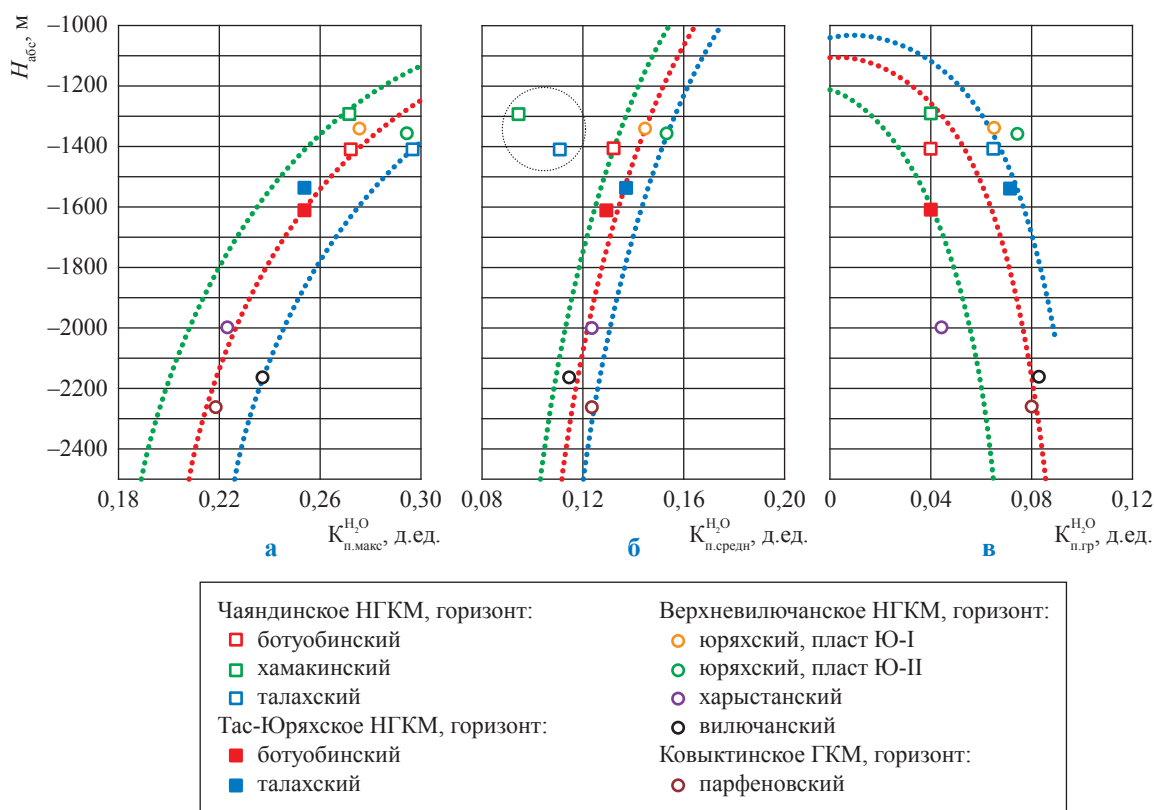
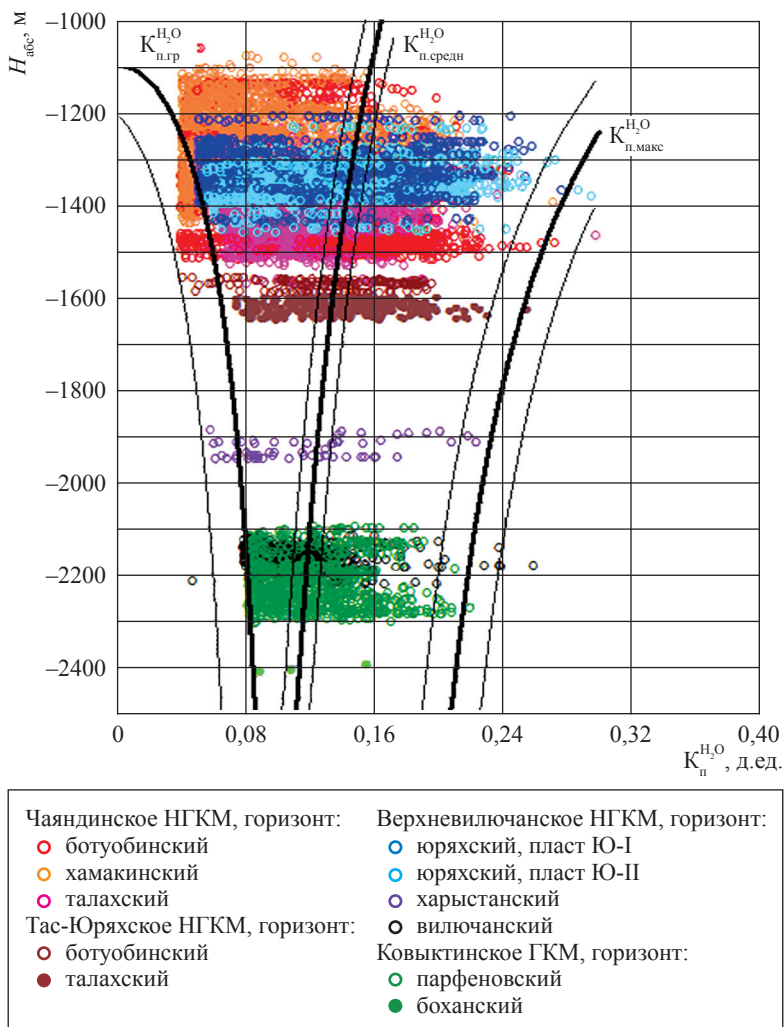


Рис. 4. Изменение основных статистических характеристик  $K_{п}^{H_2O}$  по глубине залегания для продуктивных пластов Нюйской, Вилючанской, Ботубинской, Ийско-Жигаловской фациальных зон: а –  $K_{п.макс}^{H_2O}$  (см. формулу (1)); б –  $K_{п.средн}^{H_2O}$  (см. формулу (2)); в –  $K_{п.гр}^{H_2O}$  (см. формулу (3))



**Рис. 5. Математическая модель изменения статистических оценок  $K_n^{H_2O}$  по глубине для продуктивных пластов венд-кембрийского возраста Ньюской, Вилючанской, Ботуобинской, Ийско-Жигаловской фациальных зон при сопоставлении с фактическими данными: см. формулы (1) – (3)**

по глубине с представлением керновых данных отражено на рис. 7.

Изменение статистических оценок  $K_{o.v}$  по глубине представлено на рис. 8. Минимальное значение  $K_{o.v,мин}$  для всех терригенных отложений венда выражается уравнением

$$H_{абс} = \frac{1}{-0,0001 + 0,000276 \lg(K_{o.v,мин})},$$

КТС=0,69, Пог = 0,05. (7)

Среднее значение  $K_{o.v,средн}$  имеет разные тенденции уменьшения по группам горизонтов:

- для ботуобинского горизонта Чайядинского НГКМ, парфеновского горизонта

Ковыктинского ГКМ, вилючанского, харыстанского горизонтов Верхневилючанского НГКМ

$$H_{абс} = \frac{K_{o.v,средн}}{-0,00028K_{o.v,средн} - 0,00007},$$

КТС = 0,95, Пог = 0,01; (8)

- для ботуобинского и талахского горизонтов Тас-Юряхского НГКМ:

$$H_{абс} = \frac{K_{o.v,средн}}{-0,000127K_{o.v,средн} - 0,00018},$$

КТС = 0,75, Пог = 0,02. (9)

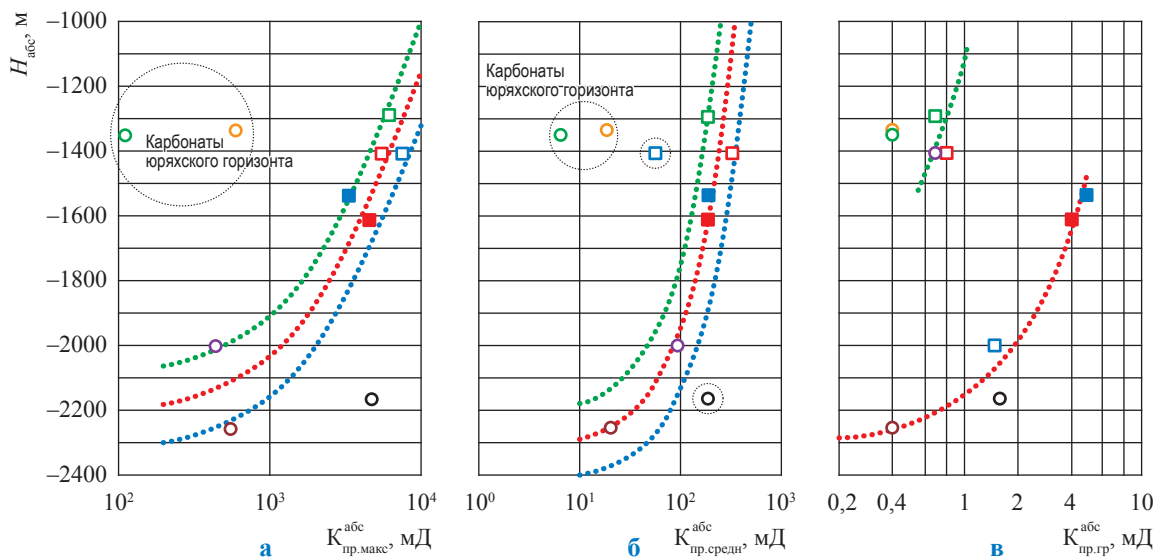


Рис. 6. Изменение основных статистических характеристик  $K_{пр}^{abc}$  по глубине залегания для продуктивных пластов Нюйской, Вилучанской, Ботубинской, Ийско-Жигаловской фациальных зон: а –  $K_{пр.макс}^{abc}$  (см. формулу (4)); б –  $K_{пр.средн}^{abc}$  (см. формулу (5)) в –  $K_{пр.гр}^{abc}$  (см. формулу (6)). Условные обозначения см. в экспликации к рис. 4

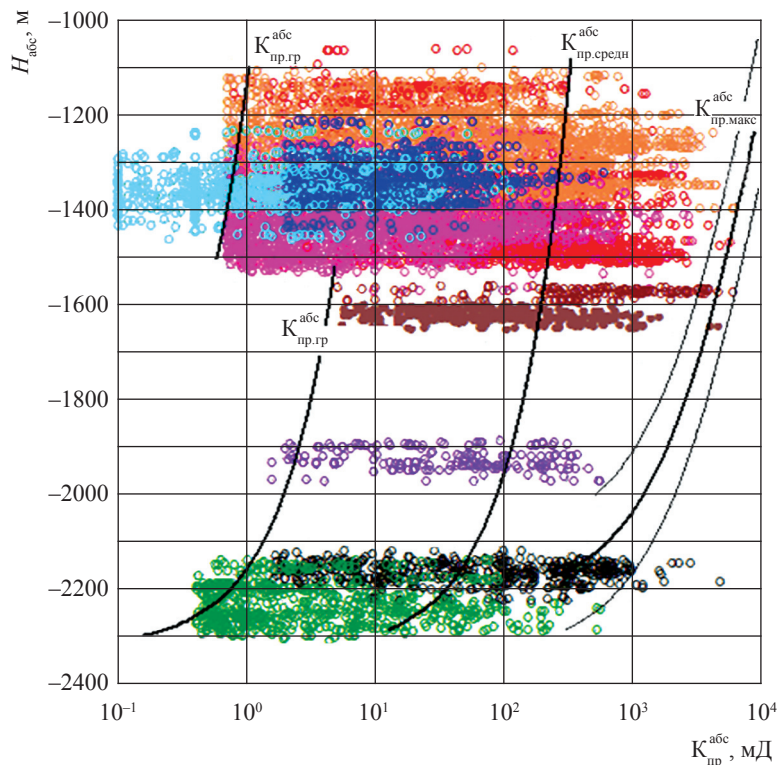


Рис. 7. Математическая модель изменения статистических оценок  $K_{пр}^{abc}$  по глубине для продуктивных пластов венд-кембрийского возраста Нюйской, Вилучанской, Ботубинской, Ийско-Жигаловской фациальных зон при сопоставлении с фактическими данными: см. формулы (4) – (6) и экспликацию к рис. 5



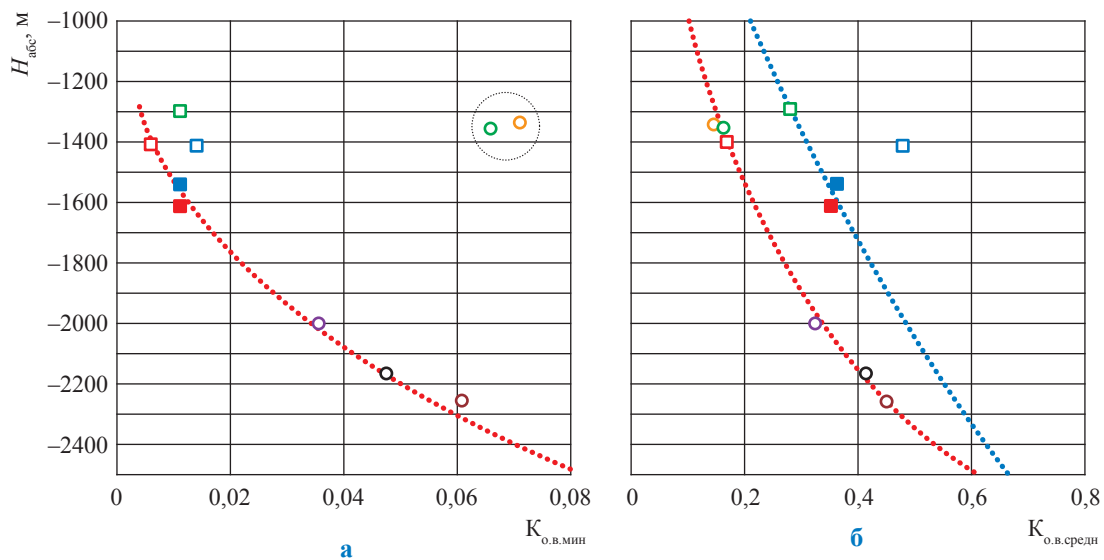


Рис. 8. Изменение основных статистических характеристик  $K_{о.в.}$  по глубине залегания для продуктивных пластов Ньюиской, Вилючанской, Ботубинской, Ийско-Жигаловской фациальных зон: а –  $K_{о.в.мин}$  (см. формулу (7)); б –  $K_{о.в.средн}$  (см. формулы (8), (9)).

Условные обозначения см. в экспликации к рис. 4

Талахский горизонт Чаюдинского НГКМ характеризуется наиболее высоким  $K_{о.в.}$ , не подчиняющимся общим закономерностям изменения  $K_{о.в.}$  по глубине. Это еще раз подтверждает фациальную исключительность этого горизонта относительно других отложений венда.

\*\*\*

Впервые для венд-кембрийских отложений месторождений Восточной Сибири в пределах Ньюиской, Вилючанской, Ботубинской, Ийско-Жигаловской фациальных зон установлены закономерности изменения ФЕС продуктивных горизонтов по керну в зависимости от абсолютной глубины. Разработаны математические выражения, отражающие изменение статистических оценок ФЕС с глубиной с учетом доверительных интервалов.

Применение установленных зависимостей изменения ФЕС по глубине для вендских отложений с учетом литофациального районирования целесообразно для экспресс-оценки пределов изменения ФЕС пород малоизученных месторождений по абсолютной глубине, а также подтверждения корректности керновых исследований и интерпретации ГИС.

#### Список литературы

1. Ахияров В.Х. Закономерности изменения физических параметров пород-коллекторов по разрезу Западной Сибири / В.Х. Ахияров // Труды ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1980. – Вып. 151. – С. 3–22.
2. Рыжов А.Е. Типы и свойства терригенных коллекторов венда Чаюдинского месторождения / А.Е. Рыжов // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 145–160.
3. Рыжов А.Е. Влияние особенностей строения порового пространства коллекторов Чаюдинского 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.-практ. конф. 28–29 октября 2009. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 62.
4. Поляков Е.Е. Продуктивность сложнопостроенных терригенных коллекторов венда Чаюдинского месторождения в зависимости от литолого-петрофизических свойств и геолого-технических условий вскрытия отложений / Е.Е. Поляков, Е.А. Пылёв, И.В. Чурикова и др. // Территория нефтегаз. – 2017. – № 12. – С. 22–32.

5. Поляков Е.Е. Проблемы определения коэффициента проницаемости по ГИС для сложнопостроенных коллекторов вендского возраста Чаяндинского месторождения на этапе эксплуатационного бурения / Е.Е. Поляков, И.В. Чурикова, Е.А. Пылёв и др. // Территория нефтегаз. – 2018. – № 10. – С. 30–41.
6. Скоробогатов В.А. Енисей-Ленская мегапровинция: формирование, размещение и прогнозирование месторождений углеводородов / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2017. – № 3. – С. 3–17.
7. Поляков Е.Е. Решение научных проблем при подсчете запасов углеводородов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / Е.Е. Поляков, А.Е. Рыжов, О.В. Ивченко и др. // Вести газовой науки. – 2017. – № 3 (31): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 172–186.
8. Ивченко О.В. Зависимость удельной продуктивности скважин от их фашиальной принадлежности и засолонения коллектора на примере ботубинского горизонта Чаяндинского месторождения / О.В. Ивченко // Территория нефтегаз. – 2014. – № 3. – С. 50–55.
9. Крекнин С.Г. Современная геолого-геофизическая модель Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / С.Г. Крекнин, А.В. Погрецкий, Д.Н. Крылов и др. // Геология нефти и газа. – 2016. – № 2. – С. 44–55.

## 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

**Yu.M. Churikov**

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation  
E-mail: Y\_Churikov@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** Finding principals of deposit permeability and porosity variation depending on stratification depths is an important item in synthesis of geological-geophysical information gathered in course of field searching and prospecting. Such generalization has been fulfilled in respect to big Western-Siberian fields. Considerable concentration of raw hydrocarbons in the complex-structured Vendian rocks at Eastern Siberia makes carry out similar studies of these sediments.

This article reveals depth variation patterns of statistical estimations of reservoir properties for primary “Power of Siberia” pipeline fields, namely: Chayanda, Tas-Yuryakh, Verkhnevilyuchanskoye (Upper-Vilyuchan), Kovykta. According to a scheme of facial zoning, these fields belong to Tungus facial region. Author exposes modes of generation and occurrence of Vendian-Cambrian productive horizons, as well as mineralogical, structural, and texture characteristics of the horizons. For the first time, the depth dependencies of porosity and permeability statistical estimations have been derived for Vendian deposits located within the frameworks of Nyuya, Vilyuchan, Botuoba, Iysk-Zhigalovsk facial zones.

It is understood that the clearest regularities in depth variety of porosity and permeability values are observed for stratigraphic analogues, namely: a B<sub>5</sub> layer belonging to Parfenovskiy horizon of Kovykta gas-condensate field and to Botuoba horizon of Chayanda and Tas-Yuryakh oil-gas-condensate fields; a B<sub>10</sub> layer belonging to Khamaki horizon of Chayanda field and to Kharystanskiy horizon of Verkhnevilyuchanskoye oil-gas-condensate field.

It is reasonable to apply the founded depth varieties of reservoir properties for Vendian deposits of poorly studied hydrocarbon fields taking into account lithologic and facial zoning in order either to carry out express estimation of their reservoir properties, or to justify correctness of core tests and interpretations of well logs.

**Keywords:** Vendian deposits, filtration and porosity, laws, hydrocarbon fields, “Power of Siberia” gas pipeline.

### References

1. AKHIYAROV, V.Kh. Regular alterations of reservoir physical parameters along a section of Western Siberia [Zakonomernosti izmeneniya fizicheskikh parametrov porod-kollektorov po razrezy Zapadnoy Sibiri]. In: *Trudy ZapSibNIGNI*. Tyumen, 1980, is. 151, pp. 3–22. (Russ.).
2. 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.).

3. RYZHOV, A.Ye., N.V. SAVCHENKO, T.A. PERUNOVA, et al. Influence of pore volume structure features of Chayanda oil-gas condensate field reservoirs on its filtration properties. In: *II International conference "World gas resources and reserves and advanced development technologies", 28–29 October 2019 (WGRR-2010): abstracts*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2010, pp. 57.
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 slozhnopostroyennykh terrigennykh kollektorov venda Chayandinskogo mestorozhdeniya v zavisimosti ot litologo-petrofizi cheskikh svoystv i geologo-tekhnicheskikh usloviy vskrytiya otlozheniy]. *Territoriya neftegaz*. 2017, no. 12, pp. 22–32. ISSN 2072-2745. (Russ.).
5. 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 koefitsiyenta 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.).
6. SKOROBOGATOV, V.A. Yenisey-Lena megaprovince: generation, location and prediction of hydrocarbon fields [Yenisey-Lenskaya megaprovintsiya: formirovaniye, razmeshcheniye i prognozirovaniye mestorozhdeniy uglevodorodov]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2017, no. 3, pp. 3–17. ISSN 0016-7894. (Russ.).
7. POLYAKOV, Ye.Ye., A.Ye. RYZHOV, O.V. IVCHENKO, et al. Scientific tasks solved at calculating hydrocarbon reserves of Chayanda oil-gas condensate field [Resheniye nauchnykh problem pri podschete zapasov uglevodorodov Chayandinskogo neftegazokondensatnogo 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. 172–186. ISSN 2306-9849. (Russ.).
8. IVCHENKO, O.V. Dependence of specific productivity of wells from their facies and reservoir salinity as exemplified by Botuoba horizon of Chayanda field [Zavisimost udelnoy produktivnosti skvazhin ot ikh fatsialnoy prinadlezhnosti i zasoloneniya kollektora na primere botuobinskogo gorizonta Chayandinskogo mestorozhdeniya]. *Territoriya Neftegaz*. 2014, no. 3, pp. 50–55. ISSN 2072-2745. (Russ.).
9. KREKNIN, S.G., A.V. POGRETSKIY, D.N. KRYLOV, et al. Contemporary geological-geophysical model of Chayanda oil-gas condensate field [Sovremennaya geologo-geofizicheskaya model Chayandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2016, no. 2, pp. 44–55. ISSN 0016-7894. (Russ.).

УДК 553.98:53

## Обобщенные зависимости между фильтрационно-емкостными и физическими свойствами вендских отложений на месторождениях, входящих в газотранспортную систему «Сила Сибири»

Ю.М. Чуриков<sup>1\*</sup>, Е.А. Пылёв<sup>1</sup>, Е.Е. Поляков<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

\* E-mail: Y\_Churikov@vniigaz.gazprom.ru

### Ключевые слова:

вендские отложения, физические свойства, фильтрационно-емкостные свойства, обобщенные зависимости, месторождения, углеводороды, Восточная Сибирь, газотранспортная система «Сила Сибири».

**Тезисы.** Отложения венда месторождений, расположенных в ресурсно-сырьевом коридоре газотранспортной системы «Сила Сибири», являются одним из наиболее актуальных объектов изучения. Недоизученность мелких и средних месторождений исследованиями кернового материала делает необходимым привлечение материалов по всей группе месторождений региона, при этом наиболее эффективно использование обобщенных петрофизических зависимостей для единых фациальных зон.

По схеме фациального районирования вендских отложений вышеуказанные месторождения относятся к Ангаро-Ленскому, Непско-Ботуобинскому и Предпатомскому фациальным районам, входящим в Тунгусский фациальный регион. Впервые для этих фациальных районов осуществлены анализ возможности обобщения и разработка обобщенных петрофизических зависимостей для терригенных отложений венда в пределах фациальных зон на основе группирования стандартизованных зависимостей. В результате с достаточным коэффициентом корреляции разработана обобщенная зависимость коэффициента пористости ( $K_n$ ) от интервального времени пробега упругой волны. Впервые установлено, что для вендских отложений, сформированных в условиях баров и мелководного шельфа, зависимости  $K_n$  от объемной плотности имеют единый вид и соответствуют стандартному уравнению для песчаников. Исключением является талашский горизонт Чаяндинского месторождения, отличающийся присутствием фаций флювиальных осадков, вследствие чего эта зависимость имеет своеобразный вид.

Впервые разработана обобщенная зависимость параметра пористости от  $K_n$  для терригенных отложений венда Нюйской, Вилючанской и Ботуобинской фациальных зон.

Разработанные авторами обобщенные петрофизические зависимости для вендских отложений рекомендуется использовать для увязки сейсмических материалов с данными геофизических исследований скважин (ГИС) и результатами исследований керна, оценочной интерпретации данных ГИС, экспресс-анализа результатов интерпретации ГИС и исследований керна на новых и малоизученных площадях.

Необходимость разработки обобщенных петрофизических зависимостей для единых фациальных зон связана с недоизученностью мелких и средних месторождений исследованиями кернового материала. Эту проблему можно решить привлечением материалов по всей группе месторождений региона.

Применительно к крупным месторождениям с хорошей изученностью отложений по керну использование обобщенных петрофизических зависимостей для коллекторов помогает оценить достоверность определения фильтрационно-емкостных параметров, результатов исследований керна на месторождении и выявить возможные систематические погрешности. При подсчетах и пересчетах запасов углеводородов недостаточно изученных мелких и средних месторождений использование обобщенных зависимостей просто необходимо для увеличения информационного массива и повышения обоснованности значений подсчетных параметров [1].

В настоящее время одним из актуальных нефтегазоносных объектов изучения являются отложения венда месторождений, относящихся к ресурсно-сырьевой базе газотранспортной системы (ГТС) «Сила Сибири» (рис. 1).

При разработке и анализе обобщенных зависимостей между фильтрационно-емкостными и физическими свойствами осуществлялась их стандартизация

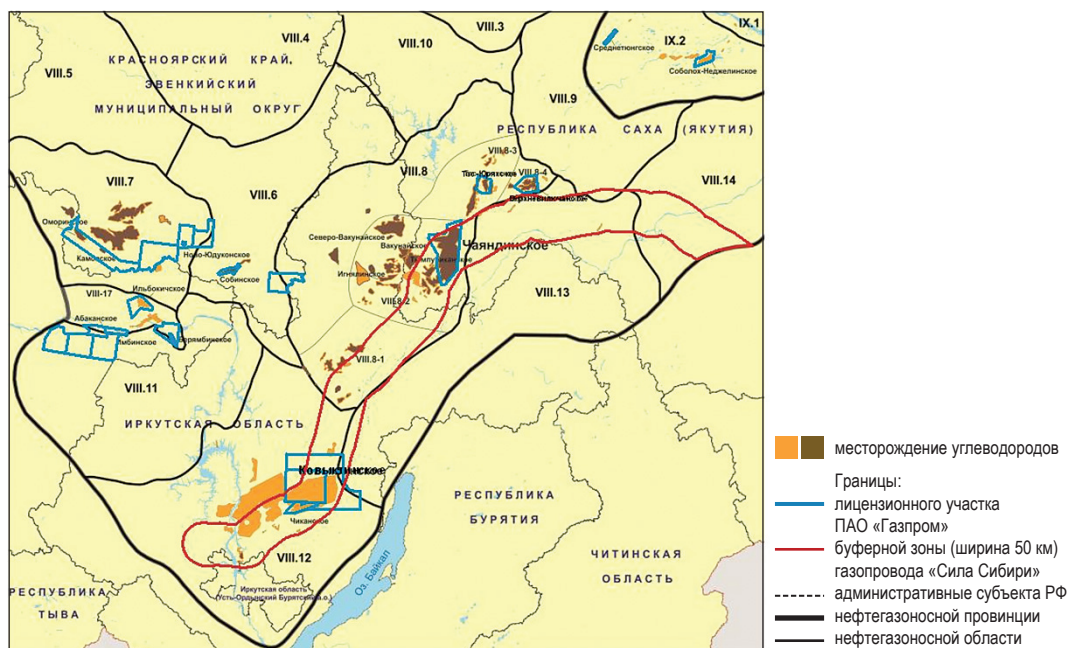


Рис. 1. Обзорная карта района строительства ГТС «Сила Сибири»

(приведение к единому виду). Зависимости группировали в пределах единых фациальных зон, выделенных в районе ГТС «Сила Сибири» [2].

Согласно схеме фациального районирования вендских отложений месторождения, входящие в ГТС «Сила Сибири», относятся к Ангаро-Ленскому, Непско-Ботуобинскому и Предпатомскому фациальным районам Тунгусского фациального региона (рис. 2). Рассмотрены результаты исследований керна по следующим горизонтам:

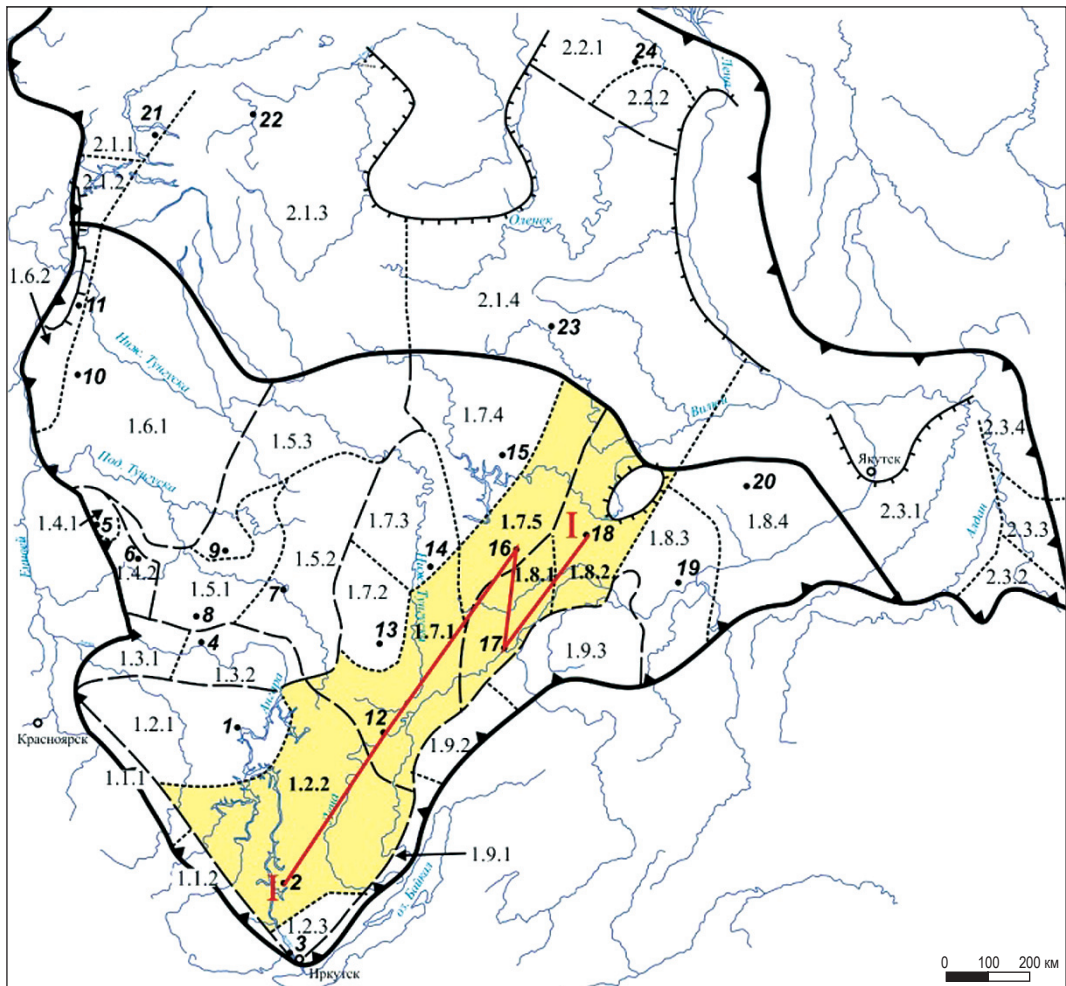
- ботуобинскому и талахскому Чаяндинского и Тас-Юряхского месторождений (Ботуобинская и Нюйская фациальные зоны);
- хамакинскому Чаяндинского месторождения (Нюйская фациальная зона);
- юряхскому Верхневилючанского месторождения (пласты Ю<sub>I</sub> и Ю<sub>II</sub>, Вилючанская фациальная зона);
- харыстанскому и вилючанскому Верхневилючанского месторождения (Вилючанская фациальная зона);
- парфеновскому Ковыктинского месторождения, в том числе для Хандинского участка (Ийско-Жигаловская фациальная зона).

С учетом похожих условий залегания продуктивных горизонтов терригенного венда (низких пластовых температур и давлений, высокой минерализации пластовых вод), распространения в сопоставимых фациальных

зонах и, соответственно, близких минералогических и структурных особенностей пород-коллекторов, обусловленных множественными вторичными преобразованиями [3–11], рассмотрена возможность установления обобщенных зависимостей между физическими и фильтрационно-емкостными свойствами пород в пределах фациальных зон и районов.

Разработаны стандартизованные зависимости коэффициента пористости ( $K_p$ ) от интервального времени пробега упругой волны ( $dt$ ) для месторождений, входящих в ГТС «Сила Сибири», и проанализирована возможность их обобщения путем графического сопоставления (рис. 3). Анализ полученных результатов показал практически полное совпадение зависимостей для отложений ботуобинского горизонта Тас-Юряхского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) и хамакинского горизонта Чаяндинского НГКМ.

Зависимость для ботуобинского горизонта Чаяндинского НГКМ расположена несколько ниже и практически идентична корреляционной связи для талахского горизонта Тас-Юряхского НГКМ и харыстанского горизонта Верхневилючанского НГКМ. В области высоких значений пористости максимальное различие между этими группами зависимостей составляет для  $K_p$  две сотые доли единицы, что позволяет применять обобщенные зависимости для фаций баров



## Границы:

- Сибирской платформы
- распространения вендских отложений
- фациальных регионов
- фациальных районов
- фациальных зон

## 1.3.2 индексы фациальных регионов, районов, зон:

- 1 – *Тунгусский регион*, районы: 1.1 – Саянский (зоны: 1.1.1 – Бирюсинская, 1.1.2 – Мотско-Ийская); 1.2 – Ангаро-Ленский (зоны: 1.2.1 – Ковинская, 1.2.2 – Ийско-Жигаловская, 1.2.3 – Иркутская); 1.3 – Нижнеангарский (1.3.1 – Имбинская, 1.3.2 – Агалеевская); 1.4 – Предьенисейский (зоны: 1.4.1 – Оленчиминская, 1.4.2 – Оморинская); 1.5 – Байкитско-Катангский (зоны: 1.5.1 – Тайгинская, 1.5.2 – Собинская, 1.5.3 – Кординская); 1.6 – Турухано-Бахтинский (зона: 1.6.1 – Бахтинская, 1.6.2 – Туруханская); 1.7 – Непско-Ботуобинский (зоны: 1.7.1 – Приленско-Непская, 1.7.2 – Гаженская, 1.7.3 – Ербогаченская, 1.7.4 – Сюгджерская, 1.7.5 – Ботуобинская); 1.8 – Предпатомский (зоны: 1.8.1 – Нюйская, 1.8.2 – Вилючанская, 1.8.3 – Березовская, 1.8.4 – Синская); 1.9 – Байкало-Патомский (зоны: 1.9.1 – Прибайкальская, 1.9.2 – Чая-Миньская, 1.9.3 – Витимо-Чарская);
- 2 – *Анабаро-Майский регион*, районы: 2.1 – Игаро-Анабарский (зоны: 2.1.1 – Норильская, 2.1.2 – Игарская, 2.1.3 – Аянская, 2.1.4 – Восточно-Анабарская); 2.2 – Оленекский (зоны: 2.2.1 – Лено-Анабарская, 2.2.2 – Хорбусоноская); 2.3 – Якутско-Майский (зоны: 2.3.1 – Уордахская, 2.3.2 – Аимская, 2.3.3 – Аллах-Юньская, 2.3.4 – Суордахская)

- 19 типовые скважины: 1 – Ковинская 1; 2 – Шамановская 10; 3 – Иркутская 1; 4 – Агалеевская 4; 5 – Оленчиминская 152; 6 – Оморинская 7; 7 – Ванаварская 1; 8 – Кольимовская 139; 9 – Шушукская 1; 10 – Моктаконская 3; 11 – Сухотунгусская 3; 12 – Марковская 23; 13 – Усть-Икская 186; 14 – Давачинская 225; 15 – Батырская 1; 16 – Среднеботуобинская 10; 17 – Паршинская 1; 18 – Верхневилучанская 602; 19 – Усть-Бирюсская 2; 20 – Синская 1; 21 – Полбанская 1; 22 – Леданская 258; 23 – Мархинская I-0; 24 – Бурская 3410

Якутск город

речная сеть

территория исследования

I—I линия стратиграфического разреза

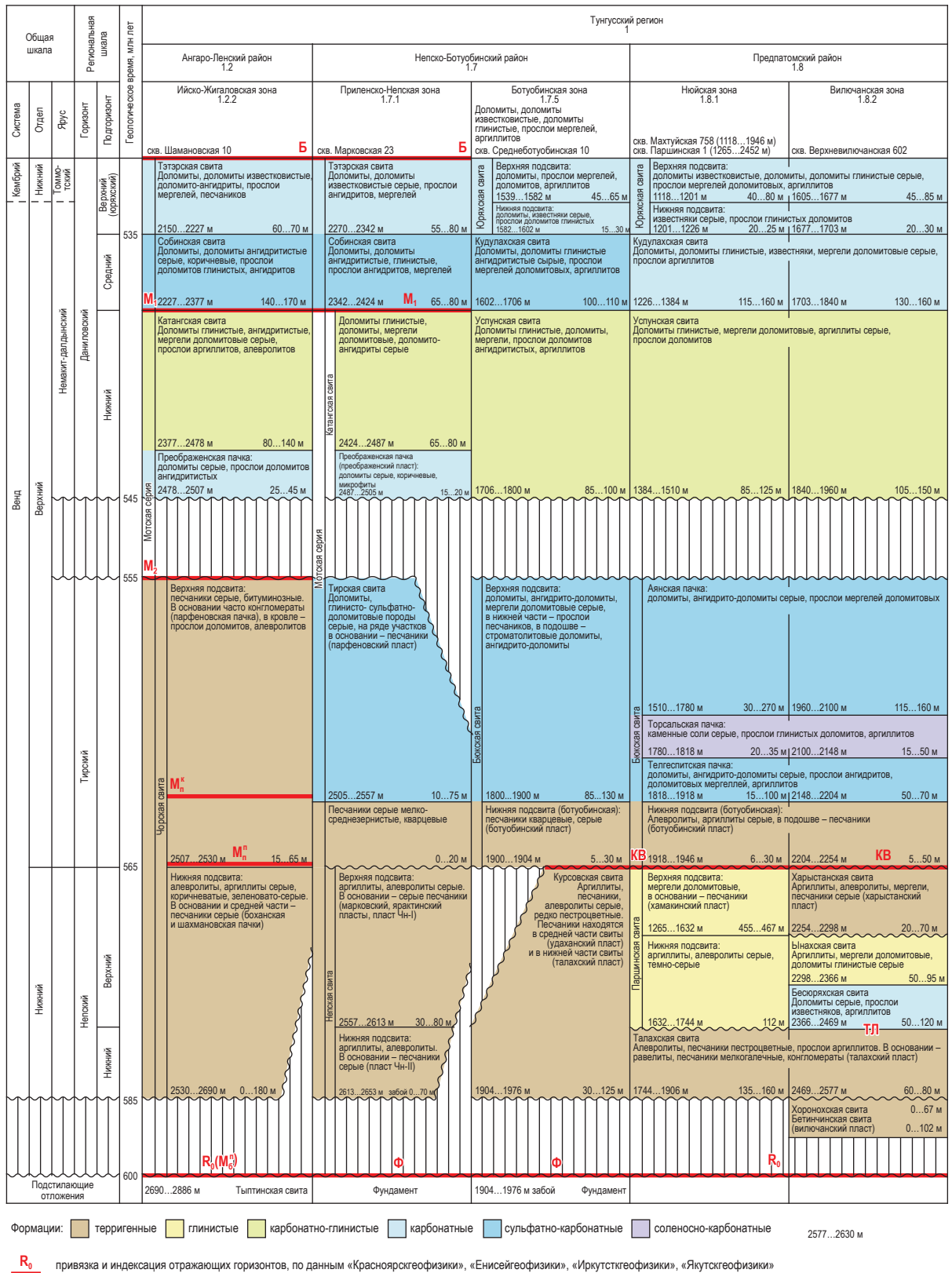
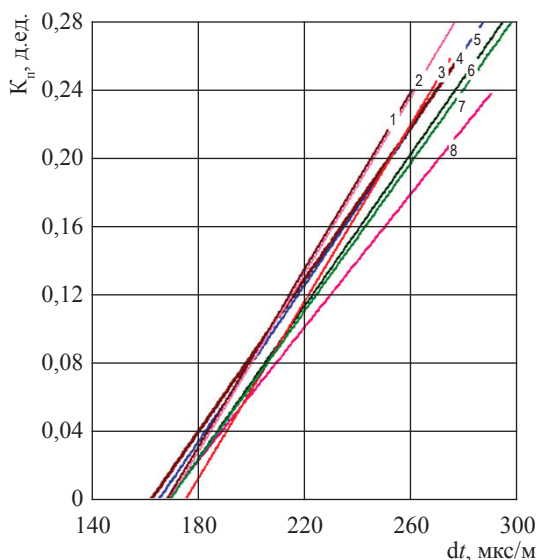


Рис. 2. Схема литолого-фациального районирования вендских отложений юга Сибирской платформы



**Тас-Юряхское НГКМ, горизонт:**

ботуобинский (1):  $K_n = (dt - 168)/383$ ;

КТС = 0,52; Пог = 0,82;  $N = 222$

талахский (4):  $K_n = (dt - 162)/447$ ;

КТС = 0,6; Пог = 0,45;  $N = 82$

**Чаяндинское НГКМ, горизонт:**

хамакинский (2):  $K_n = (dt - 169)/383$ ;

КТС = 0,30; Пог = 0,3;  $N = 574$

ботуобинский (3):  $K_n = (dt - 175)/385$ ;

КТС = 0,52; Пог = 0,3;  $N = 256$

талахский (8):  $K_n = (dt - 168)/511$ ;

КТС = 0,22; Пог = 0,23;  $N = 388$

**Верхневилучанское НГКМ, горизонт:**

харыстанский (5):  $K_n = (dt - 165)/435,1$ ;

КТС = 0,67; Пог = 0,7;  $N = 43$

вилучанский, 2018 г. (6):  $K_n = (dt - 169)/447$ ;

КТС = 0,31; Пог = 0,22;  $N = 70$

**Ковыктинское газоконденсатное месторождение (ГКМ), парфеновский горизонт (7):**

$K_n = (dt - 169)/458,75$ ;

КТС = 0,59; Пог = 0,12;  $N = 128$

**Рис. 3. Обобщение стандартизованных зависимостей коэффициента пористости по воде от интервального времени пробега упругой волны для вендских отложений месторождений, входящих в ГТС «Сила Сибири» (Непско-Ботуобинский, Предпатомский и Ангаро-Ленский фациальные районы):** КТС – коэффициент тесноты связи; Пог – погрешность;  $N$  – размер выборочной совокупности

и дельтовых комплексов в пределах Непско-Ботуобинского и Предпатомского фациальных районов. Меньшими значениями  $K_n$  характеризуются отложения вилучанского горизонта Верхневилучанского НГКМ и парфеновского горизонта Ковыктинского ГКМ. График зависимости для талахского горизонта Чаяндинского НГКМ расположен существенно ниже графиков других рассматриваемых зависимостей, что обусловлено существенным отличием условий формирования этих отложений (присутствием фаций флювиальных осадков), а также отмечающейся по керну более высокой степенью влияния вторичных процессов.

С учетом единых условий осадконакопления ботуобинского горизонта на Чаяндинском и Тас-Юряхском НГКМ (формирование баровых комплексов) разработаны обобщенные зависимости  $K_n$  от  $dt$  (рис. 4), а именно для пород:

- негалитизированных:

$$K_n = (dt - 170)/383; \text{КТС} = 0,55;$$

$$\text{Пог} = 0,51; N = 488;$$

- глинистых и галитизированных:

$$K_n = (dt - 183)/377; \text{КТС} = 0,50;$$

$$\text{Пог} = 0,23; N = 11.$$

(1)

(2)

связи  $K_n$  и  $dt$  для вендских отложений месторождений, входящих в ресурсно-сырьевую базу ГТС «Сила Сибири», обобщенным уравнением с достаточным коэффициентом корреляции:

$$K_n = (dt - 165)/458,8; \text{КТС} = 0,38;$$

$$\text{Пог} = 0,31; N = 1408.$$

(3)

Близкое соотношение данных об объемной плотности ( $\sigma_{об}$ ) и пористости для ботуобинского горизонта Чаяндинского и Тас-Юряхского НГКМ позволило разработать обобщенные зависимости для Ньюской и Ботуобинской фациальных зон, а именно для ботуобинского (рис. 6, см. формулу (4)) и талахского горизонтов (рис. 7, см. формулу (5)):

$$K_n = (2,645 - \sigma_{об})/1,5; \text{КТС} = 0,31;$$

$$\text{Пог} = 0,92; N = 1241;$$

(4)

$$K_n = (2,67 - \sigma_{об})/2; \text{КТС} = 0,24;$$

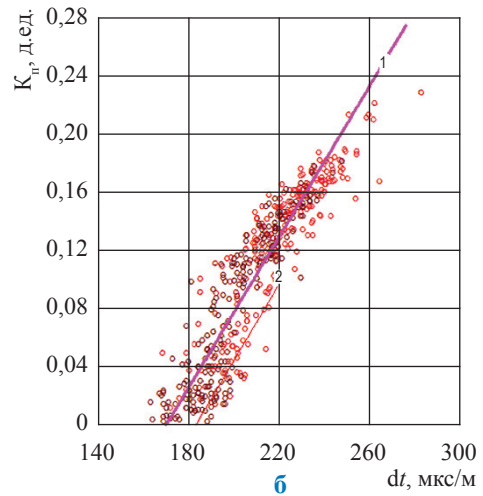
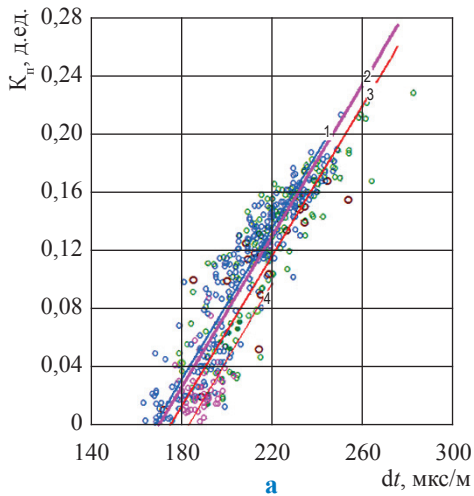
$$\text{Пог} = 0,32; N = 3146.$$

(5)

Сопоставление всех данных «кern – kern» (рис. 5) показало возможность выражения

Сопоставление всех разработанных зависимостей  $K_n(\sigma_{об})$  показало, что они очень близки между собой за исключением зависимости для талахского горизонта, которая расположена ниже в области высоких значений  $K_n$

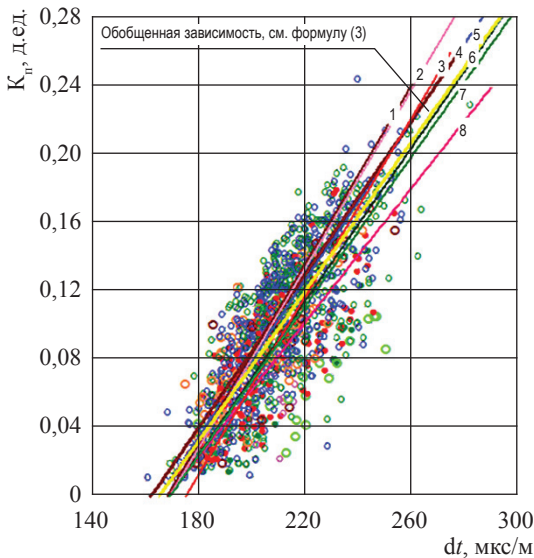




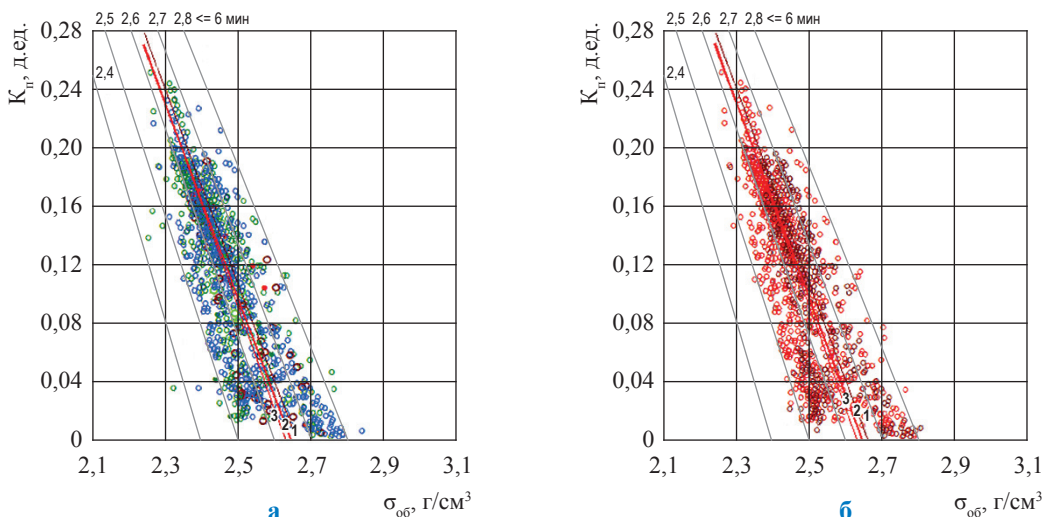
- 1 – Тас-Юряхское НГКМ, см. ботубобинский горизонт в экспликации к рис. 3 (2017 г.)
- 2 – обобщенная зависимость, см. формулу (1)
- Чаяндинское НГКМ:
- 3 – песчаники, см. ботубобинский горизонт в экспликации к рис. 3:
  - мелко- и мелко-среднезернистые
  - средне- и средне-крупнозернистые
  - глинистые
  - засоленные
- 4 – алевролиты, см. формулу (2):
  - обычные
  - глинистые

- Чаяндинское НГКМ
- Тас-Юряхское НГКМ
- 1 – см. формулу (1)
- 2 – см. формулу (2)

**Рис. 4. Чаяндинское и Тас-Юряхское НГКМ. Обобщенные зависимости коэффициента пористости от интервального времени пробега упругой волны для ботубобинского горизонта Ньюской и Ботубобинской фациальных зон при классификации данных: а – по литологии; б – по месторождениям**



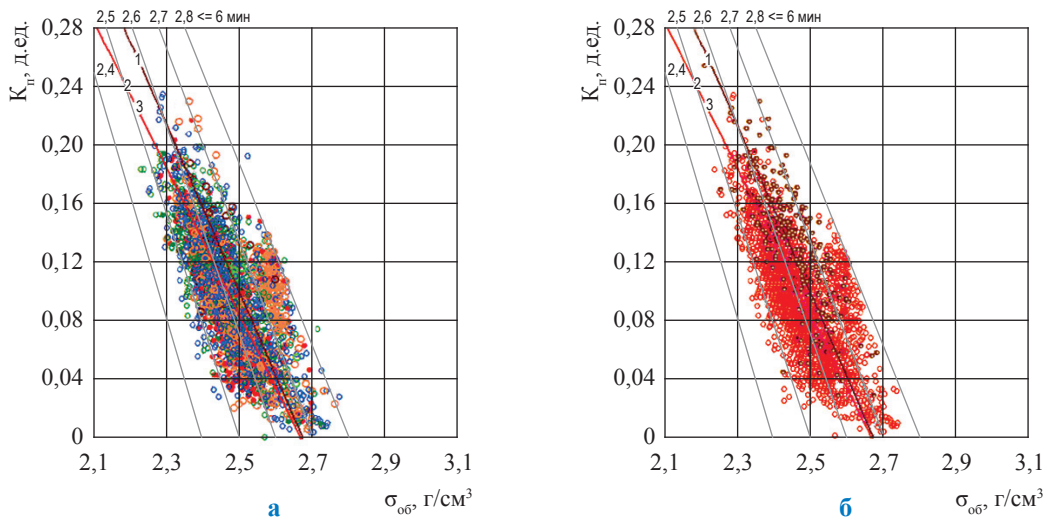
**Рис. 5. Обобщенные зависимости пористости от интервального времени пробега упругой волны для терригенных вендских отложений Непско-Ботубобинского, Предпатомского и Ангаро-Ленского фациальных районов (месторождения Чаяндинское, Тас-Юряхское, Верхневилучанское, Ковыктинское): формулы см. в экспликации к рис. 3**



1 – Тас-Юряхское НГКМ,  $K_p = (2,66 - \sigma_{об})/1,5$ ; КТС = 0,27; Пог = 1,2; N = 334 (кern, 2018 г.)  
 2 – обобщенная зависимость, см. формулу (4)  
 3 – Чайандинское НГКМ,  $K_p = (2,63 - \sigma_{об})/1,43$ ; КТС = 0,33; Пог = 0,8; N = 907 (кern, 2018 г.)

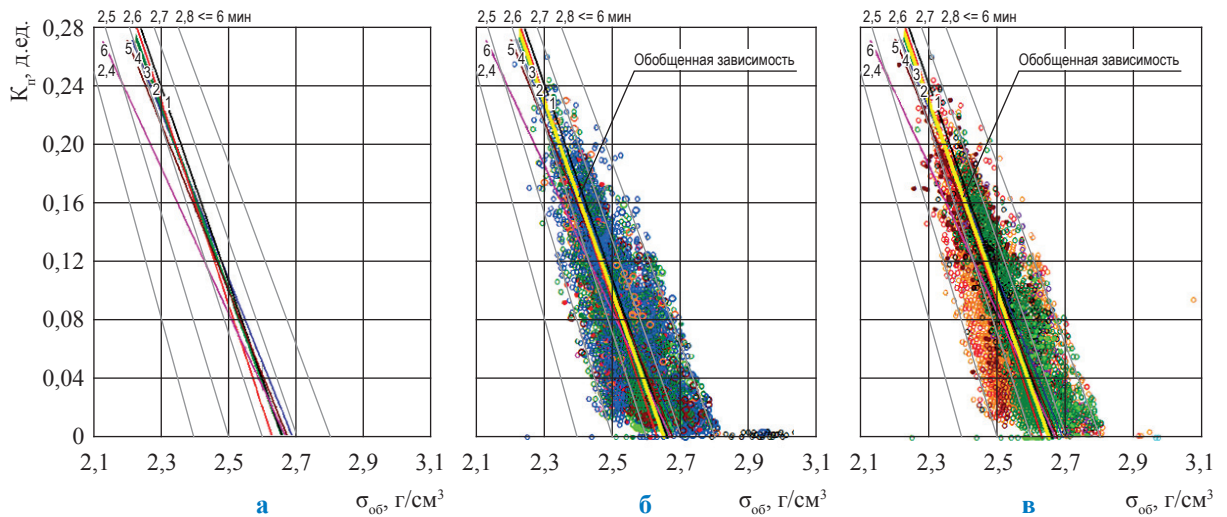
- Песчаники: ○ алевролиты ○ Чайандинское НГКМ  
○ мелкозернистые ○ алевролиты глинистые ○ Тас-Юряхское НГКМ  
○ среднезернистые ○ гравелиты  
● крупнозернистые  
● глинистые  
○ засоленные

**Рис. 6. Чайандинское и Тас-Юряхское НГКМ. Зависимости коэффициента пористости от объемной плотности для ботубинского горизонта Нюйской и Ботубинской фациальных зон при классификации данных: а – по литологии; б – по месторождениям**



1 – Тас-Юряхское НГКМ,  $K_p = (2,675 - \sigma_{об})/1,75$ ; КТС = 0,33; Пог = 1,2; N = 379 (кern, 2018 г.)  
 2 – Чайандинское НГКМ,  $K_p = (2,67 - \sigma_{об})/2$ ; КТС = 0,21; Пог = 0,33; N = 2738 (кern, 2018 г.)  
 3 – обобщенная зависимость, см. формулу (5)

**Рис. 7. Чайандинское и Тас-Юряхское НГКМ. Зависимости коэффициента пористости от объемной плотности для талахского горизонта Нюйской и Ботубинской фациальных зон при классификации данных: а – по литологии; б – по месторождениям. Здесь и далее на рис. 9–12 см. условные обозначения см. в экспликации к рис. 6**



- 1 – Тас-Юряхское НГКМ, ботуобинский горизонт:  
 $K_n = (2,66 - \sigma_{об})/1,50$ ; КТС = 0,27; Пог = 1,2; N = 334
- 2 – Чайндинское НГКМ, хамакинский горизонт:  
 $K_n = (2,63 - \sigma_{об})/1,43$ ; КТС = 0,33; Пог = 0,8; N = 907
- 3 – Ковыктинское ГКМ:
- 4 – Верхневилючанское НГКМ, харыстанский и вилючанский горизонты:  
 $K_n = (2,69 - \sigma_{об})/1,75$ ; КТС = 0,33; N = 855
- 5 – Тас-Юряхское НГКМ, талахский горизонт:  
 $K_n = (2,675 - \sigma_{об})/1,75$ ; КТС = 0,33; Пог = 1,2; N = 379
- 6 – Чайндинское НГКМ, талахский горизонт:  
 $K_n = (2,67 - \sigma_{об})/2$ ; КТС = 0,21; Пог = 0,33; N = 2738
- 7 – обобщенная зависимость, см. формулу (6)

- Чайндинское НГКМ, горизонт:
  - ботуобинский
  - хамакинский
  - талахский
- Тас-Юряхское НГКМ, горизонт:
  - ботуобинский
  - талахский
- Верхневилючанское НГКМ, горизонт:
  - юряхский, пласт Ю-I
  - юряхский, пласт Ю-II
  - харыстанский
  - вилючанский
- Ковыктинское ГКМ, горизонт:
  - парфеновский
  - боханский

**Рис. 8. Обобщенные зависимости пористости от объемной плотности для терригенных вендских отложений Непско-Ботуобинского, Предатомского и Ангаро-Ленского фациальных районов (месторождения Чайндинское, Тас-Юряхское, Верхневилючанское, Ковыктинское): а – по горизонтам; б – с данными «кern – kern», выбранными для обобщения (см. экспликацию к рис. 6а); в – по месторождениям с данными «кern-кern»**

(рис. 8). Анализ керновых определений также показал, что для рассмотренных горизонтов, кроме талахского горизонта Чайндинского НГКМ, наблюдается общая тенденция изменения  $K_n = f(\sigma_{об})$ , в связи с чем обобщенная зависимость (см. рис. 8б,в) построена без учета данных по этому горизонту. Она соответствует стандартному уравнению для песчаников и имеет вид:

$$K_n = (2,65 - \sigma_{об})/1,535; \text{ КТС} = 0,13; \text{ Пог} = 1,3; N = 8288. \tag{6}$$

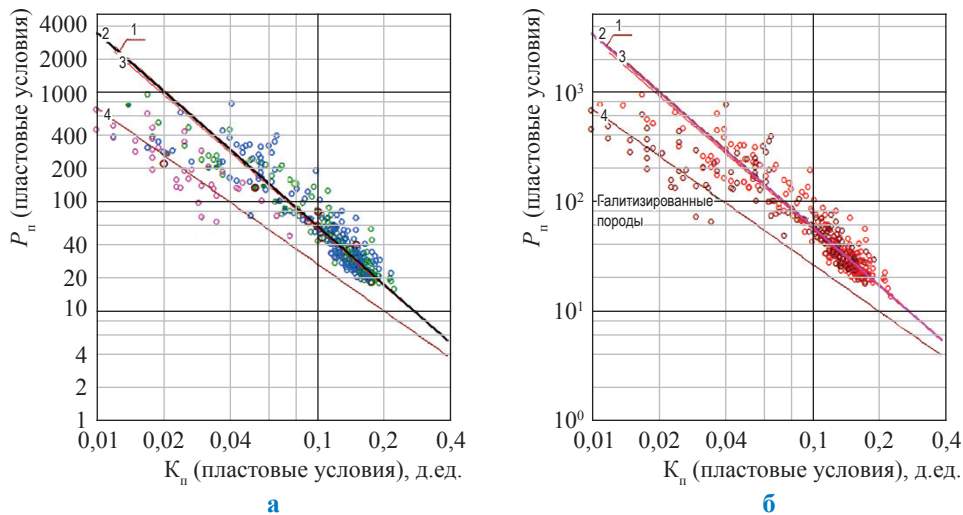
Расчет коэффициентов нефтегазонасыщенности базируется на петрофизических зависимостях параметра пористости ( $P_n$ ) от  $K_n$  и параметра насыщения ( $P_n$ ) от коэффициента водонасыщенности ( $K_b$ ). С целью анализа

возможности обобщения этих зависимостей получены стандартизованные (приведенные к единому виду) петрофизические зависимости.

Анализ зависимостей  $P_n = f(K_n)$  для негалитизированных пород ботуобинского горизонта Чайндинского и Тас-Юряхского НГКМ показал их практически полное совпадение, что позволило разработать обобщенную зависимость для ботуобинского горизонта Нюйской и Ботуобинской фациальных зон (рис. 9), имеющую вид

$$P_n = 1/K_n^{1,768}, \text{ КТС} = 0,43; \text{ Пог} = 0,2; N = 325. \tag{7}$$

С учетом близости коэффициентов зависимостей  $P_n = f(K_b)$ , построенных для



- 1 – Тас-Юряхское НГКМ, негалитизированные породы:  
 $P_n = 1/K_n^{1,777}$ , КТС = 0,34; Пог = 0,24;  $N = 102$  (2018 г.)  
 2 – обобщенная зависимость, см. формулу (7)  
 3 – Чайядинское НГКМ:  $P_n = 1/K_n^{1,75}$ , КТС = 0,52; Пог = 0,21;  $N = 225$  (2018 г.)  
 4 – Тас-Юряхское НГКМ, галитизированные породы:  $P_n = 1/K_n^{1,425}$ ,  $N = 38$  (1990–2000 гг.)

**Рис. 9. Чайядинское и Тас-Юряхское НГКМ. Обобщенная зависимость параметра пористости от коэффициента пористости для ботубинского горизонта Ньюской и Ботубинской фациальных зон при классификации данных: а – по литологии; б – по месторождениям**

ботубинского горизонта Чайядинского и Тас-Юряхского НГКМ, разработана обобщенная зависимость (рис. 10) вида

$$P_n = 1/K_n^{1,523}; \text{ КТС} = 0,27; \text{ Пог} = 0,60; N = 740. \quad (8)$$

На основе исследований керн Чайядинского и Тас-Юряхского НГКМ также разработаны обобщенные зависимости  $P_n = f(K_n)$  и  $P_n = f(K_b)$  для талахского горизонта Ньюской и Ботубинской фациальных зон (рис. 11, 12):

$$P_n = 1/K_n^{1,836}; \text{ КТС} = 0,27; \text{ Пог} = 0,3; N = 487; \quad (9)$$

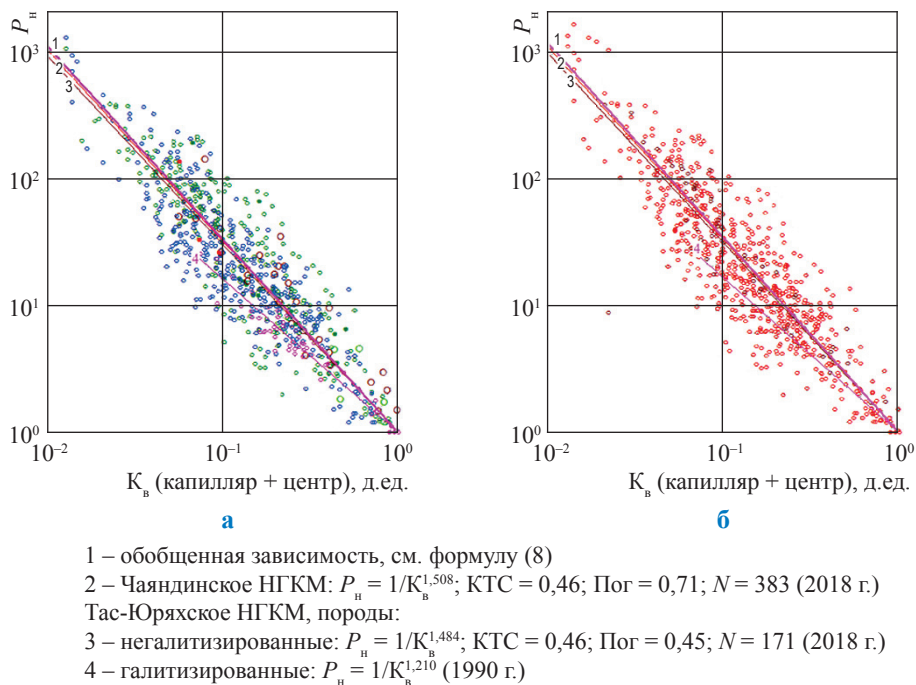
$$P_n = 1/K_n^{1,61}; \text{ КТС} = 0,28; \text{ Пог} = 0,34; N = 1878. \quad (10)$$

Анализ всех стандартизованных зависимостей  $P_n = f(K_n)$ , разработанных для пластовых условий (рис. 13, см. а), показал, что применительно к негалитизированным разностям всех горизонтов Чайядинского и Тас-Юряхского НГКМ они отличаются незначительно, в тех же пределах расположены зависимости для терригенных отложений вилучанского и харыстанского горизонтов

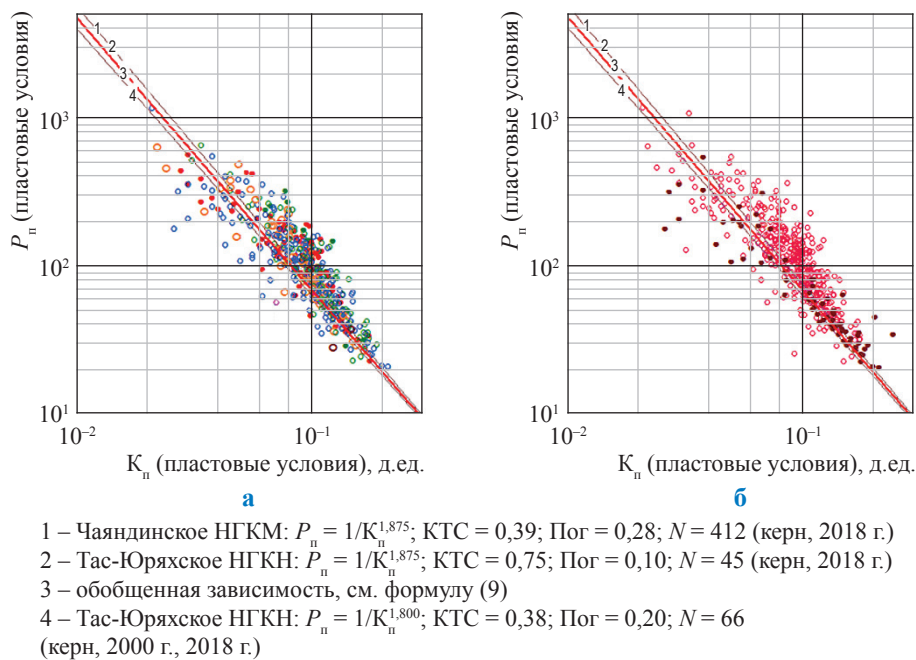
Верхневилучанского месторождения. Исходя из этого построена обобщенная зависимость  $P_n = f(K_n)$  (см. рис. 13б) для вендских отложений Ньюской, Вилучанской и Ботубинской фациальных зон Предпатомского и Непско-Ботубинского фациальных районов:

$$P_n = 1/K_n^{1,83}; \text{ КТС} = 0,16; \text{ Пог} = 0,3; N = 1454. \quad (11)$$

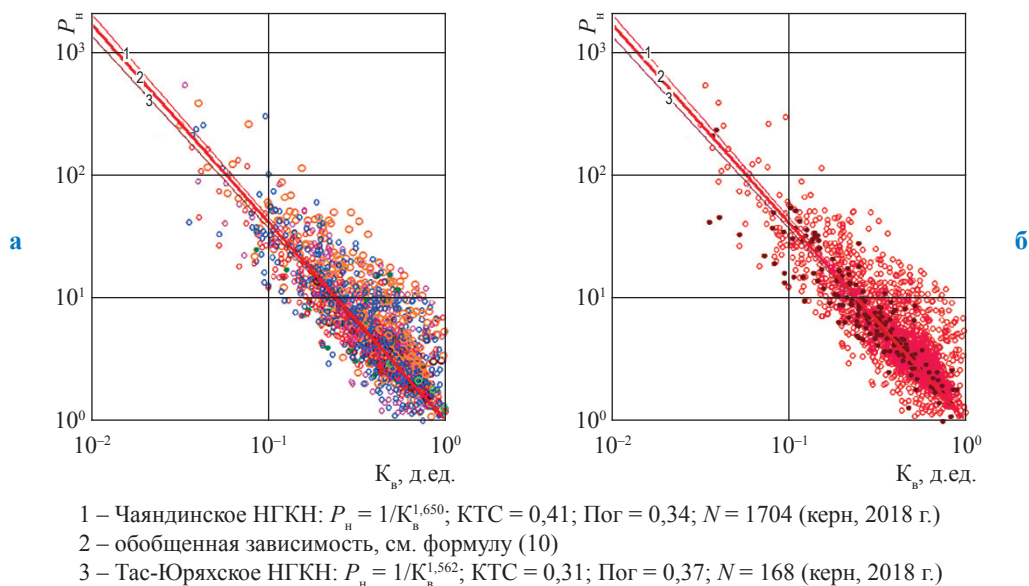
Для карбонатных кембрийских отложений юряхского горизонта Верхневилучанского НГКМ график зависимости  $P_n = f(K_n)$  закономерно располагается выше других графиков. Значение структурного коэффициента  $m$  соответствует теоретическому для карбонатных отложений. Более высокое значение структурного коэффициента зависимости  $P_n = f(K_n)$  для отложений парфеновского горизонта обусловлено как более сложным строением порового пространства, так и более высоким значением моделируемого эффективного давления ( $P_{эф} = 47,2$  МПа), соответствующего пластовому давлению залежей Ковыктинского ГКМ ( $P_{пл} = 25,4$  МПа). На Чайядинском НГКМ для основных продуктивных горизонтов  $P_{пл} = 11,5 \dots 13,5$  МПа соответственно определения удельного



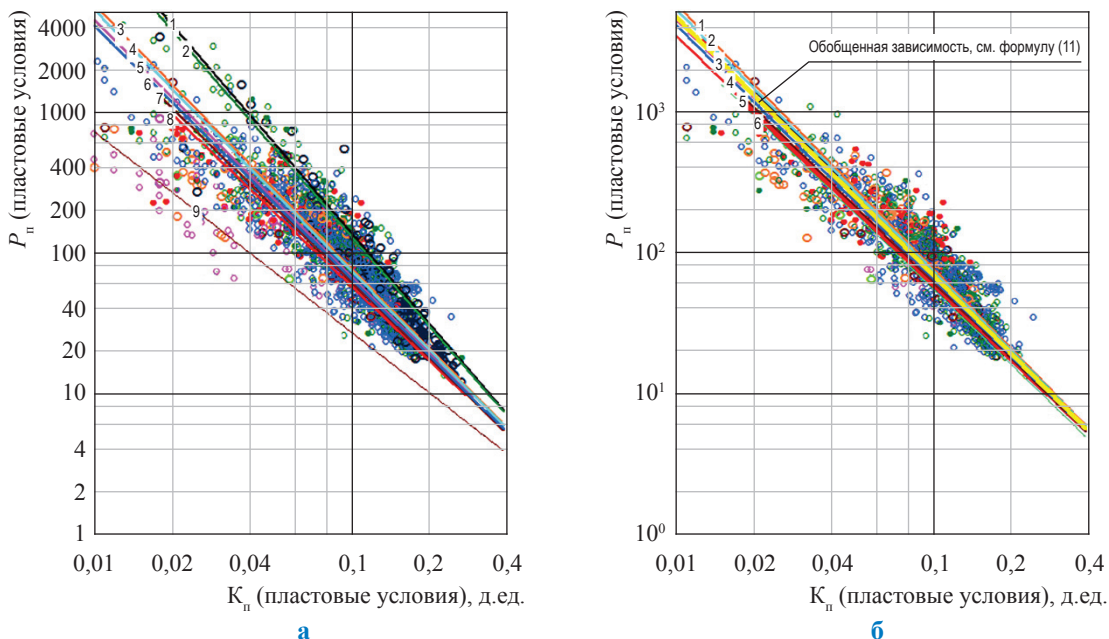
**Рис. 10. Чаиндинское и Тас-Юряхское НГКМ. Обобщенная зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности для ботубобинского горизонта Ньюйской и Ботубобинской фациальных зон при классификации данных: а – по литологии; б – по месторождениям**



**Рис. 11. Чаиндинское и Тас-Юряхское НГКМ. Обобщенная зависимость параметра пористости от коэффициента пористости талахского горизонта для Ньюйской и Ботубобинской фациальных зон при классификации данных: а – по литологии; б – по месторождениям**

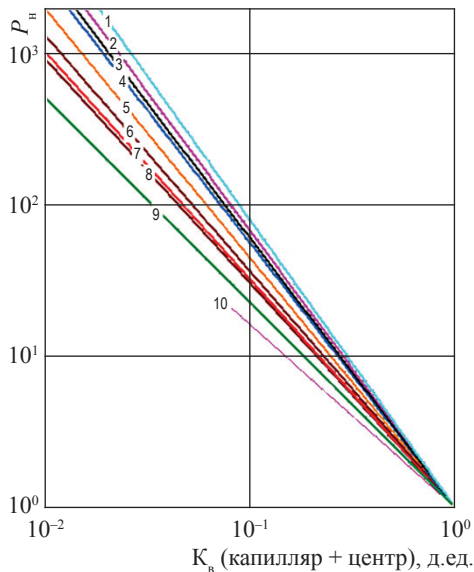


**Рис. 12. Чаяндинское и Тас-Юряхское НГКМ. Обобщенная зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности для талахского горизонта Ньюской и Ботубинской фациальных зон при классификации данных: а – по литологии; б – по месторождениям**



- Месторождение, горизонт:
- Верхневилочанское, юряхский (1):  $P_n = 1/K_n^{2,125}$ ; КТС = 0,70; Пог = 0,42;  $N = 147$
  - Ковыктинское, парфеновский (2):  $P_n = 1/K_n^{2,100}$ ; КТС = 0,61; Пог = 0,31;  $N = 338$
  - Чаяндинское, талахский (3):  $P_n = 1/K_n^{1,875}$ ; КТС = 0,39; Пог = 0,28;  $N = 412$
  - Верхневилочанское, вилочанский (4):  $P_n = 1/K_n^{1,860}$ ; КТС = 0,41; Пог = 0,5;  $N = 115$
  - Чаяндинское, хамакский (5):  $P_n = 1/K_n^{1,820}$ ; КТС = 0,3; Пог = 0,31;  $N = 518$
  - Верхневилочанское, харыстанский (6):  $P_n = 1/K_n^{1,800}$ ;  $N = 38$
  - Тас-Юряхское, ботубинский (7):  $P_n = 1/K_n^{1,777}$ ; КТС = 0,34; Пог = 0,24;  $N = 102$
  - Чаяндинское, ботубинский (8):  $P_n = 1/K_n^{1,750}$ ; КТС = 0,52; Пог = 0,21;  $N = 245$
  - Тас-Юряхское, галитизированные породы (9):  $P_n = 1/K_n^{1,425}$ ;  $N = 38$

**Рис. 13. Зависимости параметра пористости от коэффициента пористости для венд-кембрийских отложений Непско-Ботубинского, Предпатомского и Ангаро-Ленского фациальных районов с данными «кern – kern»: а – по всем горизонтам; в – для терригенных отложений**



**Рис. 14. Зависимости параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности для венд-кембрийских отложений Непско-Ботуобинского, Предпатомского и Ангаро-Ленского фациальных районов (месторождения Чайядинское, Тас-Юряхское, Верхневилочанское, Ковыктинское)**

Месторождение, горизонт:

Верхневилочанское, вилочанский (1):

$$P_n = 1/K_v^{1,900}, \text{ КТС} = 0,45; \text{ Пог} = 0,52; N = 93$$

Чаяндинское, хамакский (2):

$$P_n = 1/K_v^{1,830}, \text{ КТС} = 0,31; \text{ Пог} = 0,73; N = 1422$$

Верхневилочанское, юряхский (3):

$$P_n = 1/K_v^{1,780}, \text{ КТС} = 0,59; \text{ Пог} = 0,16; N = 94$$

Верхневилочанское, харыстанский (4):

$$P_n = 1/K_v^{1,750}, \text{ КТС} = 0,53; \text{ Пог} = 0,17; N = 9$$

Чаяндинское, талахский (5):

$$P_n = 1/K_v^{1,650}, \text{ КТС} = 0,41; \text{ Пог} = 0,34; N = 1704$$

Тас-Юряхское, талахский (6):

$$P_n = 1/K_v^{1,562}, \text{ КТС} = 0,31; \text{ Пог} = 0,37; N = 168$$

Чаяндинское, ботуобинский (7):

$$P_n = 1/K_v^{1,508}, \text{ КТС} = 0,46; \text{ Пог} = 0,71; N = 383$$

Тас-Юряхское, ботуобинский (8):

$$P_n = 1/K_v^{1,484}, \text{ КТС} = 0,46; \text{ Пог} = 0,45; N = 171$$

Ковыктинское, парфеновский (9):

$$P_n = 1/K_v^{1,355}, \text{ КТС} = 0,51; \text{ Пог} = 0,63; N = 694$$

Тас-Юряхское, ботуобинский, галитизированные породы (10):  $P_n = 1/K_v^{1,210}$

электрического сопротивления на образцах керн в пластовых условиях осуществлялись при  $P_{эф} = 37,5$  МПа. На Верхневилочанском НГКМ  $P_{пл} = 15,9 \dots 17,5$  МПа,  $P_{эф} = 40 \dots 44$  МПа.

Графический анализ разработанных зависимостей  $P_n = f(K_v)$  (рис. 14) показал их достаточно большое разнообразие, что не позволяет построить для них единую аналитическую зависимость. При этом для ботуобинского и талахского горизонтов Нюйской и Ботуобинской фациальных зон возможно использование обобщенных зависимостей  $P_n = f(K_v)$  (см. рис. 10, 12).

\*\*\*

Таким образом, впервые применительно к Непско-Ботуобинскому, Предпатомскому и Ангаро-Ленскому фациальным районам осуществлен анализ возможности обобщения петрофизических зависимостей в пределах фациальных зон на основе группирования стандартизованных зависимостей. Разработана обобщенная зависимость коэффициента пористости от интервального времени пробега упругой волны для терригенных отложений венда с достаточным коэффициентом корреляции.

Установлено, что для вендских отложений Непско-Ботуобинского, Предпатомского и Ангаро-Ленского фациальных районов, сформировавшихся в условиях баров и мелководного шельфа, зависимости коэффициента пористости

от объемной плотности близки между собой и соответствуют стандартному уравнению для песчаников. Исключение составляет талахский горизонт Чайядинского НГКМ, для которого характерны фации флювиальных осадков, а зависимость  $K_n$  от  $\sigma_{об}$  имеет своеобразный вид.

Разработана обобщенная зависимость параметра пористости от коэффициента пористости для терригенных отложений венда Нюйской, Вилочанской и Ботуобинской фациальных зон Непско-Ботуобинского и Предпатомского фациальных районов. Анализ построенных зависимостей параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности показал невозможность построения обобщенной зависимости для рассматриваемых фациальных районов. При этом для ботуобинского и талахского горизонтов Нюйской и Ботуобинской фациальных зон создание и применение обобщенных зависимостей  $P_n = f(K_v)$  возможно.

Обобщенные петрофизические зависимости для вендских отложений в пределах Нюйской, Вилочанской, Ботуобинской, Ийско-Жигаловской фациальных зон рекомендуются к применению для целей увязки сейсмических данных и данных геофизических исследований скважин (ГИС), оценочной интерпретации данных ГИС, экспресс-анализа результатов интерпретации ГИС и исследований керн на неизученных либо малоизученных площадях.

## Список литературы

1. Полякова Л.Е. Методика определения начальной нефтегазонасыщенности коллекторов месторождений углеводородов в условиях ограниченной петрофизической информации: дис. ... к.г.-м.н. / Л.Е. Полякова; ВАК 25.00.10. – М., 2009.
2. Чуриков Ю.М. Литофациальное районирование как основа уточнения зависимостей фильтрационно-емкостных свойств для сложнопостроенных коллекторов венда Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения / Ю.М. Чуриков, Е.А. Пылёв, Е.А. Силаева и др. // Территория нефтегаз. – 2019. – № 1–2. – С. 20–41.
3. Рыжов А.Е. Типы и свойства терригенных коллекторов венда Чайядинского месторождения // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 145–160.
4. Рыжов А.Е. Влияние особенностей строения порового пространства коллекторов Чайядинского 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.-практ. конф., г. Москва, 28–29 октября 2009. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 62.
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. Пылёв, 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. Пылёв и др. // Территория нефтегаз. – 2018. – № 10. – С. 30–41.
7. Скоробогатов В.А. Енисей-Ленская мегапровинция: формирование, размещение и прогнозирование месторождений углеводородов / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2017. – № 3. – С. 3–17.
8. Поляков Е.Е. Решение научных проблем при подсчете запасов углеводородов Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения / Е.Е. Поляков, А.Е. Рыжов, О.В. Ивченко и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 3 (31): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 172–186.
9. Ивченко О.В. Зависимость удельной продуктивности скважин от их фациальной принадлежности и засоления коллектора на примере ботубинского горизонта Чайядинского месторождения / О.В. Ивченко // Территория нефтегаз. – 2014. – № 3. – С. 50–55.
10. Крекнин С.Г. Современная геолого-геофизическая модель Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения / С.Г. Крекнин, А.В. Погрецкий, Д.Н. Крылов и др. // Геология нефти и газа. – 2016. – № 2. – С. 44–55.
11. Процко А.Н. Создание литолого-фациальных моделей (эталонов) подсолевых продуктивных горизонтов (рифeya, венда и нижнего кембрия) территории обеспечения трубопроводной системы ВСТО для выбора перспективных направлений и объектов ГРП на этой территории и обоснования эффективного комплекса геолого-геофизических методов по выявлению локальных нефтегазоперспективных объектов / А.Н. Процко, Е.В. Смирнов, Г.Д. Ухлова и др. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2015.



## Generalized dependencies between reservoir and physical properties of Vendian deposits at fields associated with the “Power of Siberia” gas transportation system

Yu.M. Churikov<sup>1</sup>\*, Ye.A. Pylev<sup>1</sup>, Ye.Ye. Polyakov<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: Y\_Churikov@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** It's quite topical to study Vendian deposits at the fields located within a resource corridor of the “Power of Siberia” gas pipeline system. Poor core data on small and midi fields make examine every field in this region, and the most efficient way is application of generalized petrophysical dependencies for united facial zones.

According to a chart of facies for Vendian deposits, the named hydrocarbon fields relate to Angara-Lena, Nepa-Botuoba, and Pre-Patom facial districts included into Tungus facial region. For the first time, in respect to these facial districts the possibility of synthesis has been analyzed, and by means of aggregation of the standardized dependencies the generalized petrophysical dependencies have been derived for Vendian terrigenous deposits within the scope of the facial zones. Consequently, a generalized porosity factor ( $K_p$ ) dependency on the elastic wave interval transit time has been derived with a sufficient correlation rate. It has been ascertained that in respect to Vendian deposits formed in conditions of rock ledges and shallows the  $K_p$  dependencies on cubic density have had similar forms and have corresponded to a standard equation for sandstones. Tala horizon of Chayanda field, which is notable for facies of fluvial sediments, is an exceptional case, and its  $K_p$  dependency on cubic density is special.

A generalized formation factor dependency on  $K_p$  has been also derived for terrigenous Vendian deposits of Nyuya, Vilyucha, and Botuoba facial zones.

Authors recommend to apply the named generalized petrophysical equations for coordination of seismics, well logs, and core test results, interpretation of well logs, and express analysis of well log interpretation and core tests in respect to new poorly studied areas.

**Keywords:** Vendian deposits, physical properties, filtration-volumetric reservoir properties, generalized dependencies, hydrocarbon fields, Eastern Siberia, “Power of Siberia” gas transportation system.

### References

1. POLYAKOVA, L.Ye. *Procedure for determination of initial oil-gas saturation of hydrocarbon field reservoirs in conditions of limited petrophysical information* [Metodika opredeleniya nachalnoy neftegazonasyschennosti kollektorov mestorozhdeniy uglevodorodov v usloviyakh ogranichennoy petrofizicheskoy informatsii]. Candidate thesis (geology and mineralogy). National University of Oil and Gas “Gubkin University”. Moscow, 2009. (Russ.).
2. CHURIKOV, Yu.M., Ye.A. PYLEV, Ye.A. SILAYEVA, et al. Lithofacial zoning as a foundation for sharpening dependencies of filtration-volumetric characteristics regarding complex-structured Vendian reservoirs at Chayanda oil-gas-condensate field [Litofatsialnoye rayonirovaniye kak osnova utochneniya zavisimostey filtratsionno-yemkostnykh svoystv dlya slozhnopostroyennykh kollektorov venda Chayandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya]. *Territoriya Neftegaz*. 2019, no. 1–2, pp. 20–41. ISSN 2072-2745. (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. RYZHOV, A.Ye., N.V. SAVCHENKO, T.A. PERUNOVA, et al. Influence of pore volume structure features of Chayanda oil-gas-condensate field reservoirs on its filtration properties. In: *II International conference “World gas resources and reserves and advanced development technologies”, 28–29 October 2019 (WGRR-2019): abstracts*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2010, pp. 57.
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 zicheskikh svoystv i geologo-tehnicheskikh 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 venskogo vozrasta Chayandinskogo mestorozhdeniya na etape ekspluatatsionnogo bureniya]. *Territoriya Neftegaz*. 2018, no. 10, pp. 30–41. ISSN 2072-2745. (Russ.).

7. SKOROBOGATOV, V.A. Yenisey-Lena megaprovince: generation, location and prediction of hydrocarbon fields [Yenisey-Lenskaya megaprovintsiya: formirovaniye, razmeshcheniye i prognozirovaniye mestorozhdeniy uglevodorodov]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2017, no. 3, pp. 3–17. ISSN 0016-7894. (Russ.).
8. POLYAKOV, Ye.Ye., A.Ye. RYZHOV, O.V. IVCHENKO, et al. Scientific tasks solved at calculating hydrocarbon reserves of Chayanda oil-gascondensate field [Resheniye nauchnykh problem pri podschete zapasov uglevodorodov Chayandinskogo neftegazokondensatnogo 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. 172–186. ISSN 2306-9849. (Russ.).
9. IVCHENKO, O.V. Dependence of specific productivity of wells from their facies and reservoir salinity as exemplified by Botuoba horizon of Chayanda field [Zavisimost udelnoy produktivnosti skvazhin ot ikh fatsialnoy prinadlezhnosti i zasoloneniya kollektora na primere botuobinskogo gorizonta Chayandinskogo mestorozhdeniya]. *Territoriya Neftegaz*. 2014, no. 3, pp. 50–55. ISSN 2072-2745. (Russ.).
10. KREKNIN, S.G., A.V. POGRETSKIY, D.N. KRYLOV, et al. Contemporary geological-geophysical model of Chayanda oil-gas-condensate field [Sovremennaya geologo-geofizicheskaya model Chayandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2016, no. 2, pp. 44–55. ISSN 0016-7894. (Russ.).
11. PROTSKO, A.N., Ye.V. SMIRNOV, G.D. UKHLOVA, et al. Creation of lithofacial models (standards) of subsalt productive horizons (Riphean, Vendian, and Lower-Cambrian) at a territory aimed at provision of the “Eastern Siberia – Pacific Ocean” pipeline system to select there promising leads and objects for geological prospecting and substantiate an efficient complex of geological-geophysical methods for indicating candidate local oil-gas-bearing objects [Sozdaniye litologo-fatsialnykh modeley (etalonov) podsolevykh produktivnykh gorizontov (rifeya, venda i nizhnego kembriya) territorii obespecheniya truboprovodnoy sistemy VSTO dlya vybora perspektivnykh napravleniy i obyektov GRR na etoy territorii i obosnovaniya effektivnogo kompleksa geologo-geofizicheskikh metodov po vyyavleniyu lokalnykh neftegazoperspektivnykh obyektov]. Novosibirsk, Russia: Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGiMS), 2015. (Russ.).

УДК 553.98:622.279

## Запасы, ресурсы и перспективы промышленного освоения ачимовского газонефтеносного комплекса севера Западной Сибири

Е.С. Давыдова<sup>1</sup>, Г.Р. Пятницкая<sup>1</sup>, В.А. Скоробогатов<sup>1\*</sup>, Д.А. Соин<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

\* E-mail: V\_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

**Тезисы.** В статье приводятся данные об изученности, геологическом строении и нефтегазоносности ачимовской песчано-глинистой толщи (АТ) берриас-валанжинского возраста на севере Западной Сибири. Подробно рассмотрены вопросы размещения запасов углеводородных скоплений в объеме АТ, термобарические условия флюидальной системы, физико-химические свойства и состав свободного газа, конденсата и нефти ачимовских залежей, геохимические особенности и катагенез органического вещества. Проведен ретроспективный анализ оценок величины и структуры начальных потенциальных ресурсов углеводородов ачимовских резервуаров в северных и арктических областях Западно-Сибирской мегапровинции.

За 65 лет изучения геологического строения и освоения углеводородного потенциала (УВП) недр Западно-Сибирской молодой плиты и одноименных осадочного мегабассейна и нефтегазоносной мегапровинции (ЗСМП) во всех областях суши пробурены около 19500 параметрических, поисковых и разведочных скважин и открыты 915 месторождений углеводородов (УВ) различной величины (по геологическим и извлекаемым запасам) и разного фазового состояния (нефтяных – Н, газовых – Г, газоконденсатных – ГК, смешанных – НГК/ГКН/НГ/ГН). На начало 2019 г. начальные разведанные запасы свободного газа (СГ) достигли 53,6 трлн м<sup>3</sup>, а с учетом запасов кат. В<sub>2</sub>+С<sub>2</sub> – 70,0 трлн м<sup>3</sup>, нефти – соответственно 24,7 и 31,3 млрд т (извлеч.), конденсата – соответственно 1,6 и 2,9 млрд т.

Газонефтеносные, преимущественно и исключительно газоносные области, районы и зоны приурочены к северной части ЗСМП в пределах Надым-Пурской, Пур-Тазовской, Ямальской и Гыданской нефтегазоносных областей (НГО) в Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО); нефтеносными и нефтегазоносными являются Среднеобская, Фроловская и Каймысовская НГО в Ханты-Мансийском округе (ХМАО) и Томской области. На шельфе Карского моря, в Обской и Тазовской губах открыты 9 месторождений Г и ГК типов и два, вероятно, ГН и НГК.

Особенностям геологического строения мезозойских и кайнозойских осадочных толщ в диапазоне средний триас-плиоцен общей мощностью на севере мегапровинции 3,5...7,8 км посвящено много публикаций, в том числе и авторов настоящей работы [1–5 и др.]. Большое число работ опубликовано по апт-альб-сеноманскому, неокоскому и юрскому продуктивным песчано-глинистым литолого-стратиграфическим комплексам Надым-Пур-Тазовского региона (НПТР), Ямала и Гыдана. Проблемам геологического строения и нефтегазоносности песчано-глинистой ачимовской толщи (АТ) берриас-валанжинского возраста посвящено относительно немного работ – менее 50, при этом в большинстве из них обсуждались вопросы распространения, литологии, коллекторских свойств песчаников и алевролитов АТ [6–11 и др.]. Вопросам газонефтеносности, оценки УВ-потенциала, ресурсам газа и нефти, прогнозам и поискам углеводородных скоплений (УВС) и особенно онтогенезу УВ уделено немного внимания [2, 5, 12–15]. Необходимо отметить, что в работах, опубликованных по проблемам АТ в последние два десятилетия, подчеркивается большое поисковое значение толщи, наряду с юрским комплексом, для дальнейшего развития минерально-сырьевой базы (МСБ) газо- и нефтедобычи в северных и арктических

### Ключевые слова:

газ,  
нефть,  
запасы,  
ресурсы,  
разведка,  
освоение,  
ачимовская толща,  
Западная Сибирь,  
Надым-Пур-  
Тазовский регион.

областях Западной Сибири [10, 11, 13, 15–18]. С этим трудно не согласиться, однако эффективность поисково-разведочных работ (ППР) будет ниже, чем по валанжинскому подкомплексу (выше региональной покрывки), что также очевидно [3, 4].

Газопродуктивность АТ впервые была установлена на Уренгойском месторождении в 1975 г. (скв. 95 и др.), когда начинались поиски УВС в среднеюрском подкомплексе (гор. Ю<sub>2</sub>...Ю<sub>4</sub>), ниже открытых ГКН-залежей неокома (гор. БУ<sub>1</sub>...БУ<sub>12</sub>). Некоторые глубокие скважины (скв. 440 на Уренгое и др.) из-за необходимости изучения АТ не были добурены до проектных горизонтов в кровле тюменской свиты (Ю<sub>2</sub>...Ю<sub>4</sub>) и остановлены в верхней юре.

На рубеже 1970–1980-х гг. и в последующие годы вплоть до 1992–1993 гг. интенсивные поиски и разведка газа и нефти проводились на всем севере ЗСМП нефтегазоразведочными экспедициями «Главтюменьгеологии» Министерства геологии СССР (Уренгойской, Тазовской, Таркосалинской, Ямальской и др.). Ежегодно бурились многие десятки поисковых и разведочных скважин на неоком и юру с попутным опоскованием ачимовских проницаемых горизонтов. Активные поиски и разведка АТ и более глубоких горизонтов возобновились после 2000 г. компаниями-операторами – владельцами лицензионных участков, а именно: «Газпром», «Роснефть», «Лукойл» и др. Необходимо отметить, что к настоящему времени разбуренность ачимовских отложений в НПТР характеризуется как высокая и очень высокая, но неравномерная. Наиболее изучена глубоким бурением центральная часть региона. На территории района Большого Уренгоя, куда входят собственно Уренгойская, Ен-Яхинская, Песцовая, Ново-Уренгойская, Восточно-Уренгойская, Ево-Яхинская, Есетинская, Самбургская и Северо-Самбургская, Северо-Есетинская площади, пробурены 390 глубоких поисково-разведочных скважин, из которых 250 вскрыли АТ.

Северные районы НПТР и вся Пур-Тазовская область разбурены менее интенсивно, чем Уренгойский, Надымский и Таркосалинский нефтегазоносные районы (НГР). В пределах Ямбургской и Харвутинской площадей АТ вскрыли 15 скважин, обнаружен ряд залежей типа ГК и НГК. Слабо разбурены и недостаточно изучены породы АТ в северной половине Ямальского п-ова, в пределах

всего Гыданского п-ова. Отсутствуют скважины, вскрывшие толщу, в Обской и Тазовской губах.

Современные представления о распространении ачимовских пластов на севере ЗСМП, их литологическом составе, фациальной неоднородности и развитии разломов, нарушающих юрско-неокомскую толщу, сформировались благодаря исследованиям В.Н. Бородкина, Ф.Г. Гурари, А.М. Брехунцова, И.В. Боевой, А.Р. Курчикова, А.Л. Наумова, А.А. Нежданова, И.И. Нестерова (ст.), И.И. Нестерова (мл.), Н.Ф. Медведева, Р.Г. Семашева, В.А. Скоробогатова, Н.Н. Соловьёва, Л.Я. Трушковой, В.А. Фомичева и др. (работы восьмидесятих-девяностых годов прошлого века и последних десятилетий).

Классической областью развития АТ на севере является центральная часть НПТР в пределах Надым-Пурской области. К западу происходит полная глинизация разреза верхней юры – неокома, к востоку – опесчанивание и исчезновение покрывок в низах неокома. На Ямале АТ развита спорадически на северо-востоке и редуцирована по мощности (до 10...12 м). На западе и юге Гыданской области АТ не выделяется (глинистые алевролиты).

По представлениям большинства исследователей – специалистов в области литологии, основанным на взглядах А.Л. Наумова, во всей центральной части мегабассейна неокомская толща представлена клиноформными телами песчано-алевролитовых пластов, «ныряющих» с востока на запад в сторону глубоководной части берриаса-валанжинского моря, где накапливались исключительно глинистые осадки, при этом самые древние клиноформы как раз и составляют ачимовский песчано-глинистый комплекс, осложняющий мощную региональную глинистую покрывку верхней юры – готерива (300...700 м и более), которая, в свою очередь, разделяет ниже-среднеюрский проницаемый комплекс и песчано-глинистый неоком [5, 7, 8, 11–13, 18, 19 и др.].

Мощность АТ от кровли верхнего до нижнего песчано-алевролитовых горизонтов изменяется от 10...15 до 200...220 м. Всего в разрезе АТ выделяются до шести проницаемых горизонтов (Ач<sub>1</sub>...Ач<sub>6</sub>), сложенных песчаниками и алевролитами и разделенных локальными глинистыми покрывками мощностью от 3...5 до 18...20 м, развитием которых обусловлена

флюидодинамическая изоляция горизонтов по вертикали. В зонах развития многочисленных мало- и среднеамплитудных разломов, большинство из которых являются конседиментационными, затухающими от кровли юры к сеноману и выше, эта изоляция, вероятно, импульсно нарушается (в моменты мгновенных микроподвижек по разломам, которые «дожили» и до настоящего времени) [1, 11, 12, 20–25]. Самой характерной литолого-фашиальной особенностью АТ является ее распространение с литологической изолированностью не только сверху и снизу, но и по латерали. Одна из самых крупных макролинз – горизонт Ач<sub>3,4</sub> на востоке Уренгойского мегавала – имеет субмеридиональную длину до 100 м при ширине 15...20 км и толщине горизонта 25...35 м и ограничена глинами с запада и востока. Кстати, она полностью насыщена газом, пластовой воды нет, что весьма показательно.

Изучение геологического строения, тектоники и др. вопросов – не самоцель нефтегазовой геологии как таковой. Главные цели – прогнозирование нефтегазоносности геологических объектов различного масштаба (от отдельных горизонтов до НГО и нефтегазоносных провинций), открытие месторождений и залежей УВ, их разведка с подсчетом разведанных (промышленных) запасов отдельно СГ, конденсата, нефти, нефтяного попутного газа, их освоение с долговременной масштабной добычей УВ. Это полностью относится и к АТ северных областей.

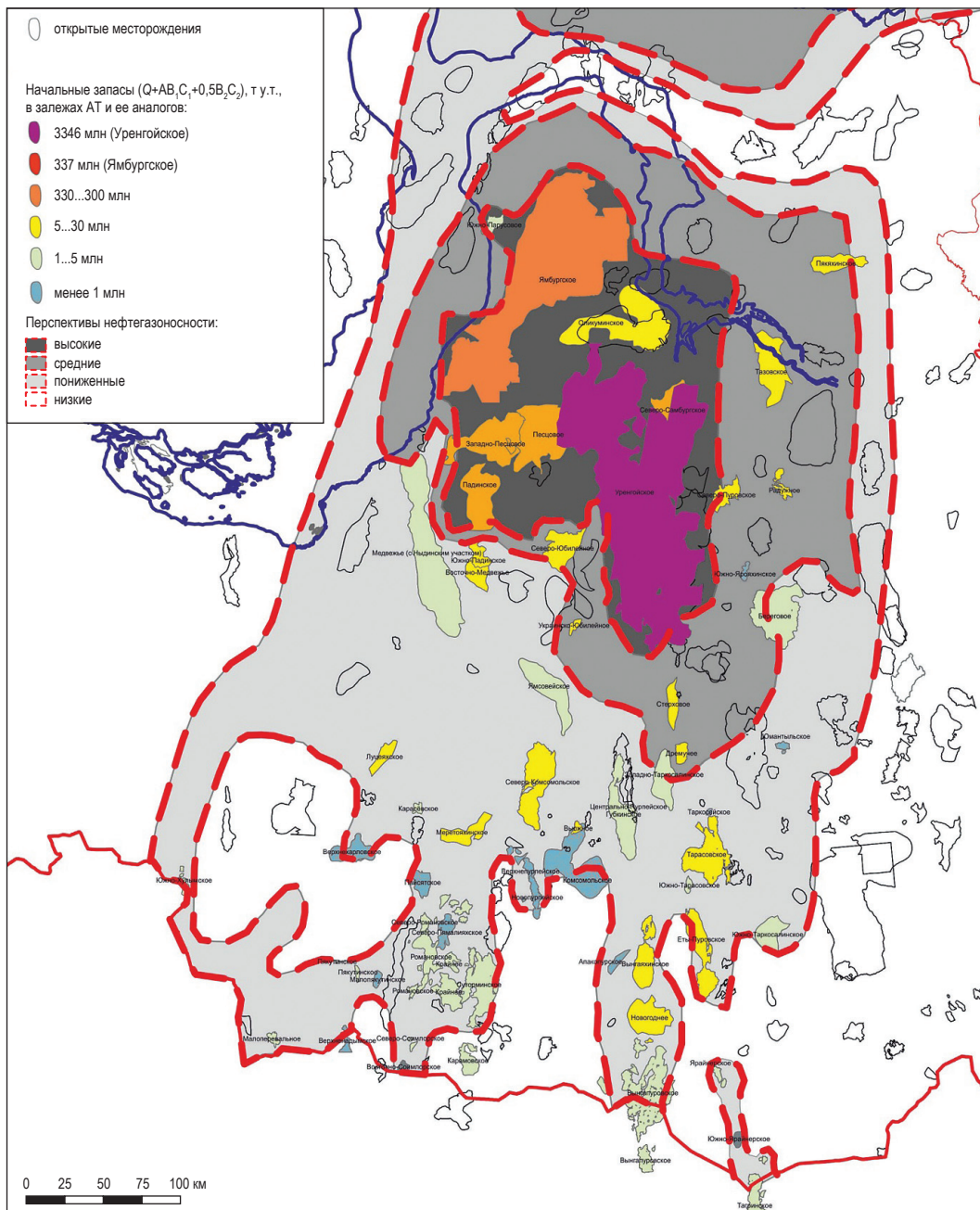
Авторы в течение длительного времени проводят мониторинг изменения нефтегазоносности АТ как центральных, так и северных областей ЗСМП [1–4, 12, 13, 15, 21 и др.]. Периодически подводились итоги изучения газонефтеносности, изменения запасов и оценок начальных потенциальных ресурсов (НПР) УВ-комплекса. В частности, к концу 25-летнего периода изучения АТ (1975–1999 гг.) были обнаружены 45 месторождений с залежами УВ в объеме толщи с суммарными разведанными геологическими запасами 3 млрд т у.т. (условного топлива, при условном паритете 1000 м<sup>3</sup> газообразных УВ = 1 т жидких УВ) (рис. 1). К 2012 г. общее число открытых месторождений в НПТР увеличилось до 51, из них 13 имеют залежи СГ с начальными разведанными запасами газа 2,1 трлн м<sup>3</sup> и небольшими запасами нефти, «распыленными» по 45 нефте-содержащим месторождениям. Уже на рубеже

веков и в первые десятилетия XXI в. стала очевидной уникальность района Большого Уренгоя не только по сеноману, но и по АТ с очень высокой концентрацией выявленных запасов СГ и конденсата: 3,7 трлн м<sup>3</sup> открытых запасов газа и почти 1 млрд т конденсата, из которых до 40 % локализованы в гор. Ач<sub>3,4</sub>.

**Современная (на 01.01.2018) газонефтяная геостатистика АТ в северных областях ЗСМП.** Всего скопления УВ в объеме толщи обнаружены на 64 месторождениях из 236 открытых на севере, в том числе в НПТР – на 63, на Ямале – на одном. Газосодержащие залежи известны на 17 месторождениях. Запасы по кат. А+В<sub>1</sub>+С<sub>1</sub> составляют 2,8 трлн м<sup>3</sup>, кат. В<sub>2</sub>+С<sub>2</sub> – 1,5 трлн м<sup>3</sup>, при этом на Северо-Юбилейном НГК месторождении запасы газа оценены только по кат. С<sub>2</sub>. Q = 154 млрд м<sup>3</sup> (большая часть, 102 млрд м<sup>3</sup>, – из гор. Ач<sub>3,4</sub> Уренгойской площади).

Запасы нефти по промышленным категориям разведаны на 54 месторождениях, разведанные извлекаемые запасы нефти составляют 183,7 млн т, по кат. В<sub>2</sub>+С<sub>2</sub> – 984,5 млн т, Q = 3 млн т. Таким образом, 50 месторождений обладают разведанными и предварительно оцененными запасами, на четырех залежи только открыты, но не разведаны (по кат. С<sub>2</sub>). Извлекаемые запасы жидких УВ (конденсата) в газе составляют 490,1 млн т по кат. А+В+С<sub>1</sub> и 247,7 млн т по кат. В<sub>2</sub>+С<sub>2</sub>. Соответственно, современная значимость конденсата в АТ значительно выше, чем нефти: степень разведанности открытых запасов СГ намного превышает таковую для нефти. Если из 17 газосодержащих месторождений по АТ существенно недоразведаны девять (запасы кат. В<sub>2</sub>+С<sub>2</sub> на них более 50 %), то из 54 нефтесодержащих месторождений значительно недоразведаны 34, причем даже Уренгойское, Ямбургское, Вэнгайхинское и др. месторождения.

По величине извлекаемых запасов СГ кат. А+В<sub>1</sub>+В<sub>2</sub> и кат. С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub> в АТ месторождения распределяются следующим образом: три уникальных – Уренгойское (3,3 трлн м<sup>3</sup>), Песцовое (360 млрд м<sup>3</sup>), Ямбургское (338 млрд м<sup>3</sup>); 1 крупное; 8 средних; 1 мелкое; 4 очень мелких. Распределение по величине извлекаемых запасов нефти: 1 уникальное – Уренгойское (377 млн т); 4 крупных; 19 средних; 17 мелких; 13 очень мелких. В табл. 1 приведена интегральная характеристика запасов углеводородов по АТ северных областей ЗСМП.



**Рис. 1. Схема размещения месторождений и перспектив нефтегазоносности ачимовских отложений в НПТР:  $Q$  – накопленная добыча; А, В<sub>1</sub>, В<sub>2</sub>, С<sub>1</sub>, С<sub>2</sub> – категории промышленного освоения и геологической изученности запасов согласно Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов**

Таблица 1

**Запасы УВ АТ ЯНАО на 01.01.2018, млн т у.т.**

Вид УВ	$Q$	Запасы (извлек.)		
		кат. А+В <sub>1</sub> +С <sub>1</sub>	кат. В <sub>2</sub> +С <sub>2</sub>	суммарные открытые
СГ	154,0	2831,0	1536,1	4521,1
Конденсат	43,8	490,1	247,7	781,6
Нефть	3,0	183,7	984,5	1171,2
Растворенный газ	1,4	50,8	335,4	387,5
<b>Всего</b>	<b>202,2</b>	<b>3555,6</b>	<b>3103,7</b>	<b>6861,4</b>

Таким образом, АТ северных областей – преимущественно газоносный комплекс с соотношением запасов СГ:Н = 4:1. Главной особенностью газоносности АТ является чрезвычайно высокая концентрация запасов СГ в недрах только Уренгойской зоны (2,7 трлн м<sup>3</sup> запасов кат. А+В<sub>1</sub>+С<sub>1</sub> и 0,9 трлн м<sup>3</sup> по кат. В<sub>2</sub>+С<sub>2</sub>, в сумме 3,7 трлн м<sup>3</sup> из 4,4 трлн м<sup>3</sup> открытых запасов в НПТР, т.е. более 80 %). Подобной очень высокой степени концентрации не наблюдается даже в уникальном альб-сеноманском комплексе ЗСМП (7,5 из 30 трлн м<sup>3</sup> начальных запасов по ЯНАО в одной уникальной залежи Уренгоя). По нефти также в двух месторождениях содержатся 645 из 1167 млн т открытых запасов – более 50 %. По сути, почти вся нефтегазоносность АТ в регионе связана с двумя зонами – Уренгойской и Ямбургской (три месторождения). В последние годы получение полупромышленного притока газа из АТ в одной скважине Тамбейской зоны Ямала позволило открыть и одноименную ГК-залежь с запасами 7,3 и 15,2 млрд м<sup>3</sup> соответственно по кат. С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>. Прецедент есть, но подтвердится ли высокая продуктивность АТ на Ямале – большой вопрос.

Уренгой по запасам АТ лидирует с серьезным отрывом от других месторождений. Очевидна существенная недоразведанность Песцового и Ямбургского месторождений по всем видам УВ и Уренгоя по нефти (табл. 2). В случае их полноценной разведки запасы СГ трех месторождений увеличатся до 3,5 трлн м<sup>3</sup>, что соответствует потенциальному уровню добычи газа 85...90 млрд м<sup>3</sup>/год.

Чисто нефтяные скопления в АТ мелкие по запасам, открыты на ряде месторождений юга и востока НПТР, в частности на Тазовской площади, а на соседних Заполярной и Русской площадях УВС вообще отсутствуют в низах неомкомского опесчаненного комплекса, к тому же интенсивно нарушенного разломами в центральной субмеридиональной зоне

Пур-Тазовской НГО (от Харампурского месторождения на юге до Тазовского месторождения на севере, кроме Заполярного месторождения).

Несмотря на бурение и испытание большого числа поисково-разведочных скважин (1200 скважин на 85 площадях), в арктических областях ЗСМП за 55 лет поисков (1964–2018 гг.) в породах АТ залежи УВ не были обнаружены. Вообще, даже само распространение ачимовских линз в центре и на севере Ямала и в западной половине Гыдана остается проблематичным.

Общей установленной региональной закономерностью по АТ является снижение нефтеносности с юга на север и «исчезновение» продуктивности толщи в арктических областях, нефтеносность же вообще в ачимовском комплексе пород носит «угнетенный» характер, особенно в северной половине НПТР.

Важнейшими характеристиками газо- и нефтепродуктивности природных флюидонасыщенных резервуаров являются значения и вариации в пространстве фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород-коллекторов. Результатам исследований этой проблемы посвящена значительная часть публикаций по АТ [6, 9, 11, 19 и др.]. Фоновые интервальные значения открытой пористости ачимовских коллекторов изменяются от 13 до 18 %, редко более, проницаемости достигают десятых долей миллидарси, редко – 1...5 мД. Конкретные данные по ФЕС песчаников и алевролитов АТ Ямбургской площади (скв. 182) приведены в табл. 3 (как характерный пример).

Часто отмечается сочетание удовлетворительной открытой пористости (до 15...16 %) с крайне низкой, по сути нулевой, поровой проницаемостью (сотые доли миллидарси). По описанию керна и шлифов отмечаются трещины как вертикального и субвертикального направлений, так и горизонтальные, раскрытые или заполненные кальцитом. В шлифах

Таблица 2

**Запасы УВ (извлек.) в ачимовских залежах трех наиболее крупных месторождений**

Месторождение	$(Q+A+B_1+C_1)/(B_2+C_2)$		
	СГ, млрд м <sup>3</sup>	конденсат, млн т	нефть, млн т
Уренгойское	2808/658	507/120	42/335
Песцовое	72/289	9/36	0,3/5,5
Ямбургское	35/303	8/69	32/239
<b>Всего</b>	<b>(2,9/1,3)·10<sup>3</sup></b>	<b>(0,5/0,2)·10<sup>3</sup></b>	<b>(0,1/0,6)·10<sup>3</sup></b>

Таблица 3

**Открытая пористость и проницаемость ачимовских коллекторов  
Ямбургского месторождения (по данным А.Е. Рыжова и др., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)**

Интервал отбора керна, м	Глубина отбора образца, м	Литология	ФЕС		
			пористость, %	проницаемость, мД	
3668,5...3695,0	3670	Песчаник МК <sub>3</sub>	11,8	2,31	
	3673		12,2	0,35	
	3674	Песчаник МК <sub>3</sub> карбонатизированный	4,0	0,06	
	3675,4		11,5	0,63	
	3679,6		4,4	0,05	
		3680	Песчаник МК <sub>3</sub>	14,4	1,7
3733,6...3759,5	3734,2	Песчаник карбонатизированный	2,5	0,07	
	3736	Алевролит	8,8	0,11	
	3738	Песчаник МК <sub>3</sub>	12,8*	0,13*	
	3747	Алевролит	12,0*	0,12*	
	3750	Песчаник МК <sub>3</sub>	15,1*	0,29*	
	3752		12,6	0,32	
	3754		11,1	0,2	
	3755		13,9	0,33	
		3758	Алевролит	13,1	0,16
		3762	Песчаник МК <sub>3</sub>	12,4	0,17*
	3778	Алевролит	14,8	0,37	
3785,5...3810,6	3801,3		13,3	0,17	
	3810,1		15,1**	0,12**	
3810,6...3837,2	3814,1		12,7*	0,13*	
	3819	14,0	0,15		
	3821	8,4***	0,58***		
3890...3916	3896	Аргиллит	12,0*	0,13*	
	3912		8,0	0,12	

\* Классическое соотношение ФЕС: 12,0...12,5 % / 0,1 мД – потеря проницаемости.

\*\* Относительно высокая пористость при низкой проницаемости.

\*\*\* Явная микротрещиноватость.

установлены поры и трещины, тип коллектора чаще всего порово-трещинный.

Это объясняется небольшой толщиной пластов преимущественно мелкозернистых песчаников и алевролитов прибрежноморского генезиса и жесткими термоглубинными условиями их современного залегания. При современных геотемпературах 90...115 °С на глубинах 3,4...4,0 км в НПТР начинают развиваться вторичные эпигенетические процессы в минеральном скелете пород, которые часто обуславливают карбонатизацию коллекторов, а при содержании карбонатов более 5 % песчаники и особенно алевролиты становятся непроницаемыми (коэффициент проницаемости менее 0,1 мД) с пористостью менее 11 % (часто 8...9 %).

Фоновые дебиты УВ в поисковых и разведочных скважинах при опробованиях и испытаниях ачимовских коллекторов варьируют в диапазоне от 30...40 до 250...300 тыс. м<sup>3</sup>/сут

газа, 10...70 т/сут конденсата и нефти от 5 до 20 т/сут (обычно 8...10 т/сут). Большое число испытанных объектов оказались «сухими», хотя и газонасыщенными.

Скопления газа и нефти залегают в литологически ограниченных природных резервуарах и являются экранированными – как с литологическими, так и с тектоническими экранами – с аномально высокими пластовыми давлениями. Коэффициент аномальности изменяется от 1,1 до 1,8.

Химизм УВ в залежах толщи и вариации геохимических параметров обсуждаются в ряде работ [1, 5, 12–14]. Усредненный состав СГ ачимовских залежей таков: метан 82...84 %, этан 7...8 %, пропан-бутаны 6...6,5 %, углеводородных газов менее 3 %. Содержание легкого бессернистого конденсата (плотностью 0,77 г/м<sup>3</sup>) на Уренгое изменяется от 270...300 до 380 г/м<sup>3</sup> и более (в отдельных пробах



иногда вместе с конденсатом поступает легкая нефть).

Ачимовские нефти центральных и северных районов НПТР легкие по плотности (0,81...0,84 г/см<sup>3</sup>), практически бессернистые – содержание серы менее 0,15 % (например, на Ямбургском месторождении соответственно плотность нефти и содержание серы 0,83 г/см<sup>3</sup> и 0,14 %), но парафинистые (7...8 %). Это указывает на их неморской генезис (материнское битумогенерирующее рассеянное органическое вещество (РОВ) лейптинито-гумусовое (Л-Г) или смешанное сапропелево-гумусовое (С-Г) по составу). В нефтях АТ юго-западных районов НПТР содержание серы увеличивается до 0,5...0,55 %, содержание парафина снижается до 3,5 % и менее вследствие увеличения сапропелевой компоненты в РОВ. Геохимические различия разновозрастных нефтей по ряду месторождений севера вполне очевидны, например, на Уренгое (табл. 4).

Для качественного и особенно количественного прогнозов нефтегазоносности любых геологических объектов необходим анализ условий формирования УВС (онтогенеза газа и нефти) [1, 3, 15 и др.]. Применительно к АТ эти исследования проводятся авторами с 1997 г. [2, 5, 12, 15, 21, 25]. При этом достаточно детально изучены генерационные, миграционно-аккумуляционные и эволюционные аспекты проблемы онтогенеза УВ в ачимовских породах и прилегающих сверху и снизу глинах. Содержание РОВ типа С-Г/Л-Г в глинах АТ изменяется в диапазоне 1,2...1,8 %, редко до 2 % на уровне катагенеза МК<sub>3</sub> (жирная стадия метаморфизма углей при показателе отражения витринита R<sup>o</sup> = 0,90...1,05 %), в песчаниках – 0,4...0,7 %, пласты углей отсутствуют, однако микроуглистость развита повсеместно в виде прослоев и тонких линз углей. В подобных генерационных условиях объемы газогенерации существенно превышают массы битумогенерации,

о чем свидетельствуют ранее проведенные авторами расчеты [3, 5, 21].

Оговоримся сразу, что баженковская свита в северных областях (НПТР и тем более Ямальской и Гыданской) не могла являться материнской по отношению к нефти в АТ и особенно к газу в силу генетических причин [2, 3, 5, 20].

В объеме АТ Уренгойского района газонефтенакопления объем генерации СГ оценивается в 10...12 трлн м<sup>3</sup>, масса битумоидов – до 3...4 млрд т (при соотношении 4:1). С учетом коэффициентов эмиграции 70...75 % для газа и 30...35 % для нефтебитумоидов, а также минимальных миграционных потерь (ближняя миграция по коллекторам внутри ачимовских горизонтов) коэффициент аккумуляции и сохранности оценивается для СГ в 60...65 % по отношению к объему (эмигрировавшее количество в коллекторах толщи могло скопиться и «дожить» до наших дней в силу малых масштабов эволюционных и ремиграционных потерь – не более 10...15 % от скопившегося объема газа) 3,7...4,0 трлн м<sup>3</sup>, что почти соответствует открытым запасам СГ в пределах Уренгойской, Песцовой и, вероятно, Ен-Яхинской структур площадью 10 тыс. км<sup>2</sup>.

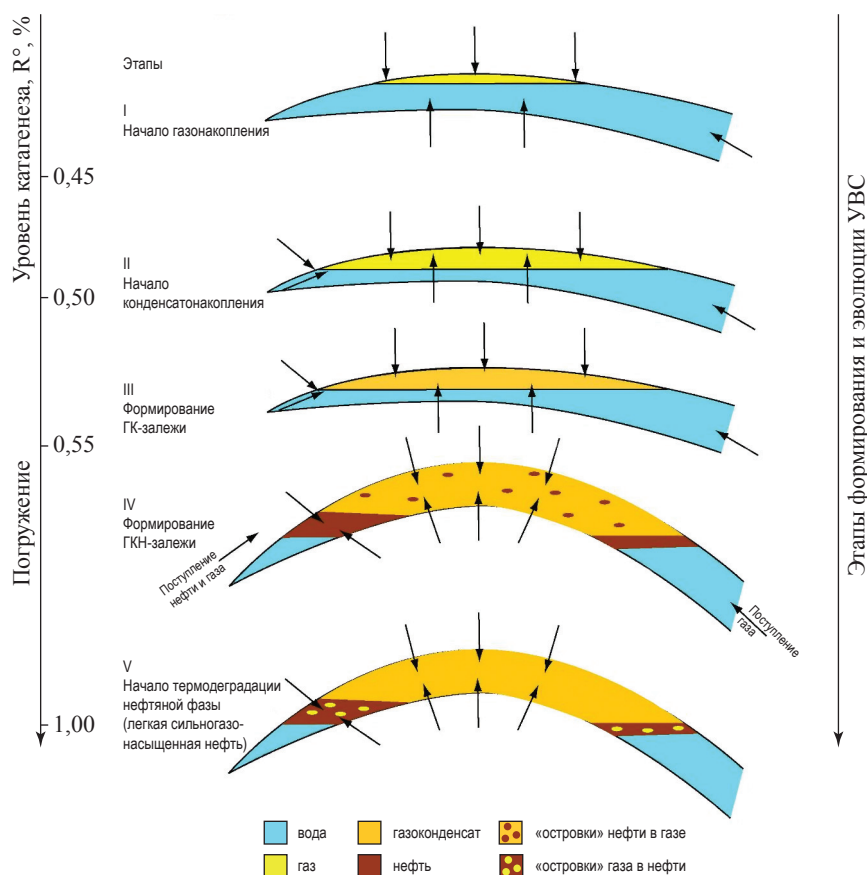
Формирование скоплений типа ГКН в ачимовских линзах показано на рис. 2 на примере Уренгоя. Необходимо отметить, что в АТ первичная миграция УВ непосредственно трансформировалась в миграцию-аккумуляцию внутри отдельных линз, которые, по сути, и выступили в качестве ловушек, и, скорее всего, по мере их УВ-насыщения отсутствовал субвертикальный обмен геофлюидами даже между сближенными линзами. В объеме АТ окончательная аккумуляция УВ проходила в течение палеогенового периода.

В результате формирование подавляющей части скоплений УВ в толще произошло за счет ее собственных генерационных возможностей, и только в отдельных зонах

Таблица 4

#### Характеристика нефтей низов неокома и средней юры

Возраст (глубина, м)	Горизонт	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Содержание, %		
			серы	парафина	смола и асфальтенов
Валанжин (3000...3250)	БУ <sub>14</sub> ...БУ <sub>16</sub>	0,84...0,845	0,07	5,5...6,0	До 5...6
АТ (3550...3650)	Ач <sub>1-6</sub>	0,813...0,815	0,01	7,5...7,8	2...4
Средняя юра (3620...3900)	Ю <sub>2</sub>	0,81	0,06	9,2	3,5
	Ю <sub>3</sub>	0,83	0,13	6,6	Нет данных



**Рис. 2. Механизм формирования УВС и участков остаточной воды и нефти в выклинивающихся и опускающихся (на западных склонах Уренгойского мегавала) субмеридионально простирающихся горизонтах АТ (миграция-аккумуляция непосредственно в ареале ловушки)**

имело место поступление УВ, преимущественно газа, из юрских горизонтов Ю<sub>2</sub> и Ю<sub>1</sub> в ачимовские линзы, а также частичное разрушение УВС – потери газа в неогеновом периоде вследствие неотектонических подвижек по «ожившим» и новообразованным разноамплитудным разломам (Ямсовейское, Тазовское, Русское и др. месторождения). Не поддается объяснению отсутствие залежей УВ в пределах Нижнепурского мегапрогиба на таких площадях, как Геологическая, Восточно-Таркосалинская, Пырейная и др., где толщина развита, но водоносна.

Очень высокое содержание конденсата (220...450 г/м<sup>3</sup>) в газе ачимовских залежей объясняется замкнутостью системы и наличием аномальных пластовых давлений, а также смешанным типом РОВ (С-Г), которое при генерации дало близкие объемы УВ-газов и массы битумоидов в объеме толщи, но все же с преобладанием газа над жидкими УВ.

Необходимо осознавать, что новых крупных открытий и значительных приростов разведанных запасов газа и особенно нефти в НПТР ожидать уже не стоит. Предстоит доразведка открытых залежей, но с учетом явного завышения запасов кат. С<sub>2</sub>. Приросты разведанных запасов (кат. В<sub>1</sub>+С<sub>1</sub>) будут ограничены подтверждаемостью запасов кат. В<sub>2</sub>+С<sub>2</sub> при ее реальном значении на уровне 0,35...0,40. При доразведке уже открытых ачимовских залежей к завершению ПРР их запасы составят, по экспертной оценке, до 5,8 млрд т у.т., а изученность АТ повсеместно в НПТР превышает 80...85 %. При такой изученности неоткрытыми останутся еще многие десятки скопления УВ, но преимущественно мелких (и отдельных средних) по единичным запасам, на дальних склонах валов, в прогибах и впадинах.

Авторы неоднократно участвовали в качественной оценке перспектив нефтегазоносности и количественных оценках величины

и структуры ресурсов газа и нефти в АТ [2–4, 13, 15, 20, 21]. Авторская оценка «снизу» (по нижней границе) УВ-потенциала ачимовского комплекса НПТР составляла около 9,0 млрд т у.т. (извлек.) с неоткрытыми ресурсами до 3,2 млрд т у.т. Оптимистичная оценка ресурсов АТ всех областей, включая и арктические, где толща малоперспективна, – 12,5 млрд т у.т. (извлек.).

По расчетам авторов, по состоянию на 01.01.2018 геологические ресурсы НПП толщ всего севера ЗСМП таковы:

- СГ (в среднем), трлн м<sup>3</sup> – 6,5...7,5 (7,0);
- нефть (в среднем), млрд т – 4,3...4,9 (4,6);
- конденсат (в среднем), млрд т – 2,0...2,4 (2,2);
- попутный газ (в среднем), трлн м<sup>3</sup> – 0,8...1,0 (0,9);
- всего (в среднем), млрд т у.т. – 13,6...15,8 (14,7).

Эти величины несколько меньше авторских оценок 2013 г. [21].

Ресурсы газа в АТ арктических областей суши и шельфа, включая губы, в сумме оцениваются в 0,5 трлн м<sup>3</sup>, жидких УВ – 0,3 млрд т; суммарные извлекаемые ресурсы УВ по всем областям Севера – в 10,0 млрд т у.т. (при средних коэффициентах извлечения газа, конденсата и нефти соответственно 75; 0,65 и 22 %).

На Уренгойской площади началось освоение УВ-залежей в АТ. Совместное предприятие компаний «Ачимгаз» и Wintershall в 2017 г. добыло 6,6 млрд м<sup>3</sup> газа по 88 скважинам,

план на 2020 г. – до 10 млрд м<sup>3</sup>. Потенциал газодобычи из залежей АТ только по трем крупнейшим месторождениям Надым-Пурской НГО оценивается в 20...25 млрд м<sup>3</sup>/год к 2025 г. и до 75 млрд м<sup>3</sup>/год к 2035 г., стабильного конденсата – соответственно в 6...7 и до 20...22 млн т/год. Потенциал добычи нефти по всем месторождениям НПТР крупнее 3 млн т (девять современных месторождений) оценивается в 6...7 млн т/год без масштабной доразведки, а в случае ее осуществления после прироста новых запасов кат. В<sub>1</sub>+С<sub>1</sub> в объеме около 350 млн т к 2028–2030 гг. – до 14...16 млн т в год, вряд ли более. Таким образом, попутная добыча конденсата представляется более выгодным предприятием, чем добыча нефти. По результатам новейших ресурсно-геологических исследований АТ в северных и арктических областях мегапровинции этот сложнейший объект рассматривается как тактический в рамках дальнейшего освоения УВП недр мегапровинции. Очень крупные открытия (более 100 млрд м<sup>3</sup> на одно месторождение) в НПТР маловероятны (если не исключены), единичные крупные (30...100 млрд м<sup>3</sup>) реальные (5...7 новых месторождений), средние и малые (< 30 млрд м<sup>3</sup>) неизбежны (не менее 25...30 месторождений). На них и следует ориентироваться всем компаниям-операторам в 2021–2040 гг. в ходе ПРР, направленных на ачимовский комплекс.

## Список литературы

1. Ермаков В.И. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра, 1986. – 221 с.
2. Самсонов Р.О. Проблемы оценки и освоения углеводородного потенциала недр района Большого Уренгоя / Р.О. Самсонов, В.А. Скоробогатов, Д.В. Люгай и др. // Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса: сб. науч. тр. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2008. – С. 33–39.
3. Скоробогатов В.А. Изучение и освоение углеводородного потенциала недр Западно-Сибирского осадочного мегабассейна: итоги и перспективы / В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки. – 2014. – № 3 (19): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – С. 8–26.
4. 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.
5. Скоробогатов В.А. Термобарогеохимические условия формирования, эволюции и современного размещения залежей углеводородов в породах мела и юры Уренгойского района Западной Сибири / В.А. Скоробогатов // Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса: сб. науч. тр. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2008. – С. 82–93.

6. Ахмедсафин С.К. Результаты оценки фильтрационно-емкостных свойств и особенности геологического строения коллекторов ачимовских отложений на Ямбургском лицензионном участке по геолого-геофизическим данным / С.К. Ахмедсафин, В.Г. Драцов, Л.Д. Колотущенко // XV Координационное геологическое совещание. – М.: Газпром экспо, 2010. – С. 206–215.
7. Бородин В.Н. Основные результаты исследований по изучению геологического строения ачимовской толщи севера Западной Сибири / В.Н. Бородин // Горные ведомости. – 2005. – № 7. – С. 26–32.
8. Курчиков А.Р. Условия формирования и атлас текстур пород ачимовского клиноформного комплекса севера Западной Сибири / А.Р. Курчиков, В.Н. Бородин, А.В. Храмцова; под ред. Б.Н. Шурыгина. – Новосибирск: СО РАН, 2010. – 130 с.
9. Моисеев В.Д. Фильтрационно-емкостная модель коллекторов ачимовских отложений Большого Уренгоя / В.Д. Моисеев, Ф.Я. Боркун, Г.Г. Кучеров и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2001. – № 4. – С. 28–31.
10. Нежданов А.А. Ачимовский нефтегазоносный комплекс – главный объект поисков и разведки новых зон углеводородов на месторождениях ОАО «Газпром» в Западной Сибири / А.А. Нежданов и др. // XV Координационное геологическое совещание. – М.: Газпром экспо, 2010. – С. 10–20.
11. Петрова Н.В. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности ачимовской толщи Западно-Нерутинской нефтегазоносной зоны / Н.В. Петрова, С.В. Ершов, А.К. Карташов и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 41–58.
12. Боева И.В. Новые данные о геологическом строении и газонефтеносности ачимовской толщи Надым-Пур-Тазовского региона Западной Сибири / И.В. Боева, В.А. Скоробогатов, В.А. Фомичев // Материалы 2-й Международной конференции «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа». – М.: МГУ, 1998. – С. 28–31.
13. Кананыхина О.Г. Ачимовская толща северных районов Западной Сибири: структура запасов и ресурсов углеводородов. Перспективы новых открытий и приростов / О.Г. Кананыхина, Е.Д. Ковалева, Г.Р. Пятницкая и др. // Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения (WGRR-2013): тезисы докладов III Межд. научн.-практ. конф. 27–28 ноября 2013 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – С. 37.
14. Пунанова С.А. Углеводородные скопления ачимовских отложений севера Западной Сибири и особенности их геологических ресурсов / С.А. Пунанова, Т.Л. Виноградова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 2. – С. 42–51.
15. Скоробогатов В.А. Качественный и количественный прогноз газонефтеносности ачимовской толщи Надым-Пур-Тазовского региона в связи с поисками и разведкой промышленных залежей углеводородов / В.А. Скоробогатов и др. // Прогноз газоносности России и сопредельных стран: сб. науч. тр. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2000. – С. 82–98.
16. Маркелов В.А. Обоснование стратегии освоения ачимовских отложений Уренгойского месторождения / В.А. Маркелов, В.В. Черепанов, А.Г. Филиппов и др. // Газовая промышленность. – 2016. – № 1. – С. 40–45.
17. Морозов В.Ю. Актуальные проблемы освоения нефтегазового потенциала Западной Сибири / В.Ю. Морозов, В.В. Сапьянин // Геология нефти и газа. – 2018. – № 3. – С. 27–36.
18. Фомичев В.А. Условия формирования и перспективы газонефтеносности берриас-ранневаланжинских отложений на севере Западной Сибири: обзорная инф. / В.А. Фомичев. – М.: ИРЦ Газпром, 2000. – 64 с. – (Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений).
19. Нежданов А.А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири (на примере Самбургско-Уренгойской зоны) / А.А. Нежданов, В.А. Пономарев, Н.А. Туренков. – М.: АГН, 2000. – 247 с.
20. Гулев В.Л. Нетрадиционные ресурсы газа и нефти / В.Л. Гулев, Н.А. Гафаров, В.И. Высоцкий и др. – М.: Недра, 2014. – 284 с.
21. Давыдова Е.С. Проблемы изучения, оценки и освоения углеводородного потенциала ачимовской толщи (берриас – валанжин) Надым-Пур-Тазовского региона Западной Сибири / Е.С. Давыдова, И.Б. Извеков, Г.Р. Пятницкая и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5(16): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – С. 81–90.
22. Кузьминов В.А. Картирование зон разломно-трещинного разуплотнения с целью прогноза высокодебитных участков в отложениях ачимовской толщи Уренгойского НКМ / В.А. Кузьминов, Л.С. Салина, Р.Г. Семашев и др. // Проблемы геологии природного газа России и сопредельных стран: сб. науч. тр. – 2-е изд., перераб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2007. – С. 180–187.

23. Медведев Н.Ф. Влияние тектонического фактора на формирование природных резервуаров ачимовской толщи района Большого Уренгоя / Н.Ф. Медведев, А.В. Жаворонкова, Л.В. Ягупова // Прогноз газонасыщенности России и сопредельных стран: сб. науч. тр. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2000. – С. 99–106.
24. Семашев Р.Г. Флюидодинамические особенности формирования и размещения скоплений УВ в ачимовской толще района Большого Уренгоя / Р.Г. Семашев, Г.М. Зайчиков // Сырьевая база газовой отрасли России и перспективы ее развития в XXI веке: сб. науч. тр. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2001. – С. 41–49.
25. Skorobogatov V.A. Роль разломов в формировании, эволюции и разрушении скоплений газа и нефти в осадочном чехле северных и юго-восточных районов Западной Сибири / В.А. Skorobogatov, Н.Н. Соловьев, В.А. Фомичев // Прогноз газонасыщенности России и сопредельных стран: сб. науч. тр. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2000. – С. 112–131.

## Reserves, resources and prospects for commercial development of Achim gas-oil-bearing complex at north of Western Siberia

Ye.S. Davydova<sup>1</sup>, G.R. Pyatnitskaya<sup>1</sup>, V.A. Skorobogatov<sup>1\*</sup>, D.A. Soin<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: V\_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** The article reveals data on exploration maturity, geological structure and oil-gas-bearing capacity of Achim argillio-arenaceous Berriasian-Valanginian series at the north of Western Siberia. There is the detailed description of allocation and reserves of hydrocarbon agglomerations within the Achim series, thermobaric conditions of this fluidal system, physical-chemical properties and composition of free gas, condensate and oil in the Achim deposits, geochemical specifics and catagenesis of the organic matter. The paper also includes retrospective analysis of estimations made in regards to the amounts and structure of initial potential hydrocarbon resources of Achim reservoirs in northern and permafrost regions of Western-Siberian megaprovince.

**Keywords:** gas, oil, reserves, resources, prospecting, commercial development, Achim series, Western Siberia, Nadym-Pur-Taz region.

### References

1. YERMAKOV, V.I., V.A. SKOROBOGATOV. *Thermal field of the young plates in the USSR* [Teplovoye pole molodykh plit SSSR]. Moscow: Nedra, 1986. (Russ.).
2. SAMSONOV, R.O., V.A. SKOROBOGATOV, D.V. LYUGAY, et al. Issues of assessment and development of subsoil hydrocarbon potential at the region of Grand Urengoy [Problemy otsenki i osvoyeniya uglevodorodnogo potentsiala neдр rayona Bolshogo Urengoya]. In: *Issues of Urengoy fields development* [Problemy osvoyeniya mestorozhdeniy Urengoy'skogo kompleksa]: collected sci. papers. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2008, pp. 33–39. (Russ.).
3. 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 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.).
4. 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 Rossi i perspektivy ikh promyshlennogo osvoyeniya]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2012. Spec. is.: Alternative resources of oil and gas [Netraditsionnyye resursy nefi i gaza], pp. 43–47. ISSN 0016-5581. (Russ.).
5. SKOROBOGATOV, V.A. Thermal-baric-geochemical conditions of generation, evolution and contemporary location of hydrocarbon deposits in Cretaceous and Jurassic rocks at Urengoy region of Western Siberia [Termobarogeokhimicheskiye usloviya formirovaniya, evolyutsii i sovremennogo razmeshcheniya zalezhey uglevodorodov v porodakh mela i yury Urengoy'skogo rayona Zapadnoy Sibiri]. In: *Issues of Urengoy fields development* [Problemy osvoyeniya mestorozhdeniy Urengoy'skogo kompleksa]: collected sci. papers. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2008, pp. 82–93. (Russ.).

6. AKHMEDSAFIN, S.K., V.G. DRATSOV, L.D. KOLOTUSHCHENKO. Estimations of porosity and permeability properties and geological structure of Achim reservoirs at the Yamburg licensed site using geological and well logging data [Rezultaty otsenki filtratsionno-yemkostnykh svoystv i osobennosti geologicheskogo stroyeniya kollektorov achimovskikh otlozheniy na Yamburgskom litsenzionnom uchastke po geologo-geofizicheskim dannym]. In: *15<sup>th</sup> Alignment geological meeting*. Moscow: Gazprom expo, 2010, pp. 206–215. (Russ.).
7. BORODKIN, V.N. Chief results of studying geological structure of Achim series at the north of Western Siberia [Osnovnyye rezultaty issledovaniy po izucheniyu geologicheskogo stroyeniya achimovskoy tolshchi severa Zapadnoy Sibiri]. *Gornyye Vedomosti*. 2005, no. 7, pp. 26–32. ISSN 1818-5606. (Russ.).
8. KURCHIKOV, A.R., V.N. BORODKIN, A.V. KHRAMTSOVA. *Provisions for origination and an atlas of textures for rocks of Achim wedge-form complex at the north of Western Siberia* [Usloviya formirovaniya i atlas tekstur porod achimovskogo klinofornogo kompleksa severa Zapadnoy Sibiri]. Novosibirsk: Siberian branch of Russian academy of sciences, 2010. (Russ.).
9. MOISEYEV, V.D., F.Ya. BORKUN, G.G. KUCHEROV, et al. Permeability-porosity model of Achim reservoirs at Grand Urengoy [Filtratsionno-yemkostnaya model kollektorov achimovskikh otlozheniy Bolshogo Urengoya]. *Geologiya, Geofizika, i Razrabotka Neftyanykh i Gazovykh Mestorozhdeniy*. 2001, no. 4, pp. 28–31. ISSN 2413-5011. (Russ.).
10. NEZH DANOV, A.A., et al. Achim oil-gas-bearing complex as a chief object of searching and prospecting new hydrocarbon zones at the Gazprom OJSC fields in Western Siberia [Achimovskiy neftegazonosnyy kompleks – glavnyy obyekt poiskov i razvedki novykh zon uglevodorodov na mestorozhdeniyakh OAO “Gazprom” v Zapadnoy Sibiri]. In: *15<sup>th</sup> Alignment geological meeting*. Moscow: Gazprom expo, 2010, pp. 10–20. (Russ.).
11. PETROVA, N.V., S.V. YERSHOV, A.K. KARTASHOV, et al. Geological structure and outlooks for oil-and-gas-bearing capacity of Achim series at Western-Nerutinskaya oil-gas-bearing zone [Geologicheskoye stroyeniye i perspektivy neftegazonosnosti achimovskoy tolshchi Zapadno-Nerutinskoy neftegazonosnoy zony]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2018, no. 2, pp. 41–58. ISSN 0016-7894. (Russ.).
12. BOYEVA, I.V., V.A. SKOROBOGATOV, V.A. FOMICHEV. New data about geological structure and oil-gas-bearing capacity of Achim series in Nadym-Pur-Taz region of Western Siberia [Novyye dannyye o geologicheskoye stroyeniye i gazoneftenosnosti achimovskoy tolshchi Nadym-Pur-Tazovskogo regiona Zapadnoy Sibiri]. In: *Proc. of the 2<sup>nd</sup> International conference “New ideas in geology and geochemistry of oil and gas”*. Moscow: Moscow State University, 1998, pp. 28–31. (Russ.).
13. KANANYKHINA, O.G., Ye.D. KOVALEVA, G.R. PYATNITSKAYA, et al. Achim series at northern regions of Western Siberia: structure of hydrocarbon reserves and resources. Outlooks for new discoveries and increments [Achimovskaya tolshcha severnykh rayonov Zapadnoy Sibiri: struktura zapasov i resursov uglevodorodov. Perspektivy novykh otkrytiy i prirostov]. In: *The 3<sup>rd</sup> international conference World Gas Resources and Reserves and Advanced Development Technologies (WGRR-2013): abstracts of papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013, p. 37. (Russ.).
14. PUNANOVA, S.A., T.L. VINOGRADOVA. Hydrocarbon agglomerations of Achim sediments at the north part of Western Siberia and peculiarities of their geological structure [Uglevodorodnyye skopleniya achimovskikh otlozheniy severa Zapadnoy sibiri i osobennosti ikh geologicheskikh resursov]. *Geologiya, Geofizika, i Razrabotka Neftyanykh i Gazovykh Mestorozhdeniy*. 2006, no. 2, pp. 42–51. ISSN 2413-5011. (Russ.).
15. SKOROBOGATOV, V.A., et al. Qualitative and quantitative forecast of gas and oil presence in Achim series at Nadym-Pur-Taz region in relation to searching and prospecting commercial hydrocarbon deposits [Kachestvennyy i kolichestvennyy prognoz gazoneftenosnosti achimovskoy tolshchi Nadym-Pur-Tazovskogo regiona v svyazi s poiskami i razvedkoy promyshlennykh zalezhey uglevodorodov]. In: *Forecast of gas presence in Russia and contiguous countries* [Prognoz gazonosnosti Rossi ii sopredelnykh stran]: collected sci. papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2000, pp. 82–98. (Russ.).
16. MARKELOV, V.A., V.V. CHEREPANOV, A.G. FILIPPOV, et al. Substantiating strategy for development of Achim sediments at Urengoy field [Obosnovaniye strategii osvoyeniya achimovskikh otlozheniy Urengoyevskogo mestorozhdeniya]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2016, no. 1, pp. 40–45. ISSN 0016-5581. (Russ.).
17. MOROZOV, V.Yu., V.V. SAPYANIN. Topical issues in development of oil-and-gas potential of Western Siberia [Aktualnyye problem osvoyeniya neftegazovogo potentsiala Zapadnoy Sibiri]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2018, no. 3, pp. 27–36. ISSN 0016-7894. (Russ.).
18. FOMICHEV, V.A. Provisions for origination and outlooks for gas-oil-bearing capacity of Berriasian–Earlier-Valanginian sediment at the north of Western Siberia [Usloviya formirovaniya i perspektivy gazoneftenosnosti berrias-rannevalanginskikh otlozheniy na severe Zapadnoy Sibiri]: review. Series: *Geologiya i Razvedka Gazovykh i Gazokondensatnykh Mestorozhdeniy*. Moscow: IRTs Gazprom, 2000. (Russ.).
19. NEZH DANOV, A.A., V.A. PONOMAREV, N.A. TURENKOV. *Geology and oil-gas-bearing capacity of Achim series at Western Siberia (case of the Samburg-Urengoy zone)* [Geologiya i neftegazonosnost achimovskoy tolshchi Zapadnoy Sibiri (na primere Samburgsko-Urengoyevskoy zony)]. Moscow: AGN, 2000. (Russ.).
20. 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.).
21. DAVYDOVA, Ye.S., I.B. IZVEKOV, G.R. PYATNITSKAYA, et al. Problems of studying, assessment and development of hydrocarbonic potential of Achimov thickness (Berriasian – Valanginian) of Nadym-Pur-Tazovsky region of Western Siberia [Problemy izucheniya, otsenki i osvoyeniya uglevodorodnogo potentsiala

- achimovskoy tolshchi (berrias – valangin) Nadym-Pur-Tazovskogo regiona Zapadnoy Sibiri]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013, no. 5 (16): Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030, pp. 81–90. ISSN 2306-8949. (Russ.).
22. KUZMINOV, V.A., L.S. SALINA, R.G. SEMASHEV et al. Mapping the zones of fault-fractured decompaction in order to forecast high-output sites in the Achim sediments of Urengoy oil-gas-condensate field [Kartirovaniye zon razlomno-treshchinnoye razuplotneniya s tselyu prognoza vysokodebitnykh uchastkov v otlozheniyakh achimovskoy tolshchi Urengoyevskogo NGKM]. In: *Issues of natural-gas geology in Russia and contiguous countries* [Problemy geologii prirodnogo gaza Rossi i sopedelnykh stran]: collected sci. papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2005, pp. 180–187. (Russ.).
  23. MEDVEDEV, N.F., A.V. ZHAVORONKOVA, L.V. YAGUPOVA. Effect of tectonics upon forming of natural Achim reservoirs in the region of Grand Urengoy [Vliyaniye tektonicheskogo faktora na formirovaniye prirodnnykh rezervuarov achimovskoy tolshchi rayona Bolshogo Urengoya]. In: *Forecast of gas presence in Russia and contiguous countries* [Prognoz gazonosnosti Rossii i sopedelnykh stran]: collect. bk. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2000, pp. 99–106. (Russ.).
  24. SEMASHEV, R.G., G.M. ZAYCHIKOV. Fluidal-dynamic peculiarities of hydrocarbon agglomerations generation and localization in Achim series of the Grand Urengoy region [Flyuidodinamicheskiye osobennosti formirovaniya i razmeshcheniya skopleniy UV v achimovskoy tolshche rayona Bolshoy Urengoy]. In: *Base of raw materials for Russian gas industry and outlooks for its development in 21<sup>st</sup> century* [Syryevaya baza gazovoy otrasli Rossi i perspektivy yeye razvitiya v XXI veke]: collected sci. papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2001, pp. 41–49. (Russ.).
  25. 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-vostochnnykh rayonov Zapadnoy Sibiri]. In: *Forecast of gas presence in Russia and contiguous countries* [Prognoz gazonosnosti Rossii i sopedelnykh stran]: collect. bk. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2000, pp. 112–131. (Russ.).

УДК 550.812.14

## Определение межфлюидальных контактов залежи с использованием адаптивных фильтров кривых каротажа в сложнопостроенных коллекторах (на примере Среднекаменноугольной залежи Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения)

С.Ю. Ромащенко<sup>1\*</sup>, Д.Н. Крылов<sup>1\*</sup>, Е.Е. Поляков<sup>1\*</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

\* E-mail: S\_Romaschenko@vniigaz.gazprom.ru

**Ключевые слова:** данные каротажа, флюидальные контакты, «умное» осреднение, достоверность интерпретации.

**Тезисы.** Задачу точного определения межфлюидальных контактов на месторождениях могут существенно осложнить некоторые геологические и технические факторы. Тем не менее при подсчете запасов углеводородов на месторождении необходимо с максимальной достоверностью установить и обосновать положения газонефтяного (ГНК), газоводяного (ГВК) и водонефтяного (ВНК) контактов. Как правило, это делают путем оценки результатов опробования, проведенного в единичных скважинах месторождения. Однако этот методический прием работает не всегда. Использование алгоритмов статистической обработки исходного набора данных геофизических исследований скважин (ГИС) позволяет решать задачу с большей степенью достоверности.

На примере Среднекаменноугольной залежи Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения показано решение задачи выявления ГНК и ВНК с применением специальной технологии определения сложных флюидальных контактов. В основе технологии лежит статистическая обработка данных ГИС методом «умного» осреднения. Внедрение технологии позволит повысить технико-экономическую эффективность доразведки сложных месторождений ПАО «Газпром» и достоверность оценки запасов углеводородов.

Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение (ОНГКМ) является уникальным по размерам, запасам и компонентному составу газа с широким распространением нефтегазоносности как по площади, так и по разрезу. Продуктивный разрез ОНГКМ относится к карбонатному типу и включает следующие литологические разности: известняки чистые, доломитизированные известняки с чередованием прослоев, обладающих свойствами коллекторов и неколлекторов; аргиллиты и глины. Особенность разреза – битуминозность пород. Коллекторами служат преимущественно известняки с пустотным пространством трещинно-порового типа.

Карбонатные отложения с развитой макро- и микротрещиноватостью отличаются сложными фильтрационными характеристиками. Коллекторами карбонатного массива выступают как высокопористые породы, так и породы с весьма низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Наличие вертикальных трещин в разрезе может привести к перетокам пластовых флюидов, что снижает достоверность поинтервальных испытаний при оценке положения флюидальных контактов. В связи с этим особое значение приобретают результаты интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС).

Коэффициент нефтегазонасыщенности в скважинах ОНГКМ традиционно определялся стандартным способом по данным бокового каротажа с использованием петрофизических зависимостей параметра пористости ( $P_n$ ) от коэффициента пористости ( $K_n$ ) и параметра насыщения ( $P_n$ ) от коэффициента водонасыщенности ( $K_b$ ), обоснованных при подсчете запасов углеводородов в 1981 г. Зависимость  $P_n = f(K_n)$  получена в термобарических условиях, а зависимость  $P_n = f(K_b)$  – по данным капилляриметрических исследований неэкстрагированных образцов ядра. Зависимости



аппроксимированы следующими уравнениями связи:

$$P_{\text{н}} = 1/K_{\text{н}}^{2,41}; P_{\text{в}} = 1/K_{\text{в}}^{1,41}. \quad (1)$$

При определении нефтегазонасыщенности основным методом оценки удельного электрического сопротивления (УЭС) пород пластов является боковой каротаж (БК). УЭС пластовой воды принималось равным 0,037 Ом·м. На рис. 1 сопоставлены значения коэффициента нефтегазонасыщенности ( $K_{\text{н}}$ ), рассчитанные по данным БК и по результатам измерений керна соответственно с использованием формул (1) и косвенных либо прямых методов определения остаточной водонасыщенности, для всех скважин (218 шт.) ОНГК, до 1979 г. не затронутых разработкой.

Анализ показывает максимальную дисперсию значений  $K_{\text{н}}$ , определенных по данным БК. Причинами их смещения в сторону завышения, очевидно, являются битуминизация и гидрофобность всего разреза. Занижение, в меньшей степени, но тоже значительное, обусловлено трещиноватостью разреза во всем диапазоне пористости. Добиться однозначного определения нефтегазонасыщенности по данным БК как основного метода практически невозможно. На рис. 2 показано распределение значений  $K_{\text{н}}$

в районе отметок газонефтяного (ГНК) и водонефтяного (ВНК) контактов. Из анализа распределения  $K_{\text{н}}$  следует однозначный вывод об отсутствии заметного тренда изменения газонефтенасыщенности коллекторов, определенной по данным БК, при переходе от газонасыщенного разреза к нефтенасыщенному и водонасыщенному. Такие же результаты получаются и в отношении распределений значений УЭС, определенных по данным БК, в воде (интервал залежи ниже притока воды по опробованию) и в нефти (интервал притока безводной нефти), построенным по коллекторам тех же скважин Основной залежи (Западный участок) (рис. 3). Таким образом, в условиях неоднородности состава пластового флюида (битум, остаточная нефть, газ, остаточная и свободная пластовая вода) и коллектора приходится констатировать, что данные БК в разрезе скважин не позволяют однозначно определить характер насыщения и положения ГНК и ВНК.

При подсчете запасов в 1981 г. положения этих межфлюидных контактов были установлены исключительно по результатам испытаний и соответственно имеют доверительный интервал в пределах  $\pm(7...10)$  и  $\pm(11...27)$  м соответственно для ГНК и ВНК. На рис. 4 показан конкретный пример неопределенности в оценках межфлюидных

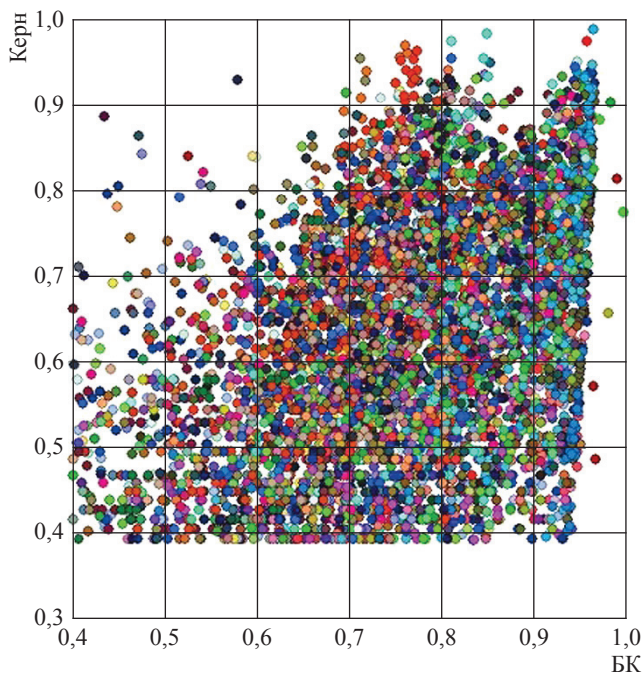


Рис. 1. Взаимное соответствие значений  $K_{\text{н}}$ , д.ед., определенных по данным БК и по керну для скважин ОНГК, до 1979 г. не затронутых разработкой

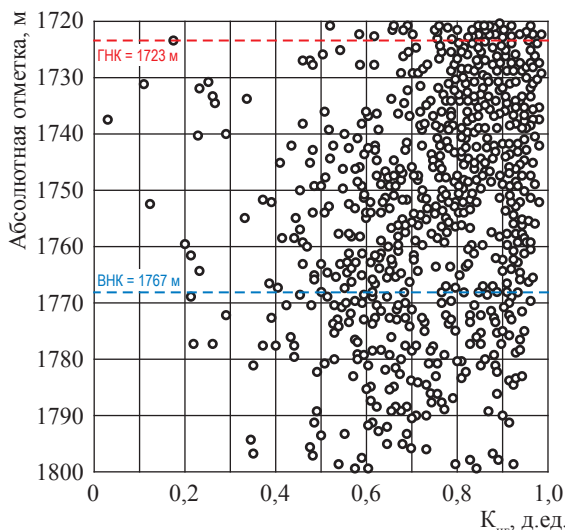


Рис. 2. Распределение значений  $K_{пр}$  (по данным БК) по глубине в районе ВНК и ГНК по скважинам Основной залежи ОНГКМ (Западный участок)

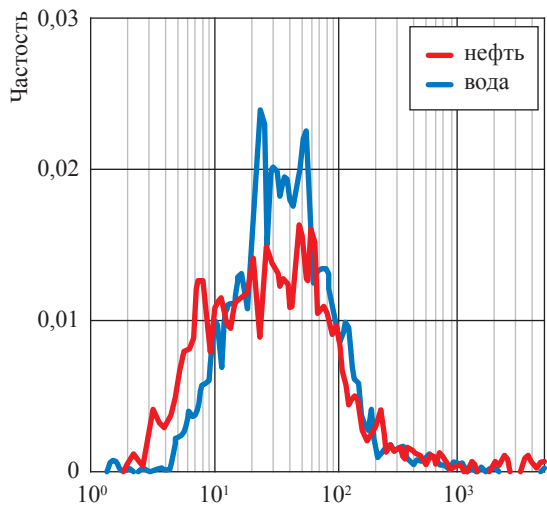


Рис. 3. Распределение УЭС по БК в нефтяной и водной частях залежи

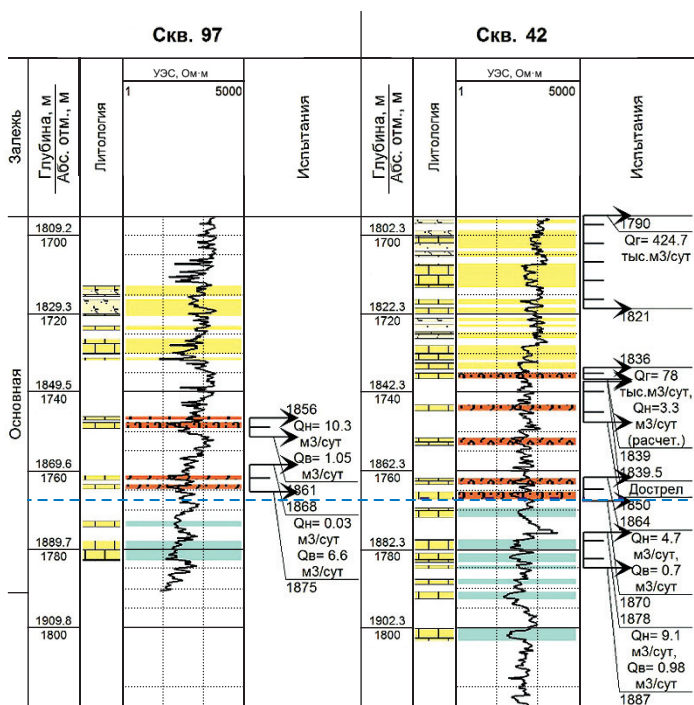
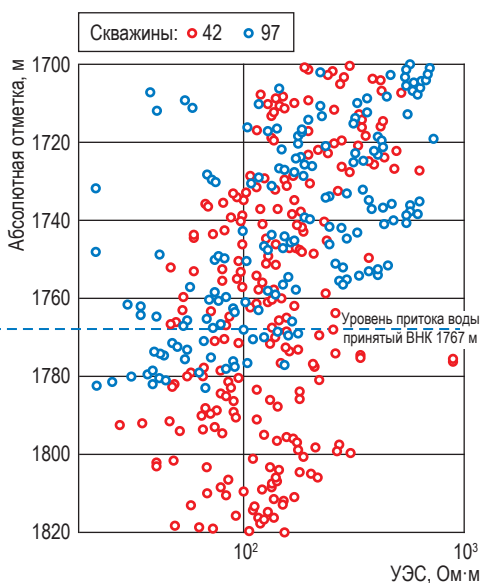


Рис. 4. Анализ УЭС пород по данным БК и результатов опробования в продуктивной и водонасыщенной частях разреза в скв. 42, 97 ОНГКМ:

$Q_g, Q_n, Q_v$  – дебиты газа, нефти, воды соответственно



контактов в разрезах по двум разведочным скв. 42, 97 (ВНК –1767 м; доверительный интервал +20 (нефть)...–7 (вода) м). Это связано с тем, что для обоснования положений ГНК, ГВК (газоводяной контакт) и ВНК используют

в таких случаях принцип усреднения контактов, установленных в отдельных скважинах. Так, например, Основная и Среднекаменноугольная залежи ОНГКМ суммарной площадью свыше 1 млрд м<sup>2</sup> разбурены более чем пятью

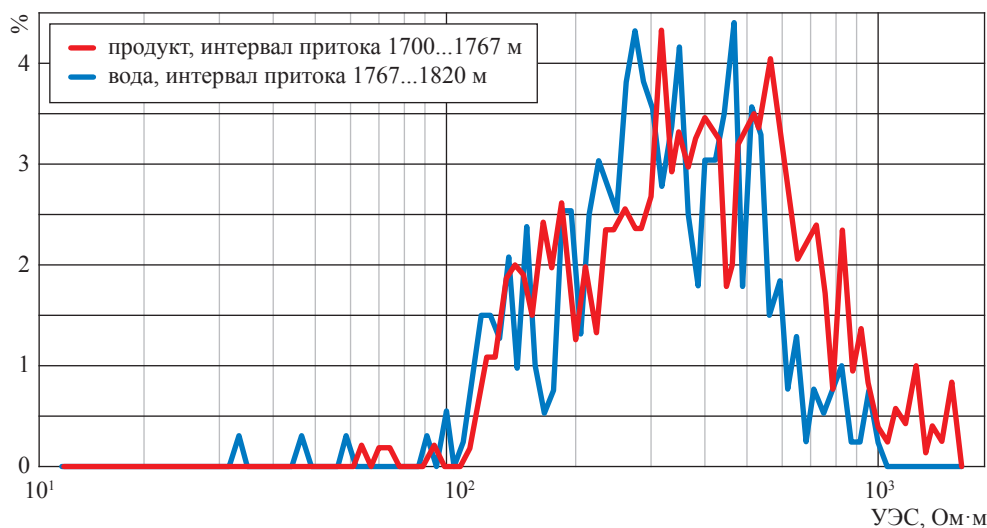


Рис. 5. Распределение данных БК об УЭС в нефтяной и водяной частях Основной залежи ОНГКМ, полученных для разведочных скв. 42 и 97

сотнями скважин. По опробованию вода получена из трех скважин – скв. 8, 42 и 97 – с отметками кровли пласта коллектора соответственно 1651,4; 1384,3; 1503,3 м. Очевидно, что данных опробования недостаточно для точного определения положения ВНК. Неизбежно доверительный интервал увеличивается, т.е. закладывается большая неопределенность гидродинамической модели месторождения. Распределения значений УЭС коллекторов в скв. 42, 97 в интервалах преимущественного притока нефти и/или воды практически совпадают за исключением мало заметного превышения модальных сопротивлений выше ВНК (рис. 5).

Однако использование специальных алгоритмов статистической обработки исходного набора функционально связанных с характером насыщения данных ГИС (БК, реализующего потенциальную схему измерений) позволяет решать эту задачу с большей достоверностью, установить и обосновать положение межфлюидальных контактов в пределах доверительного интервала  $\pm (3...4)$  м. В большинстве случаев правомерно допустить случайный характер изменения неоднородностей насыщения и трещиноватости в интервалах разреза выше и ниже ВНК, ГНК, ГВК и распределения ошибок определения характера насыщения (УЭС) в скважинах в соответствии с распределением вероятностей Гаусса [1]. С учетом этого допущения приемы статистической обработки позволяют определить статистически наиболее вероятный вариант решения задачи определения межфлюидальных контактов по данным ГИС в имеющихся условиях.

### Метод направленного суммирования геофизического параметра

Метод Е.В. Лигуса [2] основан на универсальных принципах выделения аномалий на фоне помех. Результат настраивается по данным опробования, выполненного в интервалах выше и ниже ВНК. Применение метода позволяет минимизировать влияние литологических факторов на геофизические параметры.

По выборке скважин, вертикальных и субвертикальных (490 шт.), проведено направленное параллельно горизонту суммирование углового параметра  $\beta$ , полученного путем фазовой обработки парного сопоставления параметров, которые отражают изменение нефте(водо)насыщенности (УЭС) и пористости ( $K_n$ , д.ед.) разреза. Такой метод позволяет исключить влияние литологических факторов на геофизические параметры, что актуально применительно к сложным карбонатным коллекторам.

В пределах каждого горизонтального 2-метрового сечения залежи находятся средневзвешенные значения УЭС и  $K_n$ . Далее вычисляется параметр  $\beta$ :

$$\beta = \arctg \left( \frac{\lg \text{УЭС} - \lg \rho_1}{K_n - \alpha_1} \right) + \varphi, \quad (1)$$

где  $\rho_1$  и  $\alpha_1$  – координаты полюса;  $\varphi$  – угол наклона оси полярных координат, отмечающий уровень, ниже которого отсутствует подвижная нефть, но могут быть получены притоки чистой воды, воды с пленкой нефти. В этой зоне могут присутствовать остаточная нефть,

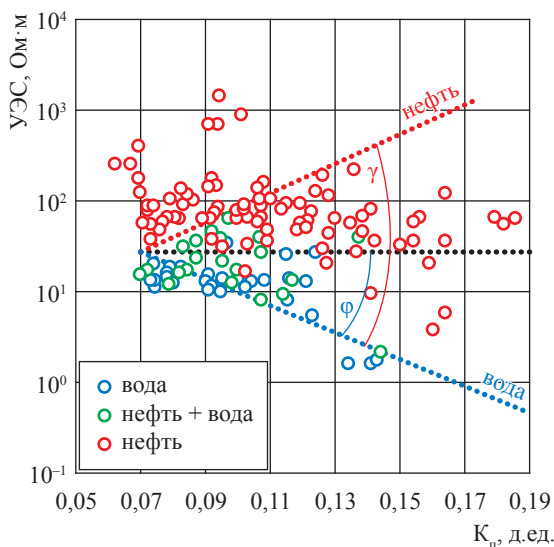


Рис. 6. Зависимость УЭС (по данным БК) в интервалах опробования коллекторов от пористости и результатов опробования по Основной залежи ОНГКМ:  $\gamma$  – угол наклона границы переходной зоны

обусловленная расформированием залежи, или следы нефти в результате ее миграции.

Далее построена зависимость параметра  $\beta$  от абсолютной отметки глубины залегания коллектора нефтяной залежи. Полученная кривая отражает изменение нефте(водо)насыщенности по высоте нефтяной залежи. Руководствуясь классической моделью строения залежи, по характерным точкам на кривой выделяли зоны залежи. Предварительно в интервалах опробования был построен график изменения УЭС коллекторов, попавших в интервалы опробования, в зависимости от пористости (рис. 6). Для разделения пластов с характером насыщения «нефть», «нефть + вода», «вода» построены две линии регрессии вида:  $\lg УЭС = aK_p + b$  – ось полярных координат. На пересечении этих разделяющих прямых найдена точка, принимаемая за полюс полярных координат.

Затем для всех скважин залежи найдены средние значения  $\beta$  в каждом интервале. В итоге построен график зависимости  $\beta$  от абсолютной глубины по 487 субвертикальным скважинам (рис. 7), на котором выделена переходная зона между Основной и Среднекаменноугольной залежами Оренбургского НГКМ.

Отметив на графике (см. рис. 7) значения  $\phi$  и  $\gamma$ , соответствующие критическим значениям  $K_p$ , получаем оценку глубин границ переходной зоны (минус 1744 м

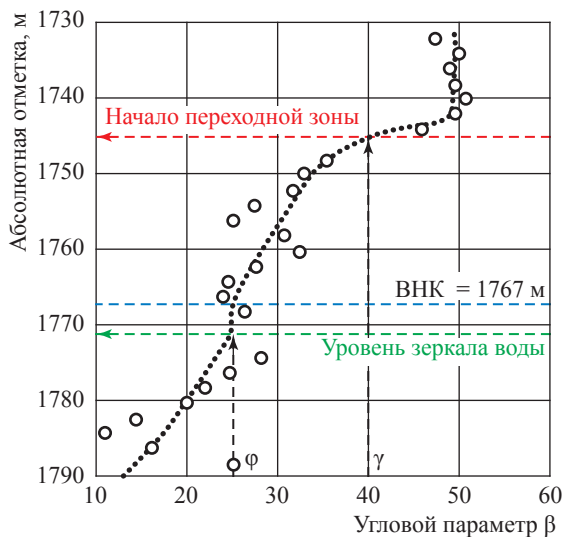


Рис. 7. Выделение переходной зоны между Основной и Среднекаменноугольной залежами ОНГКМ

и минус 1771 м – уровень зеркала воды). ВНК следует определять в этом диапазоне. В интервале  $-1764 \dots -1771$  м параметр  $\beta$  практически не изменяется, коэффициент нефтенасыщенности стремится к коэффициенту остаточной водонасыщенности. ВНК принят на уровне минус 1767 м.

### Метод «умного» осреднения

При определении положения межфлюидальных контактов может быть использован и иной математический подход, получивший название «умного» осреднения (УО) [3, 4]. Кривые параметра ГИС могут быть подвергнуты многократной статистической фильтрации в некотором окне переменного положения (но обязательно включающем усредняемое значение). Положение и размер окна осреднения определяются по критерию наименьшего среднеквадратического отклонения ( $\sigma$ ) попавших в окно значений. В процессе осреднения следует воздержаться от использования весовых функций, поскольку их применение препятствует сглаживанию величин в пределах выделяемого пласта. Таким образом, необходимо опробовать окна нескольких размеров с разными сдвигами, для того чтобы определить оптимальный размер и положение окна на основе выбранного критерия.

На рис. 8 показано положение трех различных окон осреднения в процессе проведения

УО. Каждое окно включает  $n$  значений  $a_i$ , где  $i \in \{1, \dots, n\}$ , усредняемого параметра  $A$ .

Обозначим исходное значение параметра  $A$  через  $a_i^*$ . Для каждого из трех окон рассчитывается  $\sigma$ . Математическое ожидание  $\bar{a}$ , соответствующее минимальному значению  $\sigma$ , заменяет исходное значение  $a_i^*$ . Формула выбора  $\bar{a}$  может быть записана следующим образом:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\bar{a} - a_i)^2}{n}} \rightarrow \min. \quad (2)$$

На выходе получаем квазипластовую модель, описываемую скачкообразным изменением параметра  $A$ , детальность которой зависит от набора длин используемых статистических фильтров (размеров окон осреднения).

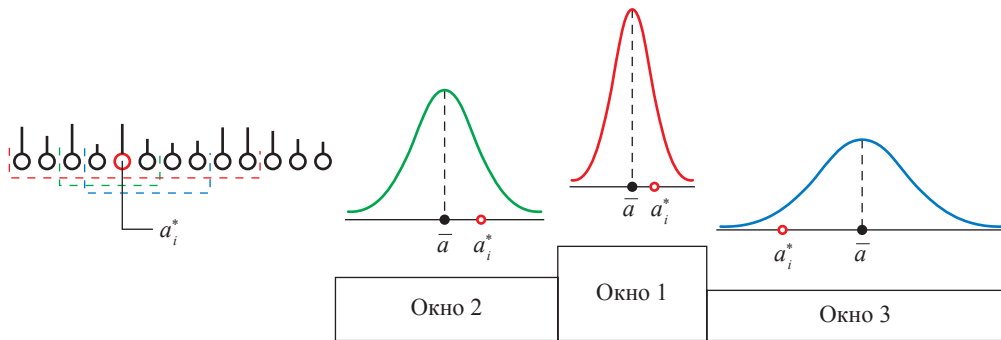


Рис. 8. Упрощенная схема процесса оптимизации осреднения

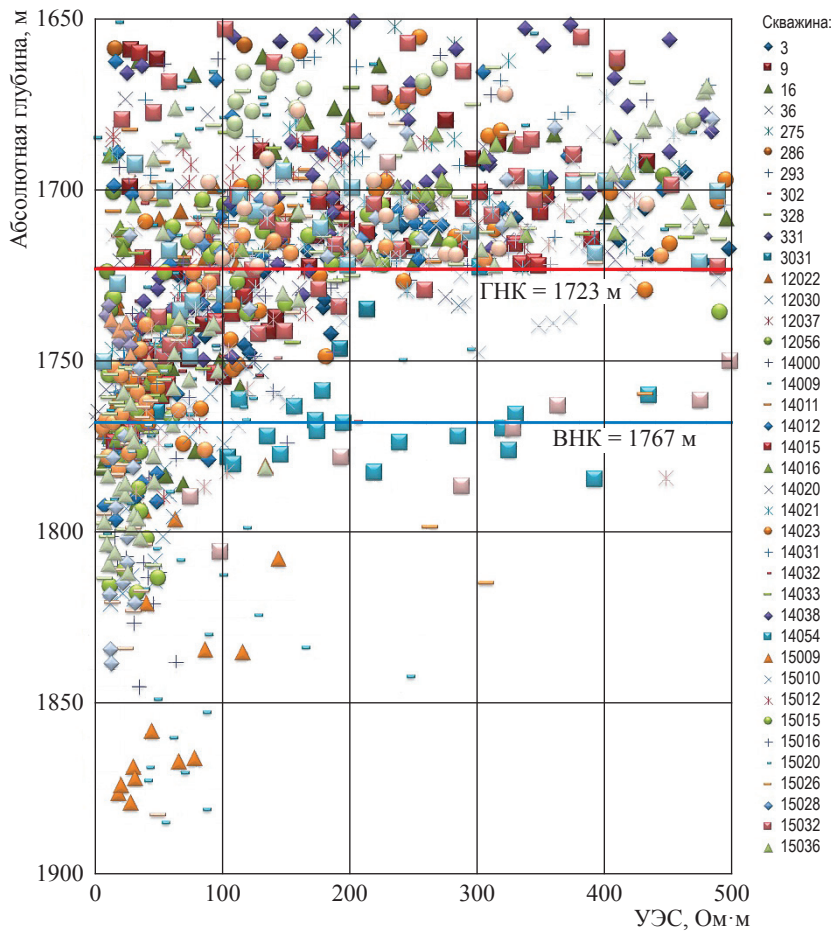


Рис. 9. Исходные данные БК в пределах Основной и Среднекаменноугольной залежей ОНГКМ

Таким образом, «скачок» значений параметра, связанный с наличием флюидального контакта, может быть выявлен и уточнен путем выбора оптимального размера усредняющего окна. В соответствии с геологическим строением залежи можно выделить от двух до трех таких «аномалий» в зависимости от количества межфлюидальных контактов.

Этот подход имеет следующие преимущества:

- можно непосредственно использовать кривые ГИС, минуя этап промежуточной обработки;
- получаемый результат определяется фиксированным набором окон различной длины, что повышает математическую корректность выявления зоны контакта.

В соответствии с принятыми допущениями проведен математико-статистический анализ массива данных БК в пределах Основной и Среднекаменноугольной залежей ОНГКМ (рис. 9). Общее число скважин – 61. По результатам тестирования окон, размер которых задавался с учетом мощности продуктивной толщи залежи, выбрано окно осреднения размером 150 отсчетов (15 м). Число итераций 10. Результат статистической обработки данных БК с использованием алгоритма УО показан на рис. 10. Группы близких значений УЭС заменены их средними значениями. Скачкообразные аномалии параметра, связанные с положениями ГНК на абсолютной отметке минус 1723 м и ВНК на отметке минус 1767 м, выделяются уверенно.

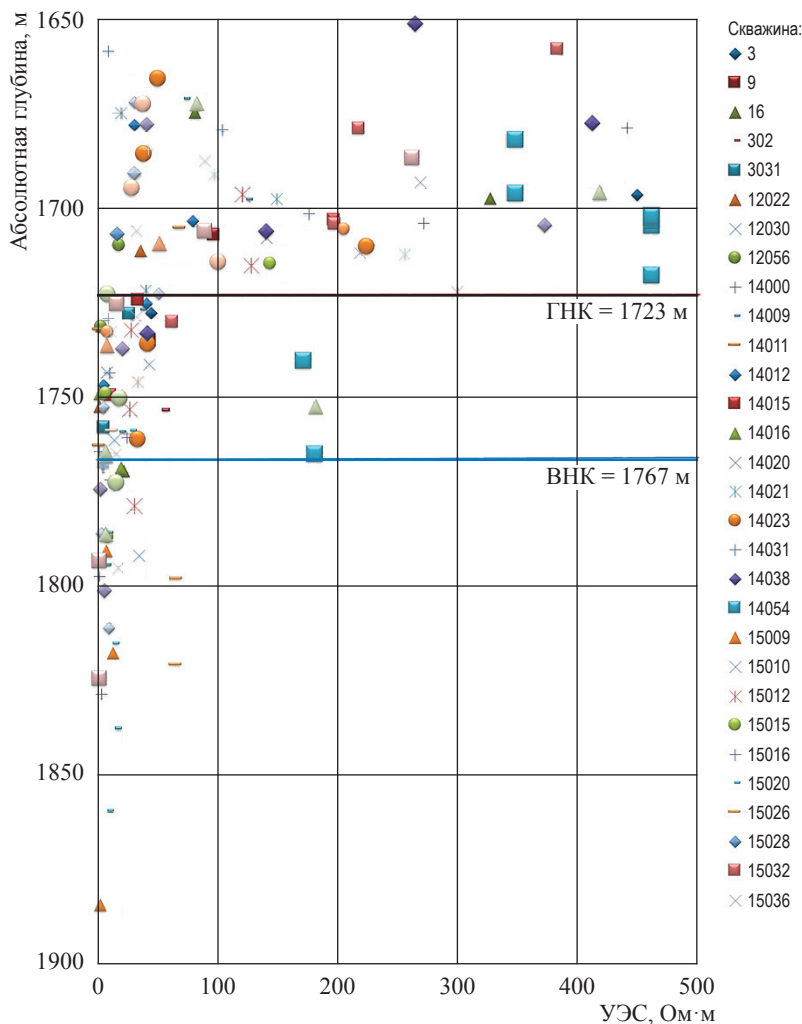


Рис. 10. Определение положения ГНК, ВНК методом УО: результат обработки данных БК в пределах Основной и Среднекаменноугольной залежей ОНГКМ

\*\*\*

Таким образом, разработан метод определения сложных флюидальных контактов в условиях существенной изменчивости фильтрационно-емкостных свойств разреза. В основе технологии лежит статистическая обработка данных ГИС на базе метода УО. Внедрение технологии позволит повысить технико-экономическую эффективность доразведки сложных месторождений ПАО «Газпром».

В рамках разработанной технологии опробованы специальные программные средства. Метод успешно апробирован при уточнении положения межфлюидальных контактов ОНГКМ.

### Список литературы

1. Гогоненков Г.Н. Изучение детального строения осадочных толщ сейсморазведкой / Г.Н. Гогоненков. – М.: Недра, 1987. – 221 с.
2. Лигус Е.В. Определение ВНК залежи методом направленного суммирования геофизических параметров / Е.В. Лигус // Методы освоения Западно-Сибирского нефтегазового комплекса: сб. науч. тр. – Тюмень: МГ РСФСР: ЗапСибНИГНИ, 1985. – Вып. 65. – С. 12–14.
3. Крылов Д.Н. Технология выбора детальности параметрической модели в зависимости от поставленной интерпретационной задачи / Д.Н. Крылов, Л.А. Наумова // Геофизика. – 2014. – № 2. – С. 15–19.
4. Крылов Д.Н. К вопросу о достижении наиболее достоверного результата инверсии в условиях присутствия помех и ограниченной разрешенности геофизических данных / Д.Н. Крылов, М.С. Кучеря, Л.А. Наумова // Геология нефти и газа. – 2012. – № 2. – С. 69–78.

## Determination of inter-fluidal contacts in a deposit using adaptive filters for well logs from complex reservoirs (a case of Srednekamennougolnaya deposit at Orenburg oil-gas-condensate field)

S.Yu. Romashchenko<sup>1\*</sup>, D.N. Krylov<sup>1\*</sup>, Ye.Ye. Polyakov<sup>1\*</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: S\_Romaschenko@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** Some geological and technical factors can seriously trouble a task of accurate positioning of inter-fluidal contacts at hydrocarbon fields. Nevertheless, to calculate reserves of field hydrocarbons one needs maximally reliable substantiation of gas-oil, gas-water, and water-oil contacts locations. Commonly, for this purpose singular well tests at the field are estimated, but this method does not always work. Applied algorithms for statistical processing of initial well logging data arrays give more valid results.

Via an example of Srednekamennougolnaya deposit of Orenburg gas-condensate field, this article demonstrates a special technique for indication of the complicated water-oil and gas-oil contacts. This statistical data processing technique is based on a smart averaging algorithm. Implementation of the named method is going to improve feasibility of additional prospecting of Gazprom's fields and validity of hydrocarbon reserves estimations.

**Key words:** log data, fluidal contacts, smart averaging, interpretation reliability.

### References

1. GOGONENKOV, G.N. *Studying detailed structure of sedimentary stratum using seismic measurements* [Изучение детального строения осадочных толщ сейсморазведкой]. Moscow: Nedra, 1987. (Russ.).
2. LIGUS, Ye.V. Determination of a deposit water-oil contact using a method of directional summation of geophysical parameters [Определение ВНК залежи методом направленного суммирования геофизических параметров]. *Methods for development of Western-Siberian oil-gas complex* [Методы освоения Западно-Сибирского нефтегазового комплекса]: collected sci. papers. Tyumen: Ministry of Geology of RSFSR, ZapSibNIGNI, 1985, is. 65, pp. 12–14. (Russ.).
3. KRYLOV, D.N., L.A. NAUMOVA. Technique for selecting degree of detail for a parametric model depending on a set interpretation task [Технология выбора детальности параметрической модели в зависимости от поставленной интерпретационной задачи]. *Геофизика*. 2014, no. 2, pp. 15–19. ISSN 1681-4568. (Russ.).
4. KRYLOV, D.N., M.S. KUCHERYA, L.A. NAUMOVA. On achievement of the most valid result of inversion in presence of noises and in conditions of limited resolution of geophysical data [К вопросу о достижении наиболее достоверного результата инверсии в условиях присутствия помех и ограниченной разрешенности геофизических данных]. *Геология Нефти и Газа*. 2012, no. 2, pp. 69–78. ISSN 0016-7894. (Russ.).

УДК 550.832

## Модели интерпретации данных каротажа, разработанные для ботубинского горизонта Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения на основе литофациального районирования вендских отложений

Ю.М. Чуриков<sup>1\*</sup>, Е.А. Пылёв<sup>1</sup>, И.В. Чурикова<sup>1</sup>, Е.А. Силаева<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

\* E-mail: Y\_Churikov@vniigaz.gazprom.ru

**Ключевые слова:** Чаяндинское НГКМ, ботубинский горизонт, вендские отложения, литофациальное районирование, интерпретационная модель.

**Тезисы.** Сложные геологические условия формирования и множественные вторичные преобразования отложений продуктивных горизонтов венда Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) делают необходимым учет влияния условий осадконакопления при изучении взаимозависимостей петрофизических и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивных коллекторов. Для этих целей наиболее целесообразно использовать литолого-фациальное районирование месторождения на основе изучения полного массива данных керн и геофизических исследований скважин (ГИС).

Литолого-фациальное районирование отложений ботубинского горизонта Чаяндинского НГКМ проводилось с учетом регионального строения на основе изучения макронеоднородности отложений по результатам исследования кернового материала и ГИС. Для изучения площадного распространения отложений, приуроченных к основным фациальным обстановкам, в разрезах скважин по керну и ГИС выделены породные ассоциации (ПА). По сути, это набор преимущественно распространенных в разрезе пород определенной литологии.

ПА ботубинского горизонта, сформированные в условиях баровых тел, отличаются высокими ФЕС; для отложений мелководного шельфа характерно развитие карбонатизированных и галитизированных разностей, ухудшающих ФЕС. По площади месторождения прослежены области распространения отложений ботубинского горизонта, сформированных в литофациальных обстановках бара и мелководного шельфа. Отмечена зависимость продуктивных характеристик коллекторов от приуроченности к различным литофациальным условиям. При этом заложение кустов эксплуатационных скважин целесообразно в области распространения барового тела.

Впервые применительно к ботубинскому горизонту Чаяндинского НГКМ для отложений баров и шельфа получена градация основных зависимостей между ФЕС и петрофизическими свойствами. Практическое применение разработанной интерпретационной модели рекомендуется при детальной интерпретации ГИС с учетом схемы распространения литофаций ботубинского горизонта.

Резервуары нефти и газа венда Восточной Сибири являются важным объектом изучения в связи со строительством в регионе газотранспортной системы «Сила Сибири». В декабре 2019 г. введено в разработку уникальное по запасам углеводородов (УВ) Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) в Непско-Ботубинской нефтегазоносной области. Сложные геологические условия формирования и множественные вторичные преобразования отложений продуктивных горизонтов венда Чаяндинского НГКМ [1–8] обуславливают необходимость учета влияния условий осадконакопления при изучении взаимозависимостей физических и фильтрационно-емкостных (ФЕС) свойств продуктивных коллекторов. Для этих целей наиболее целесообразно использовать литолого-фациальное районирование месторождения на основе анализа полного массива данных керн и каротажа или результатов геофизических исследований скважин (ГИС) [9].

Условия формирования, структурные и минералогические характеристики отложений ботубинского горизонта Чаяндинского НГКМ представлены



ранее<sup>1</sup>. Литолого-фациальное районирование отложений ботубинского горизонта Чайнинского НГКМ проводилось с учетом регионального строения на основе экспертизы макронеоднородности отложений по результатам исследования кернового материала и ГИС. По детальной схеме корреляции геологического разреза, а также путем изучения покрышек, общих, эффективных толщин уточнялось геологическое строение межскважинного пространства территории исследования.

При анализе фациальных обстановок осадконакопления ботубинского горизонта учтены результаты работы РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина по исследованию литолого-петрофизической неоднородности продуктивных пластов вендских терригенных отложений. Для изучения распространения по площади отложений, приуроченных к основным фациальным обстановкам, в разрезах скважин по керну и ГИС выделены породные ассоциации (ПА), которые являются набором преимущественного распространения в разрезе пород определенной литологии (О.В. Постникова, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2016 г.). По площади месторождения прослежены области преимущественного распространения ПА, связанных с основными фациальными обстановками формирования отложений.

Как отмечали ранее многие исследователи, в разрезе ботубинского горизонта выделяется один седиментационный цикл, развитие которого происходило в фациальных условиях барового тела и мелководного шельфа (рис. 1). Мелководно-морской тип седиментации отмечается сменой в разрезе цикла грубозернистых образований на более мелкозернистые вследствие изменения глубины бассейна.

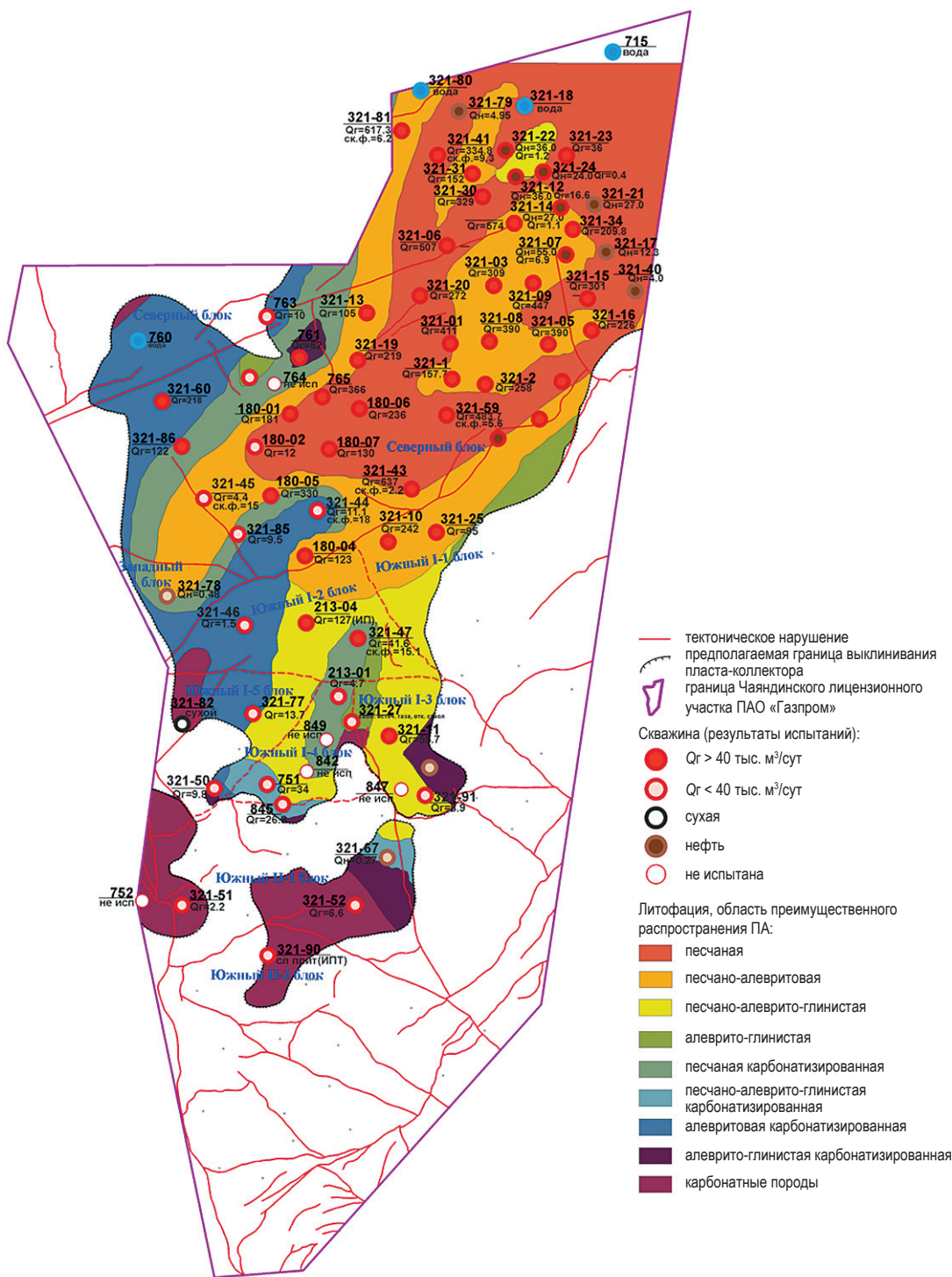
В центральной части барового тела, распространяющегося в северной части Чайнинского НГКМ, преимущественно развита песчаная ПА, представленная в основном песчаниками мелко-, средне- и крупнозернистыми и их переходными разностями. Песчаники характеризуются хорошей степенью сортировки и окатанности, преимущественно кварцевым составом обломочного материала.

Для зоны развития склоновой части бара в центральной части Чайнинского НГКМ характерна песчано-алевритовая ПА, представленная переслаиванием песчаников мелкозернистых алевритистых и алевролитов с единичными тонкими (до 10 см) прослоями аргиллитов. Характерной особенностью песчано-алевритовой ПА является выщелачивание полевых шпатов, приводящее к формированию микропористости. Область подножья барового тела представлена песчано-алевритоглинистой ПА. В зоне мелководного шельфа развиты в основном карбонатизированные песчаная, алевритовая, песчано-алевро-глинистая ПА. По данным ГИС, для этой зоны характерны средняя и высокая степень засоленности.

Распределения ФЕС ПА, приуроченных к двум основным фациальным обстановкам формирования ботубинского горизонта (рис. 2), показали, что баровые отложения отличаются более высокими значениями коэффициентов пористости ( $K_{пр}$ ) и проницаемости ( $K_{пр}$ ) относительно фации мелководного шельфа. Средние значения  $K_{пр}$  для баровых и мелководных отложений составляют соответственно 0,105 и 0,092 при максимальных значениях соответственно 0,254 и 0,211. Градация по проницаемости более значительная: для баровых отложений  $K_{пр}$  достигает 5523 мД при среднем значении 329,6 мД, а для основных ПА отложений мелководного шельфа – не превышает 1000 мД, достигая в отдельных образцах керна значения 1400 мД, средние значения  $K_{пр}$  составляют 55,1 мД. Анализ распределений минералогической плотности ПА различных фациальных обстановок показал, что особенности свойств мелководных отложений шельфа связаны с наличием значительной доли засоленных и карбонатизированных разностей.

Отмеченные закономерности изменения ФЕС отложений, сформировавшихся в разных фациальных обстановках осадконакопления, определили различие основных зависимостей между ФЕС и физическими свойствами. Зависимость  $K_{пр}$  от  $K_{п}$  ботубинского горизонта Чайнинского НГКМ достаточно уверенно разделяется по основным выделенным фациальным обстановкам осадконакопления и отражает более высокие ФЕС отложений баров по сравнению с породами мелководного шельфа (рис. 3). При этом зависимость для отложений баров (см. рис. 3а) практически совпадает с уравнением, разработанным

<sup>1</sup> См. здесь же: Основные закономерности изменения статистических оценок фильтрационно-емкостных свойств вендских отложений по глубине залегания для месторождений, входящих в газотранспортную систему «Сила Сибири» / Ю.М. Чуриков. – Табл. 2. – С. 93–95.



**Рис. 1. Карта литофаций ботубинского продуктивного пласта Чаяндинского НГКМ:**  
 $Q_g$  – дебит газа;  $Q_n$  – дебит нефти; ск.ф. – скин-фактор

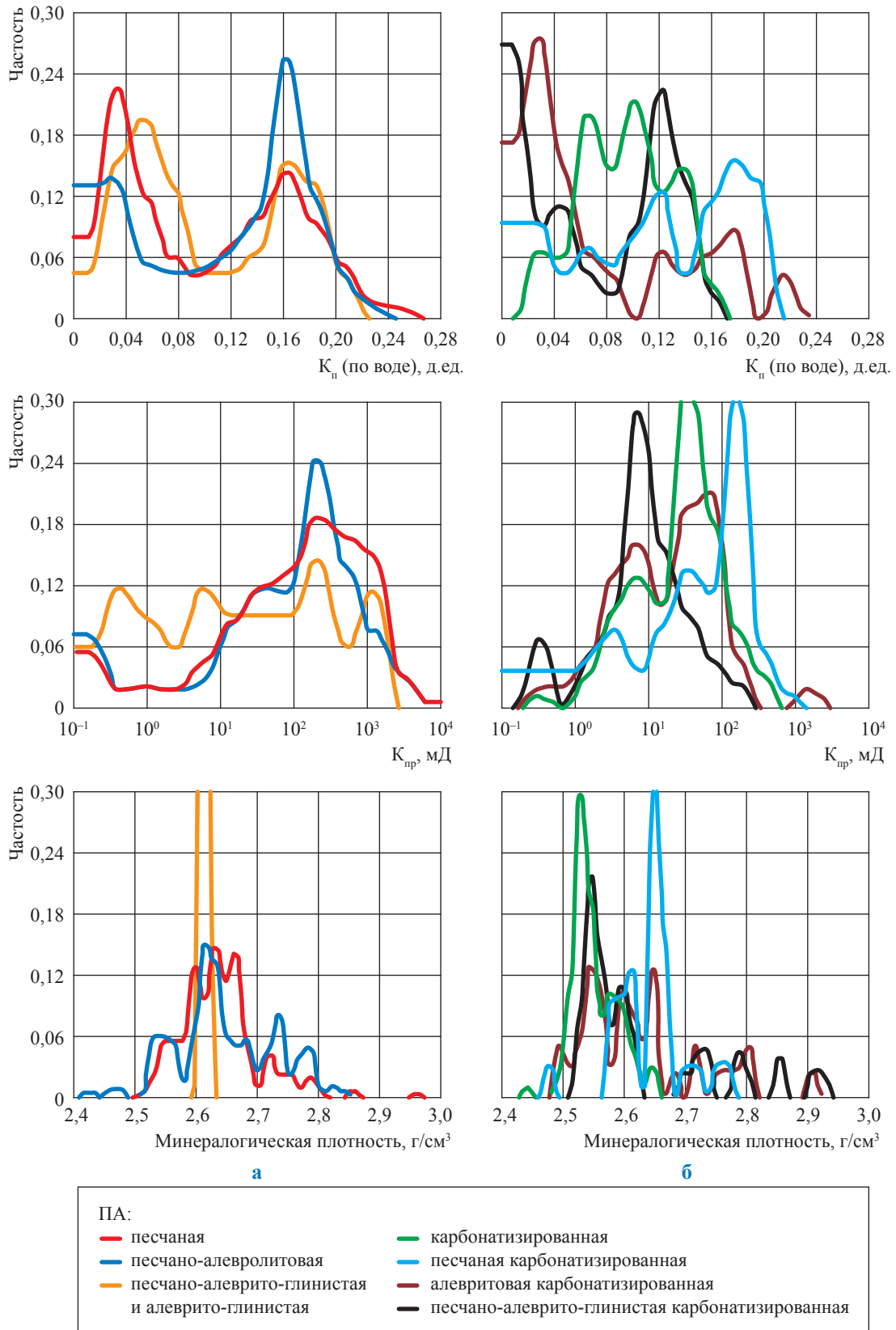
для среднезернистых песчаников [9], однако характеризуется более высоким коэффициентом корреляции:

$$K_{пр} = 63903K_n^{2,69}; KTC = 0,19; \text{Пог} = 5,9; N = 772.$$

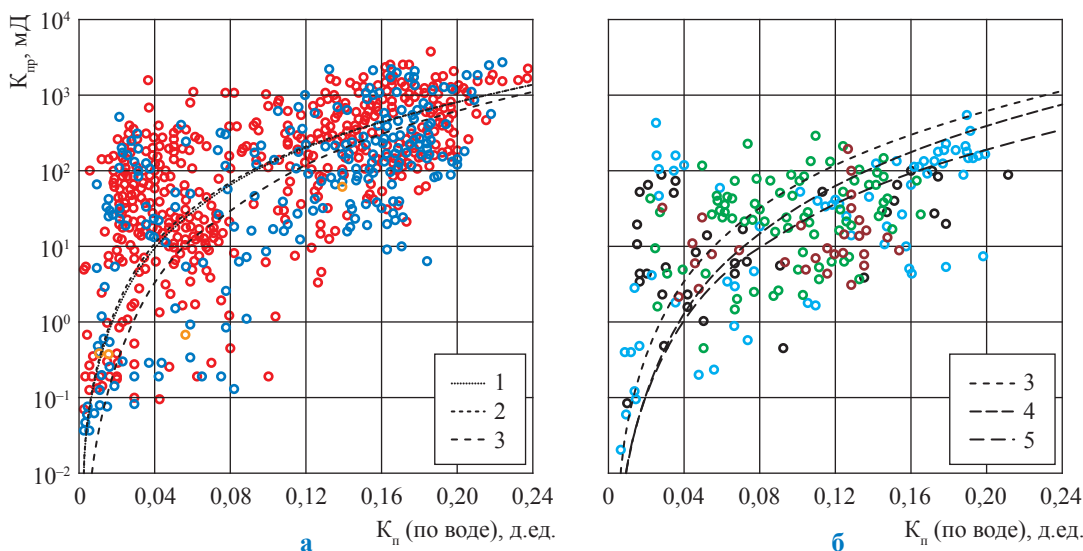
где КТС – коэффициент тесноты связи; Пог – статистическая погрешность; N – размер выборочной совокупности.

Зависимость для отложений мелководного шельфа (см. рис. 3б) более точно отражает область с пониженными  $K_{пр}$ , чем зависимость,

(1)



**Рис. 2. Распределения ФЕС и физических свойств ПА ботубинского горизонта Чайдинского месторождения для разных фациальных обстановок: а – барового тела; б – мелководного шельфа**



- 1 – песчаники среднезернистые:  $K_{пр} = 74209K_n^{2,78}$ ; КТС = 0,10; Пог = 6,1;  $N = 772$   
 2 – бары:  $K_{пр} = 63903/K_n^{-2,69}$ ; КТС = 0,19; Пог = 5,9;  $N = 772$   
 3 – обобщающая зависимость:  $K_{пр} = 123219K_n^{3,27}$ ; КТС = 0,1; Пог = 6,9;  $N = 1285$   
 4 – песчаники мелкозернистые и алевролиты:  $K_{пр} = 129005K_n^{3,58}$ ; КТС = 0,17; Пог = 4,4;  $N = 513$   
 5 – мелководный шельф:  $K_{пр} = 38178/K_n^{-3,27}$ ; КТС = 0,15; Пог = 2,6;  $N = 211$

**Рис. 3. Ботубинский горизонт Чайядинского НГКМ. Зависимости проницаемости от пористости для основных фациальных обстановок осадконакопления: а – фации баров; б – фации мелководного шельфа. (Здесь и далее на рис. 4–8 цветковые обозначения ПА см. в экспликации к рис. 2)**

разработанная для литотипа мелкозернистых песчаников и алевролитов, и имеет вид

$$K_{пр} = 38178K_n^{3,27}; \text{ КТС} = 0,15; \text{ Пог} = 2,6; N = 211. \quad (2)$$

Разделение данных о  $K_{пр}$  и коэффициенте эффективной пористости ( $K_{п.эф}$ ) по установленным основным фациальным обстановкам ботубинского горизонта показало более уверенное разделение и самих зависимостей (рис. 4).

Установленные зависимости выражаются уравнениями:

- бары:

$$K_{пр} = 64643K_{п.эф}^{2,54}; \text{ КТС} = 0,47; \text{ Пог} = 2,4; N = 180; \quad (3)$$

- мелководный шельф:

$$K_{пр} = 26411K_{п.эф}^{3,01}; \text{ КТС} = 0,15; \text{ Пог} = 1,1; N = 61. \quad (4)$$

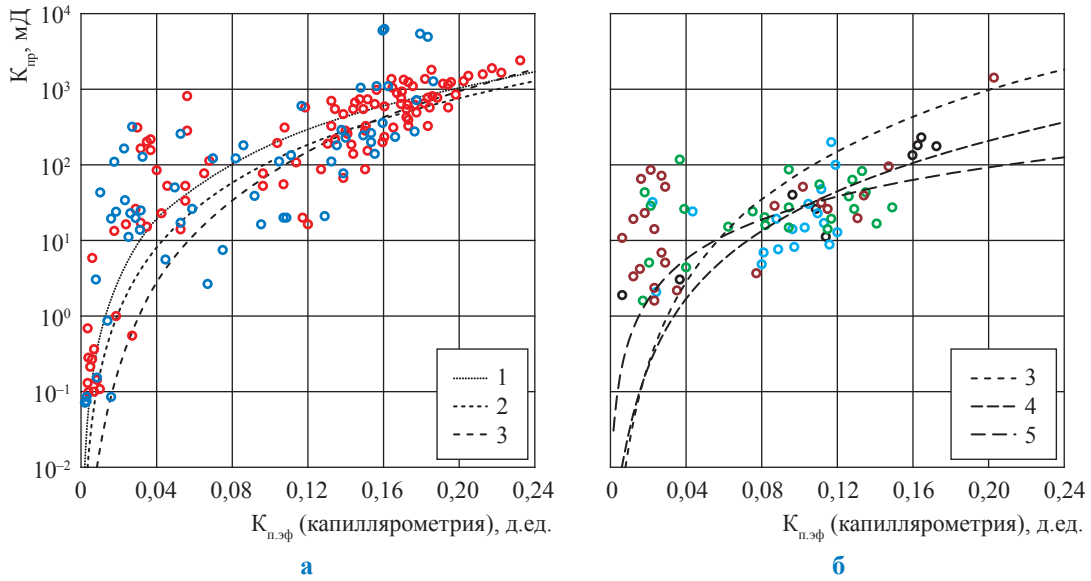
Изучение зависимостей  $K_{пр}$  от интервального времени пробега упругой волны ( $dt$ ) для основных условий формирования отложений ботубинского горизонта (рис. 5) показало, что для негалитизированных песчаников и отложений баров (см. рис. 5а) они практически совпадают, а также близки для галитизированных или заглинизированных разностей и отложений, сформировавшихся в условиях мелководного шельфа (см. рис. 5б). Для основных фациальных обстановок эти зависимости выражаются следующими уравнениями:

- для баров:

$$K_{пр} = (dt - 172)/(560 - 172); \text{ КТС} = 0,47; \text{ Пог} = 0,37; N = 137; \quad (5)$$

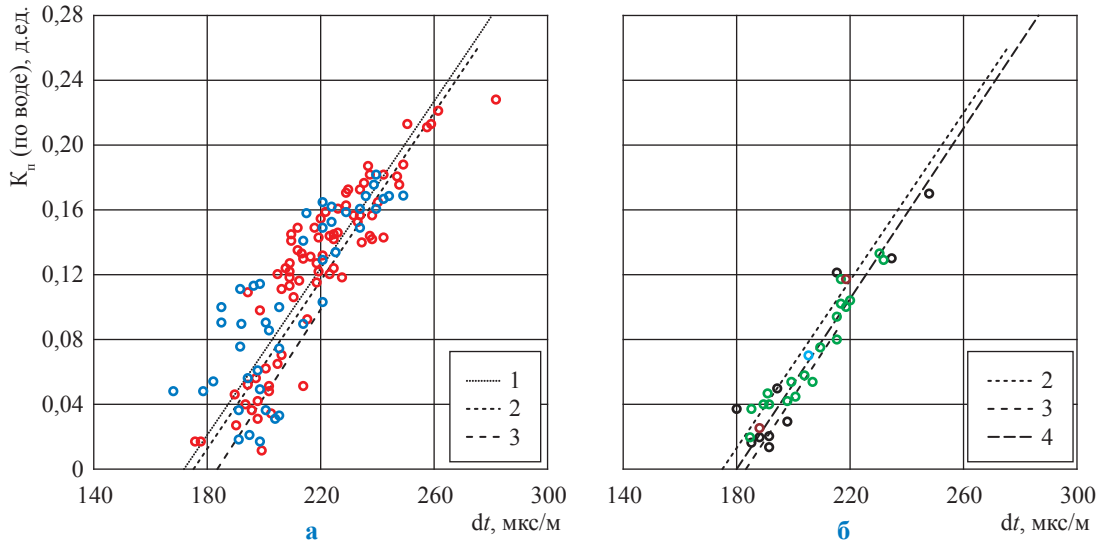
- для фаций шельфа:

$$K_{пр} = (dt - 180)/(560 - 180); \text{ КТС} = 0,70; \text{ Пог} = 0,22; N = 34. \quad (6)$$



- 1 – бары: см. формулу (3)
- 2 – песчаники:  $K_{пр} = 59764/K_{п.эф}^{-2,7}$ ; КТС = 0,39; Пог = 2,6; N = 309
- 3 – обобщающая зависимость:  $K_{пр} = 350000/K_{п.эф}^{-3,653}$ ; КТС = 0,46; Пог = 1,9; N = 328
- 4 – мелководный шельф: см. формулу (4)
- 5 – алевролиты:  $K_{пр} = 1554/K_{п.эф}^{-1,75}$ ; КТС = 0,24; Пог = 2,2; N = 10

**Рис. 4. Ботубинский горизонт Чайдинского НГКМ. Зависимости проницаемости от эффективной пористости для фациальных обстановок накопления отложений: а – фации баров; б – мелководный шельф**



- 1 – бары: см. формулу (5)
- 2 – неглинизированные незасоленные разности:  $K_{п} = (dt - 175)/385$ ; КТС = 0,52; Пог = 0,3; N = 256
- 3 – глинизированные засоленные разности:  $K_{п} = (dt - 183)/377$ ; КТС = 0,70; Пог = 0,22; N = 34
- 4 – мелководный шельф: см. формулу (6)

**Рис. 5. Зависимости пористости от интервального времени пробега упругой волны (пластовые условия) для основных фациальных обстановок формирования ботубинского горизонта Чайдинского НГКМ: а – отложения баров; б – отложения мелководного шельфа**

Градации данных о пористости и объемной плотности ( $\sigma_{об}$ ) коллекторов ботубинского горизонта по фациальным обстановкам осадконакопления (рис. 6) показала разделение зависимости  $K_n = f(\sigma_{об})$  по фациям. Для отложений баров ботубинского горизонта (см. рис. 6а) справедлива обобщенная зависимость

$$K_n = (2,63 - \sigma_{об})/1,43; \text{ КТС} = 0,33; \text{ Пог} = 0,8; N = 907. \quad (7)$$

Фация мелководного шельфа (см. рис. 6б) характеризуется уравнением

$$K_n = (2,58 - \sigma_{об})/1,45; \text{ КТС} = 0,21; \text{ Пог} = 0,49; N = 175. \quad (8)$$

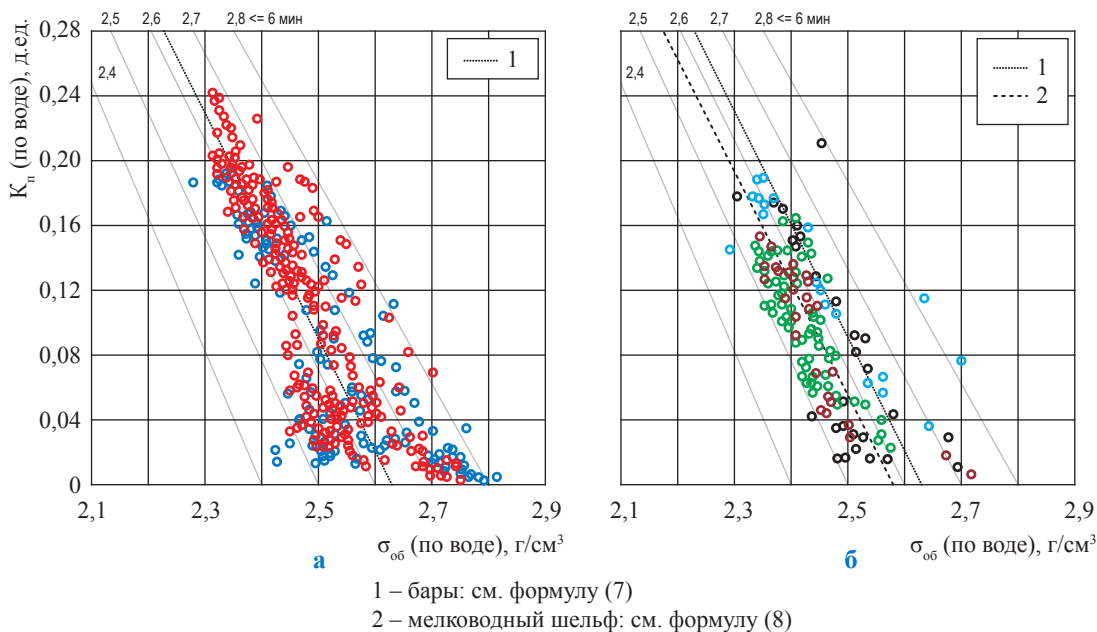


Рис. 6. Ботубинский горизонт Чайядинского НГКМ. Зависимости пористости от объемной плотности пород: а – отложения баров; б – отложения мелководного шельфа

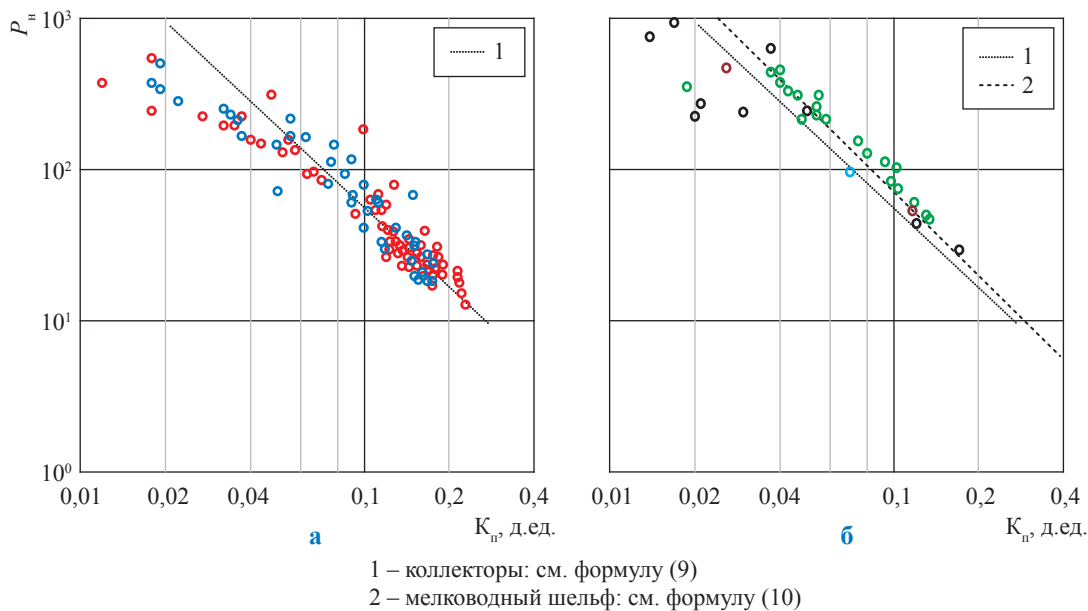
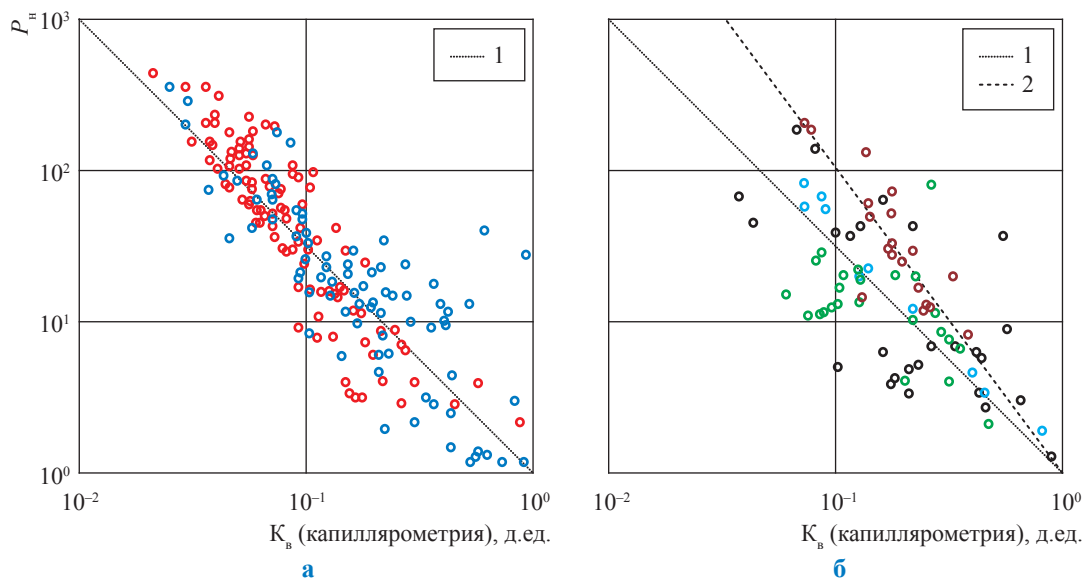


Рис. 7. Ботубинский горизонт Чайядинского НГКМ, пластовые условия. Зависимости параметра пористости от коэффициента пористости для различных фациальных обстановок: а – фации бара; б – фации мелководного шельфа



1 – обобщенная зависимость: см. формулу (11)  
 2 – алевритовая карбонатизированная ПА: см. формулу (12)

**Рис. 8. Ботубинский горизонт Чайядинского НГКМ. Зависимости параметра насыщения от водонасыщенности: а – фации бара; б – фации мелководного шельфа**

Разделение данных о параметре пористости ( $P_n$ ) и  $K_n$  по фациальным обстановкам (рис. 7) показало, что для фации баров корректной является обобщенная зависимость (см. рис. 7а)

$$P_n = 1/K_n^{1,75}; \text{ КТС} = 0,52; \text{ Пог} = 0,21; N = 245. \tag{9}$$

Фация мелководного шельфа характеризуется более высоким сопротивлением водонасыщенного пласта (см. рис. 7б), зависимость  $P_n$  от  $K_n$  выражается уравнением

$$P_n = 1/K_n^{1,857}; \text{ КТС} = 0,71; \text{ Пог} = 0,14; N = 34. \tag{10}$$

Разделение по фациальным обстановкам зависимостей параметра насыщения ( $P_n$ ) от коэффициента водонасыщенности  $K_b$  (рис. 8) показало, что фации баров (см. рис. 8а) соответствует обобщенная зависимость

$$P_n = 1/K_b^{1,508}; \text{ КТС} = 0,46; \text{ Пог} = 0,71; N = 383. \tag{11}$$

Данные о фации шельфа (см. рис. 8б) также описываются обобщенной зависимостью (11), за исключением алевритовой

карбонатизированной ПА, для которой зависимость выражается уравнением

$$P_n = 1/K_b^{2,028}; \text{ КТС} = 0,61; \text{ Пог} = 0,4; N = 19. \tag{12}$$

Применение алгоритмов расчета для разных фациальных зон ботубинского горизонта Чайядинского НГКМ возможно с учетом схемы основных условий осадконакопления горизонта (рис. 9).

\*\*\*

Таким образом, установлено, что отложения ботубинского горизонта Чайядинского НГКМ формировались преимущественно в обстановках устьевого бара и мелководного шельфа. Прослежены области площадного распространения отложений, сформированных в основных литофациальных условиях, отмечена зависимость продуктивных характеристик коллекторов от условий осадконакопления.

ПА ботубинского горизонта, сформированные в условиях баровых тел, отличаются более высокими ФЕС. Для отложений мелководного шельфа характерно развитие карбонатизированных и галитизированных разновидностей, ухудшающих ФЕС. Соответственно, заложение кустов эксплуатационных скважин

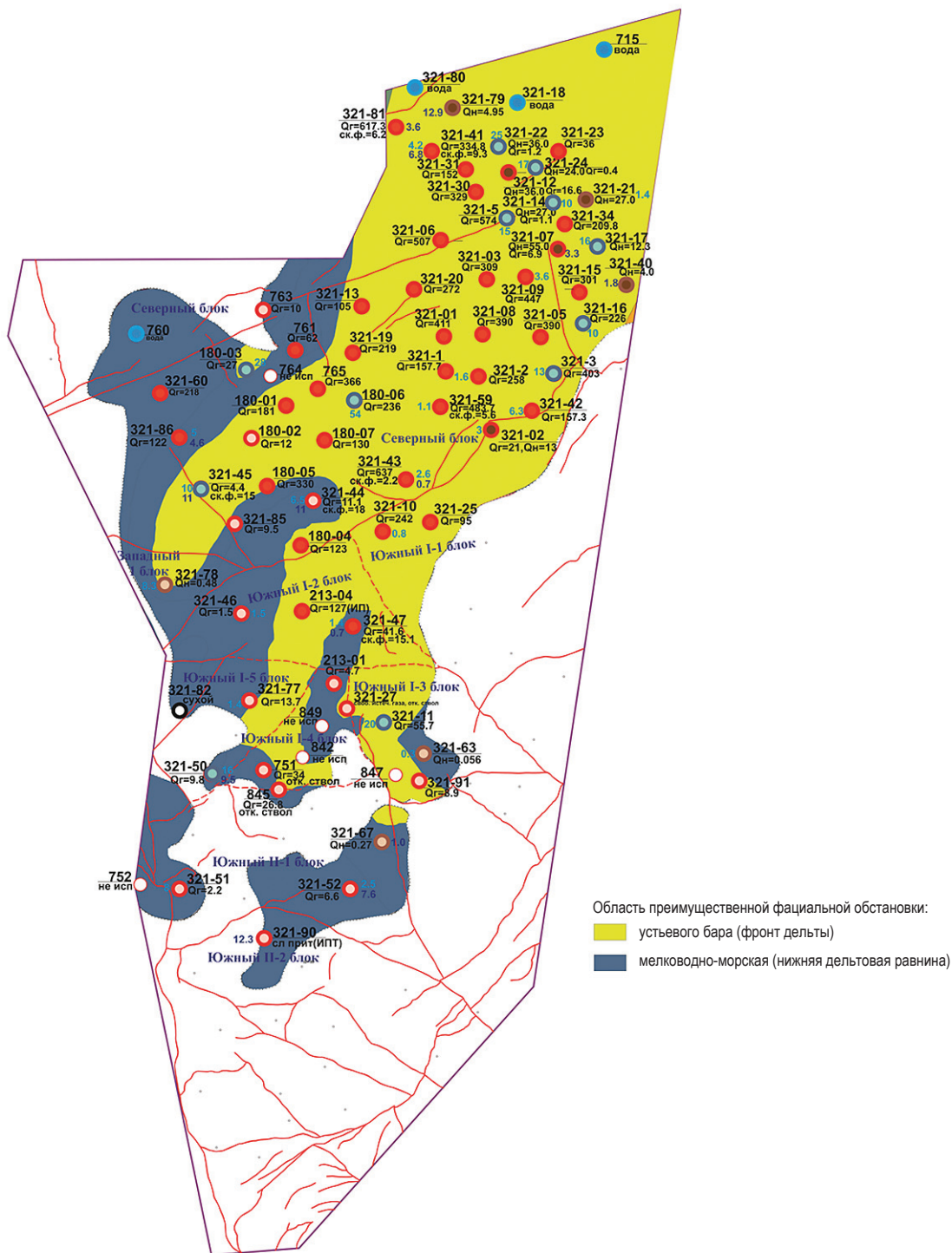


Рис. 9. Схема основных фациальных обстановок накопления ботубобинского горизонта Чаяндинского НГКМ: см. экспликацию к рис. 1

целесообразно в области распространения барового тела.

Впервые для ботубобинского горизонта Чаяндинского НГКМ получена градация зависимостей  $K_{пр} = f(K_n)$ ,  $K_{пр} = f(K_{н.ф})$ ,  $K_n = f(dt)$ ,  $K_n = f(\sigma_{об})$ ,  $P_n = f(K_n)$  для отложений бара и мелководного шельфа. Разработана зависимость

$P_n = f(K_n)$  для карбонатизированной алевроитовой ПА отложений мелководного шельфа.

Практическое применение модели рекомендуется при детальной интерпретации ГИС с учетом схемы распространения литофаций ботубобинского горизонта.



## Список литературы

1. Рыжов А.Е. Типы и свойства терригенных коллекторов венда Чаяндинского месторождения / А.Е. Рыжов // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – 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.-практ. конф. 28–29 октября 2009. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 62.
3. Скоробогатов В.А. Енисей-Ленская мегапровинция: формирование, размещение и прогнозирование месторождений углеводородов / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2017. – № 3. – С. 3–17.
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. Пылёв, И.В. Чурикова и др. // Территория нефтегаз. – 2017. – № 12. – С. 22–32.
5. Поляков Е.Е. Проблемы определения коэффициента проницаемости по ГИС для сложнопостроенных коллекторов вендского возраста Чаяндинского месторождения на этапе эксплуатационного бурения / Е.Е. Поляков, И.В. Чурикова, Е.А. Пылёв и др. // Территория нефтегаз. – 2018. – № 10. – С. 30–41.
6. Поляков Е.Е. Решение научных проблем при подсчете запасов углеводородов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / Е.Е. Поляков, А.Е. Рыжов, О.В. Ивченко и др. // Вести газовой науки. – 2017. – № 3 (31): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 172–186.
7. Ивченко О.В. Зависимость удельной продуктивности скважин от их фациальной принадлежности и засоления коллектора на примере ботубобинского горизонта Чаяндинского месторождения / О.В. Ивченко // Территория нефтегаз. – 2014. – № 3. – С. 50–55.
8. Крекнин С.Г. Современная геолого-геофизическая модель Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / С.Г. Крекнин, А.В. Погрецкий, Д.Н. Крылов и др. // Геология нефти и газа. – 2016. – № 2. – С. 44–55.
9. Чуриков Ю.М. Литофациальное районирование как основа уточнения зависимостей фильтрационно-емкостных свойств для сложнопостроенных коллекторов венда Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / Ю.М. Чуриков, Е.А. Пылёв, Е.А. Силаева и др. // Территория нефтегаз. – 2019. – № 1–2. – С. 20–41.

## Well-log interpretation models designed for Botuoba horizon of Chayanda oil-gas-condensate field using lithofacies zoning of Vendian sediments

Yu.M. Churikov<sup>1\*</sup>, Ye.A. Pylev<sup>1</sup>, I.V. Churikova<sup>1</sup>, Ye.A. Silayeva<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: Y\_Churikov@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** Complicated initial geological conditions and multiple secondary transformations of sediments within the productive Vendian horizons of Chayanda field make one consider influence of sedimentation situation while studying mutual dependencies of filtration-volumetric and petrophysical characteristics of productive reservoirs. Lithofacial zoning of the field based on a complete array of core data and well logs has matched these purposes with regard for the regional structure and macroheterogeneity of deposits. To study lateral extension of the sediments dated to the main facies, the rock associations (RA) has been specified in well columns. As a matter of fact, this is a set of rocks with particular lithology prevailing in the column.

Those Botuoba horizon RAs which have originated in bar conditions possess high filtration-volumetric properties; shallow sediments are notable for carbonized and halite variations, which worsen filtration and porosity. Lateral extensions of the Botuoba sediments generated in the bar and shallow conditions are traced. Existence of a dependency between the productive characteristics of reservoirs and their dating to various lithofacies conditions is stated. At that, sinking clusters of producing wells is reasonable within a framework of a bar body extension.

For the first time, the prime dependencies between petrophysical and filtration-volumetric properties have been graded in respect to bar and shallow sediments for the case of the Chayanda field Botuoba horizon. Practical application of the developed model is recommended for detailed interpretation of well logs considering a Botuoba horizon lithofacies chart.

**Keywords:** Chayanda oil-gas-condensate field, Botuoba horizon, Vendian sediments, lithofacies zoning, interpretation model.

## References

1. 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.).
2. RYZHOV, A.Ye., N.V. SAVCHENKO, T.A. PERUNOVA, et al. Influence of pore volume structure features of Chayanda oil-gas condensate field reservoirs on its filtration properties. In: *II International conference "World gas resources and reserves and advanced development technologies", 28–29 October 2019 (WGRR-2019): abstracts*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2010, pp. 57.
3. SKOROBOGATOV, V.A. Yenisey-Lena megaprovince: generation, location and prediction of hydrocarbon fields [Yenisey-Lenskaya megaprovintsiya: 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. 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-petrofizi cheskikh svoystv i geologo-tekhnicheskikh usloviy vskrytiya otlozheniy]. *Territoriya neftegaz*. 2017, no. 12, pp. 22–32. ISSN 2072-2745. (Russ.).
5. 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.).
6. POLYAKOV, Ye.Ye., A.Ye. RYZHOV, O.V. IVCHENKO, et al. Scientific tasks solved at calculating hydrocarbon reserves of Chayanda oil-gas condensate field [Resheniye nauchnykh problem pri podschete zapasov uglevodorodov Chayandinskogo neftegazokondensatnogo 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. 172–186. ISSN 2306-9849. (Russ.).
7. IVCHENKO, O.V. Dependence of specific productivity of wells from their facies and reservoir salinity as exemplified by Botuoba horizon of Chayanda field [Zavisimost udelnoy produktivnosti skvazhin ot ikh fatsialnoy prinadlezhnosti i zasoloneniya kollektora na primere botuobinskogo gorizonta Chayandinskogo mestorozhdeniya]. *Territoriya Neftegaz*. 2014, no. 3, pp. 50–55. ISSN 2072-2745. (Russ.).
8. KREKNIN, S.G., A.V. POGRETSKIY, D.N. KRYLOV, et al. Contemporary geological-geophysical model of Chayanda oil-gas-condensate field [Sovremennaya geologo-geofizicheskaya model Chayandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2016, no. 2, pp. 44–55. ISSN 0016-7894. (Russ.).
9. CHURIKOV, Yu.M., Ye.A. PYLEV, Ye.A. SILAYEVA, et al. Lithofacies Zoning as a Basis for Updating the Dependencies of Reservoir Properties for Complex Terrigenous Reservoirs of the Vendian of the Chayandinskoe Oil and Gas Condensate Field [Litofatsialnoye rayonirovaniye kak osnova utochneniya zavisimostey filtratsionno-yemkostnykh svoystv dlya slozhnopostroyennykh kollektorov venda Chayandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya]. *Territoriya Neftegaz*. 2019, no. 1–2, pp. 20–41. ISSN 2072-2745. (Russ.).

УДК 553.9:551.7

## Особенности распространения и свойства засоленных коллекторов венда Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения

И.В. Чурикова<sup>1\*</sup>, Е.А. Пылёв<sup>1</sup>, Е.О. Семёнов<sup>1</sup>, Ю.М. Чуриков<sup>1</sup>, Е.В. Семёнова<sup>1</sup>,  
А.А. Чудина<sup>1</sup>, А.В. Симонов<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

\* E-mail: I\_Churikova@vniigaz.gazprom.ru

**Тезисы.** Рассмотрены особенности распространения и свойства засоленных коллекторов венда Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ). Выполнен анализ результатов литологических исследований керна галитизированных пород, в том числе количественного содержания галита и его корреляции с фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов. Отмечено, что галитизация приводит к существенному снижению пористости пород при незначительном изменении проницаемости. Это объясняется особенностями засоления коллекторов, когда соль откладывается в первую очередь в тупиковых и боковых частях порового пространства, где фильтрации пластового флюида не происходит либо она замедляется. При этом часто свободными остаются каналы, где фильтрация происходила наиболее интенсивно. Именно они и обеспечивают повышенную проницаемость при низкой пористости. Данная особенность заполнения порового пространства галитом отражается в разнице граничных значений пористости для засоленных и незасоленных коллекторов при равных граничных значениях проницаемости.

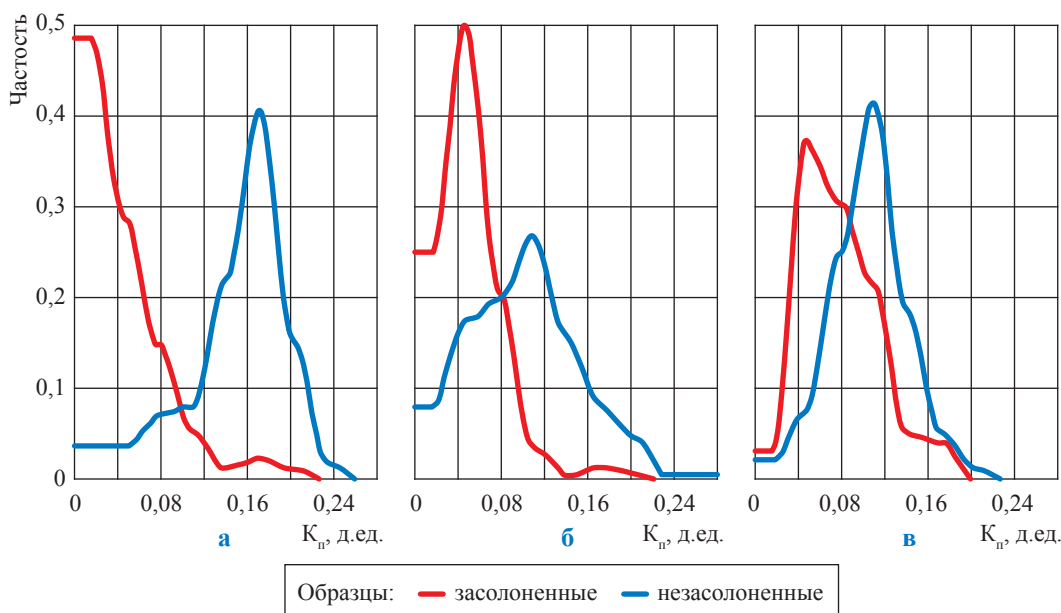
Впервые выполнен анализ распространения зон засоления порового пространства коллекторов ботуобинского, хамакинского и талахского продуктивных горизонтов Чаяндинского НГКМ, который показал сложную геометрию зон засоленности, обусловленную различиями фациальных обстановок осадконакопления. Отмечено, что в поровом пространстве коллекторов продуктивных горизонтов галит в разных количествах присутствует практически повсеместно. Частичное, а иногда и очень существенное засоление ботуобинского горизонта отмечается вдоль западной и южной зон его выклинивания. Существенное засоление хамакинского горизонта в основном отмечается в его верхней части (пачка ХМ<sub>1</sub>). В талахском горизонте зона засоленных пород отмечена преимущественно у западной границы месторождения.

Сделан вывод о необходимости учета геометризации зон засоления пород-коллекторов продуктивных горизонтов для оптимизации разработки Чаяндинского месторождения.

На юге Сибирской платформы коллекторские свойства продуктивных горизонтов неоднородны. Наряду с другими этот фактор осложняет поиски и разведку месторождений. Одна из главных причин резкого уменьшения пористости и проницаемости коллекторов в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы – широкое развитие вторичных процессов с заполнением пор и трещин минеральными образованиями карбонатов, сульфатов и наиболее распространенных хлоридов. Последние приводят к снижению емкостных свойств породы, во многих случаях – до полного заполнения ее пустотного пространства. Поэтому изучение особенностей распространения и свойств засоленных коллекторов имеет важное значение, так как позволяет прогнозировать участки с пониженной эффективной емкостью и проницаемостью продуктивных горизонтов.

В Восточной Сибири значительное распространение засоленных отложений отмечено, в частности, на уникальном по запасам Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ), расположенном в Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области в пределах Непского свода [1–8]. Продуктивные коллекторы талахского, хамакинского и ботуобинского горизонтов вендского возраста Чаяндинского НГКМ представлены сложнопостроенными терригенными отложениями, отличающимися значительной неоднородностью, обусловленной множественными вторичными изменениями (карбонатизацией, ангидритизацией, галитизацией), распространенными в разных пропорциях.

**Ключевые слова:** Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение, засоленный коллектор, вендские отложения.



**Рис. 1. Распределение коэффициентов пористости, определенных методом насыщения по воде, для засолоненных и незасолоненных образцов ботубинского (а), хамакинского (б) и талахского (в) продуктивных горизонтов Чайядинского НГКМ**

В лаборатории ООО «Газпром ВНИИГАЗ» содержание галитов в породах Чайядинского НГКМ выяснялось в рамках литологических исследований керн, предусматривающих в том числе определение общей концентрации водорастворимых солей в пробах пород: количества хлоридов, сульфатов и карбонатов натрия, кальция и магния измерялись посредством химического анализа водной вытяжки. Сущность метода заключается в извлечении водорастворимых солей из измельченного образца дистиллированной водой<sup>1</sup> при соотношении объемов пробы и воды 1:5. Ранее на керне, отобранном на месторождении до 2000 г., определение степени засоления порового пространства пород осуществлялось путем прокачки пресной воды через образец до достижения стабилизации веса.

Исследования показали, что среднее содержание растворимых солей в породе изменяется от 2,7 % (максимум 21,4 %) в талахском горизонте до 5,2 % (максимум 35 %) в хамакинском и 5,3 % (максимум 30,7 %) в ботубинском. Степень засоления порового пространства пород изменяется от 5,6 % (максимум 53 %) в талахском горизонте до 10,6 % (максимум 89,1 %) в ботубинском и 30,8 %

(максимум 87,4 %) в хамакинском горизонтах. В дальнейшем при анализе фильтрационно-емкостных свойств пород и их взаимосвязей к засолоненным с определенной долей условности отнесены образцы, характеризующиеся средним массовым содержанием солей более 5 % либо степенью засоления порового пространства более 5 %.

Частотные распределения коэффициентов пористости по воде ( $K_p$ ) для засолоненных и незасолоненных образцов приведены на рис. 1. Отмечено, что засолоненные образцы, как правило, низкопористые: среднее значение  $K_p$  для ботубинского горизонта составляет 4,5 %, для хамакинского – 5,0 %, для талахского – 7,7 %. Минералогическая плотность засолоненных образцов закономерно ниже. Для ботубинского горизонта ее значения лежат в пределах 2,51...2,91 г/см<sup>3</sup> при модальном значении 2,55 г/см<sup>3</sup>, для хамакинского – в пределах 2,5...2,94 г/см<sup>3</sup> при модальном значении 2,58 г/см<sup>3</sup>, для талахского – в пределах 2,45...2,8 г/см<sup>3</sup> при модальном значении 2,58 г/см<sup>3</sup>.

Проницаемость ( $K_{пр}$ ) засолоненных образцов изменяется приблизительно в тех же пределах, что и для всей выборки образцов, при этом доля образцов с высокой проницаемостью выше для засолоненных образцов, что наиболее очевидно проявляется в отношении

<sup>1</sup> См. ГОСТ 6709-72. Вода дистиллированная. Технические условия.

талахского горизонта (рис. 2). Результат сопоставления распределений свидетельствует о том, что галит находится в поровом пространстве коллекторов, а в неколлекторах он практически отсутствует.

Таким образом, засоленные образцы пород характеризуются низкой пористостью, но при этом их проницаемость находится на уровне незасоленных высокопористых образцов, а иногда и выше. Эта особенность сказывается и на зависимостях  $K_{пр} = f(K_p)$ : засоленные образцы группируются, как правило, в области низких пористостей и высоких проницаемостей, т.е. ведут себя как трещиноватые породы (рис. 3).

На снимках, полученных с помощью растрового электронного микроскопа, можно наблюдать, что первичное поровое пространство засоленных пород в значительной степени утрачено за счет цементации галитом (рис. 4). Отложение соли происходит в первую очередь в тупиковых и боковых частях порового пространства, где фильтрации пластового флюида нет либо она замедляется. В то же время часто остаются свободными каналы, где фильтрация происходила наиболее интенсивно. Именно они и обеспечивают повышенную проницаемость при низкой пористости.

При сопоставлении эффективной пористости ( $K_{п.эф}$ ) с открытой пористостью и абсолютной проницаемостью отмечено очевидное

влияние засоления пород на граничные значения фильтрационно-емкостных свойств (рис. 5, 6). Граничные значения пористости ( $K_{п.гр}$ ) для засоленных образцов низкие, для незасоленных – более высокие. Проницаемость засоленных образцов сохраняет высокие граничные значения ( $K_{пр.гр}$ ) при низкой эффективной пористости. Для практического применения с целью выделения коллекторов путем сопоставления с граничными значениями эффективной пористости ( $K_{п.эф.гр}$ ) определены значения  $K_{п.гр}$  и  $K_{пр.гр}$ , различные для засоленных и незасоленных пород, а именно:

- ботубобинский горизонт, породы:
  - незасоленные:  $K_{п.гр} = 0,039$  д.ед.,  $K_{пр.гр} = 0,8$  мД;
  - засоленные:  $K_{п.гр} = 0,013$  д.ед.,  $K_{пр.гр} = 0,8$  мД;
- хамакинский горизонт, породы:
  - незасоленные:  $K_{п.гр} = 0,04$  д.ед.,  $K_{пр.гр} = 0,7$  мД;
  - засоленные:  $K_{п.гр} = 0,02$  д.ед.,  $K_{пр.гр} = 0,7$  мД;
- талахский горизонт, породы:
  - незасоленные:  $K_{п.гр} = 0,065$  д.ед.,  $K_{пр.гр} = 0,7$  мД;
  - засоленные:  $K_{п.гр} = 0,045$  д.ед.,  $K_{пр.гр} = 0,7$  мД.

Площадной анализ развития засоленных коллекторов показал, что галит в поровых

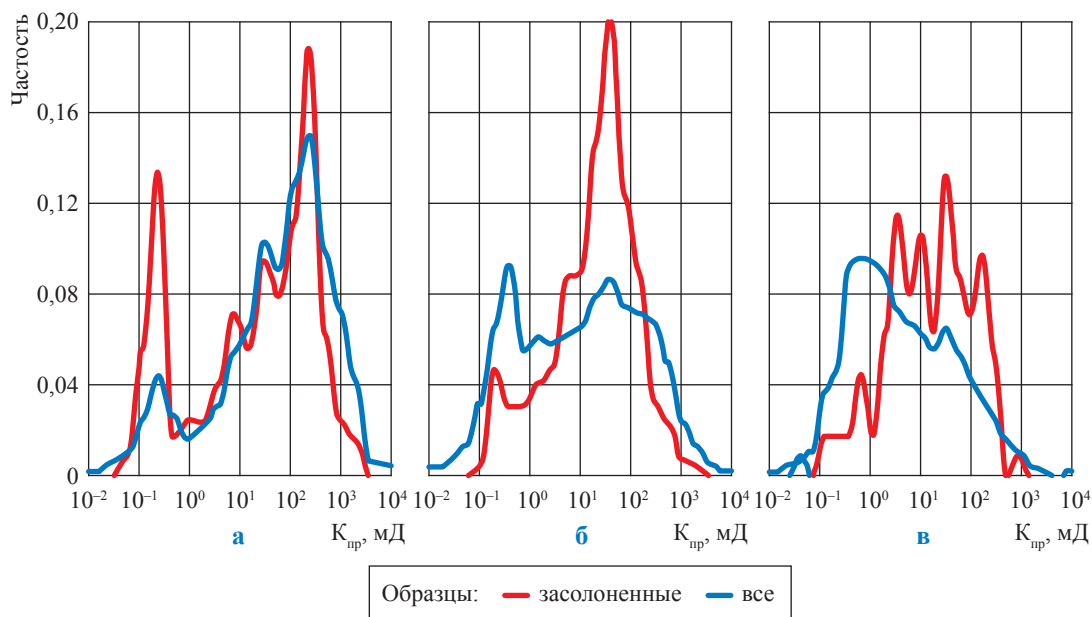
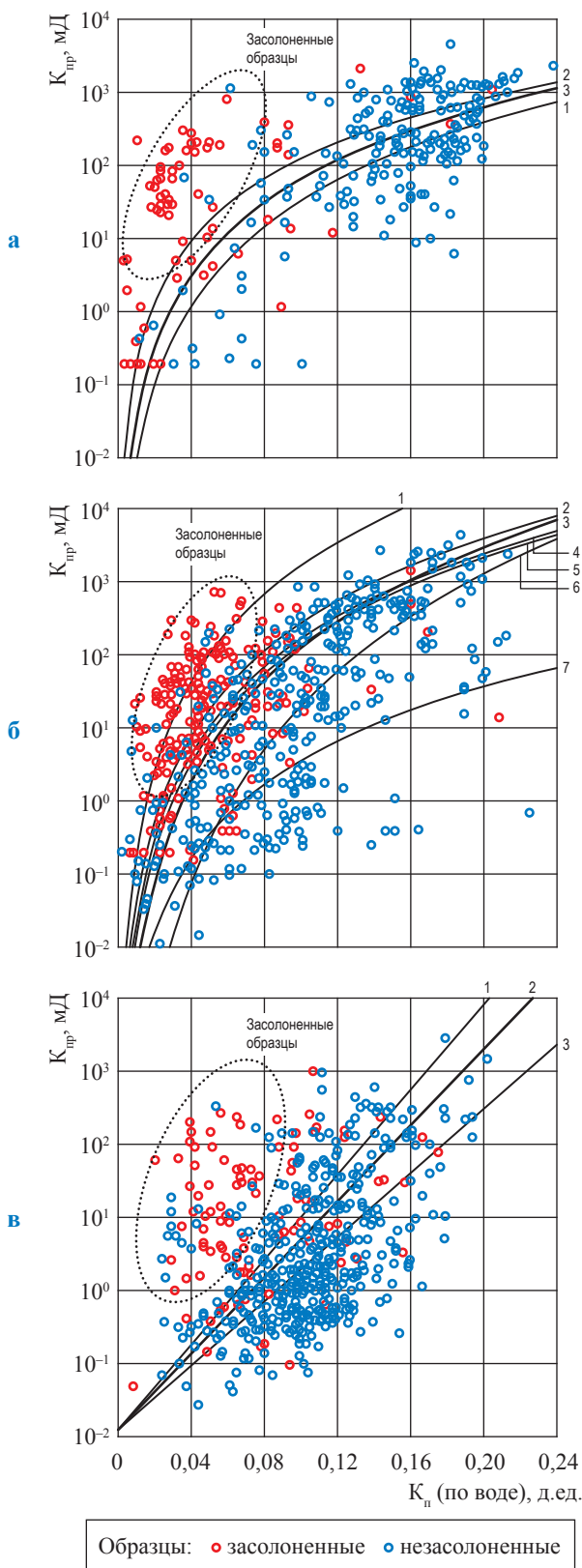


Рис. 2. Частотные распределения абсолютной проницаемости пород (по керну). Чаяндинское НГКМ, горизонт: а – ботубобинский; б – хамакинский; в – талахский



Зависимость:

1 – песчаники мелкозернистые и алевролиты:

$$K_{пр} = 129005K_n^{3,58}; \text{ КТС} = 0,17; \text{ Погр} = 4,4; N = 513$$

2 – песчаники среднезернистые:

$$K_{пр} = 74209K_n^{2,78}; \text{ КТС} = 0,1; \text{ Погр} = 6,1; N = 772$$

3 – обобщенная:

$$K_{пр} = 123219K_n^{3,27}; \text{ КТС} = 0,10; \text{ Погр} = 6,9; N = 1285$$

Зависимость:

1 – песчаники засоленные:

$$K_{пр} = 17574335K_n^{4,02}; \text{ КТС} = 0; \text{ Погр} = 3; N = 52$$

2 – песчаники крупнозернистые:

$$K_{пр} = 2013473,1K_n^{3,87}; \text{ КТС} = 0; \text{ Погр} = 25,6; N = 397$$

3 – обобщенная:

$$K_{пр} = 5016234K_n^{4,59}; \text{ КТС} = 0; \text{ Погр} = 168,25; N = 3058$$

4 – гравелиты:

$$K_{пр} = 1093969,5K_n^{4,62}; \text{ КТС} = 0,09; \text{ Погр} = 18,0; N = 88$$

5 – песчаники среднезернистые:

$$K_{пр} = 1404552,2K_n^{4,02}; \text{ КТС} = 0,06; \text{ Погр} = 32,0; N = 1353$$

6 – песчаники мелкозернистые:

$$K_{пр} = 23398353K_n^{6,07}; \text{ КТС} = 0,21; \text{ Погр} = 81,6; N = 879$$

7 – алевролиты:

$$K_{пр} = 8264,6/K_n^{-3,36}; \text{ КТС} = 0,14; \text{ Погр} = 3,6; N = 57$$

Зависимость:

1 – гравелиты:

$$K_{пр} = 10^{29}K_n^{-1,9}; \text{ КТС} = 0,04; \text{ Погр} = 6,6; N = 457$$

2 – песчаники крупно- и среднезернистые и обобщенная:

$$K_{пр} = 10^{26}K_n^{-1,9}; \text{ КТС} = 0,1; \text{ Погр} = 8,2; N = 1621$$

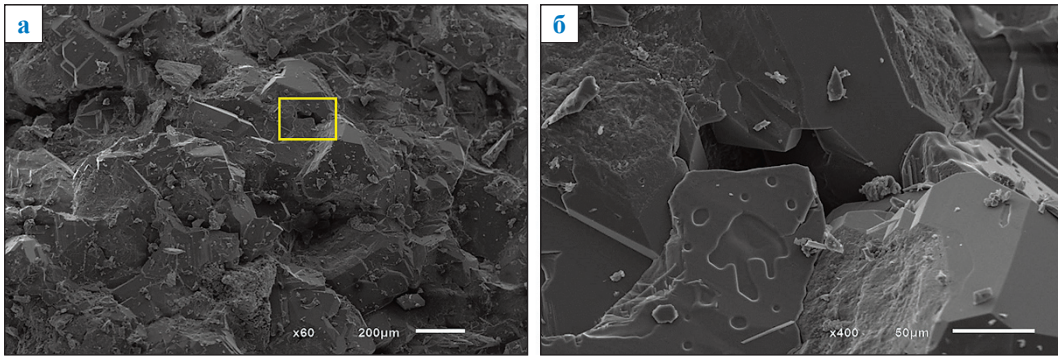
3 – песчаники мелкозернистые, алевролиты:

$$K_{пр} = 10^{22}K_n^{-1,9}; \text{ КТС} = 0; \text{ Погр} = 4,6; N = 794$$

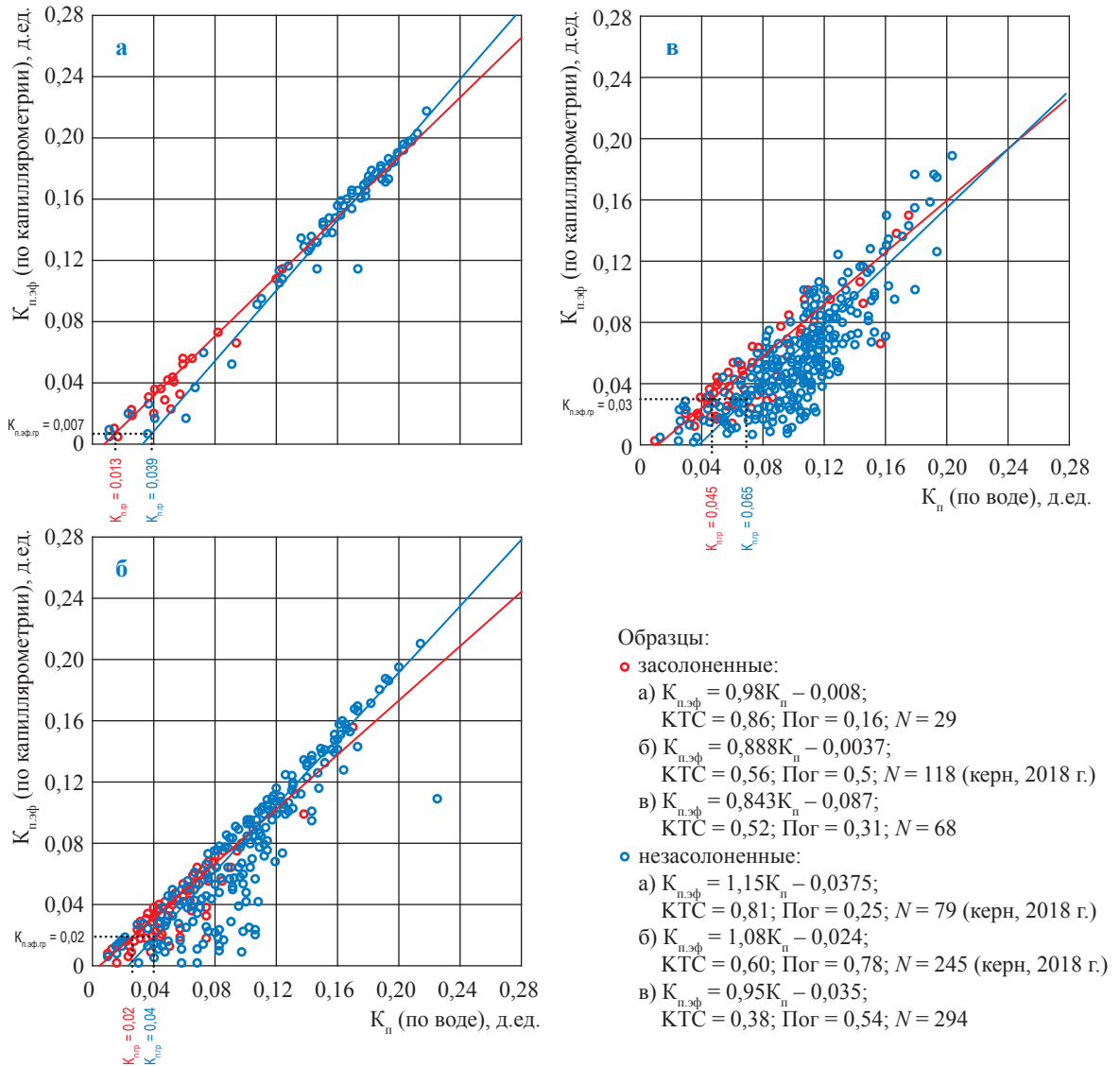
Рис. 3. Зависимости  $K_{пр} = f(K_n)$  с дифференциацией по степени засоленности пород ботубинского (а), хамакинского (б) и талахского (в) горизонтов Чагинского НГКМ:

КТС – коэффициент тесноты связи; Погр – статистическая погрешность;

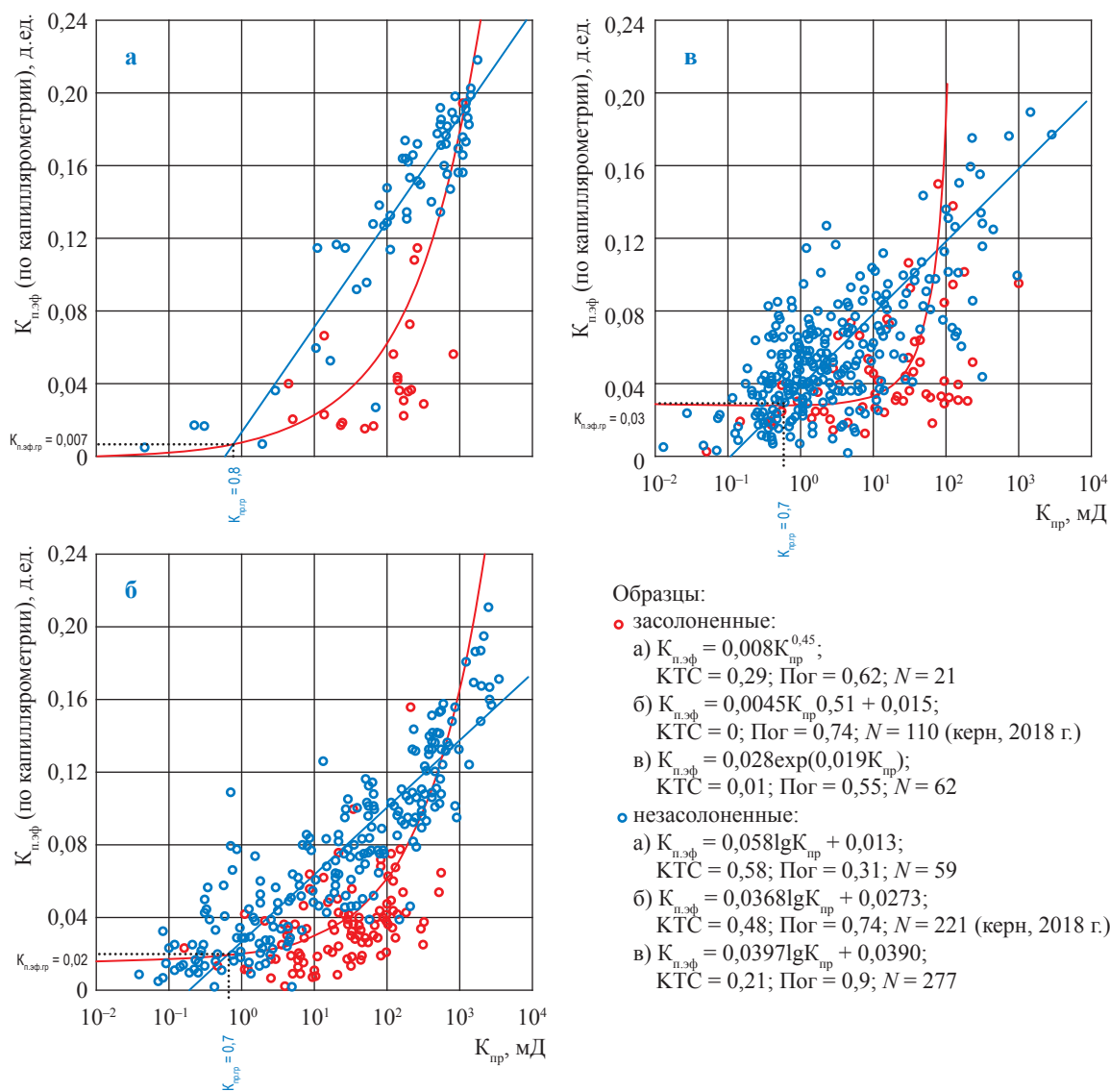
$N$  – размер выборочной совокупности



**Рис. 4. Характер заполнения порового пространства галитом, по данным ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (растровая электронная микроскопия: Чайнинское НГКМ, скв. 321-64, образец 231): а – песчаник кварцевый мелко-среднезернистый, плотный; б – увеличенный фрагмент: пустотное пространство породы практически полностью утрачено за счет цементации галитом, сохранившийся фильтрационный канал может обеспечивать проницаемость**



**Рис. 5. Сопоставление эффективной и открытой пористости с дифференциацией по степени засоления пород. Чайнинское НГКМ, продуктивные горизонты: а – ботубинский; б – хамакинский; в – талахский**



**Рис. 6. Сопоставление эффективной пористости и проницаемости с дифференциацией по степени засоления пород. Чаяндинское НГКМ, продуктивные горизонты: а – ботубинский; б – хамакинский; в – талахский**

пространства коллекторов ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов в разных количествах присутствует практически повсеместно (рис. 7–9). Частичное, а иногда и очень существенное засоление ботубинского горизонта отмечается вдоль западной и южной зон его выклинивания. Вероятно, в этих зонах засоление имеет и конседиментационный

характер (зоны лагунных отложений). Хамакинского горизонта существенное засоление коснулось только в верхней части (пачка ХМ<sub>1</sub>) и прослеживается преимущественно в зоне развития этого циклита, значительное засоление талахского горизонта отмечено у западной границы лицензионного участка (см. рис. 9).



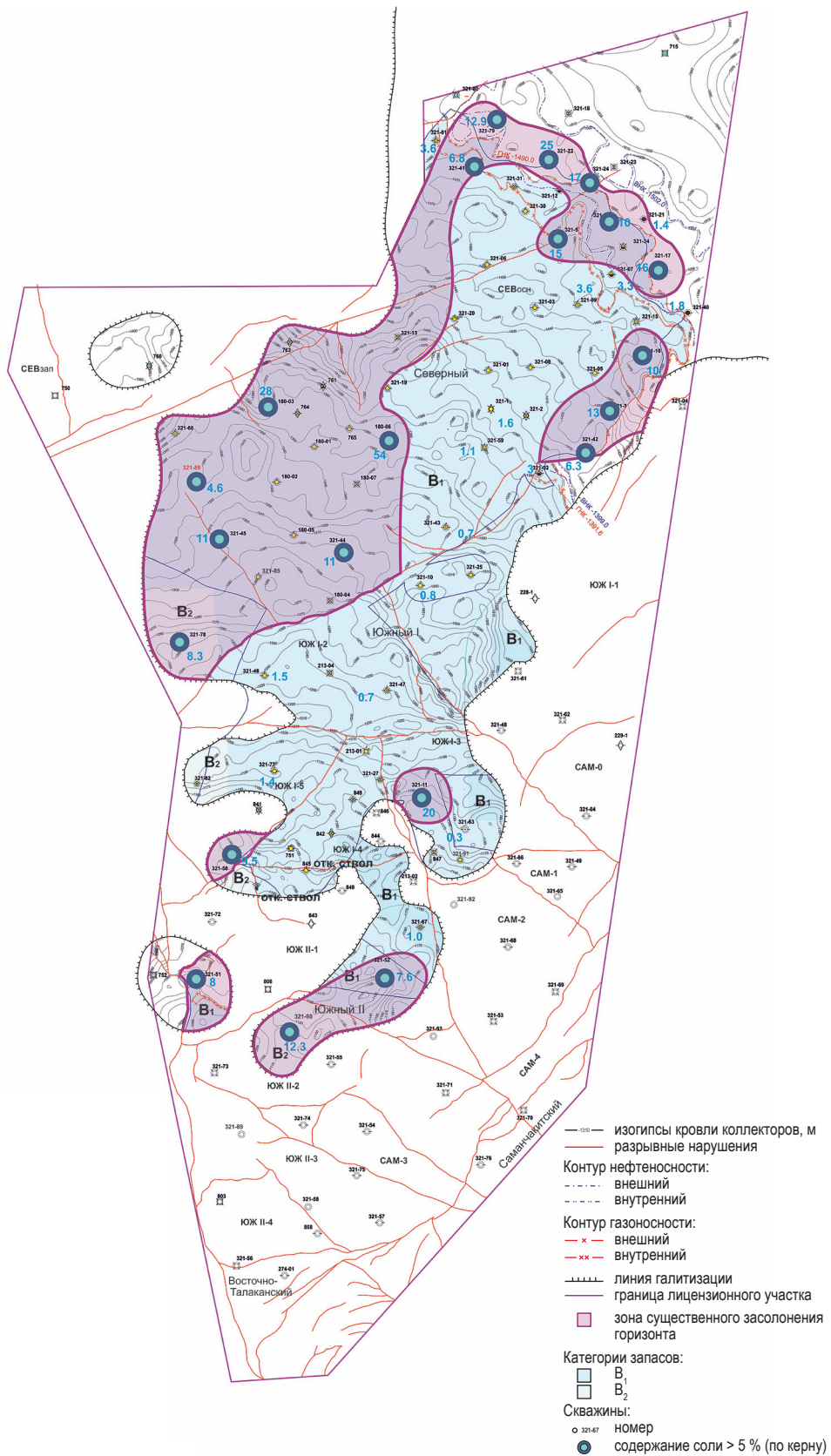


Рис. 7. Схема засоления порового пространства коллекторов ботубинского горизонта Чаяндинского НГКМ

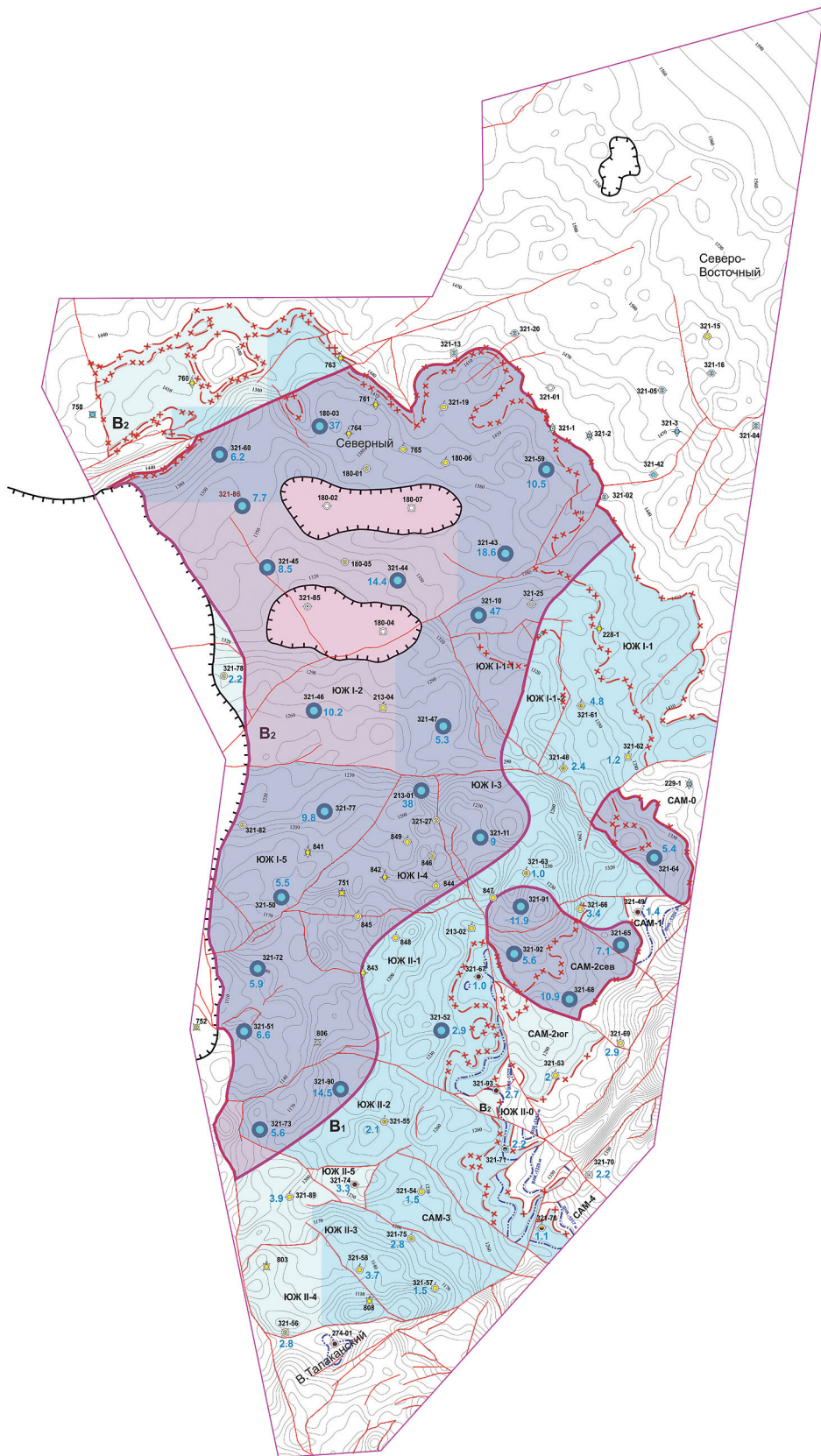


Рис. 8. Схема засоления порового пространства коллекторов хамакского горизонта Чаяндинского НГКМ: здесь и далее на рис. 9 см. экспликацию к рис. 7

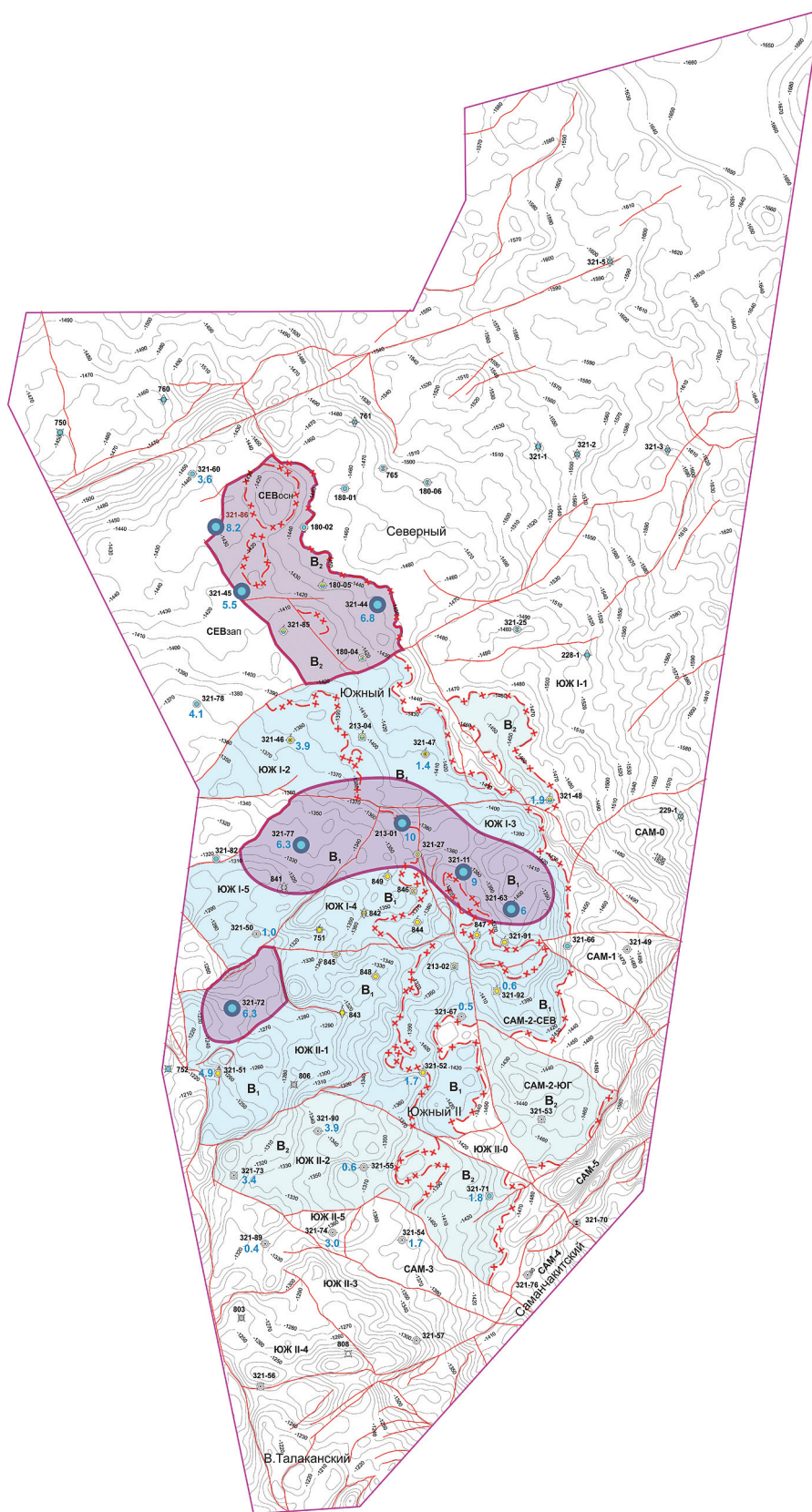


Рис. 9. Схема засоления порового пространства коллекторов талахского горизонта Чайандинского НГКМ

\*\*\*

Таким образом, анализ площадного распространения засоленных пород на Чайядинском НГКМ показал сложную геометрию зон засоленности, связанную с фаціальными обстановками осадконакопления. Отмечено, что

галитизация пород приводит к существенному снижению их пористости при незначительном изменении проницаемости. Учет геометрии зон засоления пород-коллекторов продуктивных горизонтов необходим для оптимизации разработки Чайядинского месторождения.

### Список литературы

1. Рыжов А.Е. Типы и свойства терригенных коллекторов венда Чайядинского месторождения / А.Е. Рыжов // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 145–160.
2. Рыжов А.Е. Влияние особенностей строения порового пространства коллекторов Чайядинского 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.-практ. конф. 28–29 октября 2009. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 62.
3. Скоробогатов В.А. Енисей-Ленская мегапровинция: формирование, размещение и прогнозирование месторождений углеводородов / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2017. – № 3. – С. 3–17.
4. 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. Пылёв, И.В. Чурикова и др. // Территория нефтегаз. – 2017. – № 12. – С. 22–32.
5. 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. Пылёв и др. // Территория нефтегаз. – 2018. – № 10. – С. 30–41.
6. Поляков Е.Е. Решение научных проблем при подсчете запасов углеводородов Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения / Е.Е. Поляков, А.Е. Рыжов, О.В. Ивченко и др. // Вести газовой науки. – 2017. – № 3 (31): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 172–186.
7. Ивченко О.В. Зависимость удельной продуктивности скважин от их фаціальной принадлежности и засоления коллектора на примере ботубинского горизонта Чайядинского месторождения / О.В. Ивченко // Территория нефтегаз. – 2014. – № 3. – С. 50–55.
8. Крекнин С.Г. Современная геолого-геофизическая модель Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения / С.Г. Крекнин, А.В. Погрецкий, Д.Н. Крылов и др. // Геология нефти и газа. – 2016. – № 2. – С. 44–55.

## Distribution and properties of saline Vendian reservoirs belonging to Chayanda oil-gas-condensate field

I.V. Churikova<sup>1</sup>, Ye.A. Pylev<sup>1</sup>, Ye.O. Semenov<sup>1</sup>, Yu.M. Churikov<sup>1</sup>,  
Ye.V. Semenova<sup>1</sup>, A.A. Chudina<sup>1</sup>, A.V. Simonov<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: I\_Churikova@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** This paper reveals properties and specific distribution of saline Vendian reservoirs at Chayanda oil-gas-condensate field. There is analysis of lithologic core tests of halitic rocks including analysis of halite content and its correlation with the filtration-volumetric properties of reservoirs. It is stated that halitization considerably reduces porosity of rocks at insignificant change of their permeability. This fact can be attributed to specifics of reservoir salinization when salt accumulates primary in the dead-end and the side parts of a pore volume with zero or slow fluid filtration. At that, often the channels where filtration has been most intensive stay free. Particularly those channels support higher permeability under low porosity. This peculiar feature gives variability of end porosity values for saline and not-saline reservoirs under the equal end values of permeability.

For the first time, distribution of salted zones in pore volumes of reservoirs within Botuoba, Khamaki and Talakh productive horizons of Chayanda field has been analyzed. The studies has shown that these zones have complicated geometry due to distinction of facies environment of sedimentation. Various quantities of halite are in evidence nearly everywhere in pore volumes of the named productive horizons. Partial and sometimes very considerable salting of Botuoba horizon is noted in the western and southern zones of its attenuation. Khamaki horizon is salted mostly in the upper part (KhM, series). In Talakh horizon, a zone of saline rocks locates chiefly near the western borders of Chayanda field.

Authors have concluded that to optimize development of Chayanda field accounting of the saline zones geometry is needed.

**Keywords:** Chayanda oil-gas-condensate field, saline reservoir, Vendian deposits.

### References

1. 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.).
2. RYZHOV, A.Ye., N.V. SAVCHENKO, T.A. PERUNOVA, et al. Influence of pore volume structure features of Chayanda oil-gas-condensate field reservoirs on its filtration properties. In: *II International conference "World gas resources and reserves and advanced development technologies", 28–29 October 2019 (WGRR-2010): abstracts*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2010, pp. 57.
3. SKOROBOGATOV, V.A. Yenisey-Lena megaprovince: generation, location and prediction of hydrocarbon fields [Yenisey-Lenskaya megaprovintsiya: 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. 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-petrofizi cheski kh svoystv i geologo-tekhnicheskikh usloviy vskrytiya otlozheniy]. *Territoriya neftegaz*. 2017, no. 12, pp. 22–32. ISSN 2072-2745. (Russ.).
5. 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 koeffitsiyenta pronitsayemosti po GIS dlya slozhnopostroyennykh kollektorov venskogo vozrasta Chayandinskogo mestorozhdeniya na etape ekspluatatsionnogo bureniya]. *Territoriya Neftegaz*. 2018, no. 10, pp. 30–41. ISSN 2072-2745. (Russ.).
6. POLYAKOV, Ye.Ye., A.Ye. RYZHOV, O.V. IVCHENKO, et al. Scientific tasks solved at calculating hydrocarbon reserves of Chayanda oil-gas-condensate field [Resheniye nauchnykh problem pri podschete zapasov uglevodorodov Chayandinskogo neftegazokondensatnogo 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. 172–186. ISSN 2306-9849. (Russ.).
7. IVCHENKO, O.V. Dependence of specific productivity of wells from their facies and reservoir salinity as exemplified by Botuoba horizon of Chayanda field [Zavisimost udelnoy produktivnosti skvazhin ot ikh fatsialnoy prinadlezhnosti i zasoloneniya kollektora na primere botuobinskogo gorizonta Chayandinskogo mestorozhdeniya]. *Territoriya Neftegaz*. 2014, no. 3, pp. 50–55. ISSN 2072-2745. (Russ.).
8. KREKNIN, S.G., A.V. POGRETSKIY, D.N. KRYLOV, et al. Contemporary geological-geophysical model of Chayanda oil-gas-condensate field [Sovremennaya geologo-geofizicheskaya model Chayandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2016, no. 2, pp. 44–55. ISSN 0016-7894. (Russ.).

УДК 552.578.1

## Первоочередные объекты освоения ресурсов гидратного газа для развития минерально-сырьевой базы газодобычи России

**Е.В. Перлова**

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1  
E-mail: E\_Perlova@vniigaz.gazprom.ru

**Ключевые слова:** природные газовые гидраты, инновационные технологии, научно-производственный консорциум, опытно-промышленный полигон, п-ов Крым.

**Тезисы.** Прогнозные ресурсы гидратного газа как в мировой, так и в отечественной структурах трудноизвлекаемых ресурсов и нетрадиционных источников газа составляют более двух третей. При этом по перспективам промышленного освоения залежи природных газогидратов пока очевидно уступают газу плотных коллекторов, сланцевому и угольному газу. Несмотря на определенные успехи отечественных и зарубежных исследователей в области изучения механизмов и закономерностей образования и геолого-геохимической специфики природных газогидратов, примеры перевода такого потенциально перспективного углеводородного сырья в практическое русло являются единичными и не всегда удачными. Информативность и эффективность опытно-промышленных работ во многом определяются выбором объекта для постановки этих масштабных, дорогостоящих и продолжительных по времени исследований.

Исходя из значительных перспектив освоения гидратного газа в России (по различным оценкам, прогнозные ресурсы гидратного газа варьируют от 380 до 500 трлн м<sup>3</sup>), а также крайне малой изученности этих сложных и достаточно новых для нефтегазовой геологии нетрадиционных источников газа необходимость постановки комплексных специализированных работ в прикладном направлении газогидратных исследований в России очевидна. С учетом плюсов и минусов мировой практики опытно-промышленной добычи гидратного газа подобные работы должны носить системный характер, реализовываться на основе крупных научно-производственных консорциумов на условиях софинансирования при участии и под контролем государственных структур – Минприроды, Минэнерго и т.д.

При такой непростой постановке задачи важно выбрать первоочередной объект комплексных исследований в том роде, чтобы интересы участников научно-производственного консорциума не входили в противоречие. Так, производители газа в России располагают существенными запасами традиционных газовых ресурсов, промышленное освоение и эксплуатация которых обеспечат долговременное эффективное развитие газовой отрасли. При этом в регионах с развитой инфраструктурой и налаженным рынком сбыта многие базовые месторождения вступили в стадию падающей добычи (Надым-Пур-Тазовский регион и др.). Восполнить недостающие объемы газа можно, в частности, за счет освоения нетрадиционных газовых ресурсов, тогда как в регионах с небольшими запасами традиционных углеводородов, но существующим рынком локального потребления (п-ов Крым и др.) освоение ресурсов нетрадиционных углеводородов может стать решающим фактором газоснабжения.

Выбор первоочередного объекта (или первоочередных) должен базироваться на целом ряде геологических, технологических, экономических критериев (общих и региональных) [1–3], применительно к любому региону обусловленным объективными характеристиками газогидратных ресурсов и технологиями добычи гидратного газа. Так:

- геологические критерии основаны на геолого-геохимических и термобарических характеристиках пластов-коллекторов;
- технологические критерии определяются текущим уровнем развития доступных технологий извлечения газа из гидратов;

- экономические критерии связаны с макроэкономическими параметрами, текущей ценовой ситуацией на рынке и др.

*Региональные критерии* определяются локальными параметрами газогидратных залежей, являются более детальными и могут существенным образом варьироваться от региона к региону. К ним относятся:

- уровень изученности региональных гидратных ресурсов как объектов промышленной разработки;
- ресурсные оценки гидратного газа;
- региональный уровень развития инфраструктуры и доступа к ней;
- дальность транспортировки гидратного газа до конечного потребителя;
- влияние проектов добычи гидратного газа на социально-экономическую ситуацию;
- экологичность проектов разработки газовых гидратов в региональных условиях и т.д.

По комплексу критериев автором проанализированы все потенциально гидратоносные территории России – Тимано-Печорская, Западно-Сибирская и Восточно-Сибирская нефтегазоносные провинции (НГП) на суше, арктический, дальневосточный и черноморский шельфы. Результаты анализа разных регионов некорректно считать равноценными, так как имеющийся в наличии фактический материал о гидратоносности отложений неравнозначен. При этом весомость перечня критериев перспективности освоения газогидратных ресурсов в регионах позволяет во многом нивелировать это обстоятельство.

В ходе исследований для потенциально гидратоносных территорий России выполнен анализ геологических критериев – мощности зоны стабильности газогидратов (ЗСГ), положения кровли и подошвы ЗСГ относительно продуктивных горизонтов, доли потенциально гидратосодержащих коллекторов; с учетом этого оценены геологические ресурсы гидратного газа в пределах ЗСГ. При рассмотрении региональных критериев обобщены и осмыслены данные о климатических условиях, составе, строении и свойствах многолетнемерзлых пород, их мощности и распространении, наличии осложняющих факторов, степени освоения территории, близости к городам и населенным пунктам, транспортной и газодобывающей инфраструктурам и пр.

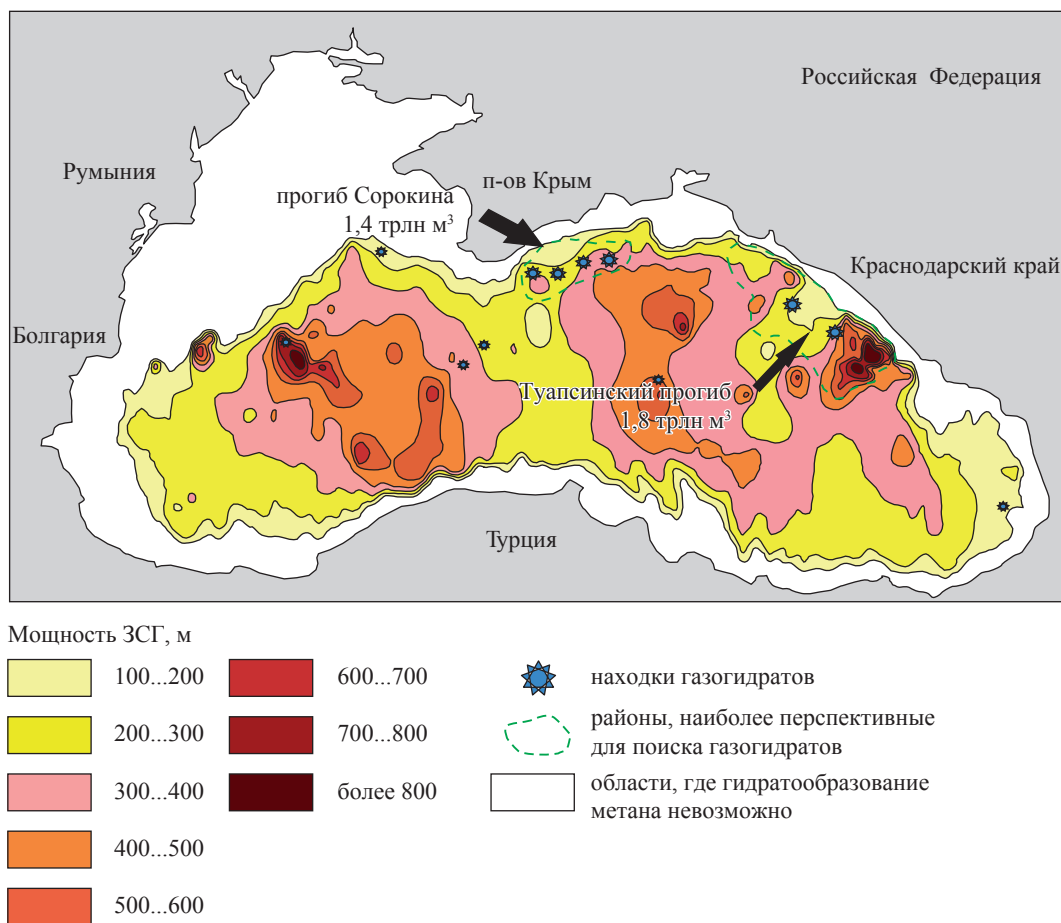
В ходе анализа технологической готовности регионов к освоению ресурсов газовых гидратов автором использован зарубежный и отечественный опыт систематизации данных о геологической изученности территории, а именно: устанавливалась полнота общей геологической информации о регионе, изучались результаты специализированных исследований природных газогидратных скоплений, определялась зрелость инфраструктуры региона с точки зрения его способности начать освоение газа гидратных скоплений.

Анализ готовности к технологическому освоению ресурсов газовых гидратов НГП (Тимано-Печорской, Западно-Сибирской, Восточно-Сибирской и шельфов морей), на территориях которых распространена ЗСГ, лег в основу укрупненной геолого-экономической оценки перспектив освоения ресурсов гидратного газа в России. По результатам оценки определены объекты, наименее, наиболее и просто перспективные в этом отношении [3]. Так, для континентальных условий все значимые объекты расположены в пределах северной части Западно-Сибирской НГП, при этом наиболее перспективные – на территориях с падающей добычей традиционного газа и развитой инфраструктурой. Например, территория Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения оптимально соответствует всем критериям, кроме того, за последние 15 лет в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» накоплен значительный фактический материал о специфике гидратоносности этого региона. Однако организация каких-либо масштабных специализированных исследований на важном действующем объекте газодобычи ПАО «Газпром» вряд ли целесообразна и возможна, поскольку такие дорогостоящие и сложные работы (часто с плохо предсказуемой эффективностью) нельзя провести в отсутствие мощного научно-производственного консорциума. Кроме того, гигантский потенциал традиционных газовых ресурсов севера Западной Сибири и прилегающего арктического шельфа не располагает к тому, чтобы гидратный газ в ближайшем будущем стал конкурентоспособным углеводородным сырьем в этом регионе. С этой точки зрения постановка комплексных поисково-разведочных и опытно-промышленных работ на природные газогидраты перспективна в шельфовой зоне Черного моря (в частности, в глубоководных прогибах Сорокина и Туапсинском) (рисунок).

Приоритет в отборе гидратонасыщенных кернов из поддонных осадков Черного моря принадлежит сотрудникам ВНИИГАЗа А.Г. Ефремовой и Б.П. Жижченко (1970-е гг.). Позже данные о гидратоносности Черного моря, как прямые (находки гидратов метана в колонках осадков), так и косвенные (исходя из геофизических данных), получены по всей периферии Черноморского бассейна, в том числе на керченско-таманском шельфе и вдоль кавказского берега Черного моря [4–6]. На рисунке в пределах Туапсинского прогиба и прогиба Сорокина показаны места фактически подтвержденной гидратоносности (по данным Е.Ф. Шнюкова, В.В. Янко [6] и др.).

По экспертным оценкам ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ресурсы гидратного газа в глубоководной впадине Сорокина могут достигать 1,4 трлн м<sup>3</sup>, в районе Туапсинского прогиба – 1,8 трлн м<sup>3</sup>, а с учетом перспективных областей Черного моря южнее Крымского п-ова общий вероятный ресурсный потенциал гидратного газа в регионе – 7...10 трлн м<sup>3</sup>.

Таким образом, как территория приоритетного развития социально-экономической, технологической и инновационной среды п-ов Крым может стать хорошим объектом для пионерных отечественных исследований природных газогидратов. Создание эффективного научно-производственного консорциума при поддержке Правительства России и, возможно, с привлечением не только отечественных, но и зарубежных партнеров может оказаться вполне осуществимой задачей уже сейчас. Социальные и экономические плюсы для региона также очевидны: ресурсы гидратного газа могут послужить надежным источником газоснабжения в будущем, а постановка такого рода инновационных исследований общегосударственного значения даст новый толчок развитию региональных научных кадров, которые имеют значительный опыт субаквальных исследований, геофизических экспедиций и т.д. (Крымский федеральный университет им. В.И. Вернадского, НПО «Южморгеология» и др.).



### Прогнозные ресурсы гидратного газа в локализованных скоплениях российской части акватории Черного моря



В отличие от континентальных условий севера Надым-Пур-Тазовского региона, субаквальные условия Черноморского региона вносят определенную сложность и дополнительные проблемы с точки зрения разработки и реализации методов поиска, разведки и добычи гидратного газа. Тем не менее в Республике Крым возможно применить достаточно обширный российский опыт субаквальных газогидратных исследований (ФГУП «ВНИИОкеангеология», Дальневосточный федеральный университет, ЛИН СО РАН и т.д.), в том числе опыт, полученный ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в ходе комплексных экспедиционных исследований глубоководных гидратонасыщенных осадков оз. Байкал [7]. Отечественные наработки, а также знакомство с мировой практикой позволят создать и реализовать эффективные программы поисково-оценочных и геологоразведочных работ для будущего газоснабжения Крымского п-ова гидратным газом.

На каждой стадии комплексных специализированных исследований природных газогидратов (поисково-оценочные, разведочные работы, создание опытно-промышленного полигона, пробная эксплуатация и пр.) необходима опережающая разработка проектной документации согласно регламентирующим документам Минприроды России [3]. В комплексе научно-исследовательских работ в числе прочего следует предусмотреть научное сопровождение проектных работ и опытно-промышленной добычи газа. Состав и объемы научно-исследовательских работ будут определены с учетом степени изученности объектов.

Опытно-промышленный полигон планируется организовать исходя из результатов поисково-оценочных и разведочных работ. На полигоне шельфа Крымского п-ова комплекс

работ по поиску, разведке и освоению ресурсов гидратного газа должен включать основные научно-производственные мероприятия в следующей последовательности:

- разработка проектной документации (проекты полигона, бурения разведочных скважин, пробной эксплуатации залежи; подсчет запасов; технологическая схема разработки и пр.);
- проведение разведочных работ с бурением разведочных скважин;
- оперативный подсчет запасов гидратного газа;
- реализация мероприятий по обеспечению экологической и промышленной безопасности, включая экологический мониторинг;
- натурное экспериментальное моделирование для обоснования выбора технологии добычи газа (для гидратного газа в субаквальных условиях);
- пробная эксплуатация на опытном полигоне с опробованием эффективности выбранной технологии;
- опытно-промышленная добыча газа;
- промышленная эксплуатация.

Реализация всего комплекса мероприятий (с обязательной корректировкой состава, объемов и сроков их проведения по результатам научного сопровождения проекта) позволит заложить методологические, научно-технические и технологические основы освоения ресурсов гидратного газа. Создание в рамках запланированных исследований инновационных технологий даст новые отечественные компетенции и обеспечит инновационный потенциал, которые в будущем позволят развивать минерально-сырьевую базу газодобычи России за счет освоения нетрадиционных источников углеводородов, в том числе ресурсов гидратного газа.

## Список литературы

1. Перлова Е.В. Коммерчески значимые нетрадиционные источники газа – мировой опыт освоения и перспективы для России / Е.В. Перлова // Территория нефтегаз. – 2010. – № 11. – С. 14–19.
2. Перлова Е.В. Нетрадиционные газовые ресурсы (гидратные, угольные и сланцевые газы) – мировой опыт и перспективы освоения в России / Е.В. Перлова // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.: сб. науч. ст. / под ред. В.А. Скоробогатова. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С. 32–38. – (Вести газовой науки).
3. Перлова Е.В. Приоритетные направления освоения газогидратных залежей России / Е.В. Перлова, С.А. Леонов, Д.Я. Хабибуллин // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 3 (31): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 224–229.

4. Васильев А. Оценка пространственного распространения и запасов газогидратов в Черном море / А. Васильев, Л. Димитров // Геология и геофизика. – 2002. – Т. 43. – № 7. – С. 672–684.
5. Шнюков Е.Ф. Газогидраты Черного моря – потенциальный источник энергии: аналитический обзор / Е.Ф. Шнюков, В.В. Кобелев // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. – 2017. – № 3 (49). – С. 5–23.
6. Шнюков Е.Ф. Проблемы углеводородного потенциала Черного моря и пути его освоения / Е.Ф. Шнюков, В.В. Янко // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. – 2017. – № 4 (50). – С. 41–53.
7. Люгай Д.В. Озеро Байкал. Научно-технологические экспедиции ООО «Газпром ВНИИГАЗ»: геологический очерк / Д.В. Люгай, С.В. Анисимов, Е.В. Перлова и др. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – 78 с.

## Top-priority target gas-hydrate-bearing objects for development of a mineral resource base of gas production in Russia

Ye.V. Perlova

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation  
E-mail: E\_Perlova@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** Predicted resources of gas hydrates constitute more than two-thirds of all difficult and alternative gas resources either in our country, or abroad. Herewith, in the context of commercial production the deposits of gas hydrates still obviously loose out to tight gas reservoirs, shale and coal gases. In spite of some domestic and foreign advances in studying patterns and mechanisms of origination together with geological and geochemical specifics of gas hydrates, there are only singular and not always successful examples of practical production of these promising raw hydrocarbons. Informational capacity and efficacy of such scaled, expensive and long-lasting pilot works strongly depend on a choice of target object.

**Keywords:** natural gas hydrates, innovative technologies, research and production consortium, proof ground, Crimea Peninsular.

### References

1. PERLOVA, Ye.V. Commercially minded alternative gas sources: global practice of development and outlooks for Russia [Kommercheski znachimyye netraditsionnyye istochniki gaza – mirovoy opyt osvoyeniya i perspektivy dlya Rossii]. *Territoriya Neftgaz*. 2010, no. 11, pp. 14–19. ISSN 2072-2745. (Russ.).
2. PERLOVA, Ye.V. Unconventional gas resources (hydrate, coal and shale gases) – global experience and development prospects in Russia [Netraditsionnyye gazovyye resursy (gidratnyye, ugolnyye i slansevyeye gazy) – mirovoy opyt i perspektivy osvoyeniya v Rossii]. In: *Challenges of supplying resources to gas producing regions of Russia to 2030: collection of sc. articles*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2011, pp. 32–38. (Russ.).
3. PERLOVA, Ye.V., S.A. LEONOV, D.Ya. KHABIBULLIN. Primary trends in development of gas hydrate deposits in Russia [Prioritetnyye napravleniya osvoyeniya gazogidratnykh zalezhey Rossii]. *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. 224–229. ISSN 2306-9849. (Russ.).
4. VASILYEV, A., L. DIMITROV. Estimation of spatial spreading and reserves of gas hydrates in Black Sea [Otsenka prostranstvennogo rasprostraneniya i zapasov gazo-gidratov v Chernom more]. *Geologiya i Geofizika*. 2002, vol. 43, no. 7, pp. 672–684. ISSN 0016-7886. (Russ.).
5. SHNYUKOV, Ye.F., V.V. KOBOLEV. Gas hydrates of Black Sea as a potential source of power [Gazogidraty Chernogo moray – potentsialnyy istochnik energii]: analytical review. *Geologiya i Poleznyye Iskopayemye Mirovogo Okeana*. 2017, no. 3(49), pp. 5–23. ISSN 1999-7566. (Russ.).
6. SHNYUKOV, Ye.F., V.V. YANKO. Challenges of hydrocarbon potential in Black Sea and ways to develop it [Problemy uglevodородного potentsiala Chernogo moray i puti yego osvoyeniya]. *Geologiya i Poleznyye Iskopayemye Mirovogo Okeana*. 2017, no. 4(50), pp. 41–53. ISSN 1999-7566. (Russ.).
7. LYUGAY, D.V., S.V. ANISIMOV, Ye.V. PERLOVA, et al. *The Baykal Lake. Scientific-technological expeditions of the Gazprom VNIIGAZ LLC* [Ozero Baykal. Nauchno-tekhnologicheskkiye ekspeditsii ООО “Газпром ВНИИГАЗ”]: geological sketch. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. (Russ.).

УДК 622.691.2:55(571.56)

## Геологическое обоснование выбора перспективных объектов для хранения природного газа, обогащенного гелием, в Якутском центре газодобычи

Е.А. Пылёв<sup>1</sup>, Е.А. Мельников<sup>1</sup>, И.В. Чурикова<sup>1</sup>, А.В. Чичмарёва<sup>1\*</sup>, К.М. Семёнова<sup>1</sup>, Т.Н. Малютина<sup>1</sup>, В.Л. Бондарев<sup>1</sup>, Н.Б. Зинова<sup>1</sup>, О.Ю. Якушкина<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

\* E-mail: A\_Chichmareva@vniigaz.gazprom.ru

**Тезисы.** Газ крупнейших нефтегазоконденсатных месторождений Республики Саха (Якутии) отличается высоким содержанием гелия. Начинать полномасштабную разработку этих месторождений допустимо только при условии полного его извлечения, поэтому в первую очередь требует решения вопрос о его хранении. В статье дано геологическое обоснование выбора объектов, перспективных с точки зрения создания долговременного подземного хранилища (ПХ) природного газа, обогащенного гелием (ПГОГ), в Якутском центре газодобычи (ЯЦГ).

Анализ на соответствие разработанным в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» геологическим критериям пригодности показал, что перспективными для создания долгосрочного ПХ ПГОГ в ЯЦГ могут считаться тектонически экранированные газоконденсатные залежи хамакинского, талахского, юряхского и вилючанского горизонтов, приуроченные к отдельным блокам соответственно Чаяндинского, Тас-Юряхского и Верхневиллючанского месторождений.

В последнее время на крупных месторождениях, входящих в ЯЦГ, активно проводились геологоразведочные работы, в результате которых получено большое количество новой геолого-геофизической информации: выполнена 3D-сейсморазведка; осуществляется бурение эксплуатационных и разведочных скважин, в которых проводились испытания продуктивных горизонтов; произведены отбор керн и геофизические исследования скважин. Новые данные, значительно изменившие представление о геологическом строении и запасах углеводородных месторождений, входящих в ЯЦГ, тщательно проанализированы и учтены при выборе перспективных объектов для создания ПХ ПГОГ. С учетом всей имеющейся геолого-геофизической информации сделан вывод о том, что первоочередным объектом для создания долгосрочного ПХ ПГОГ является газоконденсатная залежь хамакинского горизонта Чаяндинского НГКМ в блоках ЮЖ II-3 и ЮЖ II-4, которые рекомендуются использовать совместно.

Газ большинства месторождений Республики Саха (Якутии) отличается высоким содержанием гелия (0,1...0,56 %). Учитывая энергетическую стратегию России, начинать полномасштабную разработку этих месторождений допустимо только при условии полного извлечения гелия, а следовательно, в первую очередь требует решения вопрос о его хранении.

С целью выбора объектов, перспективных с точки зрения хранения природного газа, обогащенного гелием (ПГОГ), следует обратить внимание на такие крупнейшие месторождения Республики Саха (Якутии), как Чаяндинское, Тас-Юряхское и Верхневиллючанское, приуроченные к Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (рис. 1). Эти месторождения находятся в пользовании ПАО «Газпром», содержат большое количество гелия и расположены в непосредственной близости от газопровода «Сила Сибири».

В первую очередь в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработаны геологические критерии выбора на базе следующих показателей: герметичности залежи в вертикальном разрезе; изолированности залежи; достаточной глубины залегания пласта-коллектора ( $\geq 1000$  м); приемлемых фильтрационно-емкостных свойств пласта-коллектора (средневзвешенная пористость  $\geq 5$  %, проницаемость  $\geq 10$  мД); оптимальных начальных запасов газа в залежи ( $\geq 8,5$  млрд м<sup>3</sup>); отсутствия в газе агрессивных компонентов; наличия газового режима работы залежи [1]. Анализ на соответствие указанным критериям показал, что перспективными для создания долгосрочного подземного

**Ключевые слова:** природный газ, гелий, подземное хранение газа, выбор геологических объектов, Восточная Сибирь, Якутский центр газодобычи, Республика Саха (Якутия).

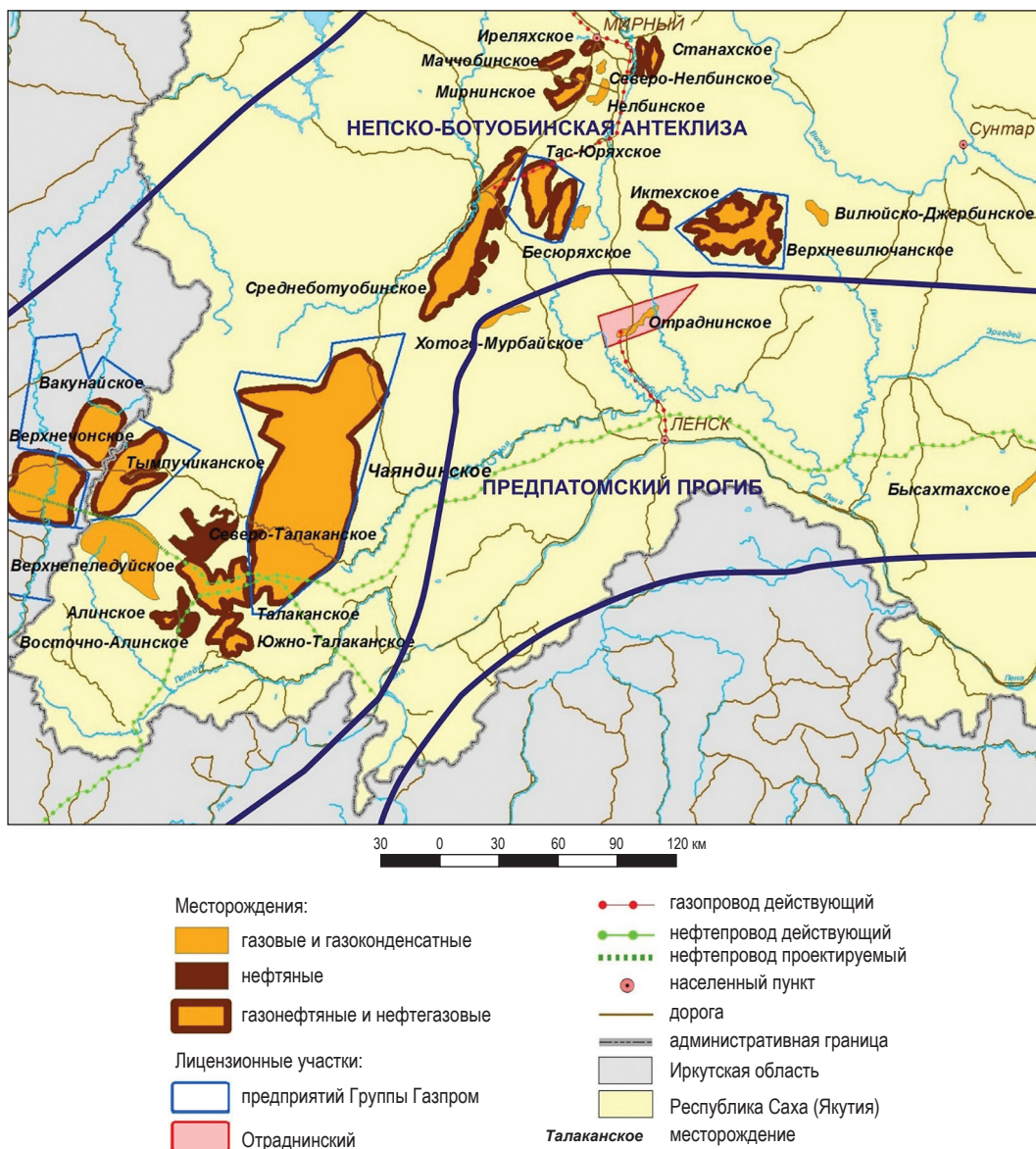


Рис. 1. Обзорная карта района работ

хранилища (ПХ) ПГОГ в Якутском центре газодобычи (ЯЦГ) могут быть тектонически экранированные газоконденсатные залежи осинского, хамакинского, талахского, юряхского и вилючанского горизонтов, приуроченные к отдельным блокам соответственно Чаяндинского, Тас-Юряхского и Верхневиллючанского месторождений.

Применительно к *Верхневиллючанскому нефтегазоконденсатному месторождению* (НГКМ) такими объектами являются залежи юряхского горизонта (пласты Ю-I и Ю-II), которые содержат основные запасы газа и нефти месторождения, а также вилючанского горизонта. Геологическое строение Верхневиллючанского НГКМ говорит о том, что

в газоконденсатных и газоконденсатнефтяных залежах пластов Ю-I (блок V) и Ю-II (блоки II или III) ПХ не будет достаточно надежным, так как эти пласты разделены маломощной глинисто-карбонатной перемычкой, которая не обеспечит герметичности хранилища при закачке в него ПГОГ (рис. 2).

Для создания ПХ ПГОГ на Верхневиллючанском месторождении перспективна газовая залежь, приуроченная к вилючанскому горизонту в блоке II. Ее параметры в основном соответствуют геологическим критериям выбора перспективных объектов для создания ПХ ПГОГ. Тип залежи – пластово-массивная тектонически экранированная. При испытании вскрывших ее скважин получены

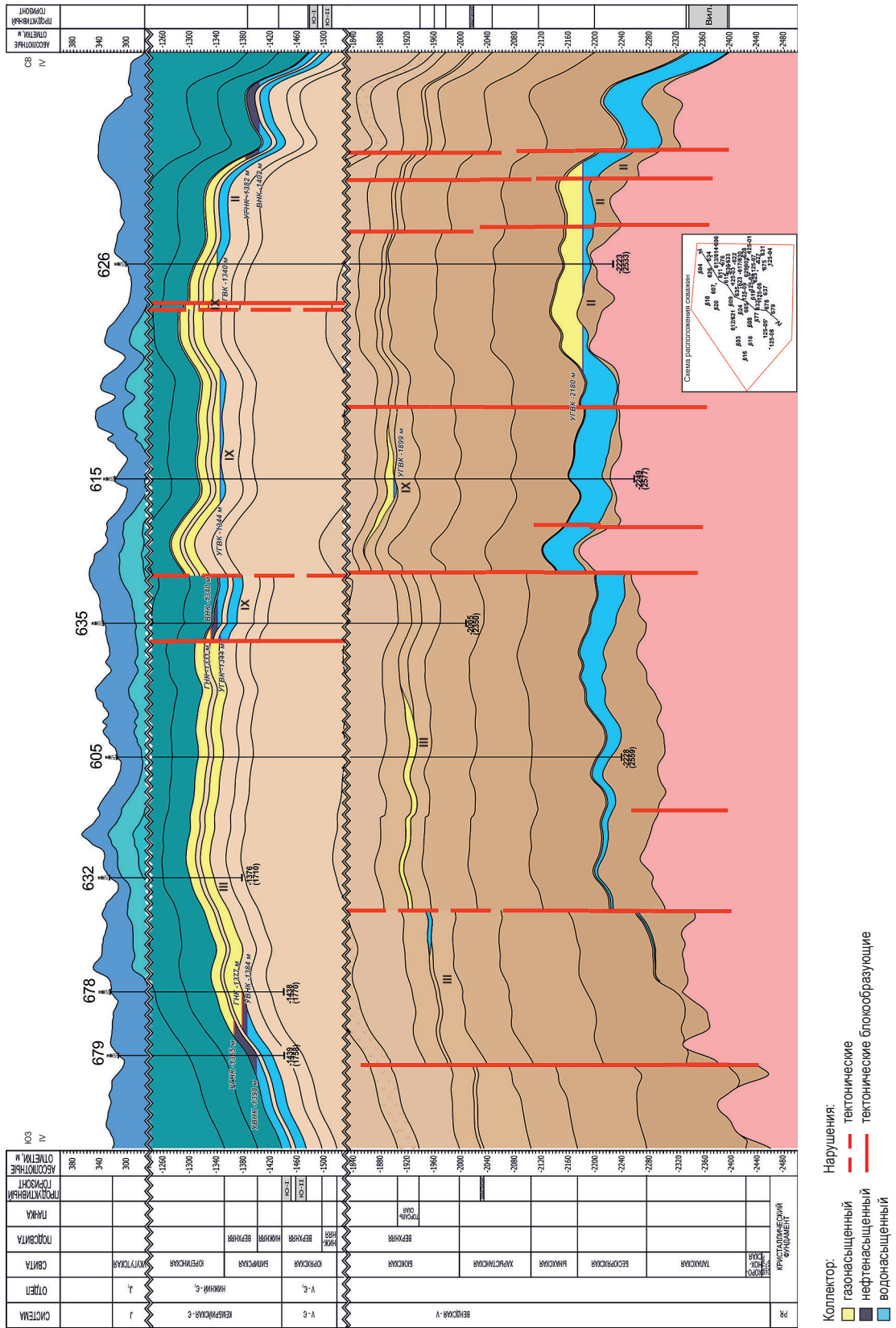
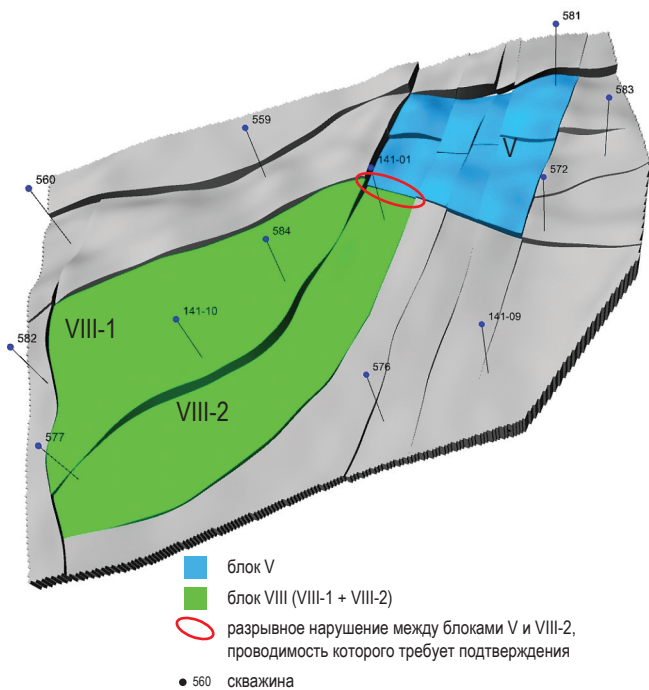


Рис. 2. Верхневилучанское НГКМ. Геологический профильный разрез по линии скв. 679 – 678 – 632 – 605 – 635 – 615 – 626 (ООО «Газпром геологоразведка», 2017 г.). Межфлюидалные контакты: ГНК – газонефтяной; УГНК, УВНК – условные газонефтяной, газовойдяной, водонефтяной соответственно

промышленные притоки газа. Пласт-коллектор залежи представлен песчаниками, эффективные газонасыщенные толщины которых изменяются от 3,7 до 38,8 м. Значения коэффициента пористости ( $K_p$ ) лежат в диапазоне 0,07...0,16, коэффициента проницаемости ( $K_{пр}$ ) – в диапазоне 5...450 мД. Запасы газа залежи, утвержденные Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых (ГКЗ, 2003 г.) и учтенные Государственным балансом запасов РФ (по состоянию на 01.01.2018), составляют 11,5 млрд м<sup>3</sup> по категории С<sub>1</sub>, а подсчитанные по актуализированной модели залежи, созданной по результатам сейсморазведки 3D в 2017 г., достигли 12,3 млрд м<sup>3</sup>.

Покрышкой вилочанской газовой залежи служат довольно мощная песчано-алевролитово-аргиллитовая талахская свита (76...120 м) и толща глинистых доломитов с прослоями мергелей и аргиллитов бесюряхской и ынахской свит (141...178 м). Общая толщина флюидоупора в пределах Верхневилочанского месторождения относительно выдержана и составляет 232...282 м. Однако экранирующие свойства этой покрышки для гелия недостаточно исследованы и требуют дополнительного изучения.



**Рис. 3. Тас-Юряхское НГКМ. Трехмерная структурная модель кровли талахского горизонта (блоки VIII-1, VIII-2 и V), 2017 г.**

На Тас-Юряхском НГКМ перспективным объектом для создания ПХ ПГОГ является газоконденсатная залежь, приуроченная к талахскому горизонту в границах наиболее крупного центрального блока с индексом VIII, позднее разделенного на блоки VIII-1 и VIII-2, а также блока V [2]. Расширение зоны планируемого подземного хранилища в область блока V обусловлено тем, что в результате разведочного бурения (скв. 581) подтверждения наличия непроницаемого тектонического нарушения между блоками V и VIII-2 не было получено (рис. 3).

Кровля коллектора талахского горизонта, вскрытая поисково-разведочными скважинами в границах указанных блоков, находится на абсолютных отметках минус 1600...минус 1621 м. При опробовании из этих скважин получены промышленные притоки газа. Газоводяной контакт (ГВК) залежи горизонта в пределах блоков VIII-1, VIII-2 обоснован материалами геофизических исследований скважин (ГИС) и подтвержден опробованием на гипсометрическом уровне минус 1633 м, в блоке V – на уровне минус 1630 м. В пределах блока VIII вскрыты эффективные газонасыщенные толщины талахского горизонта изменяются в диапазоне  $H_{эф.г} = 11,6...25,8$  м. В блоке V залежь вскрыта только одной скважиной (скв. 581), пробуренной вблизи контура газоносности, в которой  $H_{эф.г} = 8,6$  м. Средняя пористость горизонта достигает 14,3 %, средняя проницаемость – 175,6 мД. По результатам комплексного анализа керна и данных ГИС сделан вывод о достаточно высоких экранирующих свойствах пород нижней части курсовской свиты, которая является покрышкой залежи в талахском горизонте (блоки VIII-1, VIII-2 и V). Перечисленные характеристики залежи вполне соответствуют геологическим критериям выбора объектов для ПХ ПГОГ.

В 2017 г. на основе технологической схемы разработки Чаяндинского НГКМ (ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2017 г.) и проекта его обустройства (ПАО «ВНИПИгаздобыча») принята требуемая производительность хранилища, согласно которой прогнозный объем ПГОГ для закачки в пласт составляет 9,9 млрд м<sup>3</sup>. В том же году ООО «Газпром ВНИИГАЗ» создана геологическая модель Тас-Юряхского ПХ ПГОГ по результатам геологоразведочных работ на одноименном лицензионном участке (отчет утвержден в ГКЗ).

В рамках этих работ подготовлены трехмерные геологическая (рис. 4, 5, см. также рис. 3) и газодинамическая модели залежи талахского горизонта в объеме предназначенных для ПХ ПГОГ блоков VIII-1, VIII-2 и V, а также оценены сосредоточенные в них запасы газа. В блоке VIII (VIII-1 + VIII-2) запасы газа залежи составили примерно 7,4 млрд м<sup>3</sup>, а в блоке V – 1,8 млрд м<sup>3</sup>. Суммарные запасы газа в границах указанных блоков соответствуют 9,2 млрд м<sup>3</sup>, что несколько меньше прогнозируемых объемов закачки пермеата.

Согласно расчетам, проведенным на газодинамической модели, сделан вывод о том, что проектные показатели закачки данного объема ПГОГ (9,9 млрд м<sup>3</sup>) недостижимы. Принимая во внимание повышение пластового давления и фронт распространения гелия, целесообразно прекратить закачку ПГОГ через 12 лет после начала эксплуатации этой структуры в качестве ПХ. К тому моменту в пласт удастся закачать только 3,7 млрд м<sup>3</sup>, что составляет не более 37 % от проектных показателей. Учитывая реальную возможность извлечения газа из продуктивных отложений и оставшийся недоизученным на данный момент вопрос о проницаемости тектонического нарушения между блоками VIII-2 и V, авторы пришли к заключению, что залежь талахского горизонта Тас-Юряхского НГКМ нельзя использовать в качестве долговременного ПХ ПГОГ.

Комиссия газовой промышленности по разработке месторождений и использованию недр ПАО «Газпром» (протокол № 81-з/2017 от 15.09.2017) отметила следующее: «Учитывая ограничение расчетного объема закачки пермеата, Тас-Юряхское ПХ ПГОГ возможно использовать либо как объект для временного хранения гелия, либо для хранения пермеата, полученного непосредственно из добываемого газа Тас-Юряхского и ближайших месторождений».

В 2018 г. ООО «Газпром геологоразведка» выполнен оперативный подсчет запасов УВ по открытым залежам Тас-Юряхского НГКМ, согласно которому запасы газа залежи талахского горизонта в границах интересующих нас блоков, оцененные на двухмерной модели, составили 12,6 млрд м<sup>3</sup>, что на 3,4 млрд м<sup>3</sup> превышает запасы, подсчитанные ООО «Газпром ВНИИГАЗ» на трехмерной модели, и на 2,7 млрд м<sup>3</sup> проектный объем закачки. Соответственно изменились и параметры

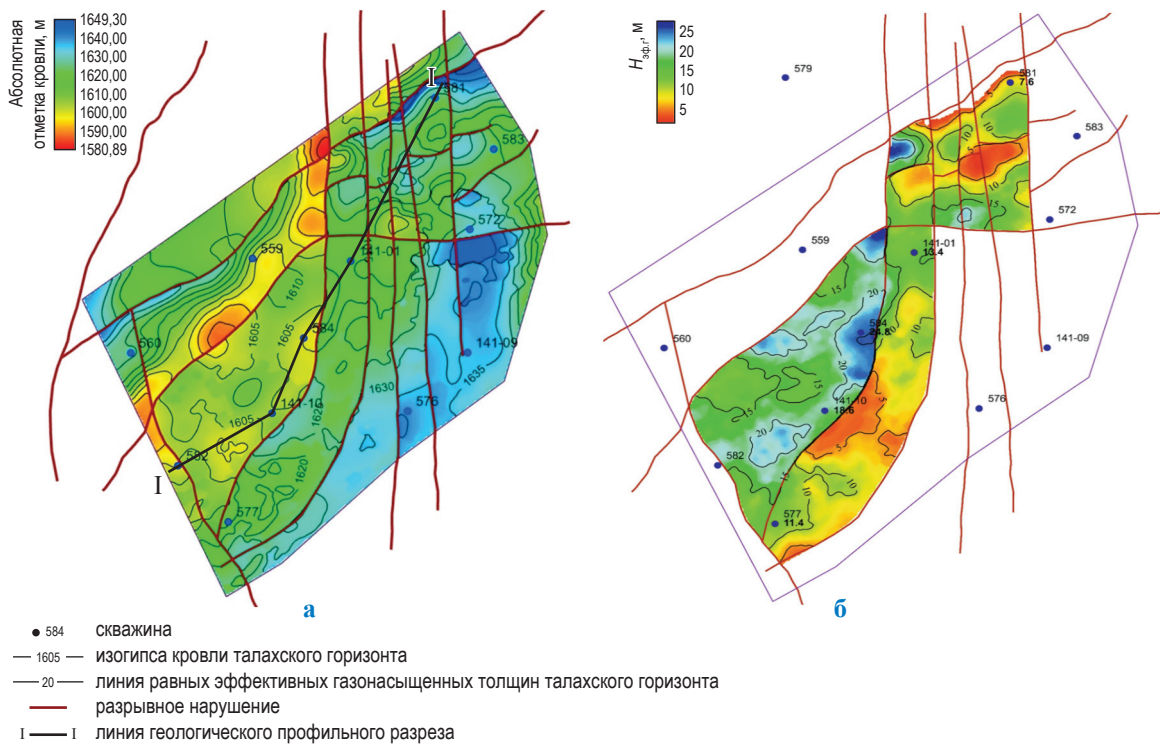
залежи ( $H_{эф.г}$ ,  $K_p$ ,  $K_{пр}$ ). Представленные запасы еще не прошли государственную экспертизу, но после утверждения их в ГКЗ залежь талахского горизонта в пределах блоков VIII-1, VIII-2 и V (индексация блоков принадлежит ООО «Ингеосервис», ООО «Газпром ВНИИГАЗ») можно будет рекомендовать как перспективный объект для создания долгосрочного ПХ ПГОГ. Однако окончательно судить о его пригодности для хранения гелия будет возможно только после проведения расчетов на новых трехмерных геологической и газодинамической моделях этого объекта.

На *Чаяндинском НГКМ* к потенциально перспективным объектам для создания ПХ ПГОГ можно отнести газоконденсатные залежи, приуроченные к хамакинскому горизонту в блоках Саманчакинский 2 (САМ-2), Южный II-3 (ЮЖ II-3) и Южный II-4 (ЮЖ II-4).

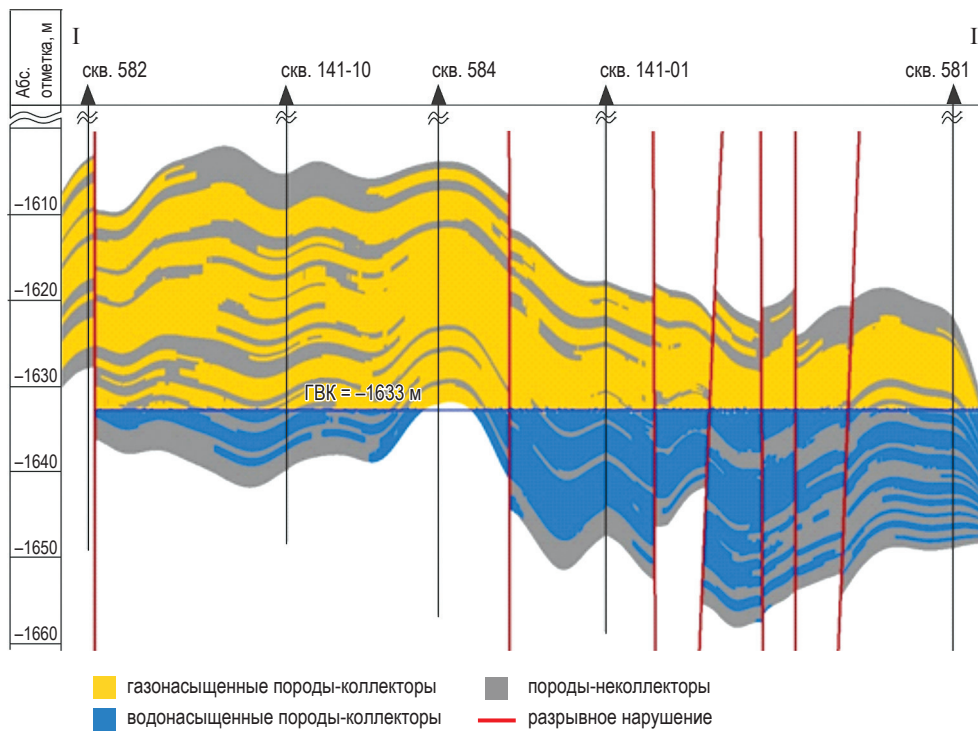
Залежь в блоке САМ-2 в основном удовлетворяет геологическим критериям выбора перспективных объектов для ПХ ПГОГ. Газоносность залежи подтверждена результатами опробования. Значения  $H_{эф.г}$  изменяются от 12 до 34 м. Средневзвешенный коэффициент пористости составляет 0,11, коэффициент газонасыщенности – 0,7. Запасы газа залежи, утвержденные ГКЗ и числящиеся на государственном балансе, составляют 58 млрд м<sup>3</sup>. Покрышкой является мощная толща аргиллитов. Геологическое строение залежи показано на плане подсчета запасов газа хамакинско-го горизонта (рис. 6) и геологическом профильном разрезе (рис. 7).

Отрицательным фактором для создания ПХ ПГОГ является то, что в хамакинском горизонте будут пробурены транзитные скважины в целях разработки залежей нижележащего талахского горизонта, а это может привести к потере герметичности перспективного для создания ПХ объекта. Исходя из сказанного, авторы полагают, что залежь в блоке САМ-2 следует исключить из списка объектов, пригодных для проектирования ПХ ПГОГ.

По геологическим критериям наиболее перспективными объектами для создания долговременного ПХ ПГОГ являются газоконденсатные залежи в блоках ЮЖ II-3 и ЮЖ II-4. В границах блоков кровля хамакинско-го горизонта находится на абсолютных отметках –1082...–1192 м, причем в районе скв. 808 в пределах газовой части месторождения установлен гипсометрический максимум

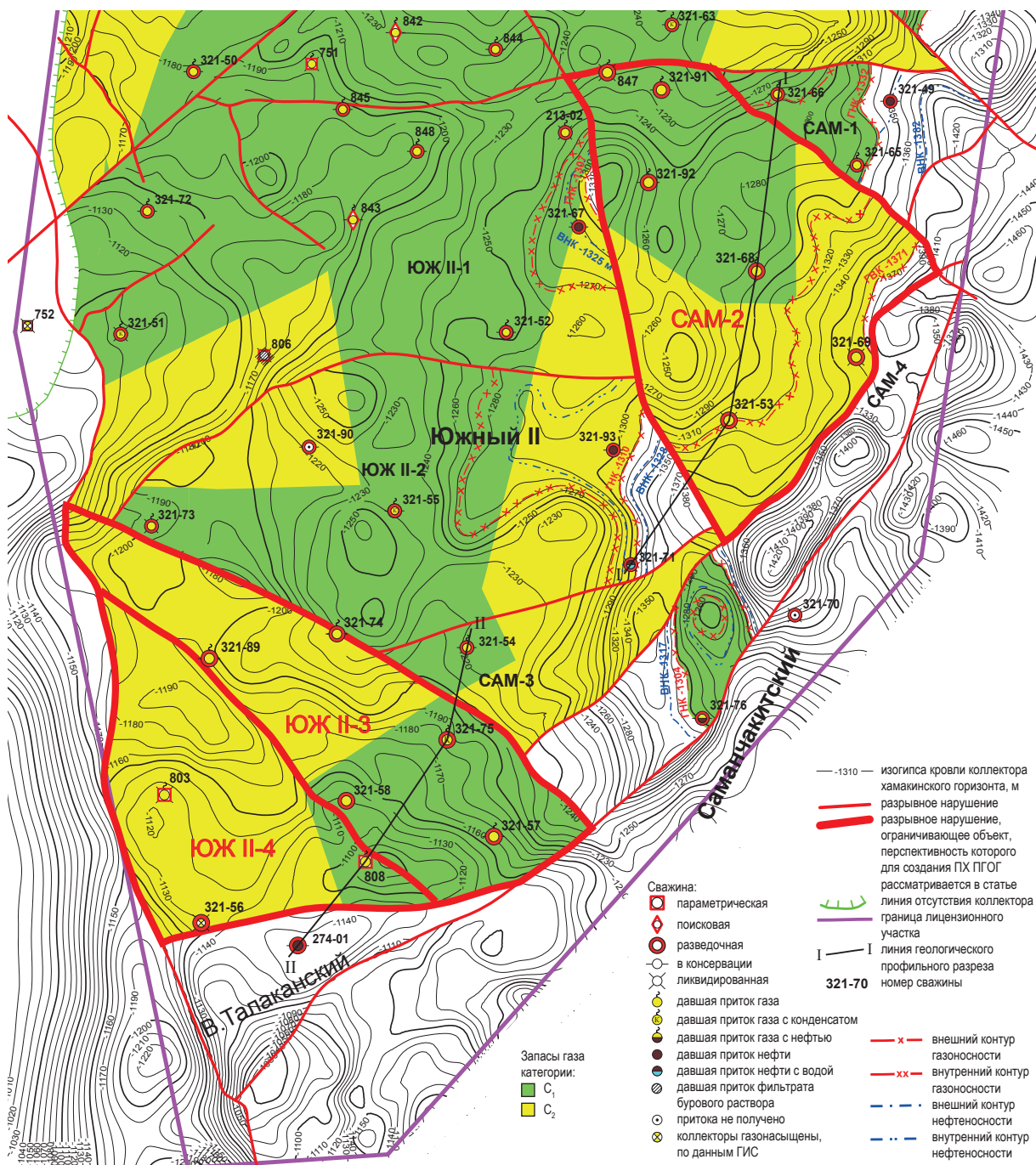


**Рис. 4. Тас-Юряхское НГКМ (блоки VIII-1, VIII-2, V), талахский горизонт: а – структурная карта кровли; б – карта эффективных газонасыщенных толщин**



**Рис. 5. Тас-Юряхское НГКМ (блоки VIII-1, VIII-2, V). Разрез куба «литология» талахского горизонта по линии скв. 582 – 141-10 – 584 – 141-01 – 581**





**Рис. 6. Чаяндинское НГКМ. Фрагмент плана подсчета запасов газа хамакинского горизонта в границах Южного II и Саманчакитского тектонических блоков**

структурной поверхности кровли коллектора этого горизонта (рис. 8, см. также рис. 6). Значения  $H_{эф.г}$  изменяются от 2 до 21 м. Пласты-коллекторы имеют удовлетворительные емкостно-фильтрационные свойства ( $K_{п} = 0,07...0,10$ ,  $K_{пр} = 123$  мД). Выше хамакинского горизонта отсутствуют коллекторы в ботубинском горизонте, а залегающий ниже него по разрезу талахский горизонт водонасыщен. Объект хранения хорошо

изолирован от вышележащих пластов-коллекторов непосредственно самим флюидоупором хамакинского горизонта и мощной толщей юрегинских солей. Общая толщина пород-флюидоупоров изменяется от 66 (скв. 803) до 95 м (скв. 321-57).

Кроме того, хамакинский горизонт в блоках ЮЖ II-3 и ЮЖ II-4 является полностью газонасыщенным, что в соответствии с геологическими критериями выбора объектов

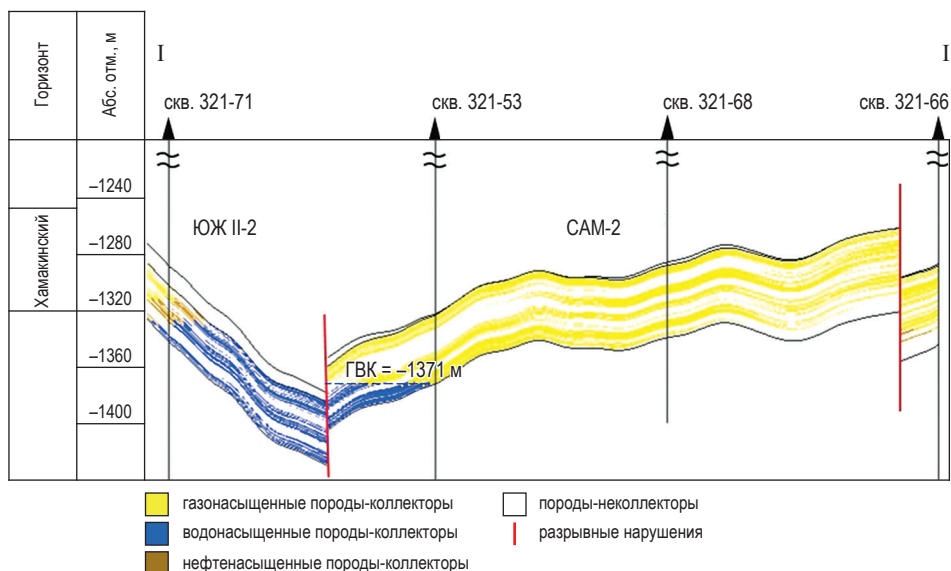


Рис. 7. Чаяндинское НГКМ. Блок САМ-2: геологический профильный разрез хамакинского горизонта по линии I-I (скв. 321-71 – 321-53 – 321-68 – 321-66)

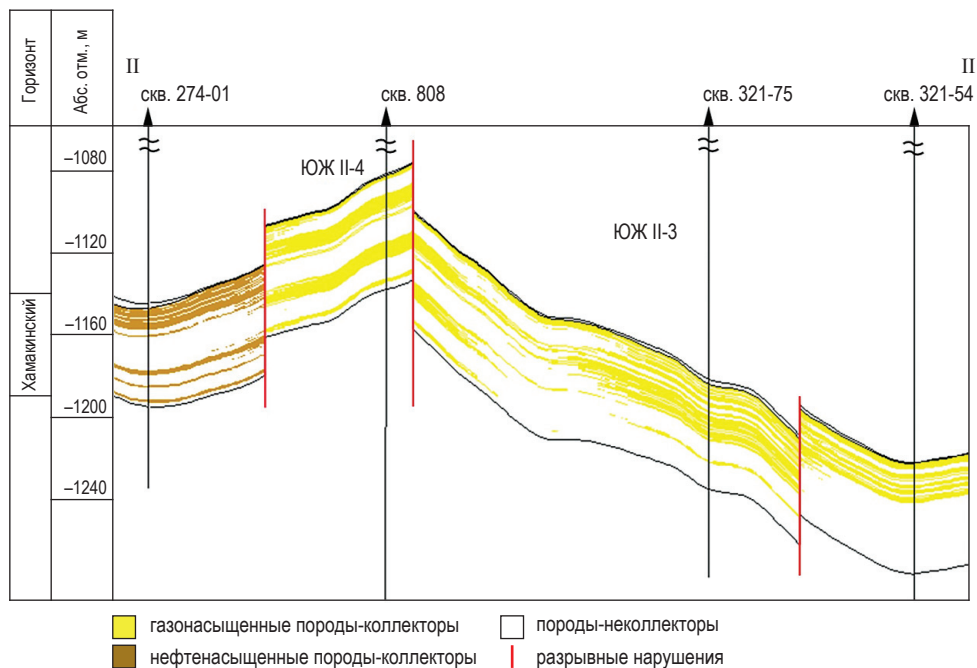


Рис. 8. Чаяндинское НГКМ. Блоки ЮЖ-II-3, ЮЖ-II-4: геологический профильный разрез хамакинского горизонта по линии II-II (скв. 274-01 – 808 – 321-75 – 321-54)

обеспечивает газовый режим работы залежи. При этом предложенная авторами для хранения ПГОГ залежь, являясь частью Чаяндинского НГКМ, расположена в непосредственной близости от производства ПГОГ и газопровода «Сила Сибири».

Запасы газа, подсчитанные в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и утвержденные в ГКЗ, в блоке ЮЖ II-3 составили 21 млрд м<sup>3</sup>, а в блоке

ЮЖ II-4 – 15,6 млрд м<sup>3</sup>, что в сумме для двух блоков составляет 36,6 млрд м<sup>3</sup>. В настоящее время планируется использовать процесс двухступенчатого мембранного извлечения гелия из природного газа. В этом случае в пласт объекта хранения будет закачиваться не пермеат с высокой концентрацией гелия, а ПГОГ с содержанием гелия порядка 30 %.

Экспертная оценка, выполненная специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ», показала, что объем ПГОГ, подлежащего хранению в ЯЦГ, может составлять 28,8 млрд м<sup>3</sup>. Если учитывать только месторождения компаний Группы Газпром, максимальный объем ПГОГ, подлежащий хранению, будет равен 18,8 млрд м<sup>3</sup>. Это вполне соизмеримо с запасами объекта на Чаяндинском НГКМ, предложенного авторами для создания долговременного хранилища.

\*\*\*

Таким образом, исследования, проведенные на основе всей имеющейся на сегодняшний день геолого-геофизической информации, позволили авторам сделать следующие выводы:

1) первоочередным объектом для создания долгосрочного ПХ ПГОГ является газоконденсатная залежь хамакинского горизонта Чаяндинского НГКМ в блоках ЮЖ II-3 и ЮЖ II-4, которые рекомендуется использовать совместно;

2) залежь газа талахского горизонта Тас-Юряхского НГКМ возможно использовать как объект для временного хранения гелия или хранения пермеата, полученного непосредственно из добываемого газа Тас-Юряхского и ближайших месторождений. Однако изменение значений параметров и увеличение запасов газа этой залежи в результате пересчета, выполненного ООО «Газпром геологоразведка» (2019 г.), дает возможность отнести ее к объектам, перспективным для долговременного хранения гелия;

3) газоконденсатную залежь вилючанского горизонта (блок 2) Верхневилючанского НГКМ можно рассматривать как перспективную для долгосрочного хранения ПГОГ только после детального изучения изолирующих свойств покрышки;

4) для повышения надежности выбора объектов ПХ ПГОГ необходимо изучить проводимость ограничивающих их разломов;

5) окончательное суждение о возможности использования предложенных объектов для хранения ПГОГ можно вынести только после проведения расчетов на их трехмерных геодинамических моделях.

### Список литературы

1. Бондарев В.Л. Перспективы хранения природного газа, обогащенного гелием, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке / В.Л. Бондарев, А.В. Чугунов, М.А. Саркисова и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 3 (23): Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – С. 63–67.
2. Семёнова К.М. Геолого-геодинамические условия подземного хранения гелия в терригенных отложениях венда северо-востока Непско-Ботуобинской антеклизы / К.М. Семёнова, И.В. Чурикова, А.Ю. Лопатин и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 237–248.

## Geological feasibility for choice of advanced subjects aimed at storing helium-enriched natural gas in the Yakut Center of Gas Production

Ye.A. Pylev<sup>1</sup>, Ye.A. Melnikov<sup>1</sup>, I.V. Churikova<sup>1</sup>, A.V. Chichmareva<sup>1\*</sup>, K.M. Semenova<sup>1</sup>, T.N. Malyutina<sup>1</sup>, V.L. Bondarev<sup>1</sup>, N.B. Zinova<sup>1</sup>, O.Yu. Yakushkina<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: A\_Chichmareva@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** The gas of the biggest oil-gas-condensate fields at the Republic of Sakha (Yakutia) is notable for high content of helium. Start of the full-scaled development of these fields is acceptable only in case of its complete recovery; so, a challenge of helium storing is topical. This article reveals feasibility study on selecting geological subjects suitable for creation of a long-living underground storage of natural gas enriched with helium (NGH) in the Yakut Center of Gas Production (YCGP).

Tests on conformity with the geological criteria of suitability, which had been worked out in the Gazprom VNIIGAZ LLC, testify that the tectonically screened gas-condensate deposits of Khamaki, Talakh, Yuryakh, and Vilyuchan horizons dated to the certain blocks of Chayanda, Tas-Yuryakh and Upper-Vilyuchan fields correspondingly can be the candidates for a long-living underground storage of NGH in the YCGP.

In recent years, active geological prospecting of the big hydrocarbon fields in the YCGP has given a lot of new geological information: 3D seismic data; results of productive horizons testing in wild cats and capitalized wells; core samples; well logs. New data have considerably changed concepts of YCGP geological structures and field reserves being accurately analyzed and taken into account at selection of deposits for an NGH underground storage. Considering all available geological-geophysical information, authors conclude that the primary subject for creation of a long-running underground storage of NGH in the YCGP is a gas-condensate deposit in Khamaki horizon of Chayanda field; in particular, these are the Yuzh II-3 and Yuzh II-4 blocks, which are recommended to be applied together.

**Keywords:** natural gas, helium, underground gas storage, choosing geological objects, Eastern Siberia, Yakut Center of gas production, Republic of Sakha (Yakutia).

#### References

1. BONDAREV, V.L., A.V. CHUGUNOV, M.A. SARKISOVA, et al. Outlooks for storing of helium-enriched natural gas in the Eastern Siberia and at the Far East [Perspektivy khraneniya prirodnogo gaza, obogashchennogo geliyem, v Vostochnoy Sibiri in a Dalnem Vostoke]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2015, no. 3 (23): Issues of gas, gas-condensate and oil-and-gas-condensate fields development and operation, pp. 63–67. ISSN 2306-8949. (Russ.).
2. SEMENOVA, K.M., I.V. CHURIKOVA, A.Yu. LOPATIN, et al. Geological and gas-dynamical provisions for underground storing of helium in the terrigenous Vendian sediments at the north-east of Nepa-Botuoba anticline [Geologo-gazodinamicheskiye usloviya podzemnogo khraneniya geliya v terrigennykh otlozheniyakh venda severo-vostoka Nepsko-Botuobinskoy anteklizy]. *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. 237–248. ISSN 2306-9849. (Russ.).

УДК 622.279:33

## Ресурсно-добычный потенциал газа Тихоокеанского региона

Ю.Б. Силантьев<sup>1</sup>, О.Г. Кананыхина<sup>1\*</sup>, Г.Р. Пятницкая<sup>1</sup>, Т.О. Халошина<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

\* E-mail: O\_Kananykhina@vniigaz.gazprom.ru

**Тезисы.** Представлены результаты кластер-анализа ресурсно-добычного потенциала (РДП) стран Тихоокеанского региона (ТР), расположенных по периметру одноименного океана. Страны ТР характеризуются различиями в РДП газа. Это обуславливает особенности мегарегионального рынка первичных энергетических ресурсов. В пределах Восточной Азии основным энергоносителем является каменный уголь, а в странах Северной Америки – углеводороды. Типичную для индустриальных стран структуру топливно-энергетического баланса в Северо-Американском регионе можно рассматривать как целевую для большинства стран ТР.

Особенности РДП и потребления газа позволяют выполнить страновую кластеризацию государств ТР. Анализ РДП проводился по пяти кластерам: Северо- и Южно-Американскому, Австралийскому, Индокитайскому и Восточно-Азиатскому. Основные запасы и неоткрытые ресурсы газа числятся за США и КНР. Данные страны обладают значительными ресурсами сланцевого газа и характеризуются высоким потреблением газа. Однако для США характерно самообеспечение газом, а КНР обеспечивает себя лишь на 65 %. В других странах Восточной Азии самообеспеченность газом низкая и составляет 1,1...2,5 %. В настоящее время происходит перестройка газового рынка ТР: добыча снижается в странах Индокитая и растет в Австралийском кластере.

Результаты анализа указывают на увеличение потребления газа в азиатском секторе ТР, обеспечение которого в перспективе связано с газовыми проектами Австралии, поставками газа из стран Западной и Центральной Азии. Значительным экспортным потенциалом, основанном на широкомасштабном освоении сланцевого газа, обладают США. Современную структуру РДП ТР могут резко изменить сланцевые проекты КНР и освоение газогидратных ресурсов дальневосточных морей (Япония и Южная Корея). Это обуславливает для ПАО «Газпром» значительные геостратегические риски в Азиатско-Тихоокеанском регионе.

В пределах Тихоокеанского региона (ТР), включающего страны, расположенные по периметру одноименного океана, в настоящее время сформирован мощный экономический потенциал. Помимо четырех крупнейших экономик мира – США, Китая, России и Японии – активно развиваются новые индустриальные страны (НИС): первой (Южная Корея, Тайвань, Сингапур) и второй (Вьетнам, Малайзия, Индонезия, Филиппины) «волн». В западном полушарии в пределах ТР высокими темпами экономического роста характеризуются Мексика, Перу и Чили. Экономический подъем сопровождается увеличением энергопотребления. По сравнению с другими регионами в течение последних десяти лет в странах ТР энергопотребление ежегодно увеличивалось на 3,5 %, вдвое превышая осредненный мировой показатель (1,7 %) [1].

Рассмотрим «газовые» аспекты обеспечения роста энергетических потребностей региона. С 1990 г. использование газа в среднем по миру увеличилось на 50 %, тогда как потребление газа в азиатской части ТР выросло втрое. В значительной мере это связано с выполнением экологических ограничений (Киотский и Монреальский протоколы и др.) странами с «угольной» энергетикой. Максимальным развитием последней характеризуются страны Восточной Азии, на которые приходится до 75 % мирового потребления угля. Значительные объемы спроса на энергию в этих странах покрываются за счет импорта нефти.

Япония и НИС удовлетворяют за счет нефти до 45 % своих энергетических потребностей. Растущее потребление углеводородоемких видов топлива – угля и нефти, в том числе преимущественно угольная энергетика КНР, обуславливает значительные объемы выбросов углерода. Альтернативный им природный газ характеризуется

**Ключевые слова:**  
Тихоокеанский регион, ресурсно-добычный потенциал, запасы, добыча, спрос, кластеризация, нетрадиционный газ.

меньшими выбросами углекислого газа, серы, оксидов азота. Очевидно, что расширенное использование природного газа сулит огромные экологические преимущества за счет сокращения выбросов углерода и загрязняющих окружающую среду веществ.

В 2017 г. в пределах ТР извлечены из недр более 1480 млрд м<sup>3</sup> газа, из которых 951 млрд м<sup>3</sup> (64,3 %) приходятся на США, Канаду и Мексику, где газ в основном добывается для собственных нужд. Суммарные (текущие) запасы газа региона (без учета сланцевого газа) оцениваются в 28,1 трлн м<sup>3</sup> [2].

Обеспеченность запасами газа в крупных газодобывающих странах в пределах ТР варьирует от 5 (Мексика, Таиланд) до 35...45 лет и более (Австралия, Индонезия, Китай). Отмечается высокая выработанность начальных суммарных запасов (НСЗ) газа: до 80...90 % в США, Канаде, Таиланде и др. Вместе с тем разведанность начальных суммарных ресурсов (НСР) газа не столь велика: до 15...50 % (Китай, США, Австралия,

Боливия и др.). Полнее всего (> 60 %) разведаны ресурсы газа Мексики, Индонезии, Малайзии, Таиланда и ряда НИС.

Представленная в табл. 1 структура ресурсно-добычного потенциала (РДП) газа позволяет выделить несколько страновых кластеров, отличающихся уровнем добычи, ресурсным потенциалом и его освоенностью (разведанностью и опоскованностью). Кластеризация стран в аспекте РДП обусловлена своеобразием нефтегазоносности (углеводородных систем) осадочных бассейнов ТР и уровнем освоения ресурсов и запасов, контролируемым динамикой спроса на газ, локальной инвестиционной привлекательностью перспективных объектов конкретных стран и т.п.

В пределах стран ТР обособлены пять основных региональных кластеров: 1) Северо-Американский; 2) Южно-Американский; 3) Австралазийский; 4) Индокитайский; 5) Восточно-Азиатский. Наибольшим потреблением энергии характеризуется Восточно-Азиатский кластер (> 4,17 млрд т

Таблица 1

## ТР: РДП газа (на 01.01.2018)

Страна	Добыча, млрд м <sup>3</sup>	Запасы, трлн м <sup>3</sup>	Обеспеченность добычей, лет	Прогнозные ресурсы, трлн м <sup>3</sup>	Выработанность запасов, %	Разведанность ресурсов, %
Северо-Американский кластер						
США	734,5	8,7	11,8	39,7	92,1	51,2
Канада	176,3	1,9	10,8	10,9	81,2	45,1
Мексика	40,7	0,2	5,2	1,3	84,6	65,1
Южно-Американский кластер						
Боливия	17,1	0,3	14,2	0,6	50,2	50,3
Перу	13,0	0,4	15,8	1,0	26,5	37,8
Колумбия	10,1	0,1	11,9	0,5	72,0	57,5
Эквадор	0,6	0,001	16,7	0,4	80,4	11,2
Чили	1,0	0,1	97	0,3	71,5	53,0
Австралазийский кластер						
Австралия	113,5	3,6	31,8	2,7	46,5	42,5
Папуа – Новая Гвинея	7,3	0,2	20,1	0,7	27,2	24,1
Восточный Тимор	1,9	0,02	10,7	1,0	10,7	17,2
Новая Зеландия	5,3	0,04	7,5	0,4	88,6	34,7
Индокитайский кластер						
Малайзия	78,4	2,7	34,6	0,3	36,1	91,3
Индонезия	68,0	2,9	42,1	1,6	47,6	76,2
Таиланд	38,7	0,2	5,2	0,6	92,7	61,4
Бруней	12,0	0,3	24,6	0,2	58,6	78,1
Вьетнам	9,5	0,6	57,6	1,7	13,6	34,1
Восточно-Азиатский кластер						
Китай	149,2	5,5	36,9	27,5	24,7	18,4
Филиппины	3,5	0,06	17,1	0,4	34,1	28,6
Япония	2,8	0,2	7,3	0,1	86,5	60,7
Южная Корея	0,6	0,1	16,2	0,4	40,0	2,7
Тайвань	0,5	0,01	19,7	0,3	92,7	18,2

Примечание: здесь и далее в таблицах цветом выделены «экстремальные» значения.

нефтяного эквивалента (н.э.)), наименьшим – Южно-Американский (< 0,16 млрд т н.э.). В целом на страны ТР приходится более 59 % мирового потребления первичной энергии. Объемы потребления газа значительно ниже – менее 45 % (1418,9 млрд м<sup>3</sup>), из которых более 62 % (886,8 млрд м<sup>3</sup>) приходятся на Северо-Американский континент [1]. Структура энергопотребления по кластерам ТР представлена на рис. 1.

Региональная структура энергопотребления ТР характеризуется асимметричностью: максимальное энергопотребление наблюдается в странах Восточной Азии (53,4 %), максимальная накопленная добыча – в Северо-Американском кластере. В первом случае это обусловлено интенсивным развитием Азиатского-Тихоокеанского региона (АТР), во втором – длительным жизненным циклом формирования РДП газовой отрасли США [3]. Отметим, что за последнее пятилетие запасы газа в США увеличились на 36 %. Газовый сектор Северо-Американского кластера имеет более чем столетнюю историю, в то время как первая промышленная добыча газа в странах Индокитая начата сравнительно недавно – во второй половине прошлого столетия.

Особенности жизненного цикла РДП газа обусловили региональные различия в структуре топливно-энергетического баланса (ТЭБ) и ресурсно-добычной значимости стран ТР в современной структуре мирового газового рынка. Структура ТЭБ стран Северо-Американского кластера типична для индустриально развитых государств и характеризуется: высоким удельным потреблением ресурсов (более 5 тыс. т н.э. на человека), относительно незначительным использованием каменного угля (13,1 %), высоким уровнем использования газа (29,2 %), атомной

энергии (7,8 %) и энергии из возобновляемых источников (3,9 %).

Страны тихоокеанского побережья Южной Америки отличаются низким удельным потреблением энергоресурсов (< 1,7 тыс. т н.э.). Большая часть ТЭБ приходится на нефть и гидроэнергию (соответственно 46,8 и 23,4 %); доля газа в энергопотреблении составляет 15,4 %.

Удельное потребление энергоресурсов стран Австралийского кластера превышает 4,5 тыс. т н.э., соответствуя уровню индустриально развитых государств. Основная часть потребляемых энергоресурсов приходится на нефть (37,9 %), газ (24,8 %) и уголь (25,1 %). Гидроэнергия и возобновляемые источники обеспечивают 10,2 % ТЭБ стран региона. В настоящее время ведущая страна кластера – Австралия – становится крупнейшим экспортером газа в ТР (в 2017 г. экспортировано более 75,0 млрд м<sup>3</sup>) [4].

Страны Индокитайского (Юго-Восточно-Азиатского) кластера отличаются невысоким удельным потреблением первичных энергоресурсов (< 1,5 тыс. т н.э.). ТЭБ стран данного субрегиона характеризуется значительным развитием угольной энергетики (до 20 %). На нефть и газ приходится соответственно 28,2 и 21,2 % ТЭБ. Сравнительно высокое газопотребление обусловлено значительным объемом собственной добычи газа (> 200 млрд м<sup>3</sup>/год), что позволяет государствам региона экспортировать ежегодно более 65 млрд м<sup>3</sup> газа преимущественно в Японию (> 5 %), которая в 1970-е гг. инвестировала значительные объемы капитальных вложений в развитие газодобычи и формирование мощностей для производства сжиженного природного газа (СПГ) в Малайзии, Индонезии, Таиланде и Брунее [5].

В странах Восточно-Азиатского кластера, включающего две крупнейшие экономики мира – Китай и Японию, удельное

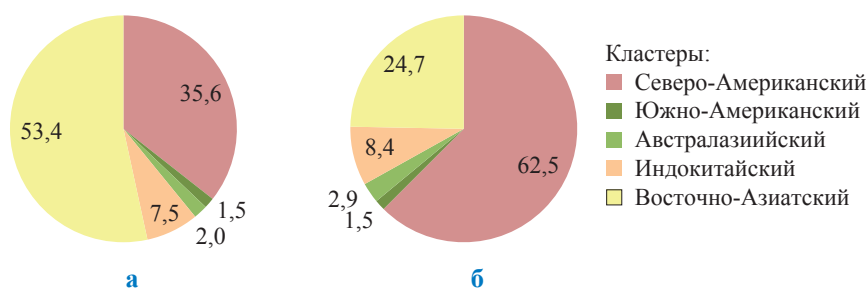


Рис. 1. ТР: структура потребления первичных энергетических ресурсов, %:  
а – нефть; б – газ

потребление энергоресурсов составляет в среднем 2,4 тыс. т н.э., изменяясь от 3,6 тыс. т н.э. в Японии до 0,8 тыс. т н.э. на Филиппинах. Для стран рассматриваемой группы характерно очень высокое потребление каменного угля, в основном за счет Китая, который потребляет до 2,0 млрд т (более 61,2 % ТЭБ страны). В Южной Корее, Японии и Тайване на угольную энергетику приходится соответственно 29,6; 26,7 и 29,7 %. На долю нефти в структуре ТЭБ Восточной Азии приходится 24,5 %, доля газа по сравнению с другими кластерами минимальна (9,1 %).

Современный потенциал газа ТР в значительной мере освоен, исключение составляют лишь Китай и Австралия, где начальные запасы газа выработаны соответственно на 24,7 и 46,5 %, но имеются значительные неоткрытые ресурсы газа (36,9 и 2,7 трлн м<sup>3</sup> соответственно). Громадная доля РДП в ТР падает на скопления нетрадиционного газа, приуроченные к разновозрастным черносланцевым формациям (табл. 2).

Большая часть ресурсов сланцевого газа приходится на Китай (31,2 %) и США (18,1 %) [6]. Значительные ресурсы сланцевого газа локализованы в Канаде (15,8 %) и Мексике (14,6 %). Всего в ТР находятся 45 % мировых ресурсов сланцевого газа. Данные ресурсы в настоящее время активно осваиваются странами Северо-Американского кластера.

Однако их экспорт сейчас ориентирован на европейский рынок газа. В последние годы крупномасштабную добычу сланцевого газа осуществляет Китай.

Значительным РДП характеризуются газогидратные скопления региона. Освоение лишь ресурсов (по оценке – до 60 трлн м<sup>3</sup>) впадины Нанкай может решить задачи газообеспечения Японии на длительный период (до 40 лет и более). В целом ресурсы гидратного газа шельфа этой страны оцениваются в 100 трлн м<sup>3</sup> [7]. В настоящее время высокий уровень технологического развития Японии позволяет длительно осуществлять добычу даже водорастворенного газа при газодляном факторе 2,0 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> и более.

Значительные перспективы ТР связаны с утилизацией метана угольных пластов. Ресурсы данного газа только трех стран региона – США, Китая и Австралии – превышают 110 трлн м<sup>3</sup>, составляя более 40 % мировых ресурсов. В настоящее время в этих странах добываются до 100 млрд м<sup>3</sup> шахтного метана. В стадии реализации находятся углеметановые проекты в Индонезии и других странах [5].

Таким образом, ТР обладает крупными ресурсами практически не востребованного нетрадиционного газа. В настоящее время значительная часть спроса на газ в регионе компенсируется импортом традиционного газа из стран Персидского залива, Центральной

Таблица 2

**ТР: ресурсы сланцевого газа (при средней вероятности) [2, 6]**

Кластер	Ресурсы, трлн м <sup>3</sup>	
	геологические	извлекаемые
Северо-Американский	209,9	50,5
Южно-Американский	19,5	3,9
Австралийский	57,9	12,4
Индокитайский	9,2	1,4
Восточно-Азиатский	136	31,7
<b>ИТОГО:</b>	<b>432,5</b>	<b>99,9</b>

Таблица 3

**ТР: обеспеченность спроса на газ собственной добычей в 2017 г.**

Кластер	Спрос на газ, млрд м <sup>3</sup>	Добыча газа, млрд м <sup>3</sup>	Обеспеченность спроса собственной добычей, %
Северо-Американский	942,8	951,5	101
Южно-Американский	23,3	40,2	176
Австралийский	46,8	165,2	353
Индокитайский	157,7	206,6	131
Восточно-Азиатский	432,3	156,5	36
<b>ИТОГО:</b>	<b>1604,9</b>	<b>1520</b>	<b>94</b>

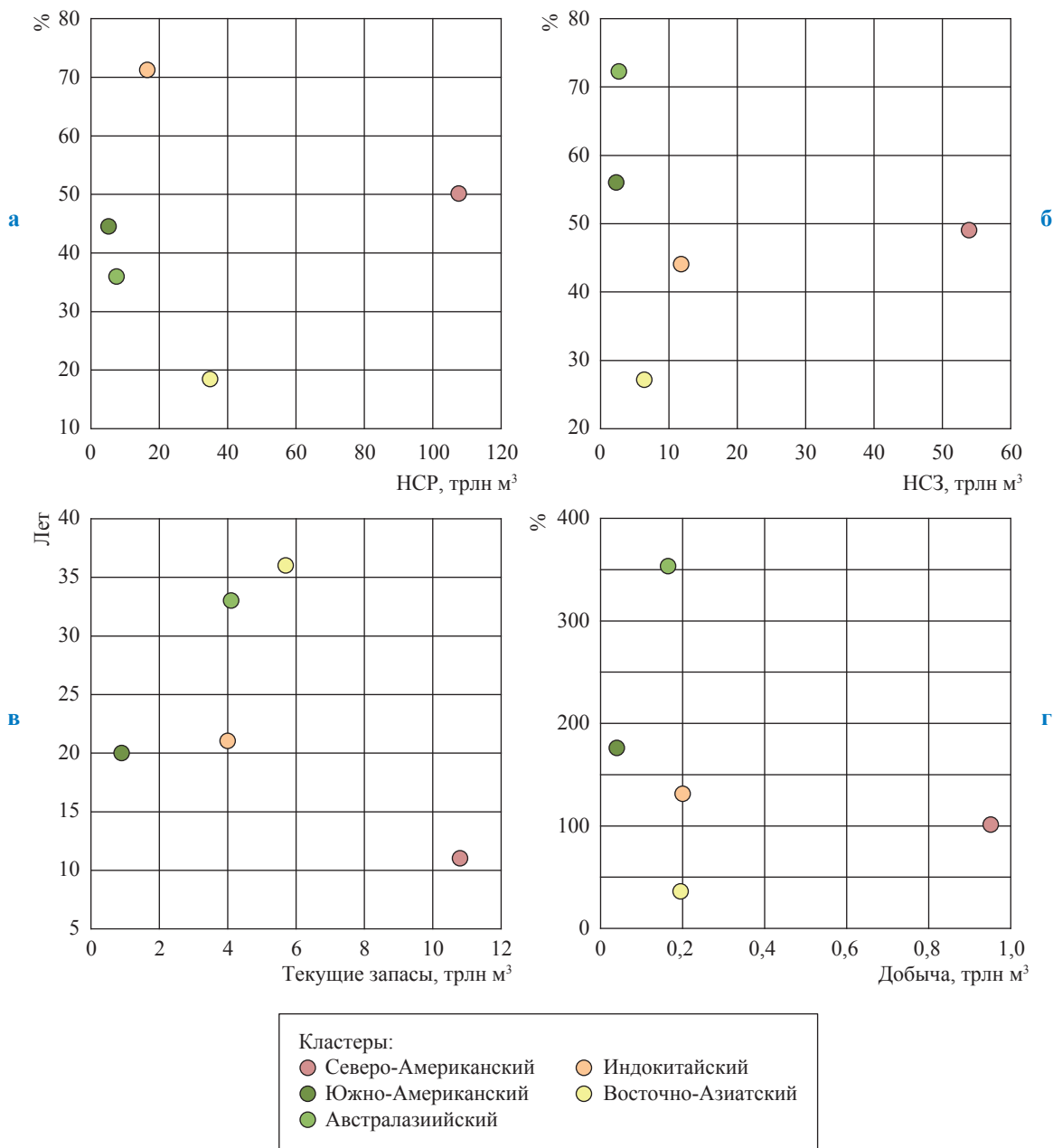


Азии и Африки [1]. В табл. 3 сопоставлены объемы потребляемого газа и уровни обеспечения собственной добычей по выделенным ранее страновым кластерам.

Большинство страновых кластеров ТР в аспекте обеспечения газом самоизбыточны, кроме стран Восточно-Азиатского кластера. Отметим, что более 58 % спроса на газ приходится на страны Северо-Американского глобального кластера, который составляет западный сегмент глобального североатлантического газового рынка, на который приходится

до 40 % мирового потребления энергоресурсов, в том числе 34 % потребления газа. Превышение потребления газа добычей в данном кластере незначительно (8,7 млрд м<sup>3</sup>), и избыток газа в основном в 2017 г. экспортирован в страны ЕС; США значительные объемы газа импортирует из Канады. В перспективе за счет замещения сланцевым газом экспортный потенциал США резко возрастет.

Объемы и направления внутрирегионального экспорта газа контролируются особенностями (в том числе зрелостью) развития РДП



**Рис. 2. Характеристика РДП ТР:**  
**а** – разведанность запасов; **б** – выработанность запасов; **в** – обеспеченность добычи запасами;  
**г** – обеспеченность спроса собственной добычей

стран региона (рис. 2). Поля корреляции рассматриваемых восьми параметров (см. рис. 2) указывают на обособленность двух кластеров – Северо-Американского и Восточно-Азиатского, обусловленную локализацией крупнейших в ТР НСР, начальных и текущих запасов газа и его максимальных объемов добычи в странах Северо-Американского кластера (прежде всего в США) и низкими разведанностью ресурсов и обеспеченностью спроса за счет собственной добычи в странах Восточной Азии (в основном за счет Китая).

Высокими перспективами обнаружения значительных запасов газа характеризуется Китай (Восточно-Азиатский кластер), меньшими – Австралия, Папуа – Новая Гвинея (Австралазийский кластер) и страны Южной Америки. Низкой выработанностью запасов отличаются страны Восточно-Азиатского кластера. Высокой обеспеченностью добычи газа запасами характеризуются страны Австралазии и Восточной Азии. Низкую обеспеченность спроса собственной добычей демонстрируют

страны Восточной Азии, а высокую – страны Индокитая, Австралазии и Южной Америки.

Выявленные различия в формировании РДП ТР обусловлены особенностями формирования нефтегазоносных бассейнов (и их углеводородных систем) и динамикой формирования региональных и внутренних (страновых) рынков газа. В последние десятилетия проявляются инновационно-технологические факторы формирования минерально-сырьевой базы (освоение нетрадиционных ресурсов, применение новых геотехнологий и т.п.), соответствующие «зрелой» стадии ее развития [3, 8].

В пределах ТР обособляются две группы стран: экспортеры и импортеры газа (табл. 4). Среди первых выделяются США и Канада: основные объемы экспорта и импорта газа связаны с его внутрирегиональным перераспределением между этими странами и Мексикой. Например, Мексика компенсирует свои потребности собственной добычей лишь на 52,7 % и вынуждена импортировать газ (> 42 млрд м<sup>3</sup>) из США.

Таблица 4

## ТР: структура рынка газа (2017 г.)

Страна	Спрос, млрд м <sup>3</sup>	Обеспеченность собственной добычей, %	Экспорт, млрд м <sup>3</sup>	Импорт, млрд м <sup>3</sup>
Северо-Американский кластер				
США	739,5	96,2	79,6 (АТР – 7,1)	80,7
Канада	115,7	154	80,7 (США)	24,0 (США)
Мексика	87,6	52,7	–	42,1
Южно-Американский кластер				
Чили	6	22,2	–	3,8
Колумбия	10	98,1	1,3	–
Эквадор	0,6	100,0	–	–
Перу	6,7	177,2	6,1	–
Австралазийский кластер				
Австралия	41,9	221,9	75,9	5,8
Новая Зеландия	4,9	112,8	–	–
Папуа – Новая Гвинея	0,2	355,8	11,5	–
Индокитайский кластер				
Индонезия	39,2	184,8	29,7	–
Малайзия	42,8	162,9	33,8	2,7
Таиланд	50,1	79,9	–	13,7
Вьетнам	9,5	100,0	–	–
Бруней	-	100,0	9,1	–
Сингапур	12,3	0,0	0,7	13
Восточно-Азиатский кластер				
Китай	240,4	65,8	–	99,2
Япония	117,1	1,1	–	113,9
Южная Корея	49,4	1,3	0,1	51,3
Тайвань	22,2	2,6	–	22,5
Филиппины	3,8	92,1	–	0,3

Среди остальных стран ТР экспортерами газа являются Перу, Австралия, Папуа – Новая Гвинея, Индонезия, Малайзия. Отметим, что бывшие лидеры ТР в экспорте газа – Индонезия и Малайзия – теряют свои позиции в связи с увеличением собственных энергетических потребностей и истощением выявленных запасов газа. Не исключено, что они в ближайшее время повторят путь Таиланда, добыча газа на шельфе которого в недавнем прошлом позволяла стране ежегодно экспортировать значительные (до 40 млрд м<sup>3</sup>) объемы газа. В настоящее время собственная добыча обеспечивает менее 80 % потребностей страны, и Таиланд вынужден импортировать в 2017 г. 13,4 млрд м<sup>3</sup>, в том числе 8,2 млрд м<sup>3</sup> из соседней Мьянмы [1]. В настоящее время в ТР лидером по экспорту газа является Австралия, которая в 2017 г. поставила в страны региона 73,8 млрд м<sup>3</sup>, в основном в Японию, Китай и Сингапур.

Основными импортерами газа в ТР являются страны Восточной Азии: Япония, Китай, Южная Корея и Тайвань, суммарный импорт газа которых в 2017 г. превысил 282 млн т н.э. Всего в 2017 г. страны ТР импортировали 62,9 млрд м<sup>3</sup> трубопроводного газа и более 283 млрд м<sup>3</sup> СПГ. Основные объемы (36,2 млрд м<sup>3</sup>) трубопроводного газа связаны с импортом Китаем центрально-азиатского газа, из которого более 87 % приходится на Туркменистан. Главными «внешними» поставщиками СПГ в страны ТР являются Катар (24,7 %), Российская Федерация (5,4 %), Оман (3,7 %), Нигерия (3,1 %), ОАЭ (2,5 %) и США (2,1 %) [4]. Большая часть спроса на СПГ обеспечивается внутритихоокеанским импортом СПГ из Австралии (75,9 млрд м<sup>3</sup>), Малайзии (36,1 млрд м<sup>3</sup>), Индонезии (21,4 млрд м<sup>3</sup>), Папуа – Новой Гвинеи

(11,5 млрд м<sup>3</sup>), Брунея (9,1 млрд м<sup>3</sup>). Отметим, что импорт СПГ с Северного Сахалина и Аляски фактически является также внутрирегиональным для ТР. В 2019 г. КНР прекратила импорт газа (до 3 млн т) из США в ответ на антикитайские санкции. Очевидно, что в ближайшее десятилетие внутрорегиональный экспорт газа продолжит обеспечивать большую часть спроса на газ в ТР, что связано с реализацией главным образом австралийских СПГ-проектов (в том числе на основе сжижения угольного метана).

За последние 10 лет спрос на энергию в странах ТР вырос на 36 %. Однако в странах Северо-Американского кластера он остался на уровне 2007 г. В Китае потребление энергии возросло с 2170 до 3160 млн т н.э. Лишь в Японии оно уменьшилось с 524 млн т н.э. в 2007 г. до 456 млн т н.э. в 2017 г.

Потребление газа в странах ТР за рассматриваемый период (2007–2017 гг.) выросло почти на 50 %. Минимально спрос на газ увеличился в Филиппинах – от 3,5 до 3,8 млрд м<sup>3</sup>, максимально в Китае – от 74 до 243 млрд м<sup>3</sup>. Таким образом, потребление газа опережает динамику регионального потребления энергии. Очевидно, что это обусловлено процессами «технологической» диверсификации источников энергии, в том числе за счет целенаправленного снижения зависимости Восточно-Азиатского региона от использования каменного угля и импорта нефти. Спрос на нефть за последние 10 лет в ТР вырос лишь на 16 %.

Представленная информация указывает на тенденцию увеличения доли газа в ТЭБ ТР. В настоящее время «целевым» для стран ТР является ТЭБ Северной Америки, где на газ приходится 29,2 % (рис. 3). Это почти в 3 раза превышает газовую составляющую стран азиатских кластеров ТР (11,4 %), где угольная

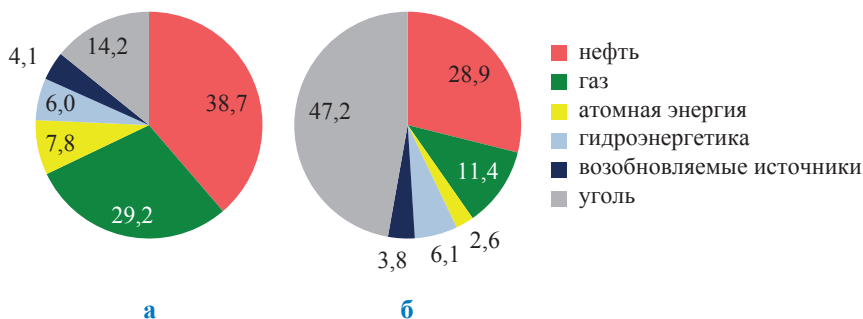


Рис. 3. ТЭБ Северной Америки (а) и Восточной Азии, включая Индокитайский субрегион (б), %

энергетика стран Восточной Азии превышает долю углеводородных составляющих ТЭБ также почти в 3 раза. Это указывает на актуальность реализуемого в настоящее время процесса снижения угольной составляющей ТЭБ в западной (азиатской) части ТР за счет увеличения доли альтернативных видов топлива, в первую очередь газа, что в значительной мере связано с решением комплекса социально-экологических проблем.

В пределах ТР наиболее перспективным является освоение значительных традиционных газовых ресурсов Китая, неоткрытая (прогнозная) часть которых превышает 27,5 трлн м<sup>3</sup>. Существенные прогнозные ресурсы имеют Австралия (2,7 трлн м<sup>3</sup>), Индонезия (1,6 трлн м<sup>3</sup>) и Восточный Тимор (1,0 трлн м<sup>3</sup>). Извлечение сланцевого и утилизация метаноугольного газа в больших объемах требуют длительного формирования новой инфраструктуры. Аналогичный характер будет иметь и освоение газогидратов на японском и южнокорейском шельфах и др.

Отличительной особенностью освоения нетрадиционных ресурсов газа является их территориальная приближенность к потребителям, которая и позволит повысить энергобезопасность стран ТР. Однако в ближайшем будущем актуально развитие сложившейся инфраструктуры на основе современных систем СПГ-терминалов и транспортировки газа из Центральной Азии и восточных регионов Российской Федерации [8]. Это позволит решить задачи обеспечения экономического роста стран ТР и связанные с этим социально-экономические проблемы на основе улучшения ТЭБ стран региона (в аспекте увеличения газовой составляющей).

В последующем за счет освоения новых источников газа энергетическая безопасность ТР может существенно укрепиться. В перспективе это обусловит геостратегические риски реализации «восточных» проектов ПАО «Газпром». Однако достижение полной энергобезопасности ТР к середине текущего столетия сомнительно при сохранении трендов интенсивного экономического развития и демографического роста стран Восточной Азии и Индокитая, сопровождаемых увеличением спроса на первичные энергетические ресурсы и необходимостью опережающего потребления газа.

Проведенный кластер-анализ указывает на рост потребления газа в странах азиатского

сектора ТР, обеспечение которого в ближайшей перспективе связано с газовыми проектами Австралии, поставками газа из стран Западной и Центральной Азии. В связи с широкомасштабным освоением сланцевого газа значительным экспортным потенциалом в отношении ТР обладают США. После 2050 г. структуру РДП региона могут резко изменить сланцевые проекты КНР и освоение газогидратных ресурсов дальневосточных морей Японией и Южной Кореей. Реализация этих проектов обуславливает наличие серьезных геостратегических рисков для ПАО «Газпром» в странах АТР. Очевидно, что на этапе предынвестиционного стратегирования рационально выполнять ситуационное моделирование рисков, в том числе связанных с освоением нетрадиционных ресурсов газа и формированием новых внутрирегиональных экспортных потоков газа.

### Список литературы

1. BP Statistical Review of World Energy. – 2018.
2. Высоцкий И.В. Нефтегазовая промышленность мира в 2014 г. / И.В. Высоцкий, С.Л. Фельдман. – М.: ВНИИЗарубежгеология, 2015. – 645 с.
3. Силантьев Ю.Б. Ресурсный газовый потенциал США / Ю.Б. Силантьев, Т.О. Халошина, О.Г. Кананыхина // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 3 (31): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 247–254.
4. Силантьев Ю.Б. Ресурсное обеспечение СПГ-проектов на шельфе дальнего зарубежья / Ю.Б. Силантьев, Е.Д. Ковалева, О.Г. Кананыхина // Газовая промышленность. – 2017. – № 2. – С. 90–95.
5. Energy Outlook 2018. – Washington, DC, USA: Energy Information Administration, 2018. – 188 с.
6. Бойер Ч. Сланцевый газ – глобальный ресурс / Ч. Бойер, Б. Кларк, В. Йохен и др. // Нефтегазовое обозрение. – 2011. – Т. 23. – № 3. – С. 66–72.
7. Якуцени В.Н. Газогидраты – нетрадиционные газовые ресурсы, их образование, свойства, распространения и геологические ресурсы / В.Н. Якуцени // Нефтегазовая геология, теория и практика. – СПб.: ВНИГРИ, 2013. – Т. 8. – № 4. – С. 1–24.
8. Мельникова С.И. Развитие мирового рынка СПГ и перспектива экспорта сжиженного природного газа / С.И. Мельникова // Энергетическая политика. – 2013. – № 6. – С. 12–24.

## Potential resources of commercial gas in the Pacific Region

Yu.B. Silantyev<sup>1</sup>, O.G. Kananykhina<sup>1\*</sup>, G.R. Pyatnitskaya<sup>1</sup>, T.O. Khaloshina<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: O\_Kananykhina@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** This article highlights cluster-analysis of potential commercial gas resources (PCGR) in the Pacific Region (PR) countries located around the edges of the eponymous ocean. Pacific states have different PCGRs, and this fact specifies megaregional market of the initial power resources. Within the frameworks of Eastern Asia, fossil coal is a primary energy source material, but for North America where hydrocarbons are preferred. A North-American fuel and energy budget, which is typical for all industrial countries, can be esteemed a target one for most PR states.

Character of the PCGR and gas consumption enabled authors to cluster PR states. They analyzed five clusters, namely: North-American, South-American, Australasian, Indo-Chinese, and East-Asian. The chief gas reserves and undiscovered resources belong to the USA and China. These countries possess considerable resources of shale gas, and they are known for high gas consumption, but the USA are self-dependent, and in China own gas production covers only 65% of domestic gas consumption. Other East-Asian countries provide themselves with gas only for 1,1...2,5 %. Nowadays, PR gas market is changing: production is running down in the Indo-Chinese countries, and is growing in the Australasian cluster.

Analysis shows growth of gas consumption in the Asian sector of the PR, which further gas provision relates to Australian gas projects and gas deliveries from Western and Central Asia. Regarding the shale gas, the USA export potential is rather sizable. Modern structure of the PR PCGR could be violently changed due to the China shale projects and Far-Eastern offshore resources of gas hydrates in case they are developed by Japan and South Korea. These are the geostrategic risks of the Gazprom PJSC in the Asian-Pacific Region.

**Keywords:** Pacific Region, potential resources, commercial gas production, reserves, demand, cluster, alternative gas.

### References

1. *BP Statistical Review of World Energy*. 2018.
2. VYSOTSKIY, I.V., S.L. FELDMAN. *Global petroleum industry in 2014* [Neftegazovaya promyshlennost mira v 2014 г.]. Moscow: VNIIZarubezhgeologiya, 2015. (Russ.).
3. SILANTYEV, Yu.B., T.O. KHALOSHINA, Ye.D. KOVALEVA, et al. U.S. potential of gas resources [Resursnyy gazovyy potentsial SShA]. *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. 246–254. ISSN 2306-9849. (Russ.).
4. SILANTYEV, Yu.B., Ye.D. KOVALEVA, O.G. KANANYKHINA. Resource provision of LNG offshore projects far abroad [Resursnoye obespecheniye SPG-proyektov na shelfe dalnego zarubezhya]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2017, no. 2, pp. 90–95. ISSN 0016-5581. (Russ.).
5. *Energy Outlook 2018*. Washington, DC, USA: Energy Information Administration, 2018.
6. BOYER, C., B. CLARK, V. JOCHEN, et al. *Shale gas: a global resource* [Slantsevyy gaz – globalnyy resurs]. Translated from Engl. *Neftegazovoye Obozreniye*. 2011, vol. 23, no. 3, pp. 66–72. ISSN 2073-0128. (Russ.).
7. YAKUTSENI, V.N. Gas hydrates as alternative gas resources: generation, properties, distribution and geological resources [Gazogidraty – netraditsionnyye gazovyye resursy, bkh obrazovaniye, svoystva, rasprostraneniye i geologicheskiye resursy]. *Neftegazovaya Geologiya, Teoriya i Praktika*. St. Petersburg: VNIGRI, 2013, vol. 8, no. 4, pp. 1–24. ISSN 2070-5379. (Russ.). DOI: <https://doi.org/10.17353/2070-5379>
8. MELNIKOVA, S.I. Evolution of the global LNG market and outlooks for exporting liquefied natural gas [Razvitiye mirovogo rynka SPG i perspektiva eksporta szhizhennogo prirodnogo gaza]. *Energeticheskaya Politika*. 2013, no. 6, pp. 12–24. ISSN 2409-5516. (Russ.).

УДК 553.98

## Оценка неоткрытых ресурсов газа арктических бассейнов Западного полушария (на основе графоаналитического анализа)

**Е.Д. Ковалёва<sup>1\*</sup>, Ю.Б. Силантьев<sup>1</sup>, Т.О. Халошина<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

\* E-mail: E\_Kovaleva@vniigaz.gazprom.ru

**Ключевые слова:**

газ, ресурсный потенциал, Арктика, нефтегазоносный бассейн, вероятностная оценка, кластеризация, сбалансированность начальных суммарных ресурсов, интервал неопределенности.

**Тезисы.** В настоящее время наименее освоены ресурсы нефтегазоносных бассейнов Западного полушария: арктической части Аляски, Канадского Арктического архипелага, Гренландии и т.д. Имеющиеся оценки начальных суммарных ресурсов газа нефтегазоносных бассейнов отличаются большой неопределенностью. Это связано с низкой эффективностью геологоразведочных работ, проводимых с 1940-х гг. Единственное гигантское месторождение Прадхо-Бей было открыто после бурения на севере Аляски 46 глубоких скважин. Кроме этого, в пределах Американской Арктики открыты менее 100 преимущественно мелких месторождений (в бассейнах Бофорта, Свердрупском и северного материкового склона Аляски).

Рассмотрены результаты вероятностного моделирования неоткрытых ресурсов газа 13 нефтегазоносных бассейнов американского сектора Северного Ледовитого океана. Анализ интервалов неопределенностей и структурной сбалансированности оценок неоткрытых ресурсов, полученных Геологической службой США (USGS) в 2009 г., позволил провести их корректировку. Прогнозируются увеличение ресурсов газа западной части сектора и уменьшение оценок восточной (гренландской) части. В целом рассмотренные бассейны контролируют до 25 % ресурсов газа и до 60 % ресурсов нефти циркумполярных территорий планеты.

Освоение ресурсного потенциала арктических бассейнов Западного полушария лимитируется сложными физико-географическими и геолого-технологическими (в том числе геолого-экологическими) факторами. В настоящее время реализация крупномасштабных проектов ограничена. Однако проведение их может быть активизировано в процессе освоения Северо-Западного прохода (альтернативы Северному морскому пути).

Нефтегазоносные бассейны Крайнего Севера, в том числе акватории Северного Ледовитого океана, рассматриваются в качестве глобального стратегического резерва первичных энергетических ресурсов. Экспертные оценки показывают, что арктические регионы и акватории содержат примерно 13 % мировых неразведанных ресурсов нефти и до 30 % мировых неразведанных ресурсов газа [1, 2].

В пределах Северного полярного круга выделяются до 30 осадочных бассейнов, отличающихся особенностями строения, нефтегазоносности и уровнем освоения нефтегазового потенциала. Различия в формировании последнего объясняются сложными физико-географическими условиями и неравномерностью развития инфраструктуры вследствие удаленности от потребителя. Основная часть выявленных и разрабатываемых месторождений и ожидаемых ресурсов углеводородов (УВ) приурочена к двум нефтегазоносным бассейнам (НГБ) Восточного полушария – Баренцевскому и Западно-Сибирскому – и также НГБ северного материкового склона Аляски в Западном полушарии (рис. 1).

Прогнозируемое широкомасштабное освоение УВ-потенциала арктических регионов влияет на активизацию территориальных споров между Россией и Канадой, Канадой и Данией (включая суверенитет над о. Ганса) и вопросы прохода по Северо-Западному коридору между США и Канадой. К вопросам ресурсного освоения Арктического региона проявляют интерес и удаленные от него страны, такие как Китай, Япония, Индия, Южная Корея и др. Создание транспортных коридоров в Арктике позволит сократить морскую транспортировку УВ из Северной Атлантики в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. В этом аспекте Арктика

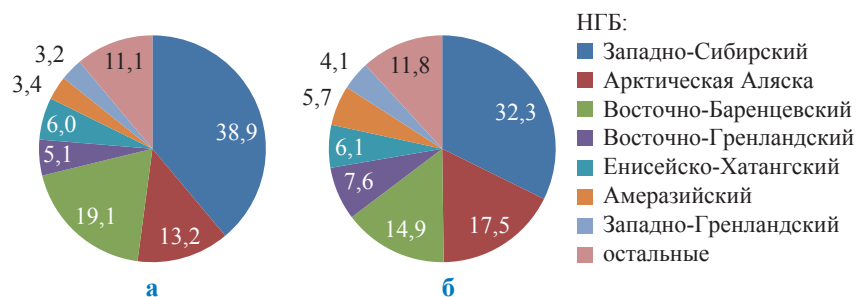


Рис. 1. Арктические НГБ. Распределение неоткрытых ресурсов, %:  
а – газ; б – УВ в целом

приобретает транзитную значимость, сопоставимую с Южно-Китайским и Красным морями, через которые в настоящее время проходит более 60 % экспорта энергоресурсов.

В связи с этим оценка неоткрытых ресурсов УВ может рассматриваться в качестве базовой для прогнозирования развития арктического шельфа и оценки геополитических рисков (в том числе стратегирования деятельности крупных вертикально интегрированных нефтяных компаний).

Авторы статьи поставили задачу оценить достоверность и сбалансированность имеющихся оценок ресурсного потенциала газа НГБ западного сектора циркулярной мегазоны (от акватории Чукотского моря до Гренландского моря) и вероятность их последующих корректировок. В качестве методологической основы анализа достоверности оценки ресурсов газа предложена система графоаналитического ресурс-менеджмента [3–5]. В данной статье объект исследования имеет ограниченный диапазон: рассмотрены лишь неоткрытые ресурсы, сопоставимые с перспективными и прогнозируемыми ресурсами категорий  $D_1$  и  $D_2$ , оценка которых характеризуется значительной неопределенностью.

Типовая динамика изменения структуры начальных суммарных ресурсов (НСР) УВ в процессе освоения ресурсного потенциала представлена ранее [5, с. 201, рис. 1]. Базовые варианты освоения УВ-ресурсов этих НГБ соответствуют начальному, зрелому и заключительному этапам формирования минерально-сырьевой базы (МСБ) региона. Первый этап характеризуется низкой разведанностью НСР, а последний – высокой. В процессе жизненного цикла доля неоткрытых ресурсов снижается, а достоверность их оценок повышается.

Геологической службой США (англ. United States Geological Survey, USGS)

в 2008 г. выполнено вероятностное моделирование оценки неоткрытых ресурсов газа [6]. Полученные модели послужили основой для корректировки оценок прогнозируемых ресурсов [3, 4].

Для выяснения причин возникновения погрешности на основе треугольной диаграммы (рис. 2) проанализирована структурная сбалансированность оценок неоткрытых ресурсов газа, контролируемых особенностями геологического информационного пространства освоения НГБ [5]. Диаграмма (см. рис. 2) отражает уровень самоорганизации оценки НСР и обладает свойствами открытой системы. Процессы самоорганизации контролируются вероятностной кластеризацией оценок [3]. Это позволяет выделять области нестабильности, связанные с характером проведения геологоразведочных работ, результаты которых становятся основой для дальнейших оценок на фоне эволюции стадийности геологоразведочных работ (см. рис. 2).

В тектоническом, географическом и геоморфологическом планах западноарктический сектор включает следующие элементы: центральную глубоководную часть Северного Ледовитого океана, Канадский Арктический архипелаг, моря Бофорта и Баффина, Канадский щит, хребты севера Аляски, ледовое плато Гренландии, акваторию Северной Атлантики, о. Ян-Майен, находящиеся в сочленении зон океано- и кратогенеза.

Особенности строения и нефтегазоносности НГБ контролируются наличием древних щитов палеозойско-мезозойских подвижных поясов ранне-позднеальпийского орогенеза Северной Атлантики (Иннутианского, Восточно-Чукотского, Восточно-Юконского и др.) и Центрально-Арктической зоны спрединга [7]. Последняя является узловым элементом развития Арктического мегабассейна,

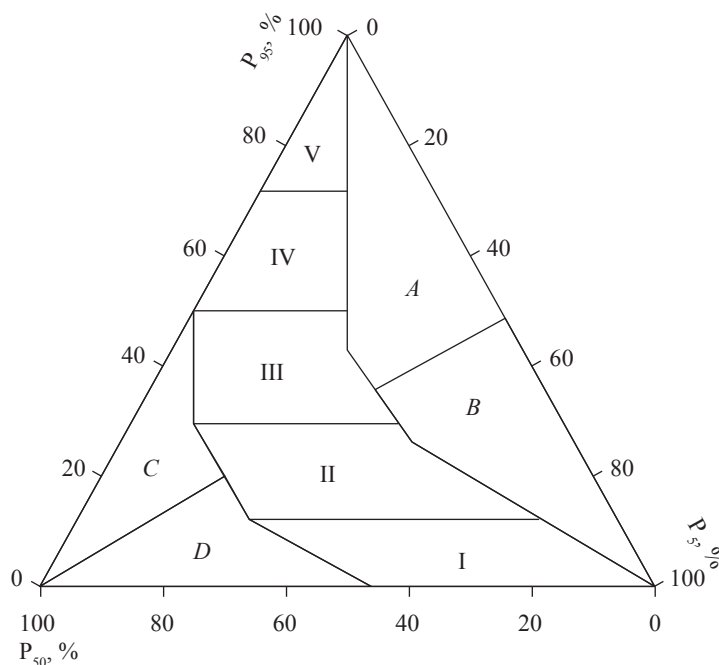


Рис. 2. Диаграмма оценки структурной сбалансированности НСР [4].

Области структурной несбалансированности за счет: *A* – отставания прогнозных и частично поисковых и оценочных работ; *B* – отставания прогнозных поисковых и оценочных работ;

*C* – опережения поисково-разведочных работ и отставания прогнозно-поисковых;

*D* – отставания разведочных и прогнозных работ. Стадии жизни МСБ:

*I* – начального изучения; *II* – развития; *III* – зрелости; *IV* – истощения; *V* – выбытия.

$P_5, P_{50}, P_{95}$  – вероятности 5, 50, 95 % соответственно

включающего систему глубоководных котловин – Канадской, Амундсена, Нансена (изобаты которых достигают 5,5 км в районе трога Литке) – и разделяющих их хребтов Менделеева, Ломоносова и Гаккеля [6].

Сложность и длительность освоения УВ-потенциала западноарктического сектора обусловлена экстремальными природно-климатическими условиями региона. Первое газовое месторождение Барроу открыто в 1949 г., нефтяное месторождение Иннуит – в 1950 г., наиболее крупное газонефтяное месторождение Прадхо-Бей – в 1968 г. после бурения на севере Аляски 14 глубоких поисковых скважин (его запасы оцениваются в 3,1 млрд т нефти и 0,75 трлн м<sup>3</sup> газа).

Максимальным уровнем освоенности ресурсного потенциала в Западной Арктике характеризуется НГБ северного материкового склона Аляски (Арктическая Аляска) [2]. В его пределах открыты более 40 (преимущественно небольших) скоплений УВ, в том числе около 20 – на прибрежном шельфе в море Бофорта, одно крупное – в акватории Чукотского моря, до 20 преимущественно мелких скоплений газа (Меаде, Губик,

Ковик и др.) – на суше. Исключение составляют месторождения-гиганты Прадхо-Бей и Купарук. Нефтегазоносность связана с каменноугольными известняками и песчаниками перми и мезозоя; залежи в основном литологические и стратиграфические [7].

В канадском секторе промышленная нефтегазоносность установлена в двух НГБ – бассейнах Бофорта и Свердрупском, расположенных соответственно в южной части Американо-Канадской впадины и северной части Канадского архипелага. Поисковое бурение в пределах НГБ Бофорта проводится с 1972 г. По результатам бурения 90 скважин в НГБ выявлены 25 месторождений УВ (Натик, Америк, Туи и др.). В Свердрупском бассейне по результатам бурения 34 скважин открыты 19 месторождений УВ (Дрейк-Пойнт, Хеша и др.). В качестве перспективных рассматриваются Гренландские НГБ – Восточный, Северный и Западный. В пределах «тыловых» (преимущественно сухопутных) районов Западной Арктики определенные перспективы имеют бассейны Хоуп, Юконский, Франклинский, Северо-Западной Канады [7].



В связи с экономическими проблемами, прекращением государственной поддержки, отсутствием инфраструктуры после 1980 г. разведочное бурение на арктическом шельфе (Чукотское море и море Бофорта) было практически прекращено. В настоящее время интерес к проведению разведочных работ возобновляется (выданы более 20 лицензий на разведку). В 2010 г. компания Cairn Energy обнаружила УВ в Гренландии: здесь планируется освоение проектов на площади 85 тыс. км<sup>2</sup>. Освоение ресурсов Центрально-Арктической системы НГБ (Амеразийский, хребет Ломоносова и др.) и субарктической Атлантики (Ян-Майенский микроконтинент) требует применения геотехнологий глубоководного бурения и является задачей второй половины текущего столетия.

Особенности тектонотипа и структуры седиментации арктических НГБ Западной Арктики определяют различия УВ-систем и масштабы аккумуляции газа [1, 9]. В табл. 1 приведены результаты прогнозного моделирования неоткрытых ресурсов газа при вероятностях  $P_{95}$ ,  $P_{50}$ ,  $P_5$ .

Представленная USGS оценка характеризуется:

- точностью до 1 млрд м<sup>3</sup> (очевидно, что на современном уровне геологического изучения оценки должны иметь кратность  $10^{-2}$  или  $10^{-1}$  трлн м<sup>3</sup>);
- несовпадением базовой и средней оценок (в трех случаях средняя оценка больше базовой, в трех случаях – наоборот. Очевидно,

это связано с характером распределения кривых Гаусса – левосторонней или правосторонней асимметрией [6]), что указывает на неравнозначность представленных оценок);

- отсутствием оценок для трех НГБ, которое следует рассматривать как погрешность алгоритма оценки слабоизученных бассейнов.

Наличие ресурсов, установленное с вероятностью  $P_{95}$ , указывает на сравнительно высокий уровень информационного обеспечения проведенной оценки, в том числе за счет относительно высокой разведанности начальных ресурсов. Базовая оценка основана на относительно высоком уровне геолого-геофизической изученности. Очевидно, эти оценки можно аппроксимировать категориями ресурсов соответственно  $D_0$  и  $D_{II}$ . Оценки ресурсов с вероятностью  $P_5$  сопоставимы с перспективными и прогнозируемыми ресурсами категорий  $D_1$  и  $D_2$ .

Наиболее высоким ресурсным газовым потенциалом, по оценке USGS, обладают бассейны Арктической Аляски и акватории Гренландского моря (Восточно-Гренландский НГБ), различающиеся уровнем освоенности: более высокий характерен для НГБ северного материкового склона Аляски. Сравнительно высокой освоенностью ресурсного потенциала характеризуются бассейны Свердрупский и Амеразийский (Бофорта), для которых имеются оценки с вероятностью  $P_{95}$ .

Сравнительно высокую опоскованность ( $P_{50}$ ) имеют бассейны гренландского кластера – Западной и Северной Гренландии. По оценкам

Таблица 1

**Арктические бассейны Западного полушария.  
Оценка неоткрытых ресурсов газа (USGS, 2009 г.), трлн м<sup>3</sup>**

НГБ	Оценка			
	оптимистическая с вероятностью $P_{95}$	базовая с вероятностью $P_{50}$	пессимистическая с вероятностью $P_5$	средняя
Арктическая Аляска	1,925	6,905	25,518	6,199
Восточно-Гренландский	–	1,493	8,296	5,891
Амеразийский (Бофорта)	0,158	0,546	2,035	0,748
Западно-Гренландский (Восточная Канада)	–	0,039	5,516	1,451
Северо-Гренландский	–	0,512	1,412	0,258
Ломоносовский	–	–	1,214	0,200
Свердруп	0,075	0,412	1,152	0,241
Северо-Чукотский	–	–	0,320	0,170
Хоуп	–	–	0,125	0,018
Северо-Западно-Канадский	–	–	0,172	0,009
Юконский	–	–	–	–
Ян-Майенский	–	–	–	–
Франклинский	–	–	–	–

USGS 2018 г., ресурсный потенциал УВ этих бассейнов достигает 20 млрд т нефтяного эквивалента (н.э.). Неоткрытые ресурсы газа при вероятности  $P_5$  оценены для десяти НГБ. По трем НГБ – Юконскому, Ян-Майенскому и Франклинскому – оценки ресурсов отсутствуют.

Анализ оценок ресурсного потенциала стран СНГ [7], выполненных в USGS и в Российской Федерации, выявил занижение варианта USGS, т.е. оценки USGS более вероятны.

На рис. 3 и 4 представлены модели вероятностной кластеризации неоткрытых ресурсов газа арктических бассейнов Западного полушария. Применительно к наиболее крупным НГБ Западной Арктики – Арктической Аляске, Восточно-Гренландскому и Амеразийскому (Бофорта) – наименьшим интервалом неопределенности (ИН) оценки неоткрытых ресурсов газа [4] характеризуется Амеразийский бассейн (см. рис. 3): ИН составляет 1877 млрд  $m^3$ , а интервал относительной неопределенности (ИНО) – 11,9. Эти показатели характерны для

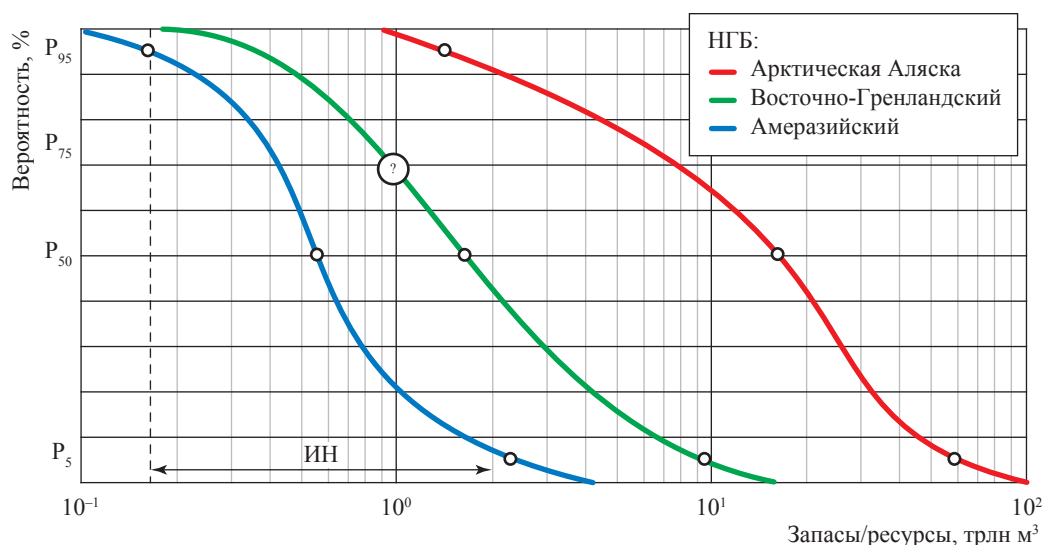


Рис. 3. Западная Арктика. Вероятностная кластеризация неоткрытых ресурсов газа крупных НГБ (с ресурсами > 1,0 трлн  $m^3$ ): здесь и далее на рис. 4 знак вопроса указывает на отсутствие оценки ресурсов с вероятностью  $P_{95}$ , поэтому кривые построены методом экстраполяции

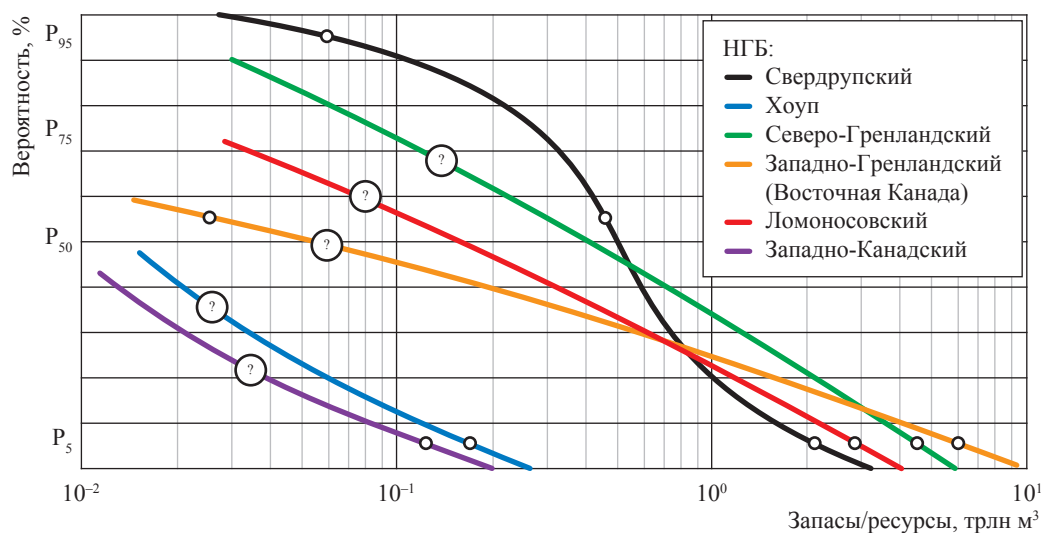


Рис. 4. Западная Арктика. Вероятностная кластеризация неоткрытых ресурсов небольших НГБ (с ресурсами < 1,0 трлн  $m^3$ )

оценок с небольшой вероятностью существенных корректировок в будущем [5]. Результаты анализа неопределенности оценок неоткрытых ресурсов газа значительно превышают эти показатели. Для Арктической Аляски значения ИН и ИНО составляют соответственно 25593 млрд м<sup>3</sup> и 13,27. Оценка Восточно-Гренландского НГБ имеет еще больший ИНО. Отметим, что с учетом жизненного цикла оценок (см. рис. 1) наибольшим уровнем разведанности (поисковой зрелости) характеризуется Американо-Аляска, а наименьшим – Арктическая Аляска (см. рис. 3).

Структура неоткрытых ресурсов газа Свехдрупского бассейна имеет наиболее «зрелый» характер по сравнению с другими бассейнами Западной Арктики (см. рис. 4): ИН и ИНО здесь составляют соответственно 1077 млрд м<sup>3</sup> и 14,36. Эти показатели близки к показателям бассейнов Бофорта и Арктической Аляски (см. рис. 3).

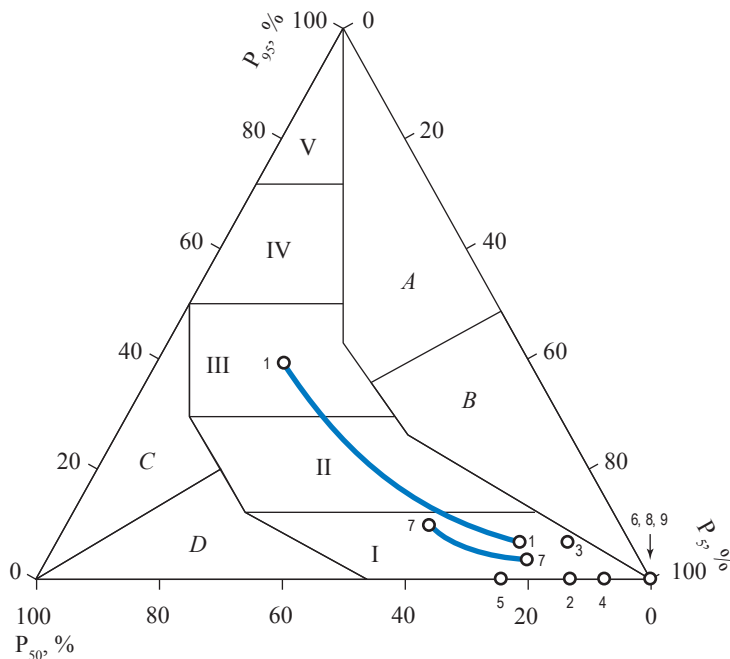
Среди остальных НГБ (см. рис. 4) выделяются две группы: (1) ИН > 2000 млрд м<sup>3</sup> (Ломоносовский, Западно- и Северо-Гренландский) и (2) ИН < 300 млрд м<sup>3</sup> (Западно-Канадский и Хоуп). Вероятно, для 1-й группы близка возможная оценка Северо-Чукотского перспективного НГБ, а для 2-й – совокупности

НГБ, включающей бассейны Юконский, Франклинский и Ян-Мейский. Таким образом, три оценки ресурсов (для НГБ Арктическая Аляска, Бофорта и Свехдрупского) имеют характер 1-го приближения (начального изучения), а остальные – нулевого приближения (допоскового изучения).

На рис. 5 представлены результаты графо-аналитического анализа структурной сбалансированности неоткрытых ресурсов газа большей части объектов Западной Арктики [4].

Сбалансированный характер имеют вероятностные оценки бассейнов Бофорта, Свехдрупского и Арктическая Аляска. Наименее сбалансирована структура неоткрытых ресурсов бассейнов Хоуп, Ломоносовского и Северо-Западной Канады: для них отсутствует базовая оценка с вероятностью P<sub>50</sub>. Структура оценки ресурсов Гренландской системы бассейнов имеет промежуточный характер.

Несбалансированность структуры ресурсных оценок связана с отставанием прогнозных, поисковых и оценочных работ (см. рис. 2, сектор В) в бассейнах Хоуп, Ломоносовском и Северо-Западно-Канадском. Для сбалансированных оценок бассейнов Свехдрупского и Арктической Канады представлены варианты динамики структурной



**Рис. 5. Западная Арктика. Структурная сбалансированность неоткрытых ресурсов газа НГБ Арктическая Аляска (1), Восточно-Гренландского (2), Американо-Аляска (3), Западно-Гренландского (Восточная Канада) (4), Северо-Гренландского (5), Ломоносовского (6), Свехдрупского (7), Северо-Западно-Канадского (8), Хоуп (9)**

сбалансированности при возобновлении поисков УВ и связанных с этим изменениях стадийности состояния МСБ.

Полученная информация позволяет провести корректировку представленной USGS оценки [3, 4, 5]. Алгоритм корректировки оценок НСР, или графоаналитического ресурс-менеджмента, показан ранее [3; 5, с. 205, рис. 4]. Аномальные отклонения фактической и прогнозируемой вероятностных кривых связаны с недостаточным геолого-информационным обеспечением оценки НСР газа для региона. Очевидно, что увеличение геолого-геофизических исследований позволит провести корректировку исходной кривой за счет ее сближения с прогнозируемой.

Предложенный алгоритм и выявленные особенности распределения вероятностной матрицы неоткрытых ресурсов газа позволили провести корректировку неоткрытых ресурсов газа бассейнов Западной Арктики (см. табл. 1) и получить уточненный вариант их оценки (табл. 2). Дополнительно выполнены оценки ресурсов газа слабоизученных НГБ (Юконского, Франклинского и Ян-Майенского), а также базовые и пессимистические оценки ресурсов ряда других НГБ. При этом учтены ресурсные возможности федеральных территориальных «резервов»: национального нефтяного резерва на Аляске (*англ.* National Petroleum Reserve in Alaska, NPRA), Арктического национального заповедника дикой природы (*англ.* Arctic National Wildlife

Refuge, ANWR), глубоководного шельфа и др. [6].

Отмечено уменьшение базовой и оптимистической оценок Гренландской системы бассейнов. В связи с получением притока нефти компанией Cairn Energy (Великобритания) можно прогнозировать, что бассейны этой системы могут быть потенциально нефтеносны. Оценки ресурсов НГБ Свердрупского и Западно-Канадского незначительно увеличились. Сравнительно невысокий ресурсный УВ-потенциал включенных в оценку Юконского, Западно-Канадского и Франклинского бассейнов указывает на граничный характер их экономического освоения.

Инновационно сложной проблемой является освоение глубоководных объектов НГБ Центрально-Арктической впадины, что обусловлено наличием мощного ледового покрова и суровыми климатическими условиями. Однако ускорение процессов глобального потепления – в настоящее время скорость таяния ледового покрова Гренландии увеличилась в четыре раза по сравнению с 2008–2010 гг. – может способствовать круглогодичной эксплуатации Северо-Западного прохода и проведению работ в акватории Канадской котловины и на смежных территориях. В свою очередь, это, вероятно, повлечет за собой возобновление территориальных споров по Центральной Арктике, в том числе в плане допуска к прогнозным энергетическим ресурсам неарктических стран.

Таблица 2

**Арктические бассейны Западного полушария.  
Оценка неоткрытых ресурсов газа (ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2018 г.), трлн м<sup>3</sup>**

НГБ	Оценка			
	оптимистическая с вероятностью P <sub>95</sub>	базовая с вероятностью P <sub>50</sub>	пессимистическая с вероятностью P <sub>5</sub>	средняя
Арктическая Аляска	2,0	6,9	27,2	8,2
Восточно-Гренландский	0,4	2,1	7,3	5,2
Амеразийский (Бофорга)	0,2	2,6	4,1	2,8
Западно-Гренландский (Восточная Канада)	< 0,1	0,6	4,2	0,9
Северо-Гренландский	< 0,1	0,5	2,1	0,7
Ломоносовский	< 0,1	0,4	1,4	0,5
Свердруп	0,1	0,6	1,3	0,7
Северо-Чукотский	< 0,1	0,4	0,8	0,5
Хоуп	< 0,1	0,3	0,7	0,4
Северо-Западно-Канадский	< 0,1	0,2	0,5	0,4
Юконский	< 0,1	0,1	0,3	0,2
Ян-Майенский	< 0,1	0,2	0,8	0,5
Франклинский	< 0,1	0,1	0,3	0,2

В настоящее время ресурсы НГБ западного сектора Арктики составляют до 40 % всех неоткрытых ресурсов УВ полярных регионов, в том числе 25 % газа и более 60 % нефти. Основные ресурсы УВ (более 35 %) локализованы в пределах северного материкового склона Аляски. Оценка ресурсов нефти Восточно-Гренландского НГБ [6] явно завышена.

Анализ матрицы неоткрытых ресурсов (см. табл. 2) указывает на ограниченный газовый потенциал НГБ арктических бассейнов Западного полушария (по сравнению с Восточным). Тем не менее он стратегически важен для развития газовой промышленности Северной Америки, имеющей сравнительно низкую обеспеченность запасами и добычей традиционного газа. При благоприятных

инвестиционно-технологических условиях газовый потенциал Западной Арктики (в первую очередь, Арктической Аляски) может способствовать формированию крупного регионального источника газа для стран Тихоокеанского региона, т.е. стать риск-фактором для реализации восточных проектов ПАО «Газпром». В настоящее время из-за санкций Китай прекратил импорт американского газа.

Адаптированная в статье методология корректировки оценки неоткрытых ресурсов газа сравнительно эффективна для анализа ресурсно-добычного потенциала слабоизученных регионов России [4, 5] и стран дальнего зарубежья на начальных этапах формирования инвестиционного замысла региональных нефтегазовых проектов.

### Список литературы

1. Клещев К.А. Оценка ресурсов нефти и газа нефтегазоносных систем мира / К.А. Клещев, Г.Ф. Ульмишек. – М.: ВНИГНИ, 2008. – 325 с.
2. Высоцкий В.И. Мировые ресурсы нефти и газа и прогноз их освоения / В.И. Высоцкий, В.И. Ермолкин // Труды РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2012. – № 1. – С. 3–28.
3. Силантьев Ю.Б. Особенности агрегированной методики оценки достоверности НСР углеводородов сибирских регионов на этапе предынвестиционных исследований / Ю.Б. Силантьев, А.А. Алексеева, А.А. Киселева // М-лы Научно-практической конференции «Перспективы развития нефтегазового комплекса востока России». – СПб.: Наука, 2006. – С. 221–228.
4. Силантьев Ю.Б. Принципы оценки достоверности начальных суммарных ресурсов углеводородов на этапе предынвестиционных исследований / Ю.Б. Силантьев, Н.Ю. Юферова // Перспективы развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности на этапе предынвестиционных исследований. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2008. – С. 196–207.
5. Силантьев Ю.Б. Ресурсный потенциал газа краевых прогибов Российской Федерации (вероятностная оценка) / Ю.Б. Силантьев, Е.Д. Ковалёва // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 199–207.
6. Ganter D.L. Assessment of undiscovered oil and gas in the Arctic / D.L. Ganter, K.J. Bird, R.R. Carpienter, et al. // Science. – 2009. – Т. 324. – С. 1175–1179.
7. Zabanbark A. Circumpolar oil and gas bearing basins of Arctic part of the North American continent / A. Zabanbark, L.I. Lobcovsky // Oceanology. – 2015. – Т. 56. – № 5. – С. 750–759.

## Assessment of undiscovered gas resources in the Arctic basins of Western Hemisphere (graphoanalytical analysis)

Ye.D. Kovaleva<sup>1\*</sup>, Yu.B. Silantsev<sup>1</sup>, T.O. Khaloshina<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyecktiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: E\_Kovaleva@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** Nowadays, the resources of the oil-gas bearing basins in the Western Hemisphere are developed worst of all, namely: Arctic part of Alaska, Canadian Arctic Archipelago, Greenland, etc. The available assessments of the initial total gas resources in the oil-gas-bearing basins are characterized with considerable uncertainty. It depends on low efficacy of geological prospecting, which has been carried out since 1940s. The only gigantic Prudhoe Bay

field was discovered after 46 deep wells had been drilled at north of Alaska. Besides, within the margins of the American Arctic less than 100 fields mostly small were discovered (the basins of Beaufort, Sverdrup, and the northern continental slope of Alaska).

This paper reveals probabilistic models of the undiscovered gas resources in 13 oil-gas-bearing basins at the American sector of the Arctic Ocean. Analysis of the uncertainty intervals and structural balance of USGS's resource estimations (2009) enables their correction. Authors predict increase of gas resources in a western part of the sector, and their decrease in its eastern (Greenlandian) part. In total, the studied basins control up to 25 % of gas resources, and up to 60 % of oil resources at the circumpolar territories of our planet.

Development of the Arctic resource potential in the Western Hemisphere is limited with the challenging physical-geographical and geological-technological factors including the geological-environmental ones. Nowadays, implementation of major projects is troublesome. Nevertheless, they could be activated during development of the North-West Passage alternative to the Northern Sea Route.

**Keywords:** gas, resource potential, the Arctic, oil-gas-bearing basin, probabilistic assessment, clusterization, balance of initial total resources, interval of uncertainty.

### References

1. KLESHCHEV, K.A., G.F. ULMISHEK. *Assessment of oil and gas resources in the oil-gas-bearing systems of the world* [Otsenka resursov nefi i gaza neftegazonosnykh system mira]. Moscow: All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI), 2008. (Russ.).
2. VYSOTSKIY, V.I., V.I. YERMOLKIN. World oil and gas resources and prediction of their development [Mirovyye resursy nefi i gaza i prognoz ikh osvoyeniya]. *Trudy of Gubkin University*. 2012, no. 1, pp. 3–28. ISSN 2073-9028. (Russ.).
3. SILANTYEV, Yu.B., A.A. ALEKSEYEVA, A.A. KISELEVA. Specific qualities of an aggregated procedure for assessing authenticity of total initial hydrocarbon resources of Siberian regions in course of pre-investment research [Osobennosti agregirovannoy metodiki dostovernosti NSR uglevodorodov sibirskikh regionov na etape predynvestitsionnykh issledovaniy]. In: *Proc. of sci.-practical conf. "Outlooks for development of the oil-gas complex in the east of Russia"*. St.-Petersburg, 2006, pp. 221–228. (Russ.).
4. SILANTYEV, Yu.B., N.Yu. YUFEROVA. Principals of assessing authenticity of total initial hydrocarbon resources during pre-investment research [Printsipy otsenki dostovernosti nachalnykh summarnykh resursov uglevodorodov]. In: *Prospects for developing mineral resource base of gas industry during pre-investment research* [Perspektivy razvitiya mineralno-syryevoy bazy gazovoy promyshlennosti na etape predynvestitsionnykh issledovaniy]: collected papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2008, pp. 196–207. (Russ.).
5. KOVALEVA, Ye.D., Yu.B. SILANTYEV. Gas resource potential of fore deeps in Russian Federation (probabilistic assessment) [Resursnyy potentsial gaza krayevykh progibov Rossiyskoy Federatsii (veroyatnostnaya otsenka)]. *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. 199–207. ISSN 2306-9849. (Russ.).
6. GANTER, D.L., K.J. BIRD, R.R. CARPIENTER, et al. Assessment of undiscovered oil and gas in the Arctic. *Science*. 2009, vol. 324, pp. 1175–1179. ISSN 0036-8075.
7. ZABANBARK, A., L.I. LOBCOVSKY. Circumpolar oil and gas bearing basins of Arctic part of the North American continent. *Oceanology*, 2015, vol. 56, no. 5, pp. 750–759. ISSN 0001-4370.

УДК 551.24

## Условия формирования локальных структур Устьурта и Предкавказья

А.Я. Гризик<sup>1\*</sup>, Ю.И. Заболотная<sup>1</sup>, Н.А. Крылов<sup>1</sup>, Н.Н. Соловьёв<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

\* E-mail: A\_Grizik@vniigaz.gazprom.ru

**Тезисы.** Рассмотрена история формирования локальных платформенных структур Устьурта и Предкавказья. Выделены и отдельно рассмотрены следующие типы тектонических локальных поднятий: структуры, возникшие на фоне инверсионных тафрогенов; структуры древнего заложения, не связанные с тафрогенами; структуры позднего заложения.

Структуры древнего заложения характеризуются в большинстве случаев длительной (многофазной) историей формирования. При этом отмечены различия в кинематике их роста. Чаще ускоренное развитие относится к начальным этапам. Рост этих структур происходит на фоне общих погружений и осадконакопления. Отмечается в целом ряде случаев начало формирования локальных структур (как связанных с тафрогенами, так и не связанных с ними) еще в конце переходного этапа с опережением начала формирования собственно плитного чехла и формирования крупных платформенных тектонических элементов.

Структуры позднего заложения в большинстве случаев имеют краткую историю (однофазную). Формирование таких структур относится к эпохе неогеновой активизации тектоники и происходило на фоне общего поднятия и перерыва в осадконакоплении.

При анализе поэтапного развития конкретных структур описано влияние погребенного палеорельефа при очевидном преобладании эндогенного фактора.

Понятие локальных платформенных структур не вызывает дискуссий. Интерес к ним связан не только с тем, что они по размерам сопоставимы с нефтяными и газовыми месторождениями, но и с тем, что они являются вместилищами месторождений, контролируют их.

По происхождению локальные платформенные поднятия можно разделить на три главных типа: тектонические (или эндогенные), экзогенные (включая седиментационные, эрозионного генезиса, структуры облекания и уплотнения и др.) и комбинированные. Авторы поставили своей задачей рассмотреть историю формирования (кинематику) различных типов локальных структур Устьурта и Предкавказья, выбрав для анализа наиболее изученные объекты. При этом планируется проанализировать связь роста локальных поднятий и развития более крупных структур, а также выявить роль экзогенных факторов.

Среди большого с точки зрения условий формирования разнообразия тектонических и комбинированных локальных поднятий отметим три их типа: (1) локальные платформенные структуры, возникшие на месте глубоких прогибов (тафрогенов) переходного комплекса в результате инверсии [1]; (2) штамповые поднятия чехла древнего заложения, не связанные с инверсионными тафрогенами; (3) структуры позднего зарождения, формирование которых началось в платформенную стадию после периода, когда рост локальных поднятий никак не отмечается в характере распределения толщин горизонтов.

### Структуры, возникшие на фоне инверсии тафрогенов

На рассматриваемой территории локальные поднятия этой разновидности немногочисленны, поскольку инверсионные тафрогены, к которым они приурочены, единичны. Рассмотрим историю формирования некоторых из этих локальных структур, начав со структур Устьурта. В основу исследования положен анализ толщин пород между рядом отражающих горизонтов, а именно:  $T_{II}^1$  – подошва апта;  $T_{III}$  – граница юры

### Ключевые слова:

тектоника, платформенный чехол, тафрогены, локальные структуры.

и мела;  $T_{IV}$  – граница средней и верхней юры;  $T_{IV}^{III}$  – граница средней и нижней юры;  $T_V$  – подошва юры;  $T_V^I$  – отражающий горизонт в верхней части пермотриаса;  $T_V^{II}$  – горизонт внутри пермотриаса, разделяющий его на условно выделяемые верхнюю и нижнюю толщи;  $T_{VI}$  – поверхность допермского палеозоя. Кроме того, учтены горизонты  $T_{VI}^I$ ,  $T_{VI}^{II}$ ,  $T_{VII}$  внутри допермского комплекса, где последний представлен слоистой сейсмофацией и относится к нижнему этажу переходного комплекса [2, 3].

*Структура Каракалпакия.* Это локальное поднятие относится к Байтерек-Теренгкудукскому валу Актумсукской системы поднятий. Структура зафиксирована в стратиграфическом интервале от верхней части палеозойских (видимо, каменноугольных) отложений до подошвы сармата, включая пермотриас и с существенно измененной морфологией (выполживание и расширение свода) плитный чехол. Используя наличие отражающих горизонтов в пермотриасе, авторы разделяют его на нижнюю толщу с индексом  $PT_1$  (между горизонтами  $T_{VI}$  и  $T_V^{II}$ ) и верхнюю толщу  $PT_2$  (между горизонтами  $T_V^{II}$  и  $T_V$  с отражающим горизонтом  $T_V^I$  внутри толщи). Этапы развития, соответствующие этим толщам, авторы условно назвали «временем формирования толщи  $PT_1$ » и «временем формирования толщи  $PT_2$ », приняв представление о стратиграфическом постоянстве этих толщ на территории региона, но не считая возможным указывать их соответствие подразделениям стратиграфической шкалы. В некоторых случаях оказалось интересным рассмотреть отдельно мощности самой верхней части верхней толщи (между отражающими горизонтами  $T_V^I$  и  $T_V$ ), обозначенной индексом  $PT_2^2$ . Геологическое время образования толщи  $PT_2^2$  назвали условно «позднейшим пермотриасом».

Для анализа развития антиклинальной структуры Каракалпакия использована система палеоструктурных профилей, один из которых представлен на рис. 1. К началу времени образования толщи  $PT_1$  на месте поднятия располагался глубокий палеозойский палеопрогиб (около 1400 м только до внутривпалеозойской границы  $T_{VI}^I$ ). В палеопрогипе этим отложениям, относящимся к нижнему допермскому этажу переходного комплекса, соответствует на сейсмическом профиле зона развития слоистой сейсмофации. Толщины нижней толщи пермотриаса фиксируют развитие палеопргиба.

В период отложения толщи  $PT_2$  начинается рост Байтерек-Теренгкудукского вала, что приводит к инверсии палеозойско-нижнепермского палеопргиба и формированию в пределах вала антиклинальной структуры Каракалпакии. С наибольшей интенсивностью этот процесс идет во время отложения толщи  $PT_2$ .

На стадии образования отложений  $PT_2^2$ , возможно, и в ранней юре, начинается 2-й этап формирования Каракалпакии. На палеоразрезах фиксируется перестройка структурного плана: площадь структуры увеличивается и купольная часть перемещается в северном направлении.

В своде структуры отмечаются отсутствие нижнеюрских отложений и залегание средней юры с разрывом и резким угловым несогласием на пермотриасовых отложениях. В связи с отсутствием нижнеюрских отложений в пределах структуры и на рассматриваемой части Байтерек-Теренгкудукского вала при построении графика роста Каракалпакии (в раннеюрское время) использовались значения мощностей отложений нижней юры (500 м) в сопредельном участке Кульбайско-Аторбайского прогиба.

Начиная с поздней юры и в течение всего мелового периода продолжается медленный рост Каракалпакии. В палеогеновых отложениях структура фиксируется, но слабо. Возможно, некоторая активизация роста структуры могла происходить в миоцене в период роста Байтерек-Теренгкудукского вала в целом (рис. 2).

Таким образом, структура Каракалпакия начала формироваться в пермотриасовое время (в позднем пермотриасе) на месте палеозойско-нижнепермского палеопргиба. Максимальный темп роста структуры приходится на время отложения толщи  $PT_2$  и на раннюю юру. Начиная со средней юры рост структуры замедляется. Палеоамплитуда относительного палеоподнятия в средней юре составляла 60 м. Эта тенденция прослеживается до конца юрского времени (палеоамплитуда структуры за позднеюрское время составила около 50 м), мела и палеогена, и только в миоцене скорость роста структуры могла несколько увеличиться одновременно с общей активизацией тектонической дифференциации.

По аналогичной временной схеме формировалась крупная локальная структура



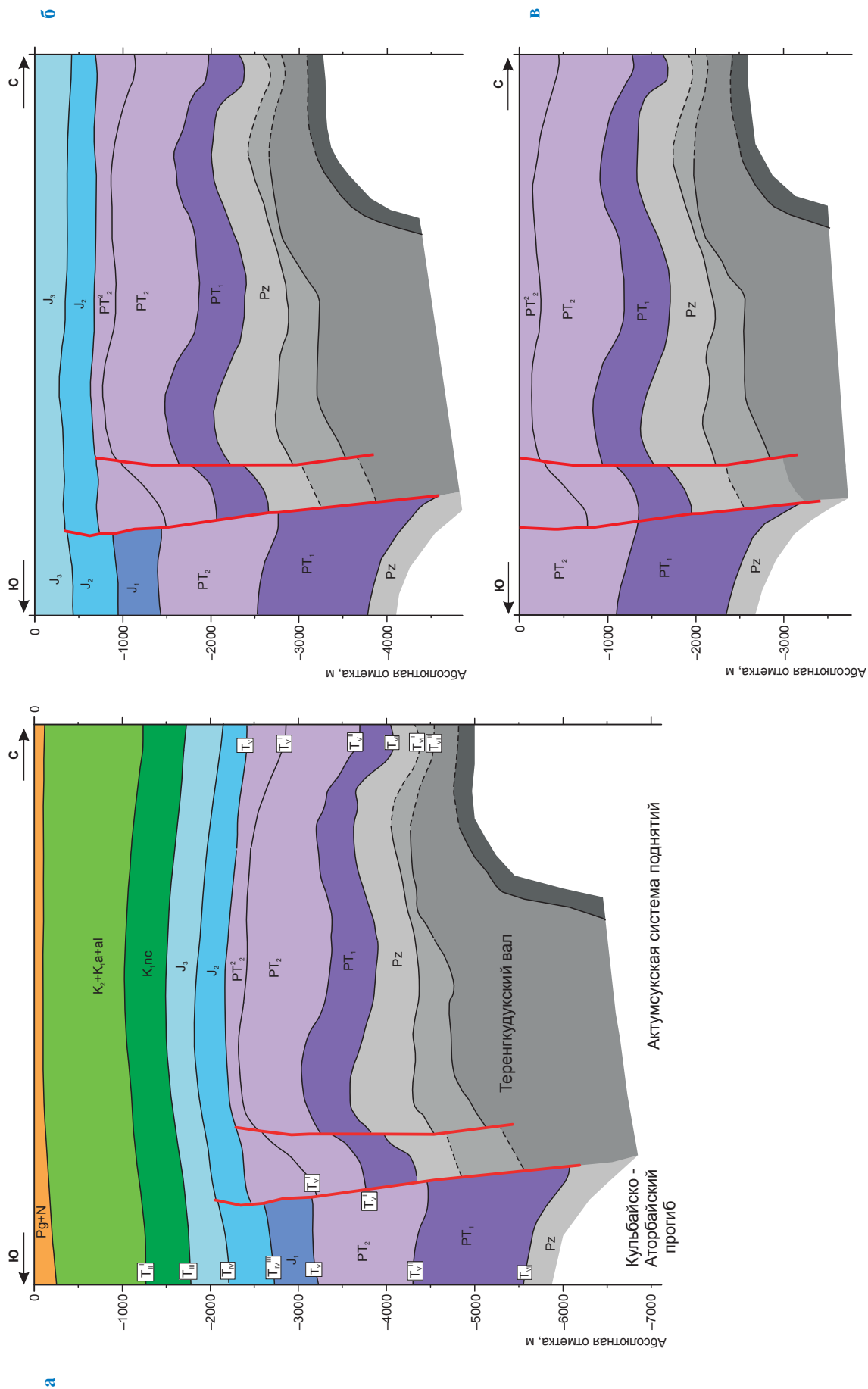


Рис. 1. Современный (а) и палеогеологические (б – к началу мела, в – к началу юры) разрезы через структуру Каракалпакию

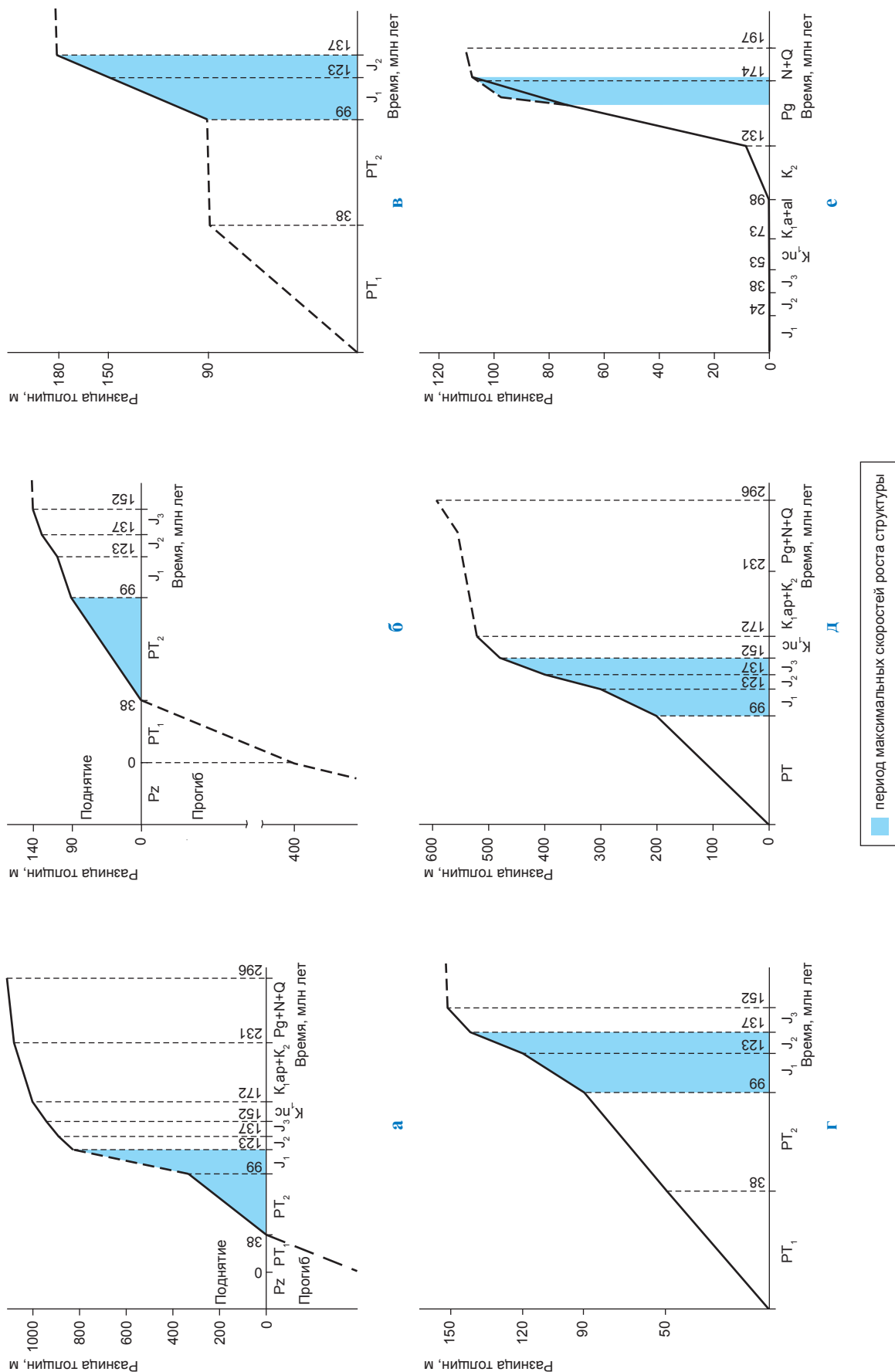


Рис. 2. Графики роста локальных структур: а – Каракалпакки; б – Чуймак; в – Кубла-Ассаке-Аудан; г – Куаныш; д – Кара-Аудан; е – Джел

Теренгкудук, расположенная к востоку от Каракалпакии на том же валу.

*Структура Чуймак* приурочена к северному борту Ассак-Ауданского прогиба. В современном структурном плане она выделяется по горизонту  $T_{VI}$  в подошве пермтриаса и по условному отражающему горизонту  $T_V^{\text{II}}$  – кровле нижней толщи пермтриаса  $PT_1$ . По отражающему горизонту  $T_{VI}(Pz)$ , приуроченному к поверхности отложений палеозоя, антиклинальная структура имеет амплитуду 90 м, размер 4,5×2 км; по условному отражающему горизонту  $T_V^{\text{II}}$  – амплитуду 50 м, размер 4×1,5 км.

К началу времени формирования толщи  $PT_2$  на месте поднятия располагался палеозойско-нижнепермтриасовый палеопрогиб (более 1000 м). В палеопрогипе палеозойским отложениям, так же как и в случае с поднятием Каракалпакия, соответствует на сейсмическом профиле зона развития «слоистой» сейсмофации.

Во время формирования толщи  $PT_2$  начинаются перестройка палеозойского и нижнепермтриасового структурных планов и формирование на приподнятом палеозойском блоке палеопргиба антиклинальной структуры Чуймак. Анализ мощностей свидетельствует о непрерывном ее развитии в период до начала мелового времени. Наиболее высокие темпы роста структуры Чуймак регистрируются в позднепермтриасовом времени и в средней юре. По кровле верхней юры амплитуда структуры Чуймак составляет уже только около 10 м. Выше развитие структуры на палеоразрезах перестает прослеживаться. Она нивелируется на фоне регионального структурного погружения на юг меловых, палеогеновых и неогенчетвертичных отложений в сторону осевой части Ассак-Ауданского прогиба.

Условия формирования структур Каракалпакии, Теренгкудук и Чуймак имеют как черты сходства, так и некоторые различия. Три рассмотренные структуры формировались на месте глубоких палеозойско-нижнепермтриасовых прогибов. Основной рост структур приходится на время отложения толщи  $PT_2$ . В юре рост структур продолжается. В ранней юре фиксируются наиболее высокие темпы роста Каракалпакии и Теренгкудука. Поднятие Чуймак растет более плавно. Хотя темпы его роста несколько выше в средней юре по сравнению с ранне- и позднеюрским временем. К началу мелового времени рост структур

замедляется. Однако, если структура Чуймак к началу мела практически полностью замаскирована региональным наклоном, то формирование Каракалпакии и Теренгкудука продолжалось вплоть до неогена включительно.

Рассмотренные локальные структуры авторы выделяют в один тип – структуры древнего заложения, связанные с доюрскими рифтами. Кроме Каракалпакии, Чуймака и Теренгкудука к структурам древнего заложения, связанным с доюрскими (доплитными) рифтами, в пределах Устюрта относятся, вероятно, Западный Актумсук, Джайлу, связанные с Актумсукской системой поднятий, а также еще несколько структур, изученных пока недостаточно.

В Предкавказье к локальным структурам, развившимся над инверсионным триасовым тафрогеном, относятся структуры Каневско-Березанского вала, а именно Каневская и Челбасская. Платформенный чехол здесь начинается с апт-альбских отложений. Юрский период и неом были временем континентального перерыва. В связи с этим развитие указанных и соседних поднятий можно проследить только с апт-альбского этапа. Характер распределения мощностей этих отложений определенно указывает на рост структур. Амплитуды поднятий за апт-альбский этап составляют 100 м на Каневской структуре и около 70 м на Челбасской. Развитие рассматриваемых структур было консидементационным. Их рост продолжался и в поздне меловую эпоху. Суммарные палеоамплитуды за эпоху составляли на Каневской структуре 100 м, на Челбасской 80 м. Следует отметить, что в данном случае рост структур следует отнести только к кампанскому и маастрихтскому векам и периоду континентального перерыва, который продолжался с маастрихта до палеоцена на Челбасской и до эоцена на Каневской структурах.

В толщинах эоценовых отложений рост обеих структур выражен вполне четко. Суммарные палеоамплитуды за эоцен составляют 70 и 30 м на Каневской и Челбасской структурах соответственно. При этом следует заметить, что основной рост структур относится к позднему эоцену.

В майкопский (олигоцен-раннемиоценовый) этап развитие структур замедляется. Каневскому поднятию соответствует небольшой по площади и амплитуде минимум толщин майкопа. Челбасской структуре соответствует лишь терраса в распределении мощностей.

Позднее рост структур в распределении толщин не фиксируется.

### Структуры древнего заложения, не связанные с тафрогенами

Локальные поднятия древнего, доюрского, заложения наиболее многочисленны и на Устюрте, и в Предкавказье. К структурам этого типа на Устюрте относится целый ряд локальных поднятий, не связанных, однако, с палеозойско-пермотриасовыми рифтами. Данная группа структур характеризуется наличием выступа палеозойских образований в своде, обрамленного пермотриасом сравнительно небольшой мощности, или резким утонением сравнительно маломощного пермотриасового «чехла» в своде. К ней относятся Кубла-Ассаке-Аудан в Ассаке-Ауданском прогибе (выступ палеозоя, представленного адинамичной сейсмофацией, обрамленный пермотриасом), Куаныш на северном окончании Куаныш-Коскалинского вала (резкое сокращение мощностей пермотриаса в своде) и еще ряд поднятий. К названному типу структур близки поднятия, возможно, доюрского заложения, но для которых документально фиксируется заложение в юрский период, а доюрская палеотектоника остается по тем или иным причинам неустановленной. К общему типу по времени заложения относится большинство локальных поднятий Восточного Устюрта, приуроченных к Кульбайско-Аторбайскому прогибу, Куаныш-Коскалинскому валу, Агыйнскому и Яркимбайскому выступам, Шахпахтинской ступени и Ассаке-Ауданскому прогибу, а также, видимо, Центрально-Устюртскому поднятию и частично Актумсукской системе поднятий.

Более дробная классификация структур древнего заложения, не связанных с палеозойско-пермотриасовыми рифтами, возможна по времени прекращения их развития. Так, выделяют два основных подтипа локальных поднятий:

1) структуры пермотриасового или юрского заложения, развитие которых завершилось в юре или в самом начале раннемеловой эпохи;

2) структуры древнего заложения и длительного развития, продолжавшегося в меловой период, в палеогене и неогене.

• *Первый из названных подтипов* – самый многочисленный на Восточном Устюрте: к нему относятся 66 % всех изученных структур. Критерием выделения структур этого

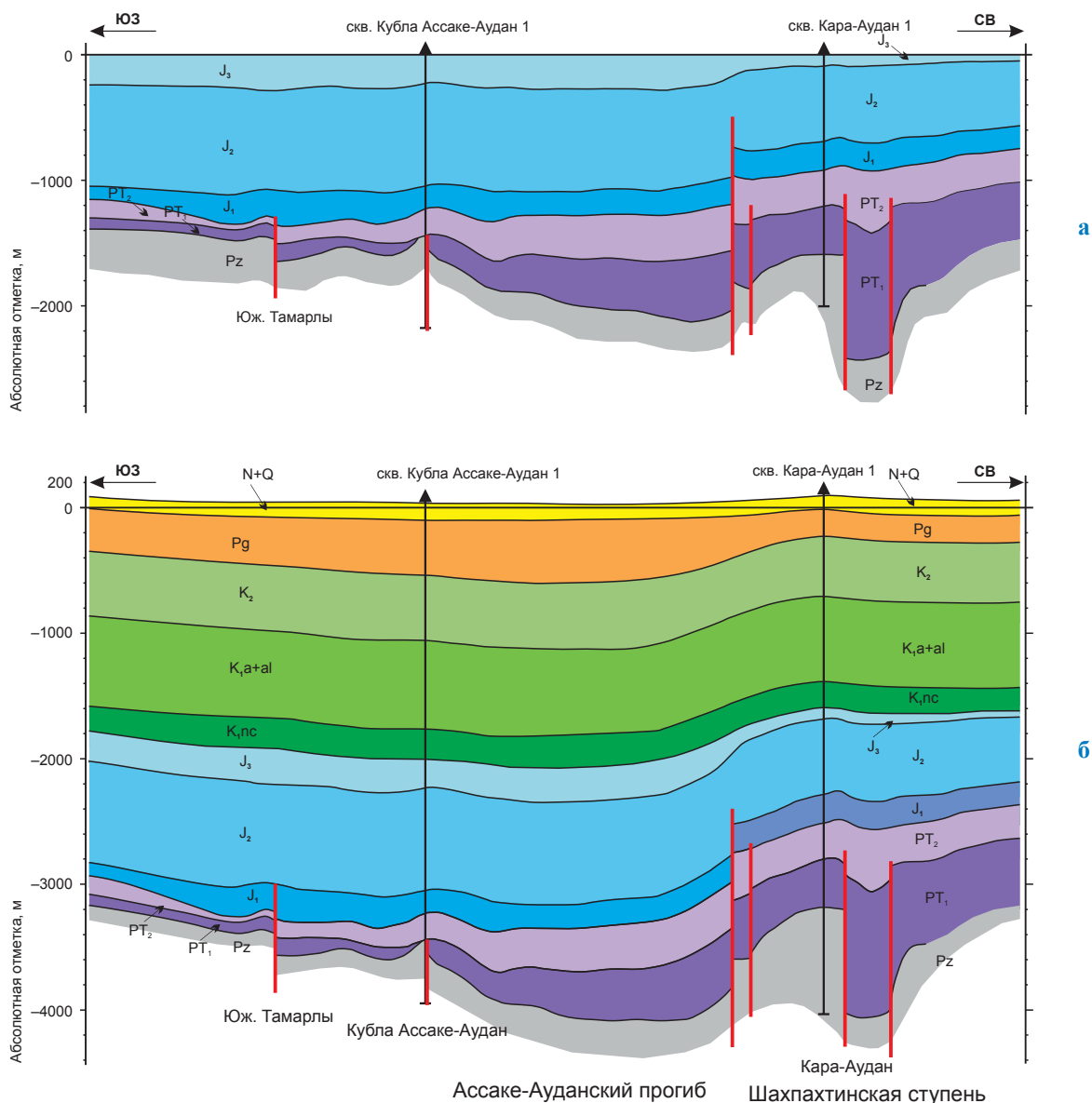
подтипа в условиях ограниченности геолого-геофизической информации явилось отсутствие антиклинального перегиба по кровле верхней юры (горизонту  $T_{III}$ ), в некоторых случаях – по кровле неокома (горизонту  $T_{II}$ ) в современном структурном плане. Из многочисленных примеров структур этого подтипа отметим поднятия Кара-Аудан (Шахпахтинская ступень), Кубла Ассаке-Аудан и Южный Тамарлы (Ассаке-Ауданский прогиб) (рис. 3).

*Структура Кара-Аудан* по поверхности допермских отложений примыкает к разлому. Размеры по поверхности допермских отложений –  $3,5 \times 6,0$  км, площадь –  $15 \text{ км}^2$ , амплитуда – 80 м. К началу отложения толщи  $PT_2$  структуре Кара-Аудан соответствует выступ палеозойских пород. В юрское время также фиксируется рост поднятия. Начиная со средней юры на палеоразрезах отмечаются изменения в структурном плане: апикальная часть поднятия перемещается в северо-восточном направлении. Незначительное увеличение темпов роста фиксируется также в среднеюрское время. В начале мелового периода формирование структуры Кара-Аудан завершается.

*Структура Кубла Ассаке-Аудан* по поверхности допермских отложений представлена «полуантиклиналью», ограниченной, предположительно, разрывным нарушением, по которому из разреза выпадают отложения возраста  $PT_1$ . В современном структурном плане по отражающим горизонтам  $T_{VI}$  и  $T_V$  соответственно размеры структуры составляют  $2 \times 2$  и  $2 \times 5$  км, амплитуды – около 90 и 80 м. По кровле нижнеюрских отложений амплитуда поднятия  $\approx 60$  м, среднеюрских – 30 м, выше по разрезу структура полностью выволаживается и по кровле верхнеюрских отложений не фиксируется.

На общем фоне прогибания Ассаке-Аудана на крыльях структуры отлагались породы возраста  $PT_1$ . На апикальной части структуры отложения данного возраста не обнаружены. Это позволяет предполагать, что выступ имел эрозионное или эрозионно-тектоническое происхождение. На палеоразрезе к началу юрского времени палеозойский выступ был полностью погребен отложениями  $PT_2$ . В ранне- и среднеюрскую эпохи на палеоразрезах фиксируется рост поднятия. Изменяется структурный план поднятия. В поздней юре рост структуры завершается.

*Структура Южный Тамарлы.* Формирование структуры происходило аналогично формированию Кублы Ассаке-Аудан. Отличие



**Рис. 3. Палео-, к началу неокома, (а) и современный (б) геологические разрезы по линии Южный Тамарлы – Кара-Аудан**

в том, что активизация роста Южного Тамарлы приходится только на период ранней юры. В средней юре рост структуры завершается.

Для структур этого подтипа характерны небольшие в сравнении с другими типами поднятий площадные размеры.

• *Второй подтип* структур древнего заложения, не связанных с палеозойско-пермотриасовыми рифтами, – поднятия более длительного формирования – менее массовый. К нему авторы отнесли ряд структур Куаныш-Коскалинского вала и единичные структуры Актумсукской системы поднятий. Рассмотрим кратко историю формирования двух структур.

*Структура Байтерек.* Поднятие расположено на востоке Байтерек-Теренгудукского вала там, где названный вал не наложен на палеозойско-пермотриасовый рифт. В современном структурном плане Байтерек представляет собой антиклинальное поднятие, ограниченное с юга региональным разломом. По отражающему горизонту  $T_{VI}(Pz)$  структура имеет размеры  $14 \times 16$  км и амплитуду около 200 м. В пределах поднятия отмечаются отсутствие пермотриасовых и нижнеюрских отложений и залегание средней юры с разрывом и резким угловым несогласием на палеозойских отложениях, которые в этой зоне следует отнести к герцинскому фундаменту.

Структура продолжала расти, но с меньшими темпами в послееюрское время. По результатам анализа сейсмических профилей по меловым горизонтам фиксируются уменьшение структуры по площади и смещение ее купола на север, что может являться результатом активизации тектонических движений в предпозднемиоценовое время – период роста Байтерек-Теренгдукского вала как единой крупной структуры. По данным бурения, рост структуры в кайнозой фиксирует существенное уменьшение толщин палеогеновых горизонтов на своде.

*Структура Куаныш* расположена на северном окончании Куаныш-Коскалинского вала. По отражающему горизонту  $T_{VI}(Pz)$  это приподнятый палеозойский блок. Куаныш начала формироваться в пермтриасовое время. Мощности пермтриасовых отложений в своде структуры составляют около 200 м, на крыльях увеличивается до 400 м. Палеоамплитуда

составила 200 м. В ранне- и среднеюрское время поднятие Куаныш продолжало расти. Палеоамплитуда поднятия в средней юре, так же как и в раннеюрское время, составила около 100 м. В поздней юре рост поднятия несколько замедлился. Мощность верхнеюрских отложений в своде структуры равна 400 м, на крыльях увеличивается до 480 м. Палеоамплитуда составила 80 м. По результатам анализа материалов бурения, развитие структуры продолжалось вплоть до неогена включительно.

В Предкавказье к структурам раннего зарождения, но не связанным с тафрогенами переходного этапа, относятся локальные поднятия Прикумского района и, вероятно, других районов.

*Структура Озек-Суат.* В современном структурном плане поднятие выражено от поверхности палеозойского фундамента до подошвы майкопской свиты. В основании структуры находится выступ палеозоя, обрамленный

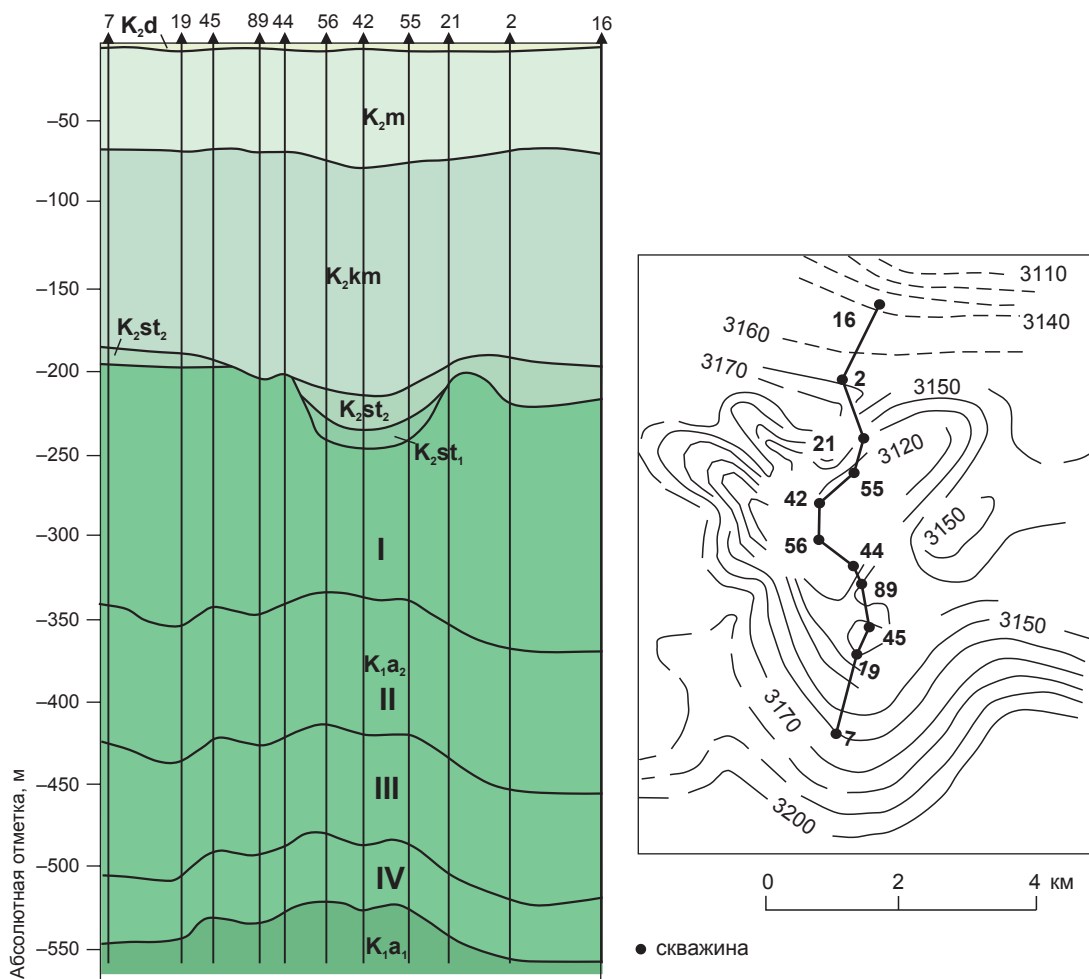


Рис. 4. Профиль мощностей верхнемеловых и аптских отложений через Озек-Суатское поднятие

на погружениях породами пермтриаса. Выше залегают среднеюрские отложения, сокращенные на своде до 20 м и увеличивающиеся в мощности на погружениях до 100 м. В толщинах верхней юры и неокома, а также самых нижних горизонтов аптского яруса развитие структуры не фиксируется. Резко меняется характер распределения толщин в верхнем апте: здесь фиксируются в контурах современной структуры два минимума мощностей. Верхний апт (клансей) перекрыт карбонатными отложениями сантонского яруса. Толщина клансейских отложений регулируется следующими факторами: 1) конседиментационным ростом структуры в позднем апте, 2) ростом структуры в период континентального перерыва в альб-коньякский период с размывом аптских и альбских отложений на растущем своде, 3) эрозионным предсантонским рельефом (экзогенный фактор). Действие всех трех составляющих иллюстрирует профиль мощности апта и верхнего мела (рис. 4).

В изменении толщин верхнемеловых отложений можно усмотреть намеки на развитие структуры, однако общая картина затуманена субширотным максимумом мощностей, обязанным заполнению сантонскими и частично кампанскими отложениями палеовреза, упомянутого выше.

Палеоцен-эоценовое время характеризовалось очень слабым развитием Озек-Суатского поднятия, что отражает незамкнутый минимум мощностей. Картина распределения мощностей майкопской свиты имеет сходный характер: уменьшение толщин к своду наблюдается, но замкнутого минимума не фиксируется. В майкопское время рост структуры Озек-Суат практически затухает.

Аналогичную историю формирования имеют расположенные севернее Зимнеставкинская и Величаевская структуры и многие другие в пределах Прикумского района Предкавказья [4].

### Структуры позднего заложения

Эта группа локальных поднятий самая малочисленная, по крайней мере на рассматриваемых территориях. На Устюрте она включает всего два поднятия – Шахпахты и Джел.

*Структура Шахпахты* расположена в центральной части Шахпахтинской ступени. По кровле пермтриасовых отложений структура представляет собой вытянутую

в северо-западном направлении брахиантиклинальную складку, ее размеры и амплитуды составляют соответственно:

- 19×7 км и более 80 м по поверхности пермтриаса;
- 22×9 км и более 80 м по кровле нижней юры;
- 17×10 км, 80 м по кровле средней юры (форма становится более изометричной);
- 18×10 км и более 60 м по кровле верхней юры;
- 22×9 км и более 60 м по кровле неокома.

Анализ современного структурного плана поднятия Шахпахты позволяет сделать вывод, что данная структура ярко выражена по всем поверхностям, амплитуда и размеры вверх по разрезу изменяются незначительно. В мощностях юрских отложений рост структуры Шахпахты практически не выражен. Уменьшение современной амплитуды поднятия по меловым отложениям может быть объяснено фактором неровностей погребенного рельефа.

Анализ мощностей показывает, что рассматриваемая структура была сформирована в послееюрское и, скорее всего, послемеловое время, по-видимому, в период, охватывающий конец палеогена – начало неогена, который на рассматриваемой территории являлся этапом ускоренного роста структур 1-го и 2-го порядков. Таким образом, по мнению авторов, структура Шахпахты является постседиментационной, позднего формирования.

*Структура Джел* расположена в 17 км к западу от структуры Шахпахты. По кровле пермтриаса структура представляет собой брахиантиклинальную складку северо-западного простирания, так же как и Шахпахты прослеживаясь по всем рассмотренным выше поверхностям. В мощностях юрских отложений Джел не выражена. Таким образом, ее можно отнести к типу постседиментационных структур, образовавшихся в период позднепалеогеновой-раннеэоценовой активизации тектонических движений.

Структуры Шахпахты и Джел, с которыми связаны месторождения газа, изучены бурением и сейсморазведкой наиболее полно. Это позволяет на их примере рассмотреть масштабы влияния погребенного рельефа на образование структурных форм. Утверждая, что в мощностях юрских отложений рост этих структур не фиксируется, следует отметить,

что на площади этих поднятий выявляются локальные минимумы толщин в нижней, средней и верхней юре с амплитудой до 20 м. Минимумы мощностей не совпадают между собой в плане по трем системам юры, а тем более с современными контурами локальных поднятий. Это дает основание считать данные мощностные аномалии экзогенными, т.е. связанными с палеорельефом в период накопления юрской континентальной формации.

Наиболее значительным по альтитуде и протяженности элементом палеорельефа времени накопления низов нижней юры является ископаемый уступ высотой 170 м между структурами Джел и Шахпахты, в который утыкаются юрские пласты XIII, XII и XI, развитые на Дзеле и отсутствующие на Шахпахты. В верхах нижней юры и выше этот уступ не находит отражения. Это позволяет предположить его экзогенный характер. Столь крупная аномалия в палеорельефе пока установлена в единственном числе.

За пределами рассматриваемых районов, в Бухаро-Хивинской области, к структурам позднего формирования относится Газли, на которой открыто известное крупное газовое месторождение.

Условно к поднятиям позднего заложения можно отнести структуры Промысловско-Олейниковской группы в Предкавказье, в восточной части кряжа Карпинского. Здесь с ранней юры до мелового периода развивался палеогиб платформенного типа. Очень слабое проявление этой структуры можно периодически уловить в более поздние эпохи вплоть до четвертичного периода. Намеки на зарождение локальных поднятий в пределах этой зоны улавливаются только с конца раннего мела. Возможно, оно продолжалось в позднем меле. Основное формирование локальных поднятий относится к кайнозой, к послемайкопскому-предакчагальскому перерыву в осадконакоплении. Рост структур сопровождался размывом на сводах майкопских, палеоцен-эоценовых и верхнемеловых отложений.

\*\*\*

Рассмотренные в статье структуры имеют тектоническое (эндогенное) происхождение или являются комбинированными по генезису при преобладании тектонического фактора.

В отношении локальных структур длительного формирования необходимо отметить различия кинематики их роста. Можно констатировать статистическое преобладание этапов интенсивного развития в начальные периоды формирования собственно платформенного чехла. Эпохи интенсивного развития крупных структурных элементов чехла и локальных поднятий иногда не согласуются друг с другом [3, 5].

Изучение истории формирования локальных структур служит отправным моментом с точки зрения реконструкции истории и условий формирования газовых и нефтяных месторождений.

### Список литературы

1. Крылов Н.А. Новые данные о структуре пермотриасового комплекса Устюрта, Узбекистан / Н.А. Крылов, А.Я. Гризик // Геотектоника. – 2015. – № 4. – С. 54–66.
2. Гризик А.Я. Новые данные о строении и перспективах нефтегазоносности доверхнепермского палеозоя Восточного Устюрта / А.Я. Гризик, Ю.И. Заболотная, Н.Г. Иванова и др. // Газовая промышленность. – 2010. – № 11. – С. 50–53.
3. Крылов Н.А. История структурной дифференциации платформенного чехла Восточного Устюрта по материалам сейсморазведки: обзорная инф. / Н.А. Крылов, М.С. Кучеря, А.Я. Гризик и др. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – 86 с.
4. Мирчинк М.Ф. Тектоника Предкавказья / М.Ф. Мирчинк, Н.А. Крылов, А.И. Летавин и др. – М.: Гостоптехиздат, 1963.
5. Наливкин В.Д. Сравнительная характеристика тектонических структур Западно-Сибирской, Туранско-Скифской и Русской плит (некоторые различия тектонического строения плит) / В.Д. Наливкин // Дифференциация пород и тектоника. – М.: Наука, 1964. – 215 с.



## Provisions for generation of local structures at Ustyurt and Pre-Caucasus regions

A.Ya. Grizik<sup>1\*</sup>, Yu.I. Zabolotnaya<sup>1</sup>, N.A. Krylov<sup>1</sup>, N.N. Solovyev<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: A\_Grizik@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** This article highlights reshaping of the local platform structures at the Ustyurt and Pre-Caucasus regions. The following types of tectonic local swells are outlined and examined: the structures which have originated against the background of the inversion taphrogens; the ancient structures, which have not been related to the taphrogens; the young structures.

The ancient structures mostly have long (multiphase) history of forming. At that, they have been growing with different kinematic features: more commonly, accelerated growth have occurred in the initial phases. These structures have been rising against the background of general downwarping and sedimentation. In certain cases, formation of the local structures (either related, or not related to taphrogens) has started already in the end of a transition period before origination of their own platform mantles and formation of the big platform tectonic elements.

The young structures mostly have short (singlephase) history. They have formed during the epoch of Neogene tectonic energization following the general uprising and break of sedimentation.

Analyzing the gradual development of the particular structures, authors described the influence of paleotopography in case the endogenous cause is obviously superior.

**Keywords:** tectonics, platform mantle, rift, taphrogen, local structure.

### References

1. KRYLOV, N.A., A.Ya. GRIZIK. New data about structure of Permian-Triassic Ustyurt formation, Uzbekistan [Novyye dannyye o structure permotriassovogo kompleksa Ustyurta, Uzbekistan]. *Geotektonika*. 2015, no. 4, pp. 54–66. ISSN 0016-853X. (Russ.).
2. GRIZIK, A.Ya., Yu.I. ZABOLOTNAYA, N.G. IVANOVA, et al. New data on structure and outlooks for oil-gas-bearing capacity of the Pre-Upper-Permian Paleozoic sediments at Eastern Ustyurt [Novyye dannyye o stroyenii i perspektivakh neftegazonosnosti doverkhnepermskogo paleozoya Vostochnogo Ustyurta]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2010, no. 11, pp. 50–53. ISSN 0016-5581. (Russ.).
3. KRYLOV, N.A., M.S. KUCHERYA, A.Ya. GRIZIK, et al. *History of structural differentiation of the Eastern Ustyurt platform mantle according to information of seismic surveys* [Istoriya strukturnoy differentsiatsii platformennogo chekhla Vostochnogo Ustyurta po materialam seysmorazvedki]: review. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2012. (Russ.).
4. MIRCHINK, M.F., N.A. KRYLOV, A.I. LETAVIN, et al. *Tectonics of the Pre-Caucasus region* [Tektonika Predkavkazya]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1963. (Russ.).
5. NALIVKIN, V.D. Comparative characteristic of the tectonic structures at Western-Siberian, Turanian-Scythian, and Russian plates (few distinctions in the tectonic structures of the plates) [Sravnitel'naya kharakteristika tektonicheskikh struktur Zapadno-Sibirskoy, Turansko-Skifskoy i Russkoy plit (nekotoryye razlichiya tektonicheskogo stroyeniya plit)]. In: *Differentiation of rocks and tectonics* [Differentsiatsiya porod i tektonika]. Moscow: Nauka, 1964. (Russ.).

УДК 552.53(571.5)

## Новый метод прогнозирования соленосных толщ Восточной Сибири

**С.Б. Коротков<sup>1\*</sup>, С.М. Карнаухов<sup>1</sup>, А.В. Ступакова<sup>2</sup>, А.А. Суслова<sup>2</sup>,  
Р.С. Сауткин<sup>2</sup>, А.В. Корзун<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> ООО «Инновационные нефтегазовые технологии», Российская Федерация, 107014,  
г. Москва, ул. Обручева, д 36, к. 2

<sup>2</sup> МГУ им. М.В. Ломоносова, Российская Федерация, 119991, г. Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д. 1

\* E-mail: s.korotkov@iogt.ru

### Ключевые слова:

метод,  
прогнозирование,  
соленосная толща,  
арктический  
шельф,  
вариативность  
солености,  
придонные воды,  
газ,  
нефть.

**Тезисы.** Выносятся на обсуждение новый метод прогнозирования зон возможного распространения соленосных толщ и соляной тектоники с использованием комплекса геофизических, гидрогеологических и океанографических данных.

Уникальный солеродный бассейн Сибирской платформы может иметь продолжение в акваториях морей Лаптевых и Восточно-Сибирского. При отсутствии пробуренных скважин судить о возможном наличии в разрезе соленосных формаций приходится по косвенным признакам. Авторы предлагают новый способ, сутью которого является изучение вариаций компонентного состава морской воды как показателя вертикальной восходящей разгрузки высокоминерализованных глубинных вод. Придонные «рапные озера», связанные с глубинными термофлюидами, известны в Мексиканском заливе, Красном и в Мертвом морях, в других местах Мирового океана, описаны в зарубежных и отечественных публикациях.

В 2018–2019 гг. в процессе анализа океанографических карт арктических морей России авторы пришли к выводу, что выявленные аномалии состава морской воды невозможно объяснить только влиянием рек и течений. Была замечена связь аномалий с определенными тектоническими зонами и особенностями геологического строения, отраженными на сейсмических разрезах. Сделан вывод о возможном наличии точечных зон разгрузки глубинных высокоминерализованных вод, что может служить прогнозным признаком присутствия галогенной формации в разрезе.

Стремительно развивающаяся аналитическая база позволяет определять наноконцентрации растворенных компонентов, их изотопов и редкоземельных элементов. Вариации составов стабильных изотопов ( $^2\text{H}$ ,  $^{18}\text{O}$ ,  $^{37}\text{Cl}/^{35}\text{Cl}$ ,  $^{81}\text{Br}/^{79}\text{Br}$  и  $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ ) отражают генетические признаки формирования рассолов. Определение изотопов  $^{234}\text{U}$  и  $^{238}\text{U}$  в водах, ранее невозможное в силу их низких концентраций, позволяет рассчитать возраст подземных вод.

Постоянное снижение стоимости аналитических измерений, их упрощение открывают широкие возможности применения метода в практике геологоразведочных работ. В комплексе с другими методами геологоразведки это позволит снизить риски строительства глубоких скважин и материальные затраты на ранних стадиях освоения углеводородных ресурсов арктического шельфа.

Несмотря на очевидные трудности промышленного освоения углеводородного потенциала континентального шельфа арктических морей, в долгосрочной перспективе альтернативы на суше нет. В настоящее время это один из немногих оставшихся неразведанных регионов, где с большой вероятностью могут быть открыты уникальные и крупные месторождения нефти и газа [1]. В принятом правительственном документе «Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года» освоению арктического шельфа отводится приоритетная роль. Для успешной и эффективной реализации поставленных стратегических целей необходимо решить целый ряд серьезнейших научных и технологических задач, часть из которых известна, но некоторые только предстоит осмыслить. К числу последних можно отнести вопрос наличия либо отсутствия соленосных толщ в разрезе потенциально нефтегазоносных бассейнов восточносибирского арктического шельфа.

На прилегающей сухопутной части Сибирской платформы именно соленосные толщи являются единственной надежной региональной покрывкой уникальных и крупных газовых месторождений [2]. Но одновременно соли крайне негативно влияют на технологические процессы строительства скважин. Осложняющими факторами при строительстве скважин в подсолевых продуктивных пластах являются

текучесть соли, галокинез, рапопроявления, аномально высокие значения пластовых давлений, наличие высокотоксичных кислых газов, требующих применения устойчивых к коррозии материалов.

Колоссальная стоимость морского бурения компенсируется высокими дебитами и большими запасами углеводородов, меньшим количеством скважин и специфичной схемой разработки. Уменьшение количества поисково-разведочных и эксплуатационных скважин, многократное удельное удорожание каждой скважины, а также необходимость обеспечения безопасности персонала, окружающей среды и оборудования предъявляют повышенные требования к безаварийности бурения, которая, в свою очередь, зависит от достоверности прогноза геологического разреза и выявления потенциально аварийных интервалов, наиболее часто встречающихся в соленосных толщах (подвижки солей и межсолевых глин, катастрофические рапопроявления и поглощения бурового раствора, кавернообразование).

Прогноз геофизическими методами рапоопасных зон даже на хорошо разведанных и разрабатываемых месторождениях (Астраханском, Карачаганакском, Оренбургском, Ковыктинском) до сих пор затруднителен и малодостоверен. Надежных технологий прогноза подобных зон на малоизученных арктических шельфовых объектах на данный момент не существует.

Достоверность прогноза интервалов и характеристик соленосных отложений особенно важна при проектировании первых глубоких скважин на арктических шельфах. Отсутствие пробуренных скважин в крупных секторах ряда восточных акваторий арктического шельфа и вероятное субгоризонтальное залегание соляных пластов усложняют задачу прогнозирования.

Целенаправленные поиски углеводородов на континентальном шельфе в Северном Ледовитом океане были начаты во второй половине прошлого столетия. Их пик пришелся на 1970–1980-е гг., когда на перспективных структурах Баренцева и Карского морей бурились поисково-разведочные скважины и были открыты уникальные по запасам Штокмановское, Русановское, Ленинградское, ряд других крупных месторождений газа и нефти. В промышленную разработку в декабре 2013 г. введено пока единственное морское

нефтяное месторождение Приразломное (открыто в 1989 г., глубина моря 20 м). Бурение скважин и добыча нефти здесь ведутся со стационарной морской ледостойкой платформы. Промышленное освоение других выявленных месторождений, удаленных от берега и достаточно глубоководных (с позиций установки стационарных платформ), оказалось очень сложной задачей. В 1990-е гг. предполагалось начать разработку Штокмановского месторождения в Баренцевом море, и для этого выполнен большой комплекс работ, но в итоге проект был «заморожен». В акватории замерзающего на долгие месяцы Карского моря задачи существенно усложняются. Еще большие сложности ожидаются в арктических морях, омывающих с севера территорию Восточной Сибири.

Соленосные (эвапоритовые) формации имеют широкое распространение в Мировом океане. Термин «эвапориты» отражает представления исследователей об образовании пород (гипсов, ангидритов, галитов) в результате выпаривания морской воды. Существуют альтернативные точки зрения, отрицающие такую модель соленакопления. Так, В.А. Строганов обращает внимание на то, что мощные соленосные формации на нашей планете накапливались в эпохи глобальных или региональных оледенений, когда отмечены наихудшие условия для «выпаривания» [3]. Крупнейшая генерация солей в пермскую галогенную эпоху (62 % мировых запасов) совпадает по времени с величайшей на планете эпохой оледенения. И другая закономерность: все солеродные бассейны образовались после или во время формирования близлежащих горных сооружений, когда возникали и возобновлялись глубинные разломы земной коры, магматические расплавы изливались на поверхность [3].

На парагенетическую связь эффузивных, магматических и «эвапоритовых» пород, доказывающую глубинный генезис соли, сегодня обращают внимание многие исследователи, и число их постоянно увеличивается. Рост соляных диапиров связывается не с пластичным перетеканием соли под воздействием литостатического давления, а с непрерывно-прерывистым поступлением рапы по субвертикальным флюидоканалам и выпадением солей в осадок при изменении термобарических условий. В «спокойные» периоды в канале образуется твердая фаза (пробка), в периоды активизации «гидродомкрат» толкает ее вверх.

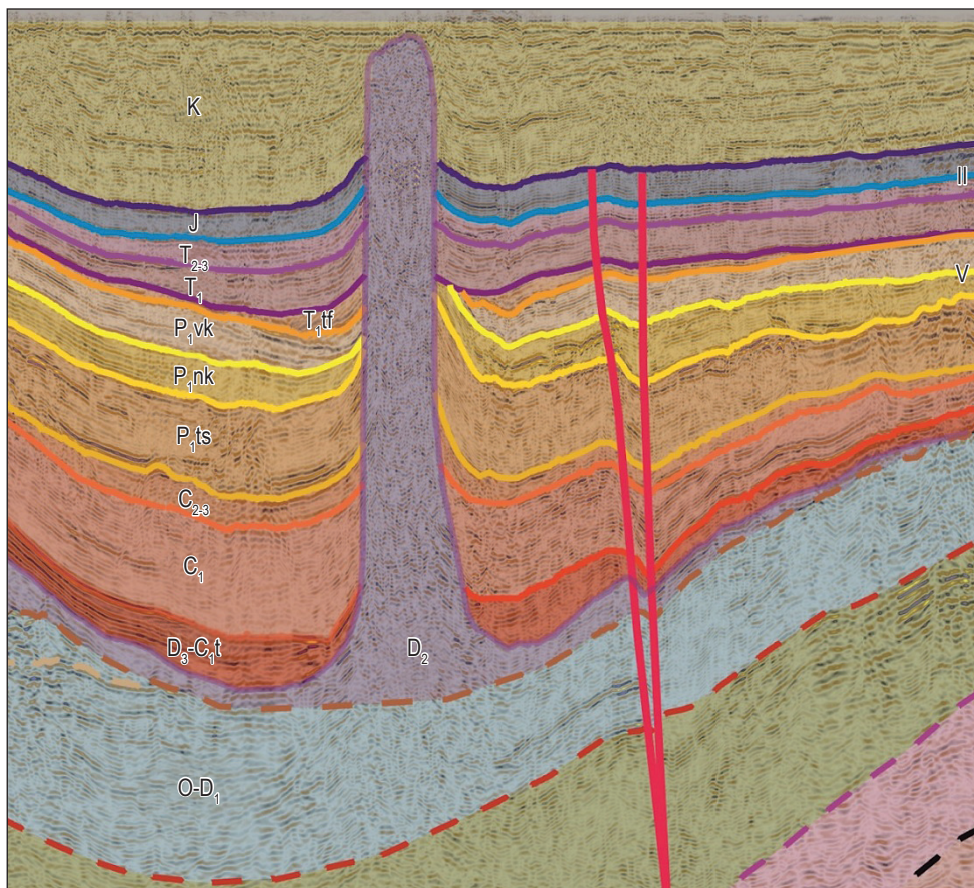
Выходы высокоминерализованных глубинных растворов по вертикальным трубообразным каналам («курильщики») по типу базальтовых лав установлены в Красном и Мертвом морях, в Атлантическом и Тихом океанах [4].

С соленосными формациями ассоциируют богатые нефтегазоносные бассейны Северного моря, Атлантического океана (Бразилия, Ангола), Мексиканского и Персидского заливов, Средиземного моря [5, 6]. По мере продвижения фронта геологоразведочных работ на все большие глубины именно соленосные отложения являются наиболее надежными, а нередко и единственными покрывками, особенно для высоконапорных газовых залежей.

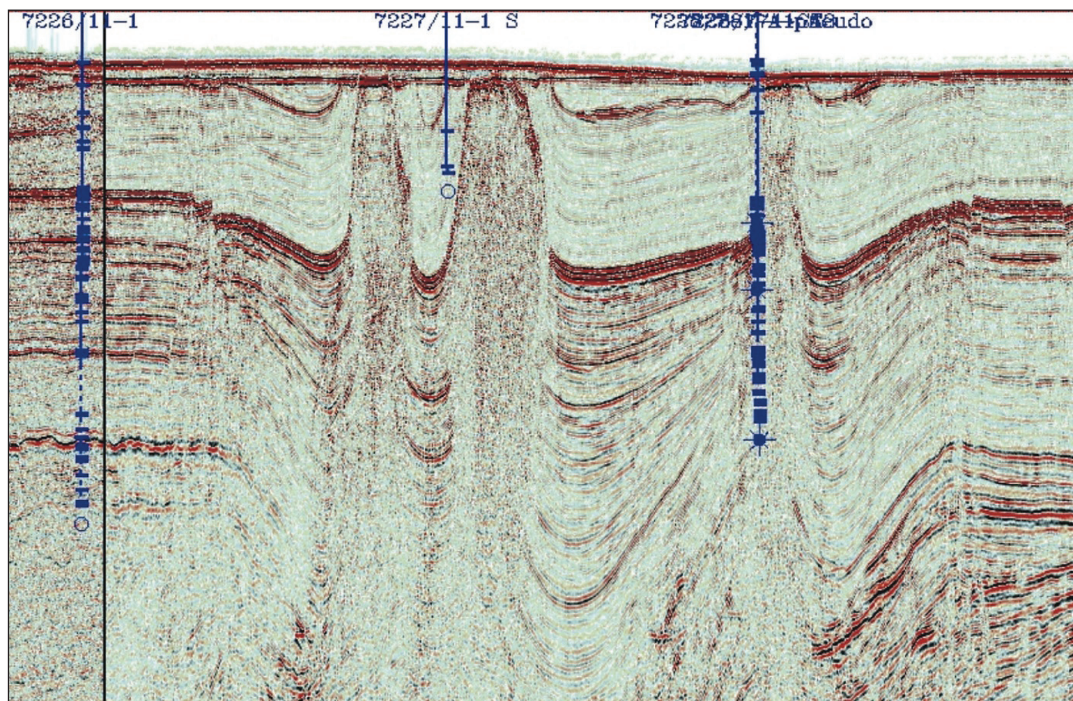
Данных о распространении соленосных толщ в акватории Северного Ледовитого океана пока немного [7]. Соленосные отложения каменноугольно-нижнепермского возраста известны на Восточном Шпицбергене, на о. Эдж, на юге архипелага Новая Земля,

на Северной Земле (ордовик) и в Нордвик-Хатангском районе (девон). По геофизическим данным присутствие соленосных отложений с признаками солянокупольной тектоники предполагается на шельфах Канадского Арктического архипелага, в западной части баренцевоморского шельфа, в северной части карского шельфа, в Хатангском заливе моря Лаптевых (рис. 1, 2) [8].

Данных о соленосных отложениях в других восточных районах российского арктического шельфа пока нет, но наличия таких отложений исключить нельзя. На сегодняшний день наибольшую сложность представляет идентификация субгоризонтальных галогенных пластов, которые визуальнo не выделяются на сейсмических разрезах, в отличие от куполов и штоков. Спокойное многопластовое залегание кембрийских солей характерно для Чаядинского, Ковыктинского и других газоконденсатных и нефтяных месторождений



**Рис. 1. Пример соляного штока в море Лаптевых (район р. Хатанги):** придонный разрез над куполом штока может иметь ослабленные газонаполненные зоны, представляющие опасность для бурения (А.В. Ступакова, Р.А. Сауткин, А.А. Суслова и др., 2013 [8] с использованием материалов НПО «Южморгеология»)



**Рис. 2. Пример соляных штоков в норвежском секторе Баренцева моря**  
(А.В. Ступакова, Р.А. Сауткин, А.А. Суслова и др., 2013 [8] с использованием  
данных компании Petroleum Geo-Services)

Восточной Сибири, где связанные с солями осложнения и аварии при строительстве скважин оборачиваются многомиллионными убытками. В случае аналогичных аварий на морских месторождениях финансовые потери будут в десятки-сотни раз больше, а ликвидация аварий в ряде случаев окажется невозможной.

Предлагаемый авторами метод позволяет прогнозировать наличие соленосных отложений на арктических шельфах до бурения первых глубоких скважин. В 2018–2019 гг. в ходе анализа океанографических карт арктических морей России была отмечена вариативность солености морской воды (у поверхности и в придонном интервале) в различных тектонических и нефтегазоносных районах. Классическое «океанографическое» представление о влиянии рек и течений на изменение солености по площади и послойно не дает, на взгляд авторов, адекватного объяснения. Определенная закономерность проявляется при сопоставлении данных об изменении солености вод с геологическими материалами, и при достаточной точности гидрологических замеров с ее помощью возможно прогнозировать распространение соленосных отложений, соляных куполов и ослабленных донных зон кэпрока.

Метод базируется на предположении (гипотезе) о наличии в придонных осадках точечных зон разгрузки глубинных высокоминерализованных вод над соляными диапирами и разломами. Естественно, речь идет не о размыве самих куполов, обнажающихся на морском дне (маловероятно), а о выходах рапы. Придонные «рапные озера», связанные с глубинными термофлюидами, установлены в Мексиканском заливе, Красном море и других местах Мирового океана, описаны в зарубежных и отечественных публикациях.

Экспресс-анализ сейсмических данных о Баренцевом море показывает, что серии соляных куполов «протыкают» осадочный разрез практически до придонных слоев, и, следовательно, подток высокоминерализованных вод по субвертикальным ослабленным, трещиноватым, зонам в этих местах весьма вероятен. Аналогичная ситуация наблюдается, по сейсмическим данным (скважины отсутствуют), в Северо-Карском тектоническом районе Карского моря, а повышенная соленость (несмотря на огромный объем выноса пресных вод р. Оби), возможно, является признаком наличия придонных зон разгрузки высокоминерализованных растворов.

Повышенная соленость придонных вод и/или изменение компонентного состава вод могут служить прогнозными признаками присутствия галогенной формации в разрезе. В настоящее время нефтегазовая гидрогеохимия переживает ренессанс вследствие стремительного развития аналитической базы, позволяющей определять компоненты в поровой воде донных отложений в нано- и меньших концентрациях.

За более чем полувековую историю изучения многих бассейнов установлена связь между морскими месторождениями нефти и газа, зонами разгрузки глубинных вод и выявляемыми над ними гидрогеохимическими и биогеохимическими аномалиями в донных отложениях и придонных водах. Огромный интерес для оценки возможной субвертикальной разгрузки глубинных вод кроме привычного комплекса макро- и микрокомпонентов представляют определения изотопов и редкоземельных элементов. Аналитические технологии постоянно упрощаются, стоимость анализа проб снижается. Вариации состава стабильных изотопов ( $^2\text{H}$ ,  $^{18}\text{O}$ ,  $^{37}\text{Cl}/^{35}\text{Cl}$ ,  $^{81}\text{Br}/^{79}\text{Br}$  и  $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ ) являются важнейшим генетическим признаком формирования рассолов в результате либо растворения галогенных горных пород, либо глубокого преобразования захороненной рапы солеродных бассейнов в условиях различной степени закрытости гидрогеологических систем. Определение изотопов  $^{234}\text{U}$  и  $^{238}\text{U}$  в водах, ранее технологически невозможное в силу низких концентраций, позволяет определить возраст подземных вод, хотя и с ограничением до первых миллионов лет.

Таким образом, комплексное изучение химического и изотопного составов поровых вод донных отложений, пластовых флюидов и морской воды позволит с высокой вероятностью выявлять наличие в разрезе галогенных толщ и вертикальной восходящей разгрузки по ослабленным фильтрационным зонам.

## Список литературы

1. Ступакова А.В. Перспективы открытия новых месторождений в пределах арктического шельфа / А.В. Ступакова, А.А. Сусллова, Р.С. Сауткин и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 154–166.
2. Франчук А.А. Геолого-геофизические характеристики солесодержащих флюидоупоров Сибирской платформы / А.А. Франчук, С.Б. Коротков, Е.В. Семёнова // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 3 (31): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 162–171.
3. Строганов В.А. Как образовались полезные ископаемые? / В.А. Строганов // Вестник Российской академии наук. – 1998. – Т. 68. – № 12. – С. 1081–1085.
4. Беленицкая Г.А. Мертвое море – очаг рассольно-соляной разгрузки недр / Г.А. Беленицкая. – СПб.: СПбГУ, 2013. – 111 с.
5. Беленицкая Г.А. Соли и нефтиды: глобальные пространственные и кинетические взаимосвязи / Г.А. Беленицкая // Региональная геология и металлогения. – 2014. – № 59. – С. 97–112.
6. Беленицкая Г.А. Природные соляно-нафтидные узлы – глобальные центры надежд и угроз (на примере бассейна Мексиканского залива) / Г.А. Беленицкая // Пространство и время. – 2012. – № 3 (9). – С. 193–207.
7. Шипилов Э.В. Соляная тектоника в окраинно-континентальных эвапоритовых бассейнах Арктики / Э.В. Шипилов // Труды Ферсмановской научной сессии ГИ КНЦ РАН. – 2018. – № 15. – С. 401–404.
8. Ступакова А.В. Нефтегазоносные бассейны российской Арктики / А.В. Ступакова, С.И. Бордунов, Р.С. Сауткин и др. // Геология нефти и газа. – 2013. – № 3. – С. 30–47.

## A new method for predicting saliferous series in Eastern Siberia

S.B. Korotkov<sup>1\*</sup>, S.M. Karnaukhov<sup>1</sup>, A.V. Stupakova<sup>2</sup>, A.A. Suslova<sup>2</sup>, R.S. Sautkin<sup>2</sup>, A.V. Korzun<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Innovative Oil and Gas Technologies (IOGT), Est. 36, Bld. 2, Obrucheva street, Moscow, 107014, Russian Federation

<sup>2</sup> Lomonosov Moscow state University, Bld. 1, Leninskiye gory, GSP-1, Moscow, 119991, Russian Federation

\* E-mail: s.korotkov@iogt.ru

**Abstract.** This article reveals a new method aimed at predicting zones of possible saliferous series distribution and saline tectonics using a complex of geophysical, hydrological and oceanographic data.

A unique salt basin at Siberian platform may have an extension in the waters of Laptev and East Siberian seas. In the absence of drilled wells, one can examine the possible presence of salt formations in a section by the indirect indicators. The authors suggest a new way, which involves studying variations of the marine water composition as an indicator of vertical ascendant unloading of highly mineralized juvenile waters. The supra-bottom brine lakes connected with the abyssal thermal fluids are known to be presented in the Gulf of Mexico, the Red and Dead seas, and in other places of the World Ocean. These lakes are described in few foreign and domestic publications.

In 2018–2019, while analyzing the oceanographic maps of the Russian Arctic seas, the authors concluded that the discovered abnormalities of marine water compositions could not be explained only with the influence of rivers and currents. It was noticed that these abnormalities related to the particular tectonic zones and features of geological structure, which were recorded in the seismic profiles. It was concluded that the spots of unloading of the highly mineralized juvenile waters may exist, and it could be a prognostic criterion of halogen formation presence within the section.

A rapidly developing analytic base enables detection of nano concentrations of the dissolved components, their isotopes, and lanthanides. Variations of compositions of the stable isotopes (<sup>2</sup>H, <sup>18</sup>O, <sup>37</sup>Cl/<sup>35</sup>Cl, <sup>81</sup>Br/<sup>79</sup>Br и <sup>87</sup>Sr/<sup>86</sup>Sr) indicate the genetic criteria of evolution of the solutions. Tracing of the <sup>234</sup>U and <sup>238</sup>U isotopes in water, which has been impossible earlier due to their low concentrations, gives opportunity to calculate the age of subsoil waters.

Constant cheapening and simplification of sample tests make possible wide application of this method in geological prospecting. Together with other survey techniques, this procedure will decrease risks and costs of deep well constructing at initiatory stages of offshore hydrocarbon development in Arctic.

**Keywords:** method, forecasting, saliferous series, Arctic continental shelf, salinity flexibility, supra-bottom water, gas, oil.

### References

1. 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.).
2. FRANCHUK, A.A., S.B. KOROTKOV, Ye.V. SEMENOVA. Geological-geophysical characteristics of the salt-bearing fluid traps at Siberian Platform [Geologo-geofizicheskiye kharakteristiki solesoderzhashchikh fluidouporov Sibirskoy platformy]. *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. 162–171. ISSN 2306-9849. (Russ.).
3. STROGANOV, V.A. How has the mineral wealth generated? [Kak obrazovalis poleznyye iskopayemye?]. *Vestnik Rossiyskoy Akademii Nauk*. 1998, vol. 68, no. 12, pp. 1081–1085. ISSN 0869-5873. (Russ.).
4. BELENITSKAYA, G.A. *Dead Sea as a focus of the brinish-saline unloading of subsoil* [Mertvoye more – ochag rassolno-solyanoy razgruzki nedr]. St. Petersburg: St. Petersburg University, 2013. (Russ.).
5. BELENITSKAYA, G.A. Salts and naphtides: global spatial and kinetic links [Soli i naftidy: globalnyye prostranstvennyye i kineticheskiye vzaimosvyazi]. *Regionalnaya Geologiya i Metallogeniya*. 2014, no. 59, pp. 97–112. ISSN 0869-7892. (Russ.).
6. BELENITSKAYA, G.A. Natural salt-naphtide knots as the global centers of hopes and threats (a case of the Gulf of Mexico basin) [Prirodnyye solyano-naftidnyye uzly – globalnyye tsenry nadezhd i ugroz (na primere basseyna Meksikanskogo zaliva)] [online]. *Prostranstvo i Vremya*. 2012, no. 3 (9), pp. 193–207. ISSN 2226-7271. (Russ.).
7. SHIPILOV, E.V. Halokinesis in the pericontinental evaporitic Arctic basins [Solyanaya tektonika v okrainno-kontinentalnykh evaporitovykh basseynakh Arktiki]. *Trudy Fersmanovskoy nauchnoy sessii GI KNTs RAN*. 2018, no. 15, pp. 401–404. ISSN 2074-2479. (Russ.).
8. STUPAKOVA, A.V., S.I. BORDUNOV, R.S. SAUTKIN, et al. Oil-gas-bearing basins of Russian Arctic [Neftegazonosnyye basseyny rossiyskoy Arktiki]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2013, no. 3, pp. 30–47. ISSN 0016-7894. (Russ.).

УДК 55:622

## Основопологающие законы, закономерности и правила нефтегазовой геологии России и мира (в порядке полемического обсуждения)

**В.А. Скоробогатов**

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1  
E-mail: V\_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

**Ключевые слова:**

газ,  
нефть,  
месторождение,  
залежь,  
углеводороды,  
ресурсы,  
бассейны,  
провинции,  
области,  
комплексы пород.

**Тезисы.** Российская нефтегазовая геология (НГГ) находится на передовых рубежах мирового горного дела более 60 лет. Решением всего спектра проблем в рамках развития НГГ в России занимались и занимаются научные коллективы ВНИГРИ, ВНИГНИ, ВНИИГАЗа, ГЕОХИ РАН, ЗапСибНИГНИ, ИГиРГИ, МГУ, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, СНИИГГиМСа. Многие идеи, концепции, учения о формировании, эволюции и размещении углеводородных скоплений (УВС) в недрах, потенциальных ресурсах нефти и газа и направлениях эффективных поисков месторождений и залежей газа и нефти впервые сформулированы и получили развитие в трудах российских исследователей. Лучшими теоретиками НГГ всегда были российские геологи и геохимики, тогда как в области соответствующих экспериментальных и прикладных исследований лидировали американские, французские, немецкие ученые.

Главным и одновременно универсальным законом НГГ был и остается закон повсеместного распространения газа и дискретного распространения нефти в недрах осадочных бассейнов. Исторически первой стала «антиклинальная» теория формирования, прогнозирования и поисков УВС, тогда как доминирующая и «вечная» парадигма НГГ основана на естественном, гравитационном, разделении фазообособленных геофлюидов – газа, нефти и воды, генерированных в глинах и углях и оказавшихся после эмиграции в природных резервуарах. Другие важнейшие теории НГГ:

- очаговой газо- и нефтегенерации;
- осадочно-миграционного происхождения нефти (Н.Б. Вассоевич) [... и большей части газа, кроме гелия и части кислых газов, которые полигенетичны. – Авт.];
- дифференциального улавливания углеводородов при их перемещении в проницаемых толщах (В.П. Савченко, С.П. Максимов, У.К. Гассоу и др., конец 1960-х – начало 1970-х гг.);
- струйной миграции газа и нефти по природным резервуарам (В.П. Савченко).

К концу XX в. многие теоретические положения НГГ устарели и почти не применяются в настоящее время. В порядке обсуждения в статье сформулированы некоторые законы НГГ, справедливые в любых геологических условиях осадочных бассейнов, сложенных серо-, пестро- и красноцветными терригенными и карбонатными породами, а именно: 1) непрерывности и повсеместности газообразования в земных недрах; 2) «онтогенетической необходимости» газо- и нефтенакпления; 3) дискретности и неравномерности нефте- и особенно газонакпления; 4) «сегрегации» нефти и газа. Кроме законов НГГ (в авторской интерпретации) предложены и сформулированы закономерности и правила формирования, размещения и прогнозирования поисков УВС.

*Геологи, живя прошлым в настоящем, предсказывают Будущее! И эти предсказания тем точнее, чем лучше они понимают Прошлое...*

В рамках эволюции человеческой цивилизации все науки – математика, физика, химия, биология, геология и др. – существуют по своим, только им присущим (специфическим) законам формирования, изменения, развития и совершенствования. Конечной точки развития нет ни у одной из наук. То же относится и к нефтегазовой геологии (НГГ) – части общей геологии как науки о Земле.

Само возникновение НГГ произошло на рубеже XIX и XX вв., когда настала необходимость объяснять условия формирования и закономерности размещения в осадочных бассейнах (ОБ) первых открываемых месторождений углеводородов (МУВ) и пытаться прогнозировать новые открытия. Автор придерживается мнения,



что наиболее логичной единицей периодизации НГГ как мировой науки является 30-летие, «привязанное» к соответствующему этапу развития нефтяной, а потом и газовой отраслей промышленности (членение на 10-летние отрезки времени не вполне корректно, а точнее, бессмысленно):

I. 1871–1900 гг. – ранний (начальный) период. Первые труды по отдельным проблемам поисков и разведки углеводородных скоплений (УВС);

II. 1901–1930 гг. – научное становление;

III. 1931–1960 гг. – появление первых обобщающих трудов;

IV. 1961–1990 гг. – «золотой», наиболее плодотворный, период развития теории и практики прогнозирования, поисков и разведки УВС, нефте- и газодобычи;

V. 1991–2020 гг. – переосмысление многих понятий и закономерностей (в России в конце XX в. кризисные явления наблюдаются во всем, в том числе и в области НГГ);

VI. 2021–2050 гг. – завершающий (?) период развития НГГ<sup>1</sup>.

Главным и одновременно универсальным законом НГГ был и остается закон распространения в недрах ОБ газа и нефти, а именно повсеместности газа, дискретности нефти, и конечности (в результате онтогенеза) их фазообособленных скоплений в ловушках; но в масштабах пространства-времени все же промежуточные состояния углеводородной материи – это островки на фоне подземного «океана воды» [1–5].

Исторически первой появилась «антиклинальная» теория формирования, прогнозирования и поисков УВС. Главная и «вечная» парадигма НГГ, обусловившая основополагающий поисковый признак, заключается в признании естественного – гравитационного – разделения генерированных в глинах и углях и оказавшихся после эмиграции в природных резервуарах фазообособленных геофлюидов (газа, нефти и воды) в земных недрах. Таким образом, рационально прогнозировать и искать УВС в приподнятых частях природных резервуаров в тупиковых зонах – ловушках, которые органические подвижные соединения (ОПС), т.е. нефть и газ, не могут покинуть, попав

туда, без дополнительных условий (наличия разломов, изменения угла наклона пласта-коллектора и др.). По сути, это и есть главный закон разделения и распределения ОПС и воды в недрах [6–8].

В науке разумно и логично истолковать накопленные факты – значит понять то или иное явление или процесс, объяснить его происхождение и получить возможность прогнозировать (в частности, новые открытия) правильно с точки зрения результата и корректно по сути. Принципиальное предназначение НГГ как науки – прогноз-предсказание существования в недрах тех или иных ОБ УВС, научное обеспечение и сопровождение поисков и открытия, разведки и освоения месторождений и залежей газа и нефти различной величины и разных фазовых состояний (чем крупнее, тем лучше: для газодобывающих компаний – преимущественно газосодержащих МУВ, для нефтедобывающих – нефтесодержащих МУВ), в дальнейшем мониторинг состояния и обеспечение оптимального развития (в рамках жизненного цикла) как отдельных месторождений, нефтегазодобывающих областей (НГО) и провинций (НГП), так и их минерально-сырьевой базы (МСБ) в целом.

За более чем столетнюю историю развития НГГ и геохимии в их рамках во всем мире проводили исследования десятки тысяч ученых-геологов и геохимиков, в том числе многие тысячи в России. Но, как и в спорте, в любой науке есть рекордсмены-чемпионы, самые-самые. По мнению автора, к настоящим звездам первой величины на небосклоне российской и мировой НГГ, внесшим огромный вклад в развитие ее теории и практики, следует в первую очередь отнести Михайло Ломоносова (XVIII в.), а также<sup>2</sup>:

- в России: И.И. Аммосова, А.Д. Архангельского, И.О. Брода, Н.Б. Вассоевича, Т.А. Ботневу, В.Г. Васильева, В.И. Высоцкого, В.И. Вернадского, В.С. Вышемирского, И.М. Губкина, Ф.Г. Гурари, А.Ф. Добрянского, Н.А. Еременко, В.И. Ермакова, М.К. Калинин, А.А. Карцева, А.Л. Козлова, Е.С. Ларскую, Н.В. Лопатина, С.П. Максимова, В.Д. Наливкина, И.И. Нестерова, С.Г. Неручева, Е.А. Рогозину, К.Ф. Родионову, Н.Н. Ростовцева, В.П. Савченко, В.А. Соколова, В.С. Суркова, В.А. Успенского, А.А. Ханина;

<sup>1</sup> К началу 2-й половины XXI в. общее число МУВ в мире превысит 100 тыс. (против 77 тыс. в 2019 г.). Большинство проблем ресурсно-поискового направления НГГ будет решено.

<sup>2</sup> Далее фамилии перечислены в алфавитном порядке.

- за рубежом: Ф. Бертрана, М.А. Бестужева, Д. Вельте, У. Гассоу, Х. Грюнау, Г. Деру, П.А. Дикки, Б. Дюрана, Р. Кинга, Ж.Е. Клейпула, Х.Д. Клемме, Дж. Коннана, А.И. Леворсена, М. Луи, К. Лэндса, Дж. Мастерса, Ф. Норта, П. Пеле, Г. Потонье, Д.Д. Райса, Дж. Смита, Л.Р. Сноудона, Д. Сэксби, М. Тайхмюллер, Б. Тиссо, Д. Уайта, М. Шоэлла.

Лучшими теоретиками НГГ всегда считались российские геологи и геохимики (впрочем, это справедливо и в отношении большинства других направлений науки и техники) [1, 9–12], в области экспериментальных и прикладных исследований лидировали американские, французские, немецкие ученые.

В НГГ все сложно. Это действительно сложнейшая комплексная наука, изучающая длившиеся в течение десятков и сотен миллионов лет в прошлом и происходящие в земных недрах в настоящее время процессы и явления, приводящие к формированию фазообособленных скоплений – залежей газа и нефти в ловушках, которые и становятся объектами поиска. Однако гносеология учит: чем проще, тем лучше, в том числе и для понимания, восприятия, освоения и использования.

Выше отмечалось, что самый плодотворный период развития НГГ как науки пришелся в мире на последние десятилетия XX в., в России – на тридцатилетие 1963–1992 гг., далее – кризис. В это время были опубликованы основополагающие работы в области геологии и геохимии нефти и газа как мирового, так и общероссийского уровня [1, 7, 8, 11, 13–16 и др.], а также сформулированы и обоснованы на природных примерах базовые теоретические положения:

- о главной фазе нефте(газо)образования (ГФН) (Н.Б. Вассоевич, Н.В. Лопатин и др., 1967–1969 гг.), «окно в нефть» (Б.П. Тиссо, Д.Х. Вельте, Дж.М. Хант, 1981–1982 гг.) [1, 4, 5, 17];

- очаговая теория газо- и нефтегенерации;
- теория осадочно-миграционного происхождения нефти Н.Б. Вассоевича [1] (добавим: ...и большей части газа, кроме гелия и части кислых газов, которые полигенетичны);

- теория (= принцип) дифференциального улавливания углеводородов (ТДУ) при их перемещении в проницаемых толщах (В.П. Савченко, С.П. Максимов, У.К. Гассоу и др., работы конца 1960-х – начала 1970-х гг.) [7, 8, 17];

- теория струйной миграции (ТСМ) газа и нефти по природным резервуарам (В.П. Савченко) [8];

- супертеория онтогенеза углеводородов и важнейшая ее часть – теория эволюции УВС в залежах [9, 18–21];

- частная теория первичных нефтей и их биодеградации (Ал.А. Петров и др.).

Многие понятия к концу XX в. устарели и почти не применяются в настоящее время. В частности, ГФН как таковой в природе нет. Во-первых, образуются не нефть, а битумоиды в тонкозернистых породах, а собственно нефть появляется на границе глины и песчаника и только тогда начинает мигрировать к ловушкам [21, 22]. Во-вторых, какая же она «главная» фаза, когда, по сути, является единственной (в диапазоне позднего протокатагенеза – мезокатагенеза  $PK_3 \dots MK_3$  при отражательной способности витринита  $R^\circ = 0,45 \dots 1,35 \%$ ). Действительно, тогда катагенетическое «окно в нефть» [4, 5] реальнее: термин образный, красивый и правильный! Кстати, к газу это не имеет никакого отношения, и «главная фаза газообразования (= газогенерации)» – понятие неверное по сути.

ТДУ после активной поддержки со стороны многих геологов в 1970–1980-х гг. в настоящее время рассматривается как частный и не очень распространенный пример региональной миграции под протяженными, чаще всего региональными, покрывками и расположения УВС по следующей схеме: в более глубоких зонах одной и той же толщи – газ, выше – газ с нефтью, еще выше – нефть, сначала нормальная, а потом и «ранняя» = незрелая (тяжелая, на глубинах 1,5...0,5 км), и снова газ (сухой, бесконденсатный, «ранний»). Но точно к таким же результатам приводит и эволюционное развитие УВС (табл. 1) с погружением вмещающих их ловушек при различных типах материнского органического вещества (ОВ) [18–20].

По сути неверно представление и об «очагах генерации». Процессы газо- и битумообразования происходят повсеместно и непрерывно во всем объеме погружающейся продуцирующей толщи, правда, с разной интенсивностью в зависимости от уровня интегрального прогресса (стадий катагенеза) материнского ОВ. Справедливо подчеркнуть, что от многих идей в области НГГ, высказанных в 1950–1980-е гг., пришлось по факту

Таблица 1

## Эволюция УВС

Этап	ОВ	
	гумусовое рассеянное и концентрированное (угли)	сапропелевое рассеянное и полуконцентрированное (в том числе горючие сланцы)
1	Газ (сухой, ранний)	Нефть (ранняя, «незрелая»)
2	Газоконденсатная смесь (конденсатсодержащий газ)	Нефть (все более легкая, «благородная» по составу)
3	Газоконденсатнефтяная (нефтегазоконденсатная) залежь (с оторочками высокопарафиновой бессернистой нефти)	Нефтегазоконденсатная залежь (появление газоконденсатных «шапок»)
4	Газовый конденсат (его содержание снижается с глубиной)	Газоконденсатнефтяная залежь (все больше свободного газа, все меньше нефти)
5	Газ (сухой)	Газоконденсатная залежь (снижение содержания конденсата со 100 до 10 и менее г/м <sup>3</sup> )
6	–	Газ (сухой, позднекатагенетический)

отказаться. «Уцелела» только ТСМ как действительно универсальная теория, описывающая процессы, наблюдаемые повсеместно в природных резервуарах.

Неоднократно отмечалось, что не существует универсальных «первичных» нефтей: в зависимости от генерационных условий они существенно отличаются друг от друга («континентальные», в том числе «озерные», «дельтовые» и «морские»), и их эволюционное развитие «движется» от битумоподобных, «не взрывших», нефтей (тяжелых, с большим содержанием смол и асфальтенов) на малых глубинах к утяжеленным, средним по плотности, легким и конденсатоподобным. В жестких термокатагенетических условиях нефти в залежах и остаточные битумоиды в материнских породах становятся источником вторичных углеводородных газов (УВГ), а их остатки вновь переходят в твердое состояние [19, 20].

В области НГГ материковых бассейнов Северной Евразии (СЕА) – России – очень многое изучено, многое продумано, хотя не все и не до конца понято, но пространства для нового фундаментального творчества остается все меньше, а все без исключения научные журналы буквально осаждают мелкотемные статьи по второстепенным, частным проблемам и геологии, и геохимии нефти и газа, особенно достается такой суперсложной проблеме, как нефть баженовской свиты Западной Сибири [21, 22].

К настоящему времени и в мире все меньше остается исследователей-теоретиков в области НГГ. Во многом это объясняется исчерпанием

возможностей открытия месторождений-гигантов на суше и в части шельфовых областей (Северное море, Мексиканский залив и др., мезозой и кайнозой Арабо-Персидского мегабассейна). Настало время задуматься о том, какие действительно универсальные законы и правила управляют развитием современной НГГ и ее главной составляющей – минерально-сырьевой базы газонефтедобычи в виде запасов и ресурсов УВ в земных недрах. Безусловно, совершенствование теории НГГ как таковой – это не самоцель. Главное: предсказать и открыть новые месторождения и залежи свободного газа (СГ) и нефти для их дальнейшего промышленного освоения и коммерческой добычи углеводородов.

Всем в материальном мире управляют «основополагающие необходимости», а именно наличие и взаимодействие вещества, энергии, пространства, времени. Их взаимопроникающее влияние и определяет все физико-химические процессы на Земле и во Вселенной. То же относится к формированию МУВ.

Для образования скоплений нефти/газа ОПС должны успешно пройти, или преодолеть, все звенья (этапы) онтогенетической цепи процессов и явлений: генерация → первичная и вторичная миграция (в рассеянном, микро- и макроконцентрированном состояниях) → аккумуляция и консервация → эволюция → ремиграция и разрушение (частичное, полное). Величайшее «таинство» НГГ – трансформация нефтебитумоидов и газа из микрорассеянного состояния в материнских породах-генераторах в макроконцентрированное в залежах

углеводородов, являющихся фазообособленными скоплениями внутри ловушек в объеме природных резервуаров [23]. Она и происходит в результате реализации всех звеньев в цепи онтогенеза, кроме разрушения полного, хотя в результате ремиграции углеводородов из нижних – «донорских» – залежей образуются вторичные скопления выше нарушенной разломами покрывки, но большая часть углеводородов при этом рассеивается.

Чем древнее породы, вмещающие УВС, тем больше «эволюционно-революционные» потери массы и объема нефти и газа и их остаточные запасы (и ресурсы) в современных залежах. С другой стороны, в молодых осадках (неоген) не все процессы онтогенеза могут быстро и масштабно развиваться («не успевают») за первые миллионы и десятки миллионов лет, т.е. остаются нереализованными. Всегда и во всем крайности малоблагоприятны, недаром богатейшими в мире являются ОБ с мощными толщами юры и мела, но не палеозоя и кайнозоя. Первые «перезрели» в плане онтогенеза углеводородов и находятся на стадии разрушения нефтегазоносности (Восточно-Сибирская, Волго-Уральская и многие другие провинции), вторые «недозрели, едва родившись» [19, 22].

Решением всего спектра проблем в рамках развития НГГ России занимались в советское время и занимаются сейчас научные коллективы ВНИГРИ, ВНИГНИ, ВНИИГАЗа,

ГЕОХИ РАН, ЗапСибНИГНИ, ИГиРГИ, МГУ (геологический факультет), РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, СНИИГГиМСа. Результаты их исследований опубликованы [1, 3, 9, 10, 13, 17, 19, 20, 24, 25 и мн. др.]. Применительно ко всему миру по проблемам развития НГГ опубликованы десятки тысяч научных статей, многие тысячи монографий и обзоров, но справедливым будет заметить, что обобщающих работ глобального уровня немного – менее ста [3, 6, 8, 9, 11, 26–30 и др.].

Интересно разделение научного труда между коллективами исследователей в области НГГ России (1961–1990 гг.) (табл. 2).

Применительно к НГГ фундаментальные законы должны иметь общезначимый, универсальный характер и выполняться во всех нефтегазоносных ОБ и автономных генерационно-аккумуляционных комплексах (АГАК) пород, разделенных покрывками. Однако на то они и законы, чтобы иметь исключения. Природа процессов и явлений, происходящих в недрах ОБ, намного сложнее наших представлений о них, и не все еще окончательно познано и осознано, особенно по части первичной миграции, эволюции и разрушения УВС (генерационные и миграционные проблемы изучены намного лучше и детальнее).

Автор позволил себе в порядке обсуждения сформулировать некоторые законы, закономерности и правила развития НГГ, применимые

Таблица 2

**Специализация научно-исследовательских институтов в советский период на изучении проблем онтогенеза углеводородов**

Тематика	Разработчики
Генерация ОПС	МГУ (кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых), ВНИГРИ, ВНИИГАЗ
Эмиграция газа, битумоидов	ИГиРГИ, ВНИИГАЗ
Вторичная миграция углеводородов	ВНИИГАЗ, МГУ, ВНИГНИ
Аккумуляция / консервация	ВНИГНИ, ИГиРГИ
Эволюция	ВНИИГАЗ
Разрушение / ремиграция	ВНИГНИ, МГУ
Общая схема формирования УВС	ВНИГРИ, ВНИГНИ, ВНИИГАЗ
Общие и практические проблемы НГГ: генезис нефти и газа	МГУ, ВНИГРИ, ВНИИГАЗ
Геохимия нефти	ВНИГНИ, СНИИГГиМС
Нефтегазгеологическое районирование	МГУ, РГУ нефти и газа
Теория формирования гигантских месторождений углеводородов	ВНИИГАЗ, ИГиРГИ, РГУ нефти и газа
Качественный и количественный раздельный прогноз газо- и нефтеносности, в том числе оценка традиционных ресурсов углеводородов	ВНИГРИ, ВНИГНИ, ВНИИГАЗ, ЗапСибНИГНИ
Нетрадиционные ресурсы газа и нефти	ВНИИГАЗ, ВНИГРИ, МГУ

в любых геологических условиях ОБ, сложенных серо-, пестро- и красноцветными терригенными и карбонатными породами, а также вулканогенно-осадочными толщами (в отдельных нефтегазоносных ОБ).

## Законы

I. *Закон непрерывности и повсеместности газообразования в земных недрах*: во всех горных породах – осадочных (серо- и красноцветных), магматических и метаморфических – непрерывно с той или иной интенсивностью образуются газы – углеводородные (метан + тяжелые), кислые и инертные – за счет различных физико-химических процессов и трансформаций твердого вещества пород (и ОБ) в рассеянном и концентрированном (угли) состояниях и геофлюидов и при различных геотемпературах (от 0 до +200...250 °С в осадочных породах и до 300...1000 °С в метаморфических и магматических).

Однако только процессы газогенерации в осадочных *сероцветных толщах* приводят к газонакоплению в чувствительных объемах (масштабах), т.е. к формированию газосодержащих скоплений. При этом КПД аккумуляционных процессов оказывается, как правило, невысоким (первые проценты, редко до 15...25 % от объемов первичной генерации) [5, 7, 9, 14, 31]. Попадание углеводородных газов в красноцветные толщи приводит к их медленному, но неуклонному уничтожению, т.е. окислению, и вторичному накоплению азота в газовых смесях [11]. То же относится и к магматогенным (мантийным) газам – гелию и аргону (месторождения в перми Североморского бассейна, в венде Восточно-Сибирского мегабассейна и др.). В природных резервуарах осадочных толщ обычно кайнозойского возраста накапливается диоксид углерода за счет новейшей магматической деятельности (гигантское месторождение Натуна в Южно-Китайском море и др.).

II. *Закон «онтогенетической необходимости» газо- и нефтенакопления* как результатов реализации всех звеньев цепи «генерация → миграция → аккумуляция → консервация → эволюция → ремиграция → разрушение<sup>3</sup> залежей» [18, 20, 32].

<sup>3</sup> Разрушение частичное, иначе УВС не «добрались» бы до наших дней..., хотя, впрочем, возможно и пополнение скоплений мигрирующими углеводородами.

III. *Закон дискретности и неравномерности нефте- и особенно газонакопления*: суммарная площадь всех УВС по площади осадочно-породного бассейна и в объеме осадочного чехла мала (стандартно от 10...15 до 20...25 %, редко более применительно к «среднестатистическим» геологическим объектам и до 40...50 % в отношении уникальных бассейнов и АГАК пород).

IV. *Закон «сегрегации» нефти и газа*. В большинстве НГБ четко прослеживается природная – генетическая – сегрегация СГ и нефти, скопления которых приурочены к преимущественно, а нередко и исключительно, газоносным и, наоборот, нефтеносным областям, районам и комплексам пород [17, 32, 33]. Отступления от этого правила (смешанное развитие-сосуществование фаз в соотношении 1:1) редки и нехарактерны. Особенно рельефно этот закон (закономерность = правило) выполняется для таких мегабассейнов, как Арабо-Персидский, Западно-Сибирский, Баренцево-море, Амударьинский и др. Объясняется это весьма просто: часто в земных недрах выполняется правило – «что хорошо для газа, то плохо для нефти, и наоборот» [30]. Для СГ важное значение имеют условия вторичной миграции, аккумуляции, консервации и эволюционно-динамической сохранности в залежах, для нефти – генерации, эмиграции и катагенетической сохранности. С другой стороны, для нефти важнее коллектор, для СГ – покрывка.

V. *Закон дискретности залежей и повсеместности рассеянных форм углеводородов*. Если УВС (залежи) обычных нефти и газа расположены в пространстве дискретно (по определению), то сланцевые нефть и газ распространены повсюду в объеме генерационного комплекса материнских пород вне зависимости от тектонического положения того или иного участка (зоны), и их массы (объемы) зависят только от условий генерации и эмиграции. Это то, что было генерировано и сохранилось от эмиграции в материнском пласте или горизонте (генерирующей малопроницаемой толще пород). То же относится и к угольному газу.

VI. *Закон исчерпания прогнозных ресурсов*. Если завершаются открытия в НГО, НПП, в комплексе пород даже мелких МУВ и залежей (на ранее открытых месторождениях с запасами 1...3 млн т условного топлива (у.т.) и менее), значит, начальные потенциальные

ресурсы (НПР) исчерпаны (переведены в запасы) на 90...95 и даже 98 % при достижении объемно-площадной структурно-буровой изученности поисковым бурением > 80 %. Остатки образуют поисково нерентабельную часть ресурсов (а поисково-разведочные работы могут длиться почти до бесконечности, правда, затраты на них будут совершенно неадекватны приросту промышленных запасов).

### Закономерности

1. *Чем проще, тем лучше во всем для крупного газонакопления*, т.е. чем проще геологическое строение осадочных продуктивных комплексов и тектоно-динамическое развитие осадочно-породных бассейнов, тем выше КПД онтогенеза углеводородов. Для нефти все намного сложнее.

2. *Чем больше доля континентальных сероцветных толщ* в объеме осадочного чехла и выше их песчаность, тем, как правило, выше НПР газа и больше доля СГ в начальных ресурсах углеводородов (СГ + нефть + нефтяной попутный газ + газовый конденсат). Чем выше угленасыщенность разреза неморских сероцветных толщ, тем количественно меньше их нефтеносность (величина и запасов, и ресурсов нефти).

3. *Чем сложнее, тем хуже для нефти и особенно газа*. Чем длительнее, сложнее и прерывистей тектонодинамическое развитие, а также современное структурно-литологическое строение любого геологического объекта, тем больше число приуроченных к нему месторождений и залежей углеводородов, как правило, средних и малых по запасам, тем меньше число уникальных месторождений и ниже доля суммарных запасов и ресурсов, локализованных в крупнейших и гигантских

скоплениях (100...1000 млн т у.т., геол., и более). Примеры приведены в табл. 3.

4. *Чем больше по величине реальные ресурсы УВ* и проще структурно-литологическое строение провинции (области, комплекса), тем больше число месторождений-гигантов, тем выше степень концентрации ресурсов в немногих уникальных, гигантских и крупнейших месторождениях и залежах, тем выше результативность поисков и эффективность разведки, и наоборот. Примеры: альб-сеноманский нефтегазоносный комплекс, с одной стороны, и юрский нефтегазоносный комплекс, с другой, в Западной Сибири. В то же время суммарные объемы газа, генерированного в толще тюменской свиты (нижняя-средняя юра), по расчетам автора, не менее чем в четыре-пять раз превышают объемы газогенерации в альбе-сеномане всех преимущественно северных областей мегапровинции, а начальные запасы СГ в верхнем комплексе на порядок больше: существенно разные условия аккумуляции углеводородов и сохранности УВС.

5. *Чем крупнее, тем многозалежнее*. Чем больше по запасам и размерам месторождения углеводородов, тем, как правило, они многозалежнее (от 5...10 до 35...40 единичных залежей в разрезе), однако это наблюдается только в песчано-глинистых толщах (чередование пар пластов-коллекторов и пластов-покрышек). В карбонатах, особенно в рифах, другие соотношения: малая площадь и огромная высота – однозалежные массивные по типу месторождения. Вместе с тем в сложных геолого-эволюционных условиях даже в терригенных толщах и даже гиганты бывают одно-двухзалежными (Ковыктинское газоконденсатное месторождение и др.). Средние и малые по запасам месторождения также обычно бывают малозалежными (одна-три,

Таблица 3

#### Число нефтегазоносных бассейнов (НГБ) и месторождений углеводородов в пределах ОБ Северной Америки (США, Канада) и СЕА (суша и шельф)

Северная Америка, всего, в том числе месторождения:	30 НГБ, 30...35* тыс. месторождений
• Панхендл-Хьюгтон (газовый конденсат + нефть)	2,2 трлн м <sup>3</sup>
• Ист-Тексас (нефть)	0,8 млрд т
СЕА, всего, в том числе:	12 НГБ, 3,7 тыс. месторождений
• Западно-Сибирская мегапровинция, в том числе месторождения:	916 месторождений
– Уренгой (газовый конденсат + нефть);	12,5 трлн м <sup>3</sup> , газ
– Самотлор (нефть + газ);	3,2 млрд т (извлеч.), нефть
• Волго-Уральская НГП (преимущественно нефть, преобладают мелкие и мельчайшие)	1200 месторождений

\* Точное число установить затруднительно.

редко более, но уже мельчайших залежей углеводородов).

6. *Центральное расположение месторождений-лидеров.* В относительно простых ОБ платформенного типа уникальные и гигантские по запасам МУВ обычно располагаются в центральной части бассейна вблизи его осевой линии. Эта закономерность более характерна для газовых гигантов и менее свойственна нефтяным (нефтегазовым).

7. *Закономерность первых открытий:* в большинстве НГБ первыми открывались самые нехарактерные для данного геологического объекта месторождения и залежи.

Примеры по *Западной Сибири:*

а) впервые приток нефти – высокопарафиновой, бессернистой, весьма не свойственной в целом Западно-Сибирской мегапровинции – получен из низов юры в Колпашевской опорной скважине в прогибе (Томская область), что не характерно с точки зрения тектонической приуроченности большинства МУВ;

б) первое промышленное месторождение, кстати, чисто газовое, было открыто в Березовском районе Приуральской НГО (скопления газа в зоне контакта юры и доюрских пород). Подобных скоплений даже к настоящему времени по всей мегапровинции обнаружено крайне мало (менее 50 из более чем 5500 единичных залежей углеводородов);

в) первое МУВ на севере – Тазовское нефтегазовое – оказалось самым нехарактерным для месторождений Надым-Пур-Тазовского региона. То же относится к Новопортовскому нефтегазоконденсатному месторождению Ямальской области (нефти существенно больше, чем газа), Геофизическому газоконденсатнонефтяному месторождению Гыдана (разломы, нефть), Мессояхскому газовому месторождению Енисей-Хатангской области с единственной газовой залежью в кровле сеномана (в нижнем мелу – вода) на фоне 15 МУВ с продуктивностью нижнемеловых и верхнеюрских горизонтов.

В *Восточной Сибири* первым открыто Усть-Вилуйское газовое месторождение в породах нижней юры. Прочие газоконденсатные месторождения Лено-Вилуйской впадины многозалежные с газопродуктивностью триасовых и верхнепермских пород.

## Правила

1. *Правило «золотой десятины».* Предложено В.И. Ермаковым, В.П. Ступаковым и развито автором [13, 34]. Заключается в том, что конечные геологические запасы СГ месторождения-лидера (крупнейшего по запасам) в провинции (залежи для АГАК) составляют от  $\frac{1}{8}$  до  $\frac{1}{12}$ , реже до  $\frac{1}{14}$  (в среднем 0,1) ННР газа данного геологического объекта. Правило пригодно и для крупных относительно автономных регионов типа Ямало-Карского региона Западно-Сибирской мегапровинции.

Для газовых залежей в автономных комплексах значение указанной величины лежит в диапазоне от  $\frac{1}{5} \dots \frac{1}{6}$  до  $\frac{1}{9} \dots \frac{1}{10}$  ННР, например, суперуникальная сеноманская залежь Уренгоя с начальными запасами 7,5 трлн м<sup>3</sup> составляет примерно  $\frac{1}{5}$  от ННР газа комплекса, оцениваемых в диапазоне 36...38 трлн м<sup>3</sup> [30, 33]. Для нефтенакопления наблюдаются более сложные количественные зависимости. По правилу «золотой десятины» можно оценивать в первом приближении, а часто и почти точно, геологические ННР газа провинций и областей (в диапазоне 1:9...1:11).

2. *Эмпирическое онтогенетическое правило:* если в разрезе (и объеме) осадочного чехла НПП, НГО и комплекса пород отсутствуют или слабо развиты угленосные и субугленосные формации (толщи), то большого количества газа в природных резервуарах быть не должно, но мелкие скопления СГ возможны (присутствуют). В карбонатно-соленосных толщах на больших глубинах ( $R^{\circ} > 1,3\%$ ) это правило не действует: ОВ (и сапропелевое, и смешанное) само переключается на газообразование, причем в больших масштабах.

Автором в 2015 г. сформулированы дополнительные универсальные правила НГГ (опыт эмпирического анализа, научного изучения и обобщения мировой практики):

1) *чем проще, тем крупнее и выше.* Чем спокойнее тектонодинамическое развитие ОБ – без «тектонотрясений» и размывов – и проще современное геологическое (структурно-литологическое) строение, тем крупнее по запасам формируются и сохраняются месторождения углеводородов (наличествует большое число уникальных, сверхгигантских, гигантских и крупнейших месторождений) и выше концентрация ресурсов в них;

2) *чем больше, тем лучше.* Чем больше площадь ОБ или мегабассейна, значительнее

мощность осадочного чехла и его общий объем, тем больше масса и объем нефти и газа в виде геологических ресурсов углеводородов, выше доля СГ в общих потенциальных ресурсах НГП, отдельной НГО и комплексов пород. Это правило действует только для позднепалеозойских и мезо-кайнозойских бассейнов (карбон-неоген) [33–35].

Чем больше площадь месторождения и выше амплитуда локального поднятия, к которому оно приурочено, тем, как правило, оно многозалежнее и, естественно, выше геологические запасы углеводородов;

3) *чем лучше для СГ, тем хуже для нефти* (условия накопления и сохранности), и наоборот: месторождения с примерно равными начальными запасами СГ и нефти встречаются крайне редко. Как правило, в конкретных месторождениях превалирует какой-либо один из видов углеводородов, в том числе и в составе суммарных запасов;

4) *дальше в море – больше газа*. Это правило выполняется в 90 % случаев для бассейнов типа суша/море, в том числе для дельтовых и островных (Сахалин, Борнео и др.). Даже для уникальных МУВ это правило формально выполняется: в Арабо-Персидском нефтегазоносном мегабассейне самое крупное в мире нефтяное месторождение Гхавар (35 млрд т нефти) находится на суше, газовое сверхуникальное Северный купол + Южный Парс (33 трлн м<sup>3</sup>, геол.) – в центре Персидского залива;

5) *чем выше доля неморских сероцветных формаций* в объеме осадочного чехла, тем больше доля СГ в суммарных запасах и ресурсах углеводородов при прочих равных условиях [14, 18];

6) *чем больше в каком-либо ОБ стратиграфический и онтогенетический диапазон промышленной нефтегазоносности, тем больше по абсолютной величине потенциальные ресурсы углеводородов*, выше доля в их объеме гигантских и уникальных выявленных и предполагаемых месторождений нефти и особенно газа;

7) *чем больше катагенетический и термомглубинный диапазон залегания осадочных толщ* в том или ином ОБ, *тем больше*

*нетрадиционные ресурсы СГ* в суммарном газовом потенциале недр [21, 22, 36].

Одно из главных правил (закономерностей) НГГ – дискретное расположение МУВ на площади и залежей в объеме автономных генерационно-аккумуляционных комплексов пород. Даже в хорошо изученных и разбуренных ОБ (НГБ) общая площадь всех проекций залежей на дневную поверхность – «мест...рождения» – всегда много меньше общей перспективной площади, обычно от 10 до 25 %, в межгорных впадинах – до 35...40 %, редко более. Есть один яркий пример-исключение – газоносность НГБ Сан-Хуан, где гигантское газовое месторождение Бланко-Месаверде с начальными запасами около 400 млрд м<sup>3</sup> занимает более 50 % площади бассейна и связано с неморскими песчано-глинистыми толщами группы Месаверде (мел).

\*\*\*

Перечисленные выше законы, закономерности и правила НГГ выполняются для большинства ОБ мира, их действенность подтверждена теоретическими разработками и практикой поисково-разведочных работ. Исключения имеются, но они нехарактерны (иначе сами превратились бы в правила).

В качестве приложения приведем базовые правила прикладной НГГ:

- бурить первые поисковые скважины необходимо исключительно в присводовых частях валов, куполовидных поднятий и перспективных локальных структур. В 85...90 % случаев последует открытие нового МУВ. С открытием отдельных залежей несколько сложнее;
- не следует бурить во впадинах и прогибах, зонах высокой глинизации разреза, окраинных частях бассейнов;
- необходимо учитывать влияние разломов (установленных и предполагаемых) на формирование, сохранность и размещение УВС.

Автор прекрасно осознает невозможность полноценно раскрыть все, даже важнейшие, проблемы НГГ именно в статейном варианте, однако необходимость сформулировать хотя бы ее основные законы, закономерности и правила вполне очевидна. Полемика открыта!



**Список литературы**

1. Вассоевич Н.Б. Геохимия органического вещества и происхождение нефти: избранные труды / Н.Б. Вассоевич; сост. И.А. Назаревич, О.М. Вассоевич. – М.: Наука, 1986. – 366 с.
2. Губкин И.М. Учение о нефти / И.М. Губкин. – 3-е изд. – М.: Наука, 1975. – 383 с.
3. Лопатин Н.В. Образование горючих ископаемых / Н.В. Лопатин. – М.: Недра, 1983. – 191 с.
4. Тиссо Б. Образование и распространение нефти = Petroleum formation and occurrence / Б. Тиссо, Д. Вельте; пер. с англ. – М.: Мир, 1981. – 501 с.
5. 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.
6. 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.
7. Российская газовая энциклопедия. – М.: Большая российская энциклопедия, 2004. – 527 с.
8. Савченко В.П. Формирование, разведка и разработка месторождений газа и нефти / В.П. Савченко. – М.: Недра, 1977. – 410 с.
9. Высоцкий И.В. Формирование нефтяных, газовых и конденсатно-газовых месторождений / И.В. Высоцкий, В.И. Высоцкий. – М.: Недра, 1986. – 227 с.
10. Карцев А.А. Торжество органической (осадочно-миграционной) теории нефтеобразования к концу XX в. / А.А. Карцев, Н.В. Лопатин, Б.А. Соколов и др. // Геология нефти и газа. – 2001. – № 3. – С. 2–5.
11. 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.
12. Орлов В.П. О некоторых достижениях и проблемах отечественной геологии за 50 лет / В.П. Орлов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2016. – № 1–2. – С. 11–17.
13. Ермаков В.И. Становление и развитие во ВНИИГАЗе газовой геологии / В.И. Ермаков, М.Я. Зыкин, В.А. Скоробогатов и др. // История ВНИИГАЗа – этапы развития. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 1998. – С. 51–60.
14. Ермаков В.И. Образование углеводородных газов в угленосных и субугленосных отложениях / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов – М.: Недра, 1984.
15. Жабрев И.П. Генезис газа и прогноз газоносности / И.П. Жабрев, В.И. Ермаков, В.Е. Орел и др. // Геология нефти и газа. – 1974. – № 9. – С. 1–8.
16. Неручев С.Г. Нефтематеринские свиты и миграция нефти / С.Г. Неручев. – Л.: Недра, 1969. – 240 с.
17. Вассоевич Н.Б. Образование газов на разных этапах литогенеза / Н.Б. Вассоевич, А.Л. Козлов, Н.В. Лопатин // Вестник МГУ. Сер. Геология. – 1979. – № 1. – С. 36–43.
18. Панченко А.С. Раздельное прогнозирование залежей нефти и газа / А.С. Панченко. – М.: Недра, 1985. – 199 с.
19. Данилов В.Н. Сравнительный анализ онтогенеза углеводородов в Печорском и других осадочных бассейнах мира / В.Н. Данилов, Н.А. Мальшев, В.А. Скоробогатов и др. – М.: Академия горных наук, 1999. – 400 с.
20. Скоробогатов В.А. Термобарогеохимическая эволюция скоплений углеводородов / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 1991. – № 8. – С. 23–29.
21. 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.
22. Гулев В.Л. Нетрадиционные ресурсы газа и нефти / В.Л. Гулев, Н.А. Гафаров, В.И. Высоцкий и др. – М.: Недра, 2014. – 284 с.
23. Капченко Л.Н. Некоторые аспекты первичной аккумуляции нефти и газа / Л.Н. Капченко, Н.М. Кругликов // Первичная и вторичная миграция нефти и газа. – М.: ВНИГРИ, 1975. – С. 135–148.
24. Мухин Ю.В. Гидрогеологические условия первичной миграции газа и нефти / Ю.В. Мухин // Бюллетень МОИП. Отделение геологическое. – 1974. – Т. 49. – Вып. 2. – С. 107–124.
25. Строганов Л.В. Газы и нефти ранней генерации Западной Сибири / Л.В. Строганов, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. – 414 с.

26. Скоробогатов В.А. Роль ВНИИГАЗа в становлении и развитии отечественной нефтегазовой геологии / В.А. Скоробогатов, Н.Н. Соловьёв, В.С. Якушев и др. // Перспективы развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности России: сб. науч. трудов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2008. – С. 3–16.
27. Леворсен А.И. Геология нефти и газа = *Geology of petroleum*: пер. с англ. / А.И. Леворсен. – 2-е изд., доп. и перераб. – М.: Мир, 1970. – 639 с. – (Науки о Земле. Фундаментальные труды зарубежных ученых по геологии, геофизике и геохимии; Т. 22).
28. Проблемы нефтяной геологии в освещении зарубежных ученых. – Л.: Гостоптехиздат, 1961. – 232 с.
29. Нестеров И.И. Теория нефтегазонакопления / И.И. Нестеров, В.И. Шпильман. – М.: Недра, 1987. – 232 с.
30. 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. – (Вести газовой науки).
31. 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.
32. Скоробогатов, В.А. Изучение и освоение углеводородного потенциала недр Западно-Сибирского осадочного мегабассейна: итоги и перспективы / В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки. – 2014. – № 3 (19): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – С. 8–26.
33. 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.
34. 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.
35. Ермаков В.И. Газовый потенциал Евразийского мегаконтинента / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов // Газовая промышленность. – 1998. – С. 15–18.
36. Скоробогатов В.А. Мировые газовые ресурсы в осадочных бассейнах: ресурсы XXI века / В.А. Скоробогатов, В.А. Пономарёв // Наука и технология в газовой промышленности. – 2003. – № 4. – С. 9–13.

## Principal laws, patterns and rules of World and Russian petroleum geology (in a polemical manner)

V.A. Skorobogatov

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyecktiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation  
E-mail: V\_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** Russian petroleum geology (PG) has stayed at a cutting edge of the world mining art for more than 60 years. In Russia, since the USSR and nowadays the whole scope of GP issues is within cognizance of the several scientific bodies, namely All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI), Gazprom VNIIGAZ LLC, Vernadsky Institute of Geochemistry and Analytical Chemistry of Russian Academy of Sciences (GEOKhI RAN), West Siberian Scientific Research Institute of Geology And Geophysics (ZapSibNIGNI), Institute for Geology and Development of Fossil Fuels (IGiRGI), Lomonosow Moscow State University, National University of Oil and Gas «Gubkin University», Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGiMS). Many ideas, concepts, doctrines concerned with origination, evolution and subsoil location of hydrocarbon agglomerations (HCA), potential oil and gas resources, and effective trends of field and deposit searching and prospecting have Russian authorship. Russian geologists and geochemists were always the best PG theorists, and American, French and German scientists on the contrary led in applied PG research.

A principal and simultaneously a universal PG law is the law of ubiquitous spread of gas and discrete expansion of oil in sedimentary basins. An “anticlinal” theory of HCA generation, prediction and search became historically the first. Nevertheless, a dominant and “evergreen” PG paradigm bases on natural, i.e. gravitational, separation

of the phase-detached geofluids (oil, gas, and water), which generated in clays and carbons and emigrated into the natural reservoirs. Besides, there are the following capital PG ideas (theories):

- focal generation of gas and oil;
- sedimentary-migratory origin of oil (N.B. Vassoyevich) [...and majority of gas, except helium and some acid gases, which are polygenetic. – *Author*];
- differential capture of hydrocarbons during their transition within the permeable strata (V.P. Savchenko, S.P. Maksimov, et al, 1960s–1970s);
- jet migration of oil and gas over the natural reservoirs (V.P. Savchenko).

In the late 20<sup>th</sup> century, many PG concepts have become obsolete. So, in this article author suggests to discuss some PG laws (in author's telling), which are true for any geological conditions of sedimentary basins composed of variegated and red terrigenous and calcareous rocks. Among these laws are: 1) a law of continuous and ubiquitous gas generation in subsoil; 2) a law of the "ontogenetic necessity" of gas and oil accumulation; 3) a law of discrete and uneven oil and gas accumulation; 4) a law of oil and gas "segregation". Besides, some patterns of HCA forming, and applied rules for HCA prediction are formulated.

**Keywords:** gas, oil, field, deposit, hydrocarbons, resources, basin, province, region, complex of rocks.

## References

1. VASSOYEVICH, N.B. Geochemistry of organic matter and origin of oil: selecta [Geokhimiya organicheskogo veshchestva i proiskhozhdeniye nefiti: izbrannyye trudy]. Moscow: Nauka, 1986. (Russ.).
2. GUBKIN, I.M. *Doctrine of petroleum* [Ucheniye o nefiti]. 3<sup>rd</sup> ed. Moscow: Nauka, 1975. (Russ.).
3. LOPATIN, N.V. *Generation of fossil fuels* [Obrazovaniye goryuchikh iskopayemykh]. Moscow: Nedra, 1983. (Russ.).
4. TISSOT, B.P., D.H. WELTE. *Petroleum formation and occurrence*. Translated from Engl. Moscow: Mir, 1981. (Russ.).
5. HUNT, J.M. *Petroleum geo chemistry and geology*. Translated from Engl. Moscow: Mir, 1982. (Russ.).
6. HEDBERG, H.D. *Geologic aspects of origin of petroleum*. Translated from Engl. Moscow: Nedra, 1966. (Russ.).
7. *Russian gas encyclopaedia* [Rossiyskaya gazovaya entsiklopediya]. Moscow: Bolshaya Rossiyskaya Entsiklopediya, 2004. (Russ.).
8. SAVCHENKO, V.P. *Genesis, prospecting and development of gas and oil fields* [Formirovanie, razvedka i razrabotka mestorozhdeniy gaza i nefiti]. Moscow: Nedra, 1977. (Russ.).
9. VYSOTSKIY, I.V., V.I. VYSOTSKIY. *Forming of oil, gas, and condensate-and-gas fields* [Formirovaniye neftyanykh, gazovykh i kondensatno-gazovykh mestorozhdeniy]. Moscow: Nedra, 1986. (Russ.).
10. KARTSEV, A.A., N.V. LOPATIN, B.A. SOKOLOV, et al. Triumph of an organic (sedimentary and migratory) theory of oil origin in the late 20<sup>th</sup> century [Torzhestvo organicheskoy (osadochno-migratsionnoy) teorii nefteobrazovaniya k kontsu XX v.]. *Geologiya Nefiti i Gaza*. 2001, no. 3, pp. 2–5. ISSN 0016-7894. (Russ.).
11. 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.).
12. ORLOV, V.P. On some achievements and issues of domestic geology during 50 years [O nekotorykh dostizheniyakh i problemakh otechestvennoy geologii za 50 let]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*. 2016, no. 1–2, pp. 11–17. ISSN 0869-3188. (Russ.).
13. YERMAKOV, V.I., M.Ya. ZYKIN, V.A. SKOROBOGATOV et al. Establishing and development of gas geology in the VNIIGAZ [Stanovleniye i razvitiye vo VNIIGAZe gazovoy geologii]. In: *History of the VNIIGAZ: stages of development* [Istoriya VNIIGAZa – etapy razvitiya]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 1998, pp. 51–60. (Russ.).
14. 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.).
15. ZHABREV, I.P., V.I. YERMAKOV, V.Ye. Orel et al. Genesis of gas and a prospect of gas presence [Genesis gaza i prognoz gazonosnosti]. *Geologiya Nefiti i Gaza*. 1974, no. 9, pp. 1–8. ISSN 0016-7894. (Russ.).
16. NERUCHEV, S.G. *Native oil suits and oil migration* [Neftematerinskiye svity i migratsiya nefiti]. Leningrad: Nedra, 1969. (Russ.).
17. VASSOYEVICH, N.B., A.L. KOZLOV, N.V. LOPATIN. Generation of gases at different stages of lithogenesis [Obrazovaniye gazov na raznykh etapakh litogeneza]. *Vestnik Moskovskogo Universiteta. Seriya 4. Geologiya*. 1979, no. 1, pp. 36–43. ISSN 0145-8752. (Russ.).
18. PANCHENKO, A.S. *Separate forecasting of oil and gas deposits* [Razdelnoye prognozirovaniye zalezhey nefiti i gaza]. Moscow: Nedra, 1985. (Russ.).
19. 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.).

20. SKOROBOGATOV, V.A. Thermobaric-geochemical evolution of hydrocarbon agglomerations [Termobarogeokhimičeskaya evolutsiya skopleniy uglevodorodov]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 1991, no. 8, pp. 23–29. ISSN 0016-7894. (Russ.).
21. 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 nefti 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.).
22. 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.).
23. KAPCHENKO, L.N., N.M. KRUGLIKOV. Some aspects of primary oil and gas accumulation [Nekotoryye aspekty pervichnoy akkumulyatsii nefti i gaza]. In: *Primary and secondary migration of oil and gas* [Pervichnaya i vtorichnaya migratsiya nefti i gaza]: collected book. Moscow: VNIGRI, 1975, pp. 135–148. (Russ.).
24. MUKHIN, Yu.V. Hydrogeological conditions for primary migration of gas and oil [Gidrogeologicheskiye usloviya pervichnoy migratsii gaza i nefti]. *Byulleten MOIP. Otdeleniye geologicheskoye*. 1974, vol. 49, is. 2, pp. 107–124. ISSN 0366-1318. (Russ.).
25. 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.).
26. SKOROBOGATOV, V.A., N.N. SOLOVYEV, V.S. YAKUSHEV, et al. A role the VNIIGAZ has played in establishment and evolution of the domestic petroleum geology [Rol VNIIGAZa v stanovlenii i razviii otechestvennoy neftegazovoy geologii]. In: *Roadmap of a mineral resource base for Russia's gas industry* [Perspektivy razvitiya mineralno-syryevoy bazy gazovoy promyshlennosti Rossii]: collected book. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2008, pp. 3–16. (Russ.).
27. LEVORSEN, A.I. *Geology of petroleum*. Translated from Engl. 2<sup>nd</sup> ed., revised. Moscow: Mir, 1979. (Russ.).
28. *Issues of petroleum geology according to foreign scientists* [Problemy neftyanoy geologii v osveshchenii zarubezhnykh uchenykh]. Leningrad: Gostoptekhizdat, 1961. (Russ.).
29. NESTEROV, I.I., V.I. SHPILMAN. *Theory of oil and gas accumulation* [Teoriya neftegazonakopleniya]. Moscow: Nedra, 1987. (Russ.).
30. SKOROBOGATOV, V.A. General and particular aspects of oil and gas giant-fields formation [Obshcheye i osobennoye v formirovaniy gazovykh i neftyanikh 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.).
31. 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 razmeshchenuya, usloviya formirovaniya, zapasy, perspektivy novykh otkrytiy]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. (Russ.).
32. 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.).
33. NALIVKIN, V.D., I.S. GOLDBERG, N.M. KRUGLIKOV, et al. Processes of oil and gas deposits destruction, and assessment of losses of hydrocarbons [Protsessy razrusheniya zalezhey nefti i gaza i otsenka poter uglevodorodov]. *Sovetskaya Geologiya*. 1984, no. 7, pp. 60–70. ISSN 0038-5069. (Russ.).
34. SKOROBOGATOV, V.A. Genetic reasons for unique gas and oil bearing capacity of Cretaceous and Jurassic sediments of Western-Siberian province [Geneticheskiye prichiny unikalnoy gazo- i neftenosnosti melovykh i yurskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy provintsii]. *Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftyanikh i Gazovykh Mestorozhdeniy*. 2003, no. 8, pp. 8–14. ISSN 2413-5011. (Russ.).
35. YERMAKOV, V.I., V.A. SKOROBOGATOV. Gas potential of Eurasian megacontinent [Gazovy potentsial Evraziyskogo megakontinenta]. *Gazovaya Promyshlennost*. 1998, no. 8, pp. 15–18. ISSN 0016-5581. (Russ.).
36. SKOROBOGATOV, V.A., V.A. PONOMAREV. World gas resources in the sedimentary basins: resources of the 21<sup>st</sup> century [Mirovyye gazovyye resursy v osadochnykh basseynakh: resursy XXI veka]. *Nauka i Tekhnologiya v Gazovoy Promyshlennosti*. 2003, no. 4, pp. 9–13. (Russ.).

## Сведения об авторах

<i>Бондарев Владимир Львович</i>	начальник Лаборатории геологии ПХГ Центра технологий хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-93. E-mail: V_Bondarev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Гризик Алексей Яковлевич</i>	к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории прогноза развития минерально-сырьевой базы Центра перспективного развития и эффективности технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-42-99. E-mail: A_Grizik@vniigaz.gazprom.ru
<i>Давыдова Елена Сергеевна</i>	ведущий инженер Лаборатории геологии, анализа и оценки ресурсной базы углеводородов Центра развития МСБ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-46-67. E-mail: E_Davydova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Заболотная Юлия Ивановна</i>	к.г.-м.н., начальник Лаборатории прогноза развития минерально-сырьевой базы Центра перспективного развития и эффективности технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-42-99. E-mail: Y_Zabolotnaya@vniigaz.gazprom.ru
<i>Зинова Надежда Борисовна</i>	старший научный сотрудник Лаборатории геологии ПХГ Центра подземного хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-72. E-mail: N_Zinova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Извекоев Иван Борисович</i>	старший научный сотрудник Лаборатории научно-аналитического сопровождения исследований керна и флюидов Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-53. E-mail: I_Izvekoev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Кабалин Максим Юрьевич</i>	старший научный сотрудник Лаборатории обеспечения морских проектов Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-46-45. E-mail: M_Kabalin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Кананыхина Ольга Геннадиевна</i>	научный сотрудник Лаборатории геологии, анализа и оценки ресурсной базы углеводородов Центра развития МСБ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-43. E-mail: O_Kananykhina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Карнаухов Сергей Михайлович</i>	к.г.-м.н., советник генерального директора ООО «ИННГ». Тел.: +7(495)995-07-29. E-mail: s.karnauhov@iogt.ru
<i>Ковалёва Екатерина Дмитриевна</i>	научный сотрудник Лаборатории промышленной геологии, геофизики и подсчета запасов Центра развития МСБ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-43. E-mail: E_Kovaleva@vniigaz.gazprom.ru
<i>Корзун Анна Владимировна</i>	к.г.-м.н., доцент кафедры гидрогеологии МГУ им. М.В. Ломоносова. Тел.: +7(495)939-21-12. E-mail: hydro@geol.msu.ru
<i>Коротков Борис Сергеевич</i>	к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории геологии, анализа и оценки ресурсной базы углеводородов Центра развития МСБ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-46-67. E-mail: B_Korotkov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Коротков Сергей Борисович</i>	к.г.-м.н., заместитель генерального директора – главный геолог ООО «ИННГ». Тел.: +7(495)995-07-29. E-mail: s.korotkov@iogt.ru

<i>Крылов Дмитрий Николаевич</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Лаборатории анализа геолого-технологических мероприятий при ГРР Центра развития МСБ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-47-21. E-mail: D_Krylov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Крылов Николай Алексеевич</i>	д.г.-м.н., профессор, главный научный сотрудник Лаборатории анализа сырьевой базы зарубежных стран Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-46-67. E-mail: N_Krylov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Крючков Виктор Егорович</i>	старший научный сотрудник Лаборатории прогноза развития минерально-сырьевой базы Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-46-67. E-mail: V_Kryuchkov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Малютина Татьяна Николаевна</i>	ведущий инженер Лаборатории научно-аналитического сопровождения исследований керна и флюидов Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-53. E-mail: T_Malutina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Мельников Евгений Александрович</i>	заместитель начальника Центра технологий хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-63. E-mail: E_Melnikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Перлова Елена Владимировна</i>	к.г.-м.н., Центр ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-48-86. E-mail: E_Perlova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Поляков Евгений Евгеньевич</i>	д.г.-м.н., главный научный сотрудник Лаборатории промысловой геологии, геофизики и подсчета запасов Центра развития МСБ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-42-99. E-mail: E_Polyakov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Пылёв Евгений Анатольевич</i>	к.г.н., начальник Центра развития МСБ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-46-67. E-mail: E_Pylev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Пятницкая Галина Равильевна</i>	начальник Лаборатории геологии, анализа и оценки ресурсной базы углеводородов Центра развития МСБ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-46-67. E-mail: G_Pyatnitskaya@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ромащенко Светлана Юрьевна</i>	ведущий инженер Лаборатории промысловой геологии, геофизики и подсчета запасов Центра развития МСБ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-46-67. E-mail: S_Romaschenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Рыбальченко Вадим Викторович</i>	к.г.-м.н., начальник Управления 307/8 ПАО «Газпром». Тел.: +7(812)413-74-28. E-mail: V.Rybalchenko@adm.gazprom.ru
<i>Рыбьяков Алексей Николаевич</i>	начальник Отдела 307/8/2 ПАО «Газпром». Тел.: +7(812)413-74-20. E-mail: A.Rybiakov@adm.gazprom.ru
<i>Сауткин Роман Сергеевич</i>	к.г.-м.н., старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова. Тел.: +7(495) 939-37-96. E-mail: r.sautkin@oilmsu.ru

<i>Семёнов Евгений Олегович</i>	к.г.-м.н., начальник Лаборатории комплексных исследований кернового материала Корпоративного центра исследования пластовых систем (керна и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-28. E-mail: E_Semenov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Семёнова Елена Владимировна</i>	старший научный сотрудник Лаборатории анализа геолого-технологических мероприятий при ГПП Центра развития МСБ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: 7(498)657-46-67. E-mail: EVSemenova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Семёнова Ксения Михайловна</i>	заместитель начальника Лаборатории промышленной геологии, геофизики и подсчета запасов Центра развития МСБ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-46-67. E-mail: K_Semenova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Силаева Елена Анатольевна</i>	заместитель начальника Лаборатории подсчета запасов углеводородов Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-45-70. E-mail: E_Silaeva@vniigaz.gazprom.ru
<i>Силантьев Юрий Борисович</i>	ведущий научный сотрудник Лаборатории ресурсов и поисков месторождений углеводородов Центра ресурсов и запасов углеводородов газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-42-99. E-mail: Y_Silantiev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Симонов Александр Викторович</i>	ведущий инженер Лаборатории промышленной геологии, геофизики и подсчета запасов Центра развития МСБ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-46-67. E-mail: A_Simonov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Скоробогатов Виктор Александрович</i>	д.г.-м.н., главный научный сотрудник Лаборатории геологии, анализа и оценки ресурсной базы углеводородов Центра развития МСБ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-89 E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Соин Дмитрий Александрович</i>	к.г.-м.н., заместитель начальника Лаборатории геологии, анализа и оценки ресурсной базы углеводородов Центра развития МСБ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-46-67. E-mail: D_Soin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Соловьёв Николай Николаевич</i>	главный научный сотрудник Отдела ученого совета ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-40. E-mail: N_Soloviev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ступакова Антонина Васильевна</i>	д.г.-м.н., профессор, заведующая кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова. Тел.: +7(495)939-55-76. E-mail: a.stoupakova@oilmsu.ru
<i>Суслова Анна Анатольевна</i>	к.г.-м.н., старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова. Тел.: +7(495)939-37-96. E-mail: a.suslova@oilmsu.ru
<i>Хабибуллин Дамир Ядитович</i>	заместитель начальника Управления 307/8 ПАО «Газпром». Тел.: +7(812)413-74-30. E-mail: D.Khabibullin@adm.gazprom.ru
<i>Халошина Татьяна Олеговна</i>	главный специалист Лаборатории промышленной геологии, геофизики и подсчета запасов Центра развития МСБ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-42-99. E-mail: T_Khaloshina@vniigaz.gazprom.ru

<i>Чичмарева Анна Владимировна</i>	старший научный сотрудник Лаборатории промышленной геологии, геофизики и подсчета запасов Центра развития МСБ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-46-67. E-mail: A_Chichmareva@vniigaz.gazprom.ru
<i>Чудина Арина Андреевна</i>	научный сотрудник Лаборатории анализа геолого-технологических мероприятий при ГРП Центра развития МСБ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-46-67. E-mail: A_Chudina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Чуриков Юрий Михайлович</i>	начальник Лаборатории анализа геолого-технологических мероприятий при ГРП Центра развития МСБ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-46-67. E-mail: Y_Churikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Чурикова Ирина Владимировна</i>	начальник Лаборатории промышленной геологии, геофизики и подсчета запасов Центра развития МСБ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-46-67. E-mail: I_Churikova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Якушкина Ольга Юрьевна</i>	заместитель начальника Лаборатории геологии ПХГ Центра технологий хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-72. E-mail: O_Yakushkina@vniigaz.gazprom.ru



## Information about the authors

<i>Bondarev Vladimir Lvovich</i>	head of the Laboratory for UGS's geology in the Center for technologies of underground gas storing at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-93. E-mail: V_Bondarev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Chichmareva Anna Vladimirovna</i>	senior research associate of the Laboratory for field geology, geophysics and calculation of reserves in the Center for mineral resource base development at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-46-67. E-mail: A_Chichmareva@vniigaz.gazprom.ru
<i>Chudina Arina Andreyevna</i>	research associate of the Laboratory for analysis of geological-technological measures within the geological prospecting works in the Center for mineral resource base development at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-46-67. E-mail: A_Chudina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Churikov Yuriy Mikhaylovich</i>	head of the Laboratory for analysis of geological-technological measures within the geological prospecting works in the Center for mineral resource base development at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-46-67. E-mail: Y_Churikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Churikova Irina Vladimirovna</i>	head of the Laboratory for field geology, geophysics and calculation of reserves in the Center for mineral resource base development at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-46-67. E-mail: I_Churikova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Davydova Yelena Sergeevna</i>	leading engineer of the Laboratory for geology, analysis and assessment of the hydrocarbon resource base in the Center for mineral resource base development at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-46-67. E-mail: E_Davydova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Grizik Aleksy Yakovlevich</i>	candidate of geology and mineralogy, leading research associate in the Laboratory for prediction of mineral resource base development of the Center for support of long-term technological growth and efficacy at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-42-99. E-mail: A_Grizik@vniigaz.gazprom.ru
<i>Izvekov Ivan Borisovich</i>	senior research associate of the Laboratory for scientific-analytical provision of core and fluids research in the Corporate center for research of oil-and-gas strata systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-53. E-mail: I_Izvekov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kabalin Maksim Yuryevich</i>	senior research associate of the Laboratory for provision of marine projects in the Corporate scientific and technical center for development of marine oil-and-gas resources at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-46-45. E-mail: M_Kabalin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kananykhina Olga Gennadiyevna</i>	research associate of the Laboratory for geology, analysis and assessment of the hydrocarbon resource base in the Center for mineral resource base development at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-43. E-mail: O_Kananykhina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Karnaukhov Sergey Mikhaylovich</i>	candidate of geology and mineralogy, adviser of INNG LLC general director. Tel.: +7(495)995-07-29. E-mail: s.karnauhov@iogt.ru
<i>Khabibullin Damir Yaditovich</i>	deputy head of the Gazprom PJSC Administration no. 307/8. Tel.: +7(812)413-74-30. E-mail: D.Khabibullin@adm.gazprom.ru

<i>Khaloshina Tatyana Olegovna</i>	chief specialist of the Laboratory for field geology, geophysics and calculation of reserves in the Center for mineral resource base development at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-42-99. E-mail: T_Khaloshina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Korotkov Boris Sergeevich</i>	candidate of geology and mineralogy, leading research associate of the Laboratory for geology, analysis and assessment of the hydrocarbon resource base in the Center for mineral resource base development at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-46-67. E-mail: B_Korotkov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Korotkov Sergey Borisovich</i>	candidate of geology and mineralogy, deputy general director – chief geologist of the INNG LLC. Tel.: +7(495)995-07-29. E-mail: s.korotkov@iogt.ru
<i>Korzun Anna Vladimirovna</i>	candidate of geology and mineralogy, assistant professor at the Hydrogeology department of M. V. Lomonosov Moscow state university. Tel.: +7(495)939-21-12. E-mail: hydro@geol.msu.ru
<i>Kovaleva Yekaterina Dmitriyevna</i>	research associate in the Laboratory for field geology, geophysics and calculation of reserves of the Center for mineral resource base development at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-43. E-mail: E_Kovaleva@vniigaz.gazprom.ru
<i>Krylov Dmitriy Nikolayevich</i>	doctor of engineering, chief research associate of the Laboratory for analysis of geological-technological measures within the geological prospecting works in the Center for mineral resource base development at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-47-21. E-mail: D_Krylov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Krylov Nikolay Alekseyevich</i>	doctor of geology and mineralogy, professor, chief research associate at the Laboratory for analysis of foreign base of mineral resources in the Centre for hydrocarbon resources and reserves at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-46-67. E-mail: N_Krylov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kryuchkov Viktor Yegorovich</i>	senior research associate in the Laboratory for development of the mineral resource base of the Centre for hydrocarbon resources and reserves at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-46-67. E-mail: V_Kryuchkov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Malyutina Tatyana Nikolayevna</i>	leading engineer of the Laboratory for scientific-analytical provision of core and fluids research in the Corporate center for research of oil-and-gas strata systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-53. E-mail: T_Malutina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Melnikov Yevgeniy Aleksandrovich</i>	deputy head of Center for technologies of underground gas storing at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-63. E-mail: E_Melnikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Perlova Yelena Vladimirovna</i>	candidate of geology and mineralogy, Centre for hydrocarbon resources and reserves at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-48-86. E-mail: E_Perlova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Polyakov Yevgeniy Yevgenyevich</i>	doctor of geology and mineralogy, chief research associate of the Laboratory for field geology, geophysics and calculation of reserves in the Center for mineral resource base development at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-42-99. E-mail: E_Polyakov@vniigaz.gazprom.ru

<i>Pyatnitskaya Galina Ravilyevna</i>	head of the Laboratory for geology, analysis and assessment of the hydrocarbon resource base in the Center for mineral resource base development at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-46-67. E-mail: G_Pyatnitskaya@vniigaz.gazprom.ru
<i>Pylev Yevgeniy Anatolyevich</i>	candidate of geography, head of the Center for mineral resource base development at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-46-67. E-mail: E_Pylev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Romashchenko Svetlana Yuryevna</i>	leading engineer of the Laboratory for field geology, geophysics and calculation of reserves in the Center for mineral resource base development at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-46-67. E-mail: S_Romaschenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Rybalchenko Vadim Viktorovich</i>	candidate of geology and mineralogy, head of the Gazprom PJSC Administration no. 307/8. Tel.: +7(812)413-74-28. E-mail: V.Rybalchenko@adm.gazprom.ru
<i>Rybyakov Aleksey Nikolayevich</i>	head of the Gazprom PJSC division no. 307/8/2. Tel.: +7(812)413-74-20. E-mail: A.Rybiakov@adm.gazprom.ru
<i>Sautkin Roman Sergeyeovich</i>	candidate of geology and mineralogy, senior research associate in the Department for geology and geochemistry of fossil fuels at the Geology faculty of M.V. Lomonosov Moscow state university. Tel.: +7(495)939-37-96. E-mail: r.sautkin@oilmsu.ru
<i>Semenov Yevgeniy Olegovich</i>	candidate of geology and mineralogy, head of the Laboratory for complex core testing in the Corporate center for research of oil-and-gas strata systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-28. E-mail: E_Semenov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Semenova Kseniya Mikhaylovna</i>	deputy head of the Laboratory for field geology, geophysics and calculation of reserves in the Center for mineral resource base development at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-46-67. E-mail: K_Semenova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Semenova Yelena Vladimirovna</i>	senior research associate of the Laboratory for analysis of geological-technological measures within the geological prospecting works in the Center for mineral resource base development at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: 7(498)657-46-67. E-mail: EVSemenova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Silantiev Yuriy Borisovich</i>	leading research associate of the Laboratory for resources and search of hydrocarbon fields in the Centre for hydrocarbon resources and reserves at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-42-99. E-mail: Y_Silantiev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Silayeva Yelena Anatolyevna</i>	deputy head of the Laboratory for calculation of hydrocarbon reserves in the Centre for hydrocarbon resources and reserves at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-45-70. E-mail: E_Silayeva@vniigaz.gazprom.ru
<i>Simonov Aleksandr Viktorovich</i>	leading engineer of the Laboratory for field geology, geophysics and calculation of reserves in the Center for mineral resource base development at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-46-67. E-mail: A_Simonov@vniigaz.gazprom.ru

<i>Skorobogatov Viktor Aleksandrovich</i>	doctor of geology and mineralogy, chief research associate of the Laboratory for geology, analysis and assessment of the hydrocarbon resource base in the Center for mineral resource base development at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-89 E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Soin Dmitriy Aleksandrovich</i>	candidate of geology and mineralogy, deputy head of the Laboratory for geology, analysis and assessment of the hydrocarbon resource base in the Center for mineral resource base development at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-46-67. E-mail: D_Soin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Solovyev Nikolay Nikolayevich</i>	chief research associate in the Scientific Council department of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-40. E-mail: N_Soloviev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Stupakova Antonina Vasilyevna</i>	doctor of geology and mineralogy, professor, head of the Department for geology and geochemistry of fossil fuels at the Geology faculty of M.V. Lomonosov Moscow state university. Tel.: +7(495)939-55-76. E-mail: a.stoupakova@oilmsu.ru
<i>Suslova Anna Anatolyevna</i>	candidate of geology and mineralogy, senior research associate in the Department for geology and geochemistry of fossil fuels at the Geology faculty of M.V. Lomonosov Moscow state university. Tel.: +7(495)939-37-96. E-mail: a.suslova@oilmsu.ru
<i>Yakushkina Olga Yuryevna</i>	deputy head of the Laboratory for UGS's geology in the Center for technologies of underground gas storing at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-72. E-mail: O_Yakushkina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Zabolotnaya Yuliya Ivanovna</i>	candidate of geology and mineralogy, head of the Laboratory for prediction of mineral resource base development in the Center for support of long-term technological growth and efficacy at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-42-99. E-mail: Y_Zabolotnaya@vniigaz.gazprom.ru
<i>Zinova Nadezhda Borisovna</i>	senior research associate of the Laboratory for UGS's geology in the Center for technologies of underground gas storing Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-72. E-mail: N_Zinova@vniigaz.gazprom.ru

**В 38**

**Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 4 (41): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – 234 с. – ISSN 2306-8949.**

Сборник в составе 20 статей содержит информацию о работах, выполненных в 2018–2019 гг. геологами и геофизиками ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и их коллегами из других организаций. 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, 2019, no. 4 (41): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, 234 pp. ISSN 2306-9849. (Russ.).***

These 20 collected articles describe studies carried out in 2018–2019 by the geologists and geophysicists from the Gazprom VNIIGAZ LLC and other institutes. 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.