

# ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ

ПРОБЛЕМЫ РЕСУРСНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ГАЗОДОБЫВАЮЩИХ РАЙОНОВ РОССИИ

Научно-технический  
сборник

# «Вести газовой науки»

№ 3 (48) / 2021

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

Научный редактор

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

Рецензент

*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 область, г.о. Ленинский, п. Развилка,  
пр-д Проектируемый № 5537, зд. 15, стр. 1.

По вопросам подписки и приобретения обращаться:

Тел./факс: + 7 (498) 657-41-73

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

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

Подписано в печать 08.02.2022 г. Тираж 500 экз.

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

Отпечатано в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

142717, Московская область, г.о. Ленинский, п. Развилка,  
пр-д Проектируемый № 5537, зд. 15, стр. 1.

© ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2022

Цена свободная.

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

## Слово редактора

*В целом газовая и нефтяная отрасли промышленности России и мира развиваются с начала нынешнего века успешно, несмотря на отдельные кризисные периоды (2008–2009 и 2020–2021 гг.). В 2019 г. во всем мире добыто 4,4 млрд т жидких углеводородов (УВ) и 4,1 трлн м<sup>3</sup> природного газа, в том числе в России соответственно – 566 млн т и 739 млрд м<sup>3</sup> (национальные рекорды). В кризисный 2020 г. производство в добывающих отраслях промышленности снизилось на 6...12 %.*

*Наступивший 2021 г. – особый для нефтегазовой науки. Во-первых, прошло 100 лет с начала активного развития нефтегазовой геологии (НГГ). До этого научных обобщений и публикаций было мало не только в России, но и во всем мире. Во-вторых, в 1971 г. стартовало воистину «золотое двадцатилетие» нефтяной и газовой (особенно) отраслей промышленности большинства стран и регионов, настоящего расцвета достигла НГГ в СССР и ряде других стран (США, Франции, Германии и пр.). Требования практики прогнозирования, поисков и разведки месторождений УВ стимулировали (после «прелюдий» шестидесятых годов) теоретические и экспериментальные работы в области генезиса нефти и газа, анализа формирования, эволюции и размещения скопления газа и нефти, направленных поисков месторождений, оценки традиционных, а с 1980-х гг. – нетрадиционных ресурсов газа и нефти и т.д.*

*В этот период отечественные научно-исследовательские институты пополнялись молодыми специалистами, которые, влившись в сложившиеся коллективы ученых, подхватывали эстафету их исследований. Имела место преемственность научных кадров, когда в науке, взаимообогащая друг друга опытом и знаниями, с одной стороны, и зазором молодости и любознательности, с другой, одновременно трудились до четырех поколений геологов – от 23-летних до 70-летних. Так, во ВНИИГАЗ – центральный институт Мингазпрома СССР – в 1968–1972 гг. были приняты на работу 25 молодых инженеров-геологов: С. Барыкин, В. Бросалина, Н. Соловьёв и многие другие (только в 1971–1972 гг., 50 лет назад, пришли семеро: Р. Алхимов, Л. Гринберг, А. Никулов, Л. Салина, Ю. Силантьев, В. Скоробогатов, В. Царев), многие из которых всю свою дальнейшую профессиональную жизнь посвятили газовой науке, двое проработали во ВНИИГАЗе по 50–52 лет. От добра добра не ищут... Вот и не искали: условия для научно-профессионального и карьерного роста в институте были!*

*В трудный для России и всего мира 2020 г. существенно уменьшилась деловая активность во всех сферах человеческой деятельности (кроме сельского хозяйства и военных приготовлений), в том числе в науке (карантин лишил многих сотрудников, особенно старшего возраста, возможности на долгие месяцы заниматься любимым делом), однако научная – творческая! – работа большинства ученых не прекращалась. Некоторые из них, даже будучи отлученными из-за эпидемии от полноценной научной деятельности, написали в 2020 г. до трех-пяти научных статей и более, однако опубликовать их в прошлом году возможности не представилось (некоторые журналы нефтегазовой специализации вообще прекратили свое существование...).*

*В силу ряда причин традиционный геологический выпуск сборника «Вести газовой науки» в 2020 г. также не вышел в свет – пандемия внесла свои коррективы. Однако все хорошее, достойное в области НГГ должно быть опубликовано! Настоящий сборник и включает ряд статей, которые были написаны в прошедшем году (и в конце 2019 г.), но дожидались своей очереди... Она наконец-то настала!*

*Успехов вам, авторам статей настоящего сборника, во всех начинаниях!*



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

## Содержание

- 4 **Недзвецкий М.Ю., Рыбальченко В.В., Рыбьяков А.Н., Хабибуллин Д.Я., Скоробогатов В.А.**  
Минерально-сырьевая база газовой отрасли промышленности России, крупных регионов и компаний: современное состояние и перспективы развития в первой половине XXI века
- 21 **Афанасенков А.П., Высоцкий В.И., Скоробогатов В.А.**  
Развитие минерально-сырьевой базы нефтегазового комплекса России и мира в XX–XXI вв.: итоги, проблемы, перспективы
- 41 **Рыбьяков А.Н., Скоробогатов В.А., Хабибуллин Д.Я.**  
Газовое будущее России – Арктика: суша и шельф. Ресурсы и запасы, поиски и открытия, разведка и добыча углеводородов
- 61 **Лобусев М.А., Бочкарев А.В., Лобусев А.В., Салахова Л.Н.**  
Выделение и обоснование Арктической газоносной провинции на севере Западно-Сибирского мегабассейна
- 73 **Кананыхина О.Г., Рыбьяков А.Н.**  
Нефть и газ севера Западной Сибири (суша и шельф): запасы, ресурсы, структура, прогноз
- 80 **Рыбьяков А.Н., Кананыхина О.Г.**  
Формирование и прогнозирование конденсатсодержащих месторождений и залежей в осадочных бассейнах России. Проблемы ресурсов, разведки и добычи в XXI веке
- 92 **Ибрагимова Н.Т., Касьянов В.В., Черкашин С.А.**  
Построение скоростной модели среды методом интегрированного анализа геолого-геофизических данных по материалам электроразведки на Бованенковском лицензионном участке
- 101 **Бочкарёв А.В., Лобусев А.В., Скоробогатов В.А., Хабибуллин Д.Я.**  
Нерешенные проблемы нефтегазовой геологии Восточной Сибири и Дальнего Востока России и пути их решения
- 112 **Духненко Ю.А.**  
Методика геометризации зон распространения засоленных отложений для месторождений Восточной Сибири (на примере Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения)
- 127 **Чурикова И.В., Пылев Е.А., Поляков Е.Е., Чуриков Ю.М., Ромащенко С.Ю., Духненко Ю.А., Никульникова Н.А.**  
Дифференцированное определение фильтрационно-емкостных свойств неоднородных коллекторов вендских отложений Восточной Сибири по данным геофизических исследований скважин (на примере Чаяндинского и Ковыктинского месторождений)
- 141 **Ромащенко С.Ю.**  
Методика выделения мезоанизотропии пород-коллекторов по данным разноглубинных методов электрического каротажа для уточнения фильтрационно-емкостных свойств при эксплуатационном бурении Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения
- 154 **Гумерова А.Н., Кошкина А.И.**  
Типизация разрезов скважин, вскрывших отложения позднерифейского и вендского возраста в зоне сочленения Предпатомского прогиба и Алданской антеклизы
- 161 **Астафьев Д.А., Кабалин М.Ю., Скоробогатов В.А.**  
Оценка и освоение углеводородного потенциала недр Охотоморской провинции
- 178 **Поляков Е.Е., Чурикова И.В., Чичмарёва А.В., Махонина Н.А., Малютина Т.Н., Оглова Е.А.**  
Статистический и площадной анализ фильтрационно-емкостных свойств коллекторов танопчинской свиты Тамбейского нефтегазоконденсатного месторождения, определенных на образцах кернa
- 192 **Пылев Е.А., Чуриков Ю.М., Поляков Е.Е., Чурикова И.В., Чудина А.А., Семенова Е.В., Пищухин В.М.**  
Оценка проводимости разломов по данным межскважинного гидропрослушивания на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении
- 203 **Леонов С.А., Скоробогатов В.А., Хабибуллин Д.Я.**  
Газ в плотных низкопроницаемых коллекторах – основной резерв освоения газового потенциала недр осадочных бассейнов России в 2031–2070 гг.
- 213 **Хабибуллин Д.Я.**  
Новое в теории формирования и развития минерально-сырьевой базы газо- и нефтедобычи крупных регионов и компаний

- 218 **Скоробогатов В.А.**  
Энергетический мир в 2040 году.  
Взгляд из две тысячи двадцатого
- 232 **Скоробогатов В.А., Ростовцев В.Н.,  
Паровинчак М.С.**  
Геология и газонефтеносность юго-востока  
Западно-Сибирской мегапровинции.  
Итоги семи десятилетий  
исследований (1951–2020 гг.).  
Проблемы и перспективы
- 252 **Пятахин М.В., Оводов С.О., Шулепин С.А.,  
Гайдаш Ю.М.**  
Определение депрессий разрушения породы  
скважин Чаяндинского месторождения

#### К защите диссертации

- 261 **Курбангалеев А.А., Тазюков Ф.Х.,  
Батталов А.Ф., Еникеева С.Р., Лившиц С.А.,  
Лебедев Р.В.**  
Модель движения потока газа в трубе  
с диафрагмой при ламинарном режиме  
течения
- 269 **Сведения об авторах**
- 272 **Information about the authors**

#### В 38

**Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 3 (48): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – 275 с. – ISSN 2306-8949.**

В состав сборника вошли статьи (21 шт.), написанные геологами и геофизиками ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и их коллегами из других организаций в 2021 г., а также более ранние статьи 2020 г. и конца 2019 г., не опубликованные своевременно из-за пандемии. Издание предназначено для специалистов научно-исследовательских и производственных организаций нефтяной и газовой промышленности, а также студентов, магистрантов и аспирантов нефтегазовых специальностей вузов.

***Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 3 (48): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, 275 pp. ISSN 2306-8949. (Russ.).***

This collected book contains 21 articles authored by the geologists and geophysicists from the Gazprom VNIIGAZ LLC and other institutes. Mostly, this papers were written in 2021, but few of them were written earlier in 2020 and even in the end of 2019, and due to the well-known pandemic could not be published last year. Revealed information could be interesting for researchers and practitioners employed in scientific and industrial companies of gas and petroleum specialization. It will be also useful for students and postgraduates from correspondent universities.

УДК 553.98

## Минерально-сырьевая база газовой отрасли промышленности России, крупных регионов и компаний: современное состояние и перспективы развития в первой половине XXI века

М.Ю. Недзвецкий<sup>1,2</sup>, В.В. Рыбальченко<sup>1</sup>, А.Н. Рыбьяков<sup>1</sup>, 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., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1

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

### Ключевые слова:

минерально-сырьевая база, газ, нефть, поиски, запасы, ресурсы, приросты, добыча.

**Тезисы.** В работе дана характеристика современной минерально-сырьевой базы (МСБ) газодобычи России, крупных регионов (север Западной Сибири, шельфы) и компаний-операторов (ПАО «Газпром» и др.). Структура МСБ проанализирована с точки зрения крупности газосодержащих месторождений углеводородов, их технологичности и др. Рассмотрены важнейшие регионы проведения дальнейших поисков и разведки газа. Оценены реальные будущие приросты разведанных запасов свободного газа в период 2021–2040 гг., в том числе с дифференциацией по регионам и продуктивным комплексам пород.

Горнодобывающее производство различных стран и регионов мира невозможно без наличия в их недрах запасов и ресурсов полезных ископаемых. Минерально-сырьевая база (МСБ) добычи и производства любых видов полезных ископаемых, в том числе и горючих (газа, нефти, газового конденсата, – это первооснова, фундамент создания и развития добывающих отраслей промышленности, в том числе и газовой. Любой источник получения природного газа и нефти (углеводородов – УВ) в промышленных масштабах и за достаточно длительные отрезки времени является одним из элементов МСБ производства УВ. Сырьевую базу газовой отрасли составляют ресурсы, запасы и добыча газа – свободного (СГ) (из фазообособленных скоплений), нефтерастворенного и «рассеянного» (сланцевого, угольного).

Извлекаемые запасы СГ мало отличаются от геологических (не более чем на 20...25 %, обычно на 12...15 %). Коэффициент извлечения газа (КИГ) составляет 90 % от первоначальных геологических запасов; вероятно, это тот естественный геологический верхний предел, который можно реально достигнуть при длительной, медленной, «грамотной» эксплуатации газосодержащих месторождений и залежей (скоплений газа в земных недрах). Чаще всего КИГ меньше – на уровне 75...85 %.

Вопросы формирования и мониторинга МСБ газа, а также перспективы в XXI в. активно исследуются [1–29]. В том числе историография газовой отрасли России и ее сырьевой базы представлена работами ряда ученых, прежде всего газовых геологов [5, 9, 10, 24]; отчет, собственно, и ведется с создания в середине-конце 1940-х гг. минимальной МСБ в виде запасов СГ небольших месторождений Среднего и Нижнего Поволжья с суммарными начальными запасами менее 0,2 трлн м<sup>3</sup>.

Как и добыча газа, МСБ газа изменяется в течение одного-двух лет почти незаметно (на первые проценты), за пять-десять лет – существенно, за пятнадцать-двадцать лет фундаментально, поэтому всегда необходим и мониторинг ее состояния с анализом перспектив и направлений развития в ближней (3...10 лет), средней (15...20 лет) и дальней (25...30 лет и более) перспективе.

Периодизация развития МСБ газодобычи в Российской империи, СССР и Российской Федерации:

- 1890–1914 гг. – возникновение и становление отечественной нефтяной отрасли, на рубеже десятилетий (1908–1913 гг.) Россия занимала 1-е место в мире по нефтедобыче. Редкие открытия месторождений СГ. Использование природного газа практически нулевое;

- 1914–1920 гг. – период войн и революций;

- 1921–1940 гг. – медленное восстановление нефтяной промышленности в кавказских регионах, начало добычи во многих европейских областях СССР. Допромышленный период развития МСБ газа. Мелкие открытия газовых скоплений, добыча газа в 1940 г. – менее 10 млрд м<sup>3</sup>/год (95 % – нефтяной попутный газ);

- 1941–1950 гг. – Вторая мировая война. Восстановление и ликвидация последствий;

- 1951–1970 гг. – период открытия уникальных и гигантских месторождений УВ (далее – МУВ) в европейских регионах и Западной Сибири;

- 1971–1990 гг. – «золотое» двадцатилетие развития МСБ УВ. Современная база газодобычи была подготовлена к 1989–1990 гг. Первые открытия газосодержащих МУВ на шельфе;

- 1991–2000 гг. – после некоторого спада период «стагнации» газодобычи и развития ее МСБ;

- 2001–2020 гг. – разведочный период на суше, поисковый – на шельфе. Увеличение объемов добычи и приростов УВ до максимальных величин (в 2019 г.);

- 2021–2040 гг. – необходимы поисковый «ренессанс» на суше, интенсивные поиски и разведка в акваториях. Более 70 % новых приростов запасов предстоит получить в Арктике (суша + шельф).

Структуру начальной МСБ составляют следующие элементы: накопленная добыча (НД); текущие разведанные запасы категорий (далее – кат.) А + В<sub>1</sub> + С<sub>1</sub>; предварительно оцененные неразведанные запасы кат. В<sub>2</sub> + С<sub>2</sub> частей залежей, примыкающих к участкам с промышленными запасами, или только открытых залежей, совершенно не разведанных; перспективные и прогнозные ресурсы локальных адресных объектов, изученных только сейсмикой (без поискового бурения), и нелокализованные ресурсы (в сумме кат. D) – неоткрытая часть начальных потенциальных ресурсов (НПР).

Запасы начальные (с НД) составляют открытые ресурсы – известная часть МСБ газодобычи нефтегазоносных провинций, областей, районов и комплексов пород (НПП, НГО, НГР и НГК соответственно), крупных регионов. В объеме МСБ присутствуют и так называемые неоткрытые ресурсы – неизвестная (прогнозируемая с той или иной вероятностью подтверждения в будущих запасах) часть сырьевой базы, которую необходимо изучать и осваивать в ходе проведения дальнейших поисково-разведочных работ (ППР).

Структура начальных запасов России приведена в табл. 1. При доразведке запасов кат. В<sub>2</sub> + С<sub>2</sub> подтвердится в разведанных запасах около 40...50 % от их номинальной величины, в Ямальской НГО – не более 30 %. Таким образом, достоверная величина запасов (т.е. текущая МСБ газодобычи) страны оценивается в объеме около 60 трлн м<sup>3</sup> с учетом того, что и последние оценки запасов кат. В<sub>1</sub> + С<sub>1</sub> не всегда полностью подтверждаются в добыче (на 100 ± 5...10 %, чаще со знаком минус). Отметим, что максимальное число открытых

Таблица 1

### МСБ добычи СГ в России, в том числе по важнейшим федеральным округам (ФО) и шельфу. Современное состояние (данные на 01.01.2020)

	Газосодержащие месторождения, шт.	НД, трлн м <sup>3</sup>	Текущие запасы, трлн м <sup>3</sup>		Всего начальных запасов, трлн м <sup>3</sup>
			кат. А + В <sub>1</sub> + С <sub>1</sub>	кат. В <sub>2</sub> + С <sub>2</sub>	
<b>Россия, всего</b>	<b>976*</b>	<b>24,3</b>	<b>49,0</b>	<b>23,6**</b>	<b>96,9</b>
Южный ФО	189	0,8	3,3	2,2	6,3
Приволжский ФО	234	1,6	0,9	0,1	2,6
Уральский ФО	216	20,1	28,6	12,9*	61,6
Сибирский ФО	90	0,2	3,3	3,1	6,6
Дальневосточный ФО	94	0,1	2,1	0,9	3,1
Шельф	49	0,7	10,1	4,2	15,0

\* Точность оценки ±8 ед. (за счет МУВ с запасами только по кат. С<sub>2</sub>).

\*\* Подтверждаемые в ходе ППР – не более 9...10 трлн м<sup>3</sup> (завышены спекулятивно по юре Ямала ориентировочно не менее чем на 3...4 трлн м<sup>3</sup>).

Таблица 2

Величина и структура запасов УВ на суше ЯНАО (данные на 01.2020)

	Свободный газ, трлн м <sup>3</sup>			Конденсат, млрд т			Нефть, млрд т					
	НД	кат. А + В <sub>1</sub> + С <sub>1</sub>	кат. В <sub>2</sub> + С <sub>2</sub>	всего	добыча и потери с начала освоения	кат. А + В <sub>1</sub> + С <sub>1</sub>	кат. В + С <sub>2</sub>	всего	добыча с начала освоения	кат. А + В <sub>1</sub> + С <sub>1</sub>	кат. В <sub>2</sub> + С <sub>2</sub>	всего
<b>Всего</b>	<b>19,53</b>	<b>28,06</b>	<b>12,86</b>	<b>60,44</b>	<b>0,26</b>	<b>1,26</b>	<b>1,23</b>	<b>2,75</b>	<b>1,02</b>	<b>2,52</b>	<b>1,98</b>	<b>5,53</b>
Ямал	0,54	10,26	6,47	17,27	0,00	0,29	0,56	0,85	0,02	0,24	0,09	0,35
Гыдан	0,00	1,12	1,86	2,98	0,00	0,02	0,13	0,15		0,01	0,01	0,01
Надым-Пур-Газовский регион (НПГР)	18,98	16,67	4,54	40,19	0,26	0,94	0,55	1,75	1,00	2,27	1,89	5,16
надсеноман	0,00	1,21	0,25	1,46								
сеноман	16,69	9,98	0,27	26,94	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,85	0,16	1,02
альб	0,05	1,30	0,17	1,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,03	0,04
апт	0,58	5,57	1,84	7,99	0,00	0,10	0,06	0,16	0,08	0,14	0,11	0,34
неоком	1,96	5,90	2,22	10,07	0,19	0,50	0,20	0,89	0,82	1,02	0,58	2,41
ачимовская толща	0,23	2,97	1,84	5,04	0,06	0,52	0,30	0,88	0,00	0,16	0,82	0,98
верхняя юра	0,02	0,16	0,12	0,30	0,01	0,03	0,02	0,05	0,09	0,17	0,12	0,39
средняя юра	0,01	0,93	6,08	7,02	0,00	0,11	0,65	0,76	0,02	0,17	0,16	0,35
нижняя юра	0,00	0,02	0,05	0,06		0,00	0,01	0,01		0,00	0,00	0,00
палеозой		0,03	0,03	0,05		0,00	0,00	0,00				

газосодержащих МУВ известно в приволжских областях при минимальных начальных запасах (множество мелких и мельчайших месторождений СГ).

Величина и структура МСБ газа России и ее наиболее крупных компаний-операторов изменялись следующим образом:

- в 2017 г. производство газа в стране составило 644,8 млрд м<sup>3</sup>, больше всех (149,9 млрд м<sup>3</sup>) добыло ООО «Газпром добыча Ямбург»; всего по Группе «Газпром» – 472,1 млрд м<sup>3</sup>, в том числе в Западно-Сибирской мегапровинции (ЗСМП) – 446 млрд м<sup>3</sup>. По состоянию на 01.01.2018 разведанные запасы газа России составили 49,5 трлн м<sup>3</sup>. Общий прирост новых разведанных запасов составил 1,0 трлн м<sup>3</sup>. Запасы Группы «Газпром» достигли 35,4 трлн м<sup>3</sup>;

- в 2018 г. добыча по России увеличилась существенно – до 725 млрд м<sup>3</sup>, в том числе по «Газпрому» – до 498,7 (по Уральскому ФО – 464,2), запасы кат. А + В<sub>1</sub> + С<sub>1</sub> составили на 01.01.2019 соответственно 49,7/35,2 трлн м<sup>3</sup>. Прирост запасов за 2018 г. – 1,1/0,8 трлн м<sup>3</sup> (геол./извлеч.). По-прежнему главным газоносным регионом страны остается Ямало-Ненецкий автономный округ (ЯНАО) – суша ЗСМП (табл. 2). Добыча газа на шельфе увеличивается пока крайне медленными темпами (по месторождениям присахалинского шельфа и Тазовской губы). В течение 2018 г. морская добыча газа составила всего 60 млрд м<sup>3</sup> (Юрхаровское, Лунское и др. месторождения);

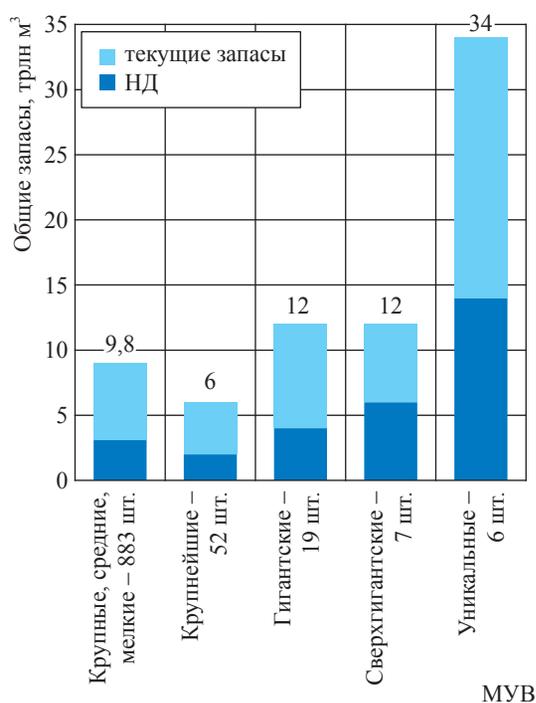
- в 2019 г. добыты 739,4 млрд м<sup>3</sup>, в том числе по Группе Газпром – 500,3 млрд м<sup>3</sup>; производство газа увеличили компании «Новатэк», «Роснефть» и др. Прирост новых разведанных запасов составил около 0,8 трлн м<sup>3</sup>, в том числе по предприятиям Группы «Газпром» – 0,5 трлн м<sup>3</sup>. Запасы страны по промышленным категориям составили 49,0 трлн м<sup>3</sup> (см. табл. 1);

- в 2020 г. произошло снижение добычи газа (до 697 млрд м<sup>3</sup>) в силу ряда причин. Прирост новых запасов составил около 0,6 трлн м<sup>3</sup>, в том числе по Группе «Газпром» – 486 млрд м<sup>3</sup>.

В настоящее время на территории России действует один мегацентр (Надым-Пур-Тазовский) и 8 региональных центров газодобычи (ЦГД), в том числе два в европейской части страны, два стратегических и два тактических в Западной Сибири, один

на шельфе Сахалина (тактический), плюс начал действовать (создается) региональный Восточно-Сибирский ЦГД, предстоит создать еще три на суше (Северо-Ямальный, Гыдано-Енисейский и Иркутский), а также два стратегических и два тактических на шельфе (Баренцевоморский, Южно-Карский и др.). Из ЦГД полностью обеспечены сырьевой базой только пять, в том числе два на шельфе (Штокмановский и Присахалинский). И все ЦГД, кроме Астраханского, двух Ямальных (Бованенковского, Тамбейского) и Чайнинского, нуждаются в создании (с нуля) и/или в укреплении МСБ газа путем поисков, разведки и доразведки месторождений и залежей СГ, значительного прироста эффективных «высоколиквидных» запасов (кат.  $V_1 + C_1$ ).

Интересна геостатистика открытий МУВ по России и отдельным регионам после 2000 г. [11, 17, 23]. В период с 2001-го по 2020 г. включительно в ЯНАО открыты 55 новых МУВ: 12 газоконденсатных (ГК), 11 газоконденсатонефтяных / нефтегазоконденсатных (ГКН / НГК), 22 нефтяных (Н); в том числе предприятиями ПАО «Газпром» 15 МУВ: 5 ГК, 6 НГК, 4 Н, в том числе два средних по запасам газа (до 17,1 млрд м<sup>3</sup>),



**Рис. 1. Гистограмма распределения запасов газа (начальных и текущих) по месторождениям различной крупности в России**

остальное – мелкие (по кат.  $V_1 + C_1$ ). Ежегодно компании-операторы открывают от 52 до 55 новых МУВ, преимущественно типа Н, газосодержащих – обычно не более семи-восьми (с залежами СГ). Среди нефтесодержащих МУВ преобладают мелкие и мельчайшие, вплоть до 40...50 тыс. т на 1 МУВ. Очевиден дефицит открытий [11, 23].

Северная Евразия (СЕА) – это 12 осадочных бассейнов и мегабассейнов (суша и шельф). Всего на 1 января 2021 г. в СЕА пробурены 65 тыс. поисковых и разведочных скважин, в том числе 21 тыс. скважин в Западной Сибири. Открыты 3720 МУВ, в том числе 445 газовых (Г) и ГК, 2720 Н, 540 НГК/ГКН/ГН/НГ (газосодержащих – 985). Например, за 2020 г. предприятия ПАО «Газпром» открыли 3 МУВ, в том числе одно крупное (ГКМ) в Карском море и два небольших нефтяных, НК «Роснефть» объявила об открытии 18 МУВ, но большинство из них мелкие (Н).

По состоянию на 01.01.2021 в России за все годы проведения ПРП обнаружены 985 газосодержащих месторождений с очень высокой концентрацией начальных разведанных запасов СГ (рис. 1), в том числе:

- 6 уникальных (более 3 трлн м<sup>3</sup> каждое), в том числе одно на шельфе (Штокмановское), запасы – 34,0 трлн м<sup>3</sup>;
- 7 сверхгигантских (1...3 трлн м<sup>3</sup>), все на суше, запасы – 12,0 трлн м<sup>3</sup>;
- 19 гигантских (0,3...1,0 трлн м<sup>3</sup>), из них 5 на шельфе, запасы – 12,0 трлн м<sup>3</sup>;
- 52 крупнейших (0,1...0,3 трлн м<sup>3</sup>), в том числе 5 на шельфе, запасы – 6,0 трлн м<sup>3</sup>.

В сумме 84 месторождения крупнее 100 млрд м<sup>3</sup>, запасы – 64,0 трлн м<sup>3</sup>.

В 883 МУВ с залежами СГ – крупных (30...100 млрд м<sup>3</sup>), средних (10...30 млрд м<sup>3</sup>), мелких (3...10 млрд м<sup>3</sup>), мельчайших (менее 3,0 млрд м<sup>3</sup>) – содержатся «всего» 9,8 трлн м<sup>3</sup> (изначально).

Судя по характеру гистограммы, явно не хватает нескольких сверхгигантских месторождений с суммарными запасами 5...6 трлн м<sup>3</sup> (по 1,1...1,8 трлн м<sup>3</sup> каждое), ряда гигантских (3,5...4,0 трлн м<sup>3</sup>) и крупнейших (более 100 млрд м<sup>3</sup> каждое) в сумме до 6 трлн м<sup>3</sup>. Однако обнаружение уникальных месторождений (> 3 трлн м<sup>3</sup>) во всех осадочных бассейнах уже практически нереально, но, по экспертным ожиданиям авторов, в диапазоне

Таблица 3

Структура запасов СГ севера Западной Сибири (суша) на 01.01.2019, трлн м<sup>3</sup>

Регион		Добыча	Кат. А + В <sub>1</sub> + С <sub>1</sub>	Кат. В <sub>2</sub> + С <sub>2</sub>	Всего
ЯНАО	<b>всего</b>	<b>18,9</b>	<b>28,6</b>	<b>13,1</b>	<b>60,6</b>
	Ямал	0,4	10,4	6,7	17,5
	Гыдан	–	1,1	1,5	2,6
НПТР	<b>всего</b>	<b>18,5</b>	<b>17,4</b>	<b>4,9</b>	<b>40,5</b>
	турон	–	1,2	0,3	1,5
	альб-сеноман	16,4	11,8	0,6	28,8
	неоком-апт	2,3	11,6	4,5	18,4
	ачимовская толща	0,2	2,9	1,6	4,7
	юра + нефтегазоносная зона контакта	0,0	1,1	6,1*	7,2

\* Цифра чрезмерно завышена за счет Тамбейской группы месторождений по юрским залежам, объединенным в единое.

Таблица 4

## Структура запасов газа и нефти Сибирской платформы и Вилюйской впадины по состоянию на 01.01.2019

Регион	СГ, трлн м <sup>3</sup>				Нефть, млрд т			
	НД	кат. А + В <sub>1</sub> + С <sub>1</sub>	кат. В <sub>2</sub> + С <sub>2</sub>	всего	НД	кат. А + В <sub>1</sub> + С <sub>1</sub>	кат. В <sub>2</sub> + С <sub>2</sub>	всего
Красноярский край (в пределах Сибирской платформы)	0,0	0,4	0,6	1,0	0,1	0,3	0,8	1,2
Иркутская область	0,02	2,06	2,1	4,2	0,1	0,3	0,3	0,7
Республика Саха (Якутия)	0,07	~2,05	0,9	3,0	0,1	0,4	0,3	0,8
<b>Всего</b>	<b>0,1</b>	<b>~4,5</b>	<b>~3,6</b>	<b>8,2</b>	<b>0,3</b>	<b>1,0</b>	<b>1,4</b>	<b>2,7</b>

крупности 0,1...2,0 трлн м<sup>3</sup> будут обнаружены еще несколько десятков МУВ с суммарными запасами 15...16 трлн м<sup>3</sup>.

Отметим главные тенденции в области поисков МУВ в мире в XXI в.:

1) неуклонное – год от года – снижение числа общих и удельных запасов вновь открываемых месторождений, особенно в старых нефтегазодобывающих странах и регионах (Европа, США, европейская часть России, Китай и др.);

2) продолжение крупных открытий преимущественно газосодержащих месторождений только в пределах малоизученных акваторий: восток Средиземного моря, шельфы Бразилии и Гайаны, Западная Африка, приамальский шельф Карского моря (Южно-Карской НГО области – ЮКО), присахалинский шельф и др.;

3) повсеместное исчерпание в большинстве осадочных бассейнов на суше возможностей для открытия крупнейших и даже крупных МУВ (более 100 и более 30 млн т у.т.<sup>1</sup> соответственно);

4) экспоненциальное уменьшение средних доказанных запасов, приходящихся на одно

новое месторождение/залежь и на одну удачную скважину (до 5...3 млн т у.т. и менее);

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

6) осознание экспертами всех компаний-операторов, российских и зарубежных, необходимости поискового «ренессанса» в большинстве регионов суши, резкого увеличения объемов ГРП и роста доли поисковой компоненты для открытия все большего числа новых МУВ и залежей УВ любой крупности (чем крупнее, тем лучше, но в российских осадочных бассейнах уже не более 80...100 млн т у.т., в зарубежных – менее 30...20 млн т у.т.).

Величина и структура запасов СГ важнейших регионов России приведены в табл. 3, 4. Видно, что начальные разведанные запасы СГ экспоненциально снижаются от сеномана к юре («зонтичная» структура распределения запасов) (см. табл. 4). Очевидна существенная недоразведанность открытых месторождений и СГ, особенно нефти (см. табл. 5).

Текущие высоконадежные извлекаемые запасы газа севера по всем комплексам составляют 28,6 трлн м<sup>3</sup>, что при ежегодной добыче 530...550 млрд м<sup>3</sup> (современной

<sup>1</sup> у.т. – условное топливо при номинальном соотношении 1 т жидких УВ = 1000 м<sup>3</sup> СГ.

Таблица 5

Структура текущих запасов ПАО «Газпром», трлн м<sup>3</sup>

Всего		34,5
В том числе на месторождениях	с растущей добычей (Чаяндинское, Бованенковское и др.)	4,5
	с постоянной добычей на суше (Заполярье, Южно-Русское и др.)	3,5
	с падающей добычей (Уренгойское, Медвежье)	4,2
	находящиеся в резерве на суше (Харасавэйское, Крузенштерновское и др.)	4,5
	удаленных от трубопроводов на суше (200 км и более)	6,5
	на шельфе (Штокмановское, Южно-Кириновское и др.)	9,5
	с ограничениями по экологии (Астраханское)	2,8

и будущей – на уровне 600...620 млрд м<sup>3</sup>/год обеспечивает эксплуатационную жизнь региона еще как минимум на 38...40 лет (с учетом начала снижения уровней добычи после 2040 г.).

Текущие разведанные запасы, трлн м<sup>3</sup>, России по освоенности и технологичности имеют следующую структуру: месторождения с растущей и постоянной добычей («на полке») – 12,0 трлн м<sup>3</sup>; месторождения с падающей добычей (европейские районы, НПТР) – 7,2; месторождения суши, удаленные от Единой системы газоснабжения, (Север Ямала и др.) – 10,0; глубокозалегающие сложнопостроенные залежи – 6,5; шельф – 10,2; месторождения с экологическими ограничениями – 3,8. Несколько другая структура текущих запасов у крупнейшей в мире газодобывающей компании – ПАО «Газпром» (табл. 5).

К высоконадежным запасам, обеспечивающим добычу газа в ближней перспективе (до 2026–2028 гг.), относится 16,7 трлн м<sup>3</sup> 47 % от суммарных запасов). На 2020 г. предполагались следующие показатели развития МСБ газа России: добыча по всем предприятиям – 745...750 млрд м<sup>3</sup>; новые приросты – 1,0 трлн м<sup>3</sup> (оценка), в том числе по доразведке, пересчету и уточнению запасов – 550 млрд м<sup>3</sup>, в процессе ПРР – 450 млрд м<sup>3</sup>. Фактически все показатели оказались ниже предполагавшихся на 6...12 %.

Современные проблемы развития сырьевой базы газодобычи России:

1) значительное ухудшение качества МСБ регионов суши при медленном увеличении суммарных текущих разведанных запасов в условиях превышения приростами добычи (расширенное воспроизводство МСБ):

- добываем сеноманский (+неокомский) газ на суше ЗСМП, а приращиваем ачимовский и юрский на суше и «морской» на карском шельфе (в ЮКО) и в Охотоморской НГП;

- в Якутии и Иркутской области приращиваем вендский газ в сложнопостроенных залежах с невысокими добычными возможностями;

2) дефицит открытий новых месторождений и залежей УВ на суше России в последние годы: 55 и менее в год всеми компаниями-операторами;

3) отсутствие на большинстве лицензионных участков на суше России крупных неопискованных объектов с высокой вероятностью открытия газосодержащих месторождений с будущими разведанными запасами более 30...40 млрд м<sup>3</sup> (с подсчитанными перспективными ресурсами 100...120 млрд м<sup>3</sup> и более при их «стандартной» подтверждаемости 30...35 %);

4) с 2018 г. низкие темпы (три-четыре в год в сумме по всем компаниям) открытия на шельфах крупнейших (более 100 млрд м<sup>3</sup>) и крупных (30...100) газосодержащих месторождений.

Современное состояние МСБ России, включая ПАО «Газпром» (2021 г.):

- базовые залежи газа месторождений европейской части и НПТР быстро истощаются, некоторые выработаны на 92...98 % (от начальных извлекаемых запасов);

- глубокие горизонты базовых месторождений в ЯНАО недоразведаны;

- крупнейшие месторождения газа сложного состава на севере Ямала, а также на карском и баренцевоморском шельфах удалены от действующей системы газоснабжения;

- в большинстве регионов суши маловероятно открытие уникальных, гигантских и даже крупнейших (более 100 млн т у.т.) МУВ, определяющих развитие ЦГД;

- значительно усложнена структура неоткрытых ресурсов газа в недрах осадочных бассейнов России (суша);

- дефицит выявленных и подготовленных крупных объектов УВ как в распределенном,

так и в нераспределенном фондах недр на суше России;

- региональная нефтегазогеологическая информация устарела – основной массив сформирован до 1991 г.;
- новые формируемые региональные ЦГД удалены от потребителей России и зарубежных стран;
- значительно увеличивается наукоемкость процесса развития сырьевой базы газодобычи, существенно возросли требования к достоверности прогнозирования: ошибки прогноза обходятся слишком дорого.

По состоянию на 01.01.2021 разведанные запасы УВ на месторождениях, разрабатываемых ПАО «Газпром», составили: СГ – 33,8 трлн м<sup>3</sup>; жидких (нефть + конденсат) – 3,5 млрд т, в том числе в Уральском ФО – 18,4 трлн м<sup>3</sup> СГ и 2,2 млрд т жидких УВ, на шельфе – 8,3 трлн м<sup>3</sup> СГ и 0,3 млрд т жидких УВ, в том числе в разработке находилось 17,8 трлн м<sup>3</sup> запасов газа и 2,8 млрд т нефти и конденсата.

### МСБ газа крупных компаний

Все российские добывающие компании (табл. 6), кроме ПАО «Газпром» (даже вертикально интегрированные нефтяные), по отдельности обладают небольшой по величине МСБ газодобычи при объеме текущих суммарных разведанных запасов около 14 трлн м<sup>3</sup> (без нераспределенного фонда в объеме 1,3 трлн м<sup>3</sup>):

1) ПАО «Новатэк» – 2,5 трлн м<sup>3</sup>, в том числе важнейшие активы, а именно Утреннее, Южно-Тамбейское и Юрхаровское месторождения – 0,7; 1,1 и 0,3 трлн м<sup>3</sup> соответственно;

2) НК «Роснефть» – 2,5 трлн м<sup>3</sup>. Самые крупные активы по газу, трлн м<sup>3</sup>: Харампурское месторождение (НГК) – 1,0, Русское и Ванкорское – по 0,1 и др.;

3) НК «Лукойл» – 1,0 трлн м<sup>3</sup>, в том числе в ареале Большехетской впадины (ЗСМП) – Хальмерпаютинское + Пякяхинское + Находкинское + Южно-Мессояхское месторождения – 0,7 трлн м<sup>3</sup>;

4) НК «Сургутнефтегаз» – 0,3 трлн м<sup>3</sup> и др.

Такие запасы (по отдельным компаниям) не позволяют планировать ежегодную добычу в 100 млрд м<sup>3</sup>, как ранее декларировали НК «Роснефть» (к 2022 г.) и ПАО «Новатэк» (в ближайшие годы) [8 и др.]. Стартовые позиции России в области МСБ газа по состоянию на 01.01.2021 (в начале наступившего

двадцатилетия развития газовой отрасли промышленности до 2040 г.) отражены в табл. 7.

Дальнейшее развитие сырьевой базы газа в России всеми компаниями-операторами в области разведки и добычи – процесс вынужденно необходимый. При постепенном увеличении национальной добычи от 700...740 до 1000...1050 млрд м<sup>3</sup>/год в период 2021–2040 гг. и последующей ее стабилизации на уровне 1,0...1,1 трлн м<sup>3</sup>/год компенсирующие отборы из недр приросты новых разведанных извлекаемых запасов кат. В<sub>1</sub> + С<sub>1</sub> должны также увеличиваться с 850...900 до 1100...1200 млрд м<sup>3</sup>/год (с превышением добычи запасами не менее чем в 1,05...1,10 раза для расширенного воспроизводства МСБ). Географически и «стратиграфически» приросты и так будут расширяться по территории сибирских регионов и в акваториях арктических морей, так как на Дальнем Востоке «ловить» особо нечего... суша в основном рудносна (горы-хребты...), шельфы за пределами узкого присахалинского шельфа в акватории Охотского моря имеют невысокие перспективы газоносности и почти нулевые – нефтеносности (по генетическим причинам).

Основы основ горнодобывающего производства – ресурсы полезных ископаемых, в том числе горючих, в нашем случае – газа. Официальные оценки ресурсов СГ приведены ранее на рис. 1. Официальные и корпоративные оценки начальных потенциальных ресурсов газа России обсуждаются в ряде работ [1, 4, 13, 20, 21].

По авторской оценке 2020 г., газовый потенциал недр осадочных бассейнов России, арктических и дальневосточных морей (традиционные ресурсы) составляет 200, 230, 260 и 290 трлн м<sup>3</sup> с вероятностью подтверждения в конечных разведанных запасах после проведения полномасштабных ПРР 80, 60, 40 и 20 % соответственно. Наиболее приемлемая величина начальных ресурсов газа СЕА – 200 ± 10 трлн м<sup>3</sup> (геол.). Ей соответствует величина извлекаемых ресурсов 165...170 трлн м<sup>3</sup> (± 2...3 трлн м<sup>3</sup>).

Регионы проведения дальнейших ПРР в России показаны на рис. 2, 3. При интегральной добыче СГ только из традиционных запасов и ресурсов в России в 2021–2050 гг. в объеме 27...28 трлн м<sup>3</sup> (добыча из ныне нетрадиционных источников даст дополнительные 3...4 трлн м<sup>3</sup>,

Таблица 6

**Структура запасов и добычи газа в России по предприятиям  
(данные Государственного баланса по состоянию на 01.01.2018), млрд м<sup>3</sup>**

Предприятие	Добыча за 2017 г.	НД	Запасы		
			кат. А + В <sub>1</sub> + С <sub>1</sub>	кат. В <sub>2</sub> + С <sub>2</sub>	всего
ПАО «Газпром»*	0,7	3,7	13059,3	8998,6	22057,9
ООО «Газпром добыча Ямбург»	149,9	5484,7	5692,0	1198,4	6890,4
ООО «Газпром добыча Надым»	114,3	2981,3	5977,8	665,4	6643,3
ООО «Газпром добыча Уренгой»	96,8	6927,6	4697,1	876,8	5573,8
ООО «Газпром добыча Астрахань»	11,7	273,8	2893,5	825,2	3718,7
ПАО «НК «Роснефть»	10,5	202,2	1336,7	1086,0	2422,7
ООО «Арктик СПГ 2»	0,0	0,1	683,2	906,7**	1589,9**
АО «Арктикгаз»	26,7	98,3	1055,0	403,1	1458,0
ОАО «Ямал СПГ»	1,3	4,7	1031,9	332,0	1363,9
ООО «Петромир»**	0,0	0,0	2,3	1159,3***	1161,6***
АО «Роспан Интернешнл»	5,9	55,5	685,9	301,6	987,5
ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	30,7	340,7	575,5	285,1	860,6
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»	10,3	118,2	698,8	152,4	851,2
ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	10,3	253,2	520,9	330,0	850,8
ООО «ЛУКОЙЛ-Приморьнефтегаз»	0,0	0,0	57,2	698,3	755,5
ОАО «Севернефтегазпром»	25,0	241,1	657,4	82,1	739,4
ООО «Газпром добыча Оренбург»	12,3	1304,6	594,2	49,6	643,8
ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	30,0	1266,4	562,7	62,8	625,6
ПАО «Сибирская нефтегазовая компания»	12,6	102,0	458,7	133,3	592,1
ООО «Лукойл-Нижневожскнефть»	1,7	9,0	383,6	194,4	578,0
АО «Восточно-Сибирская нефтегазовая компания»	0,0	0,1	142,9	408,3***	551,2***
ООО «Газпромнефть-Ямал»	1,1	3,4	435,8	81,2	517,0
«Сахалин Энерджи Инвестмент компани Лтд»	18,1	142,6	409,1	84,3	493,4
Консорциум «Эксон Нефтегаз Лтд»	5,6	79,6	342,7	117,6	460,3
ООО «Арктик СПГ 1»	0,0	0,1	215,1	235,1	450,2
ОАО «Сургутнефтегаз»	5,9	285,6	303,9	79,1	382,9
ООО «Кынско-Часельское нефтегаз»	0,0	9,5	240,5	140,6	381,1
ОАО «Якутская топливно-энергетическая компания» (ОАО «ЯТЭК»)	1,7	54,1	249,0	112,7	361,8
ООО «Газпром добыча Краснодар»	2,7	822,8	310,0	23,4	333,5
ЗАО «Нортгаз»	8,6	85,5	295,0	37,2	332,2
Пр. недропользователи	50,5	1428,0	3631,2	2521,6	6152,8
Нераспределенный фонд	0,0	303,1	1269,5	1210,0	2479,5
<b>Всего</b>	<b>644,8</b>	<b>22881,7</b>	<b>49468,2</b>	<b>23792,1</b>	<b>73260,3</b>

\* Без дочерних предприятий.

\*\* Преимущественно шельф, а также север Ямальской НГО и Восточная Сибирь.

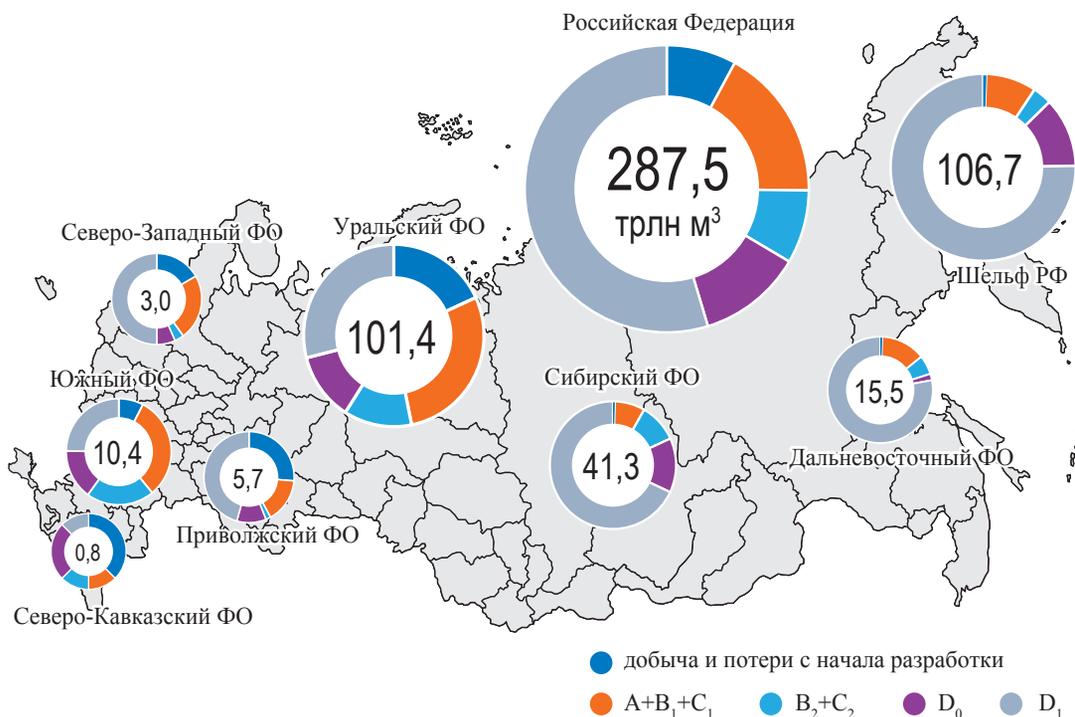
\*\*\* Запасы спекулятивно завышены.

Таблица 7

**Сырьевая база газовой отрасли**

Число газосодержащих МУВ	985 (± 5...7)
Разведанные запасы, трлн м <sup>3</sup>	50/42 (геол./извлек.)
Запасы кат. В <sub>2</sub> +С <sub>2</sub> (под доразведку), трлн м <sup>3</sup>	22/17 (геол./извлек.)
Реальные (по корпоративной оценке) перспективные и прогнозные ресурсы*, трлн м <sup>3</sup>	103/83 (геол./извлек.)

\* За счет учета КИГ на ряде месторождений запасы ПАО «Газпром» снизились на 1,4 трлн м<sup>3</sup>.



**Рис. 2. Структура запасов и ресурсов СГ России (официальные оценки на 01.01.2019), трлн м³**

до 140...160 млрд м³/год в 2036–2050 гг.) необходимо будет прирастить 28...30 трлн м³ новых промышленных запасов (что вполне реально).

Ресурсно-геологические возможности прироста запасов на суше России ограничены регионами Сибири, так как неоткрытые ресурсы европейских областей не позволяют прирастить более 2,0...2,5 трлн м³ с учетом доразведки запасов кат. B<sub>2</sub> + C<sub>2</sub> и новых открытий мелких и редких средних по запасам МУВ (в диапазоне 0,05...12 (15) млрд м³). При этом доразведка ареала Астраханского газоконденсатного месторождения даст до 0,6...0,7 трлн м³, а в целом по российской части Прикаспийской впадины – до 1,7 трлн м³ (оптимистическая оценка).

Будущее газовой отрасли России, безусловно, связано с освоением недр высокоперспективных шельфовых и арктических областей СЕА, прежде всего недр западноарктического сектора морей [2, 5, 12, 15, 22, 29]. Причины:

- большие размеры бассейнов, значительная мощность и объем мезозойского осадочного чехла, общая площадь российского шельфа превышает 5 млн км² (в основном это Арктика);
- установленная преимущественная газоносность мела, юры и триаса, уже состоявшиеся открытия гигантских и уникальных

по запасам газа месторождений (нефть в недрах открытого шельфа отсутствует, возможно, пока...);

- высокая плотность размещения крупных по площади и амплитуде положительных локальных структур, особенно в центральной и восточной (пряймальной) части Карского моря;
- невысокая изученность недр западноарктических морей – Баренцева и Карского – в сочетании с высокими оценками ресурсов газа;
- прогнозируемая хорошая сохранность газосодержащих скоплений вследствие развития мало нарушенных разломами мощных региональных покровов.

Основные неоткрытые ресурсы газа морской части ЗСМП сосредоточены в Карском море с залежами преимущественно в апте и неокоме [2, 20, 21]. Здесь помимо уже открытых восьми значительных по запасам собственно морских месторождений (Ленинградского, Динковского и др.) возможно открытие трех-четырёх месторождений с запасами более 1 трлн м³, от 22 до 25 месторождений с запасами 0,1...1,0 трлн м³ и 70–80 средних и крупных месторождений с запасами газа в диапазоне 20...100 млрд м³, в сумме – до 90...95 газосодержащих МУВ. Принимая во внимание число открытых месторождений на Ямале и Гыдане

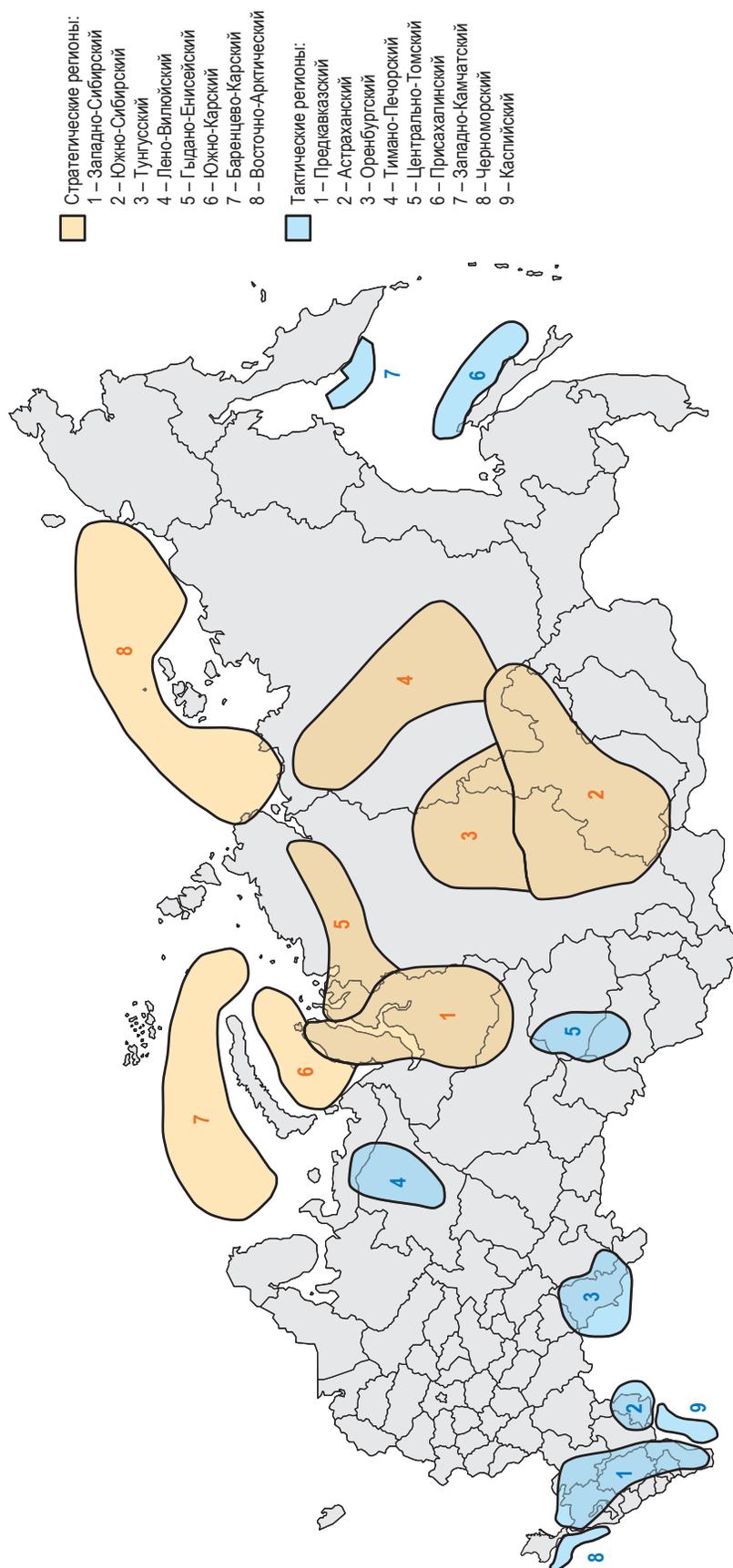


Рис. 3. Важнейшие первоочередные и перспективные регионы развития МСБ газонефтедобычи России

(«всего» 40 месторождений...), эта оценка, вероятно, количественно завышена.

### Новая концепция проведения ГРП в России до 2040 г.

С учетом ранее опубликованных работ авторов и их коллег суть новой концепции ГРП сводится к следующему [17, 23, 26, 29]:

1) научному обоснованию, прогнозированию и поискам сверхгигантских и гигантских газовых месторождений на арктическом шельфе (более 200...300 млрд м<sup>3</sup> каждое, традиционный газ малых и средних глубин до 2,8...3,0 км);

2) поискам и разведке оставшихся неоткрытыми отдельных крупных, но преимущественно средних и малых по запасам традиционных газовых и нефтяных месторождений и залежей во всех бассейнах суши севера Евразии и на всех достижимых и экономически целесообразных с точки зрения добычи глубинах (до 4,8...5,0 км);

3) выборочной разведке вновь открытых месторождений и залежей, зависящей от их предполагаемой крупности, глубин залегания, прогнозных добычных возможностей и главным образом от планируемых сроков их промышленного освоения (введения в разработку);

4) изучению и масштабному промышленному освоению ресурсов нетрадиционного газа на суше под и над скоплениями традиционного газа в НПТР.

В регионах России сложились весьма различные условия и проблемы дальнейшего развития поисков и разведки газа (табл. 8). То же относится и к рискам проведения ГРП. Будущие поисковые работы в центрально-восточных зонах ЮКО (приямальский шельф) характеризуются низкими ресурсно-геологическими рисками по неокому и нулевыми по апту, только бурить надо не на дальних склонах, а в присводовых частях поднятий (и одну скважину непременно в самом своде на максимально целесообразную глубину).

В табл. 9, 10 приводится дифференцированная оценка новых приростов по газу в северных и арктических областях суши ЗСМП (до 2040 г.), которая интегрально оценивается в 10 трлн м<sup>3</sup> (естественно, ±1 трлн м<sup>3</sup>).

Отметим малое участие государства в развитии МСБ газа и нефти России. Для повышения роли и значимости государства в дальнейшем изучении и промышленном освоении углеводородного потенциала недр СЕА (ренесанс значимости) рекомендуется:

1) увеличить финансирование регионального и возобновить финансирование поисково-этапов изучения недр России;

2) выделить лицензионные участки (ЛУ) в нераспределенном фонде недр, дифференцировать их с точки зрения перспективности в отношении наличия газа и нефти (а значит, и по стоимости...);

3) провести поиски в пределах выделенных ЛУ за счет государственного

Таблица 8

### Оценка регионов и основных продуктивных комплексов России с точки зрения сложности поиска, разведки и освоения новых МУВ (на современном этапе освоения ресурсов)

Европейские регионы	Трудно найти, легко разведать, освоить и начать промышленную добычу
НПТР (неоком, апт)	Трудно найти, трудно разведать, относительно легко организовать добычу
Ямал (суша – нижний мел)	Трудно найти, легко разведать, средне сложно освоить и начать промышленную добычу
Гыдан (суша – неоком-апт)	Легко найти и разведать, дорого освоить и начать добычу
Север ЗСМП (ачимовская толща и юра)	Трудно все: найти, разведать, промышленно освоить и начать добычу. Добыча УВ началась из гор. Ач <sub>3-4</sub> на Уренгое
Восточная Сибирь (все области)	Трудно найти, еще труднее разведать, максимально сложно освоить и начать промышленную добычу, сложно и дорого добывать
Карское море (неоком-апт)	Очень легко найти, легко разведать, очень трудно освоить, сложно и дорого добывать
Баренцево море (юра, верхи триаса)	Затруднительно найти (месторождения > 100 млрд м <sup>3</sup> ), легко разведать, трудно освоить и организовать добычу (непонятно, кому поставлять)
Присахалинский шельф (миоцен)	Трудны и дороги поиск, разведка, обустройство, начало добычи. Однако продукцию (газ, нефть) легко реализовать в страны Азиатско-Тихоокеанского региона

Таблица 9

**Реально достижимые приросты разведанных запасов газа (кат. В<sub>1</sub> + С<sub>1</sub>) на севере Западной Сибири в 2021–2040 гг. за счет проведения ПРР всеми компаниями-операторами\*, трлн м<sup>3</sup>**

Комплекс	Северные и арктические области ЗСМП				Всего
	НПТР	Ямал	Гыдан	Енисей-Хатангская НГО	
Альб-сеноман-турон	0,2	0,2	0,1	–	0,5
Апт (Ямал, Гыдан)	0,3	0,5	0,4	0,3	1,5
Неоком	0,3	0,6	1,2	0,7	2,8
АТ (НПТР)	1,6	0,1	0,1	–	1,8
Юра + нефтегазоносная зона контакта	0,8	1,4*	0,4	0,8	3,4
<b>Всего</b>	<b>3,2</b>	<b>2,8</b>	<b>2,2</b>	<b>1,8</b>	<b>10,0**</b>

\* Доразведка запасов кат. С<sub>2</sub> + поисково-разведочные работы.\*\* В том числе ПАО «Газпром» – 6,5 трлн м<sup>3</sup>.

Таблица 10

**Структура прироста\* запасов СГ по Западной Сибири, суша и шельф (2040 г.)**

Комплекс	ЯНАО			Шельф		Всего
	НПТР	Ямал	Гыдан	губы	приямальский	
Сеноман-турон	0,4	0,2	0,1	0,7	1,2	2,6
Апт	0,5	0,6	0,8	0,7	2,9	5,3
Неоком	0,3	0,8	0,7	1,2	3,5	6,5
Ачимовская толща	1,9	0,1	Не определено			2,0
Юра + нефтегазоносная зона контакта	1,0	0,8	0,3	0,2	0,6	2,9
<b>Всего</b>	<b>3,9</b>	<b>2,5</b>	<b>1,9</b>	<b>2,8</b>	<b>8,2**</b>	<b>19,3**</b>

\* Всеми компаниями-операторами.

\*\* Минимальная оценка.

бюджета до открытия первых одного-двух МУВ с оценкой их вероятной величины (по будущим запасам);

4) по первым итогам поисковых работ уточнить геологическое строение участков и переоценить начальные потенциальные ресурсы углеводородов;

5) только после этого выставлять ЛУ на аукционы.

Такой подход снизит риски приобретения ЛУ и их дальнейшего опоискования. Спекуляции с ресурсами предлагаемых участков будут сведены к минимуму. Дальнейшие поиски и разведка вместе с рисками лягут на компании-операторы. Истинная ценность уже приобретенных ЛУ в той или иной области суши или шельфа становится ясной, и то не в полной мере, только после бурения и испытания хотя бы двух-трех присводовых поисковых скважин на самых крупных площадях (поднятиях) внутри участка.

К 2041 г. все ныне известные и вновь открытые крупные и средние по запасам МУВ будут доразведаны и опоискованы до глубин 4,2...4,5 км. В результате «поисково-разведочных усилий» ряда крупных компаний-операторов, прежде всего ПАО «Газпром»,

начальные разведанные запасы СГ к 2040 г. по двум арктическим морям СЕА и суши п-ова Ямал с высокой вероятностью достигнут 38...41 трлн м<sup>3</sup> [22, 23]. Эти очень значительные запасы позволят номинально добывать не менее 450...500 млрд м<sup>3</sup>/год, что составит до 45...50 % общероссийской национальной добычи в 2041–2050 гг. (950...1050 млрд м<sup>3</sup>/год, по минимальной реальной оценке), в том числе на суше Ямала – до 280...320 млрд м<sup>3</sup>/год.

Что может дать Восточная Сибирь в предстоящие десятилетия, сказать трудно, учитывая, что за 65 лет ведения поисково-разведочных работ (1956–2020 гг.) в ее южной половине на площади до 1,5 млн км<sup>2</sup> разведанные запасы газа не превысили 6 трлн м<sup>3</sup>. Даже при среднегодовых приростах в 100...150 млрд м<sup>3</sup> по всем компаниям и месторождениям (что, вообще говоря, неплохо...) общий прирост составит 2,5...3 трлн м<sup>3</sup> (и это при неоткрытых ресурсах более 30 (!?) и 10...14 трлн м<sup>3</sup>, по официальной и корпоративной оценкам соответственно). Все данные о Восточной Сибири зыбки и неопределенны: и запасы кат. С<sub>2</sub>, и добывные возможности, и реальные открытия, и новые приросты. Очевидно только одно: очень высоки геологические риски

продолжения дальнейших поисково-разведочных работ... Они не вызывают поисково-го энтузиазма у крупных компаний, не позволяют даже средним компаниям-операторам выйти в Тунгусский регион с поисками МУВ [16, 19, 27]. Ну, выйдешь с дорогостоящим, технически сложным глубоким поисковым бурением на северо-запад Восточной Сибири, а дальше что?

Безусловно, самые большие и реальные надежды в плане развития МСБ газа связаны с арктическими морями, прежде всего Западной Арктики. Ожидаемые величины разведанных *извлекаемых* запасов СГ в России в динамике отбора-прироста оцениваются в 42,5; 43,0 и 43,5 трлн м<sup>3</sup> на конец 2030 г., 2040 г. и 2050 г. соответственно, однако структура запасов изменится существенно. К началу 2050 г. на суше все месторождения крупнее 300 млрд м<sup>3</sup> будут практически завершены разработкой (текущий КИГ превысит 80...83 % от извлекаемых запасов). Морские арктические гиганты вступят в стадию активной, некоторые – падающей, добычи. Всё будут «вытягивать» несколько крупнейших, многие десятки крупных МУВ на море, средних и, конечно, многие десятки – первые сотни (множество!) мелких месторождений (на суше). К началу второй половины XXI в. общее число открытых газосодержащих месторождений в России достигнет 2500...2700, в том числе до 280 (300) будут полностью выработаны.

Эра освоения запасов и ресурсов традиционного газа СЕА после 2050 г. начнет «клониться к закату», однако откроются перспективы масштабного освоения нетрадиционных ресурсов и источников их получения в промышленных объемах (природный газ в плотных коллекторах и угольный газ, связанный с угленосными толщами промышленно угленосных бассейнов) [3, 22, 28, 29].

\*\*\*

За более чем 70 лет изучения и освоения газового потенциала недр России в начальные открытые запасы переведено всего до 48 %

от реальных потенциальных традиционных ресурсов СГ (200...205 трлн м<sup>3</sup>). Прогнозная часть ресурсов несколько превышает 100 трлн м<sup>3</sup> и связана главным образом с северными и арктическими областями СЕА. Есть что искать и открывать, разведывать и осваивать, по крайней мере, еще сорок-пятьдесят лет (с освоением глубин на суше до 6,5...7,0 км). Нетрадиционные ресурсы газа – вообще «непаханое поле» и в части научных исследований, и в практическом смысле (за исключением газогидратов) [3, 15, 18]. Прикидочные оценки геологических ресурсов нетрадиционного газа России, в том числе сланцевого, были, но точность и достоверность их невысокая [18].

Современная сырьевая база добычи природного газа, достигающая почти 50 трлн м<sup>3</sup> (геол.), позволяет в ближайшее десятилетие наращивать его добычу до 1 трлн м<sup>3</sup> и более, но только в восточных регионах страны (Ямало-Карском, Южно-Сибирском, Присахалинском и др.).

До 2040 г. предстоят крупные открытия новых газосодержащих месторождений и значительные приросты запасов СГ, но в северных и арктических областях Западной Сибири (суша и шельф). В Восточной Сибири? Может быть... Трудно предсказуемы новые приросты в Баренцевом море.

В текущее трехлетие (2021–2023 гг.) ПАО «Газпром» планирует бурить в Карском море ежегодно по 2 поисковые и разведочные скважины проходкой 5,2...5,4 тыс. м/год с приростом 500 млрд м<sup>3</sup>/год (1,5 трлн за 3 года). Активизация морских поисково-разведочных работ ожидается после 2028–2030 гг. в западно-арктической части шельфа и после 2035 г. в восточносибирских морях. Представляется, что наиболее перспективная часть Охотоморской НГП – присахалинская – будет опоскована полностью к 2030 г. (всеми компаниями-операторами).

Таким образом, созданные природой максимально благоприятные условия для развития газовой отрасли России будут реализованы в течение первой половины XXI в.

## Список литературы

1. Варламов А.И. Ресурсный потенциал углеводородов – основа развития топливно-энергетического комплекса России / А.И. Варламов, А.П. Афанасенков, М.И. Лоджевская и др. // Геология нефти и газа. – 2016. – № 3. – С. 3–13.
2. Гаврилов В.П. Состояние и перспективы доосвоения газового потенциала недр Западной Сибири / В.П. Гаврилов, С.М. Карнаухов, В.А. Скоробогатов и др. // Газовая промышленность. – 2010. – № 1. – С. 12–16.
3. Гулев В.Л. Нетрадиционные ресурсы газа и нефти / В.Л. Гулев, Н.А. Гафаров, В.И. Высоцкий и др. – М.: Недра, 2014. – 284 с.
4. 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.
5. Карнаухов С.М. Развитие минерально-сырьевой базы газовой промышленности / С.М. Карнаухов, В.С. Коваленко, В.С. Парасына и др. // Газовая промышленность. – № 3. – 2007. – С. 22–25.
6. Карпузов А.Ф. Стратегические векторы развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации на современном этапе (выбор пути) / А.Ф. Карпузов, А.В. Татарасов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – № 6. – С. 2–12.
7. Крючков В.Е. Поисково-разведочные работы в Восточной Сибири: итоги, проблемы, риски, перспективы / В.Е. Крючков, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 4 (41): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 35–48.
8. Лазеев А.Н. Геологоразведочные работы ПАО «НК Роснефть» / А.Н. Лазеев, А.В. Гайдук, Э.Н. Гнутова // Геология нефти и газа. – 2016. – № 5. – С. 75–84.
9. 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.
10. Минерально-сырьевая база топливно-энергетического комплекса России. Состояние и прогноз / под ред. В.З. Гарипова, Е.А. Козловского. – СПб.: Ин-т геол.-эконом. проблем, 2004. – 548 с.
11. Орлов В.П. О дефиците открытий в нефтегазовой геологии / В.П. Орлов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – № 5. – С. 18–25.
12. 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.
13. Подюк В.Г. Стратегические задачи и геологические возможности развития сырьевой базы газодобычи в России / В.Г. Подюк, Н.А. Крылов, В.А. Скоробогатов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – С. 8–12.
14. Попов А.И. Состояние сырьевой базы нефти и газа Российской Федерации / А.И. Попов, И.А. Плесовских, А.И. Варламов и др. // Геология нефти и газа. – 2012. – Т. 1. – № 5. – С. 4–26.
15. Прищепа О.М. Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ – резерв сырьевой базы углеводородов России / О.М. Прищепа, О.Ю. Аверьянова, А.А. Ильинский и др.; под ред. О.М. Прищепы // Труды ВНИГРИ. – СПб.: ВНИГРИ, 2014. – 323 с.
16. 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.
17. 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. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 46–57.
18. Скоробогатов В.А. А есть ли сланцевый газ в недрах осадочных бассейнов России? / В.А. Скоробогатов // Деловой журнал Neftegaz.ru. – 2020. – № 4. – С. 54–62.
19. Скоробогатов В.А. Енисей-Ленская мегапровинция: формирование, размещение и прогнозирование месторождений углеводородов / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2017. – № 3. – С. 3–17.

20. Скоробогатов В.А. Опыт оценок потенциальных ресурсов свободного газа осадочных бассейнов России и их подтверждаемость при поисково-разведочных работах / В.А. Скоробогатов, Г.Р. Пятницкая, Д.А. Соин и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – Спецвыпуск: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 59–65.
21. Скоробогатов В.А. Потенциальные ресурсы углеводородов: методы и практика оценок величины и структуры, достоверность и подтверждаемость при поисково-разведочных работах / В.А. Скоробогатов, Д.А. Соин. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – 166 с.
22. Скоробогатов В.А. Будущее российского газа и нефти / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2018. – Спецвыпуск: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 31–43.
23. Скоробогатов В.А. Поиски месторождений и залежей углеводородов в осадочных бассейнах Северной Евразии: итоги, проблемы, перспективы / В.А. Скоробогатов, В.В. Рыбальченко, Д.Я. Хабибуллин и др. // Вести газовой науки.». – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – №4 (41): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов. – С. 18–34.
24. Старосельский В.И. История развития и современное состояние сырьевой базы газовой промышленности России: науч.-тех. обзор / В.И. Старосельский, Г.Ф. Пантелеев, В.П. Ступаков и др.; под ред. А.Д. Седых. – М.: ИРЦ Газпром, 2000. – 117 с.
25. Старосельский В.И. Структура запасов и ресурсов природного газа России / В.И. Старосельский, Г.Ф. Пантелеев и др. // Перспективы развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности России: сб. науч. трудов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2008. – С. 33–44.
26. 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. Спецвыпуск: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 67–73.
27. Хабибуллин Д.Я. О целесообразности поисков месторождений углеводородов в малоизученных областях Восточной Сибири в период 2021–2040 гг. / Д.Я. Хабибуллин, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 4 (41): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 49–58.
28. 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. – Спецвыпуск: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 17–30.
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.

## Mineral resource base for gas industry, big regions and companies in Russia: contemporary status and promising trends up to a midpoint of 21<sup>st</sup> century

M.Yu. Nedzvetskiy<sup>1,2</sup>, V.V. Rybalchenko<sup>1</sup>, A.N. Rybyakov<sup>1</sup>, 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, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

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

**Abstract.** This article overviews present status of the mineral resources for gas production in Russia including its major regions (north of Western Siberia, offshore areas) and its main operating companies (Gazprom PJSC etc.). The structure of resource base is analyzed in context of dimensions and performance of the gas-saturated fields. Authors outline the key regions for further geological search and prospecting. They assess the real increments of free gas reserves in 2021–2040 differing them according to geographic location and productive rock complexes.

**Keywords:** mineral resource base, gas, oil, search, reserves, resources, increment, production.

### References

1. VARLAMOV, A.I., A.P. AFANASENKOV, M.I. LODZHEVSKAYA, et al. Resource potential of hydrocarbons as a foundation of the fuel & energy industry in Russia [Resursnyy potentsial uglevodorodov – osnova razvitiya toplivno-energeticheskogo kompleksa Rossii]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2016, no. 3, pp. 3–13. ISSN 0016-7894. (Russ.).

2. GAVRILOV, V.P., S.M. KARNAUKHOV, V.A. SKOROBOGATOV, et al. Status and prospects for further exploration of subsoil gas potential in Western Siberia [Sostoyaniye i perspektivy doosvoyeniya gazovogo potentsiala neдр Zapadnoy Sibiri]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2010, no. 1, pp. 12–16. ISSN 0016-5581. (Russ.).
3. GULEV, V.L., N.A. GAFAROV, V.I. VYSOTSKIY, et al. *Alternative gas and oil resources* [Netraditsionnyye resursy gaza i nefiti]. Moscow: Nedra, 2014. (Russ.).
4. YEFIMOV, A.S., Yu.L. ZAYTSEVA, M.A. MASLENNIKOV et al. Present state of raw hydrocarbon resource base and outlooks for its development [Sostoyaniye i perspektivy razvitiya syryevoy bazy uglevodorodov]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*, 2017, no. 3, pp. 19–40. ISSN 0869-3188. (Russ.).
5. 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.).
6. KARPUSOV, A.F., A.V. TATARASOV. Strategic vectors for current development of mineral resource base in Russian Federation (path selection) [Strategicheskiye vektory razvitiya mineralno-syryevoy bazy Rossiyskoy Federatsii na sovremennom etape (vybor puti)]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*, 2015, no. 6, pp. 2–12. ISSN 0869-3188. (Russ.).
7. KRYUCHKOV, V.Ye., V.A. SKOROBOGATOV. Searching and prospecting hydrocarbons in Eastern Siberia: results, challenges, risks, and outlooks [Poiskovo-razvedochnyye raboty v Vostochnoy Sibiri: itogi, problem, riski, perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, no. 4 (41): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 35–48. ISSN 2306-9849. (Russ.).
8. LAZEYEV, A.N., A.V. GAYDUK, E.N. GNUTOVA. Geological prospecting works at the “NK Rosneft” PJSC [Geologorazvedochnyye raboty PAO “NK Rosneft”]. *Geologiya Nefiti i Gaza*, 2016, no. 5, pp. 75–84. ISSN 0016-7894. (Russ.).
9. LYUGAY, D.V., V.V. RYBALCHENKO, A.Ye. RYZHOV, et al. Developing a base of raw materials for gas industry of Russia and the Gazprom PJSC: overall results, issues, outlooks [Razvitiye mineralno-syryevoy bazy gazovoy otrasli promyshlennosti Rossii i PAO “Gazprom”: itogi 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.).
10. GARIPOV, V.Z., Ye.A. KOZLOVSKIY (eds.). *Mineral resources of Russian fuel & energy industry. Contemporary state and prediction* [Mineralno-syryevaya baza toplivno-energeticheskogo kompleksa Rossii. Sostoyaniye i prognoz]. St. Petersburg: Institute of Geological Economic Problems Ltd, 2004. (Russ.).
11. 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.).
12. 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, Geofi zika i Razrabotka Neftyanykh i Gazovykh Mestorozhdeniy*, 2006, no. 3–4, pp. 4–8. ISSN 2413-5011. (Russ.).
13. PODYUK, V.G., N.A. KRYLOV, V.A. SKOROBOGATOV. Strategic tasks and geological opportunities to develop raw materials sources for gas production in Russia [Strategicheskiye zadach i geologicheskiye vozmozhnosti razvitiya syryevoy bazy gazodobychi Rossii]. *Geologiya, Geofi zika i Razrabotka Neftyanykh i Gazovykh Mestorozhdeniy*, 2004, pp. 8–12. ISSN 2413-5011. (Russ.).
14. POPOV, A.I., I.A. PLESOVSKIKH, A.I. VARLAMOV, et al. State of in-situ resources for oil and gas production in Russian Federation [Sostoyaniye syryevoy bazy nefiti i gaza Rossiyskoy Federatsii]. *Geologiya Nefiti i Gaza*, 2012, vol. 1, no. 5, pp. 4–26. ISSN 0016-7894. (Russ.).
15. PRISHCHEPA, O.M. (ed.), O.Yu. AVERYANOVA, A.A. ILYNSKIY, et al. Oil and gas of poorly permeable slate rock masses as a reserve of raw hydrocarbon resources in Russia [Nefi i gaz nizkopronitsayemykh slantsevyykh tolshch – rezerv syryevoy bazy uglevodorodov Rossii]. *Proceedings of the VNIGRI*. St. Petersburg: All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), 2014. (Russ.).
16. REMIZOV, V.V., V.I. REZUNENKO, A.I. GRITSENKO, et al. Challenges of gas resource development at Siberia and the Far East [Problemy osvoineniya resursov gaza Sibiri i Dalnego Vostoka]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2000, no. 9, pp. 9–13. ISSN 0016-5581. (Russ.).
17. 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.).
18. SKOROBOGATOV, V.A. Is there any slate gas in depths of the sedimentary basins if Russia? [A yest li slantsevyy gaz v neдрakh osadochnyykh basseynov Rossii?]. *Delovoy zhurnal Neftegaz.ru*, 2020, no. 4, pp. 54–62. ISSN 2410-3837. (Russ.).
19. SKOROBOGATOV, V.A. Yenisey-Lena megaprovince: generation, location and prediction of hydrocarbon fields [Yenisey-Lenskaya megaprovinitsiya: formirovaniye, razmeshcheniye i prognozirovaniye mestorozhdeniy uglevodorodov]. *Geologiya Nefiti i Gaza*. 2017, no. 3, pp. 3–17. ISSN 0016-7894. (Russ.).

20. SKOROBOGATOV, V.A., G.R. PYATNITSKAYA, D.A. SOIN, et al. Practice of estimation of potential resources of the free gas in sedimentary basins of Russia and their validation during prospecting works [Opyt otsenok potentsialnykh resursov svobodnogo gaza osadochnykh basseynov Rossii i ikh podtverzhdayemost pri poiskovo-razvedochnykh rabotakh]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70<sup>th</sup> anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 59–65. ISSN 0016-7894. (Russ.).
21. SKOROBOGATOV, V.A., D.A. SOIN. *Potential hydrocarbon resources: methods, practice of quantitative and structural assessment, validity and confirmability in course of prospecting* [Potentsialnyye resursy uglevodorodov: metody i praktika otsenok velichiny i struktury, dostovernost i podtverzhdayemost pri poiskovo-razvedochnykh rabotakh]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2018. (Russ.).
22. SKOROBOGATOV, V.A. Future of Russian gas and oil [Budushcheye rossiyskogo gaza i nefti]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70<sup>th</sup> anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 31–43. ISSN 0016-7894. (Russ.).
23. SKOROBOGATOV, V.A., V.V. RYBALCHENKO, D.Ya. KHABIBULLIN, et al. Searching hydrocarbon fields and deposits in sedimentary basins of Northern Eurasia: results, issues and outlooks [Poiski mestorozhdeniy i zalezhey uglevodorodov v osadochnykh basseynakh Severnoy Yevrazii: itogi, problem, perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, no. 4 (41): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 18–34. ISSN 2306-9849. (Russ.).
24. 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.).
25. STAROSELSKIY, V.I., G.F. PANTELEYEV, et al. Structure of natural gas reserves and resources in Russia [Struktura zapasov i resursov prirodnogo gaza Rossii]. In: *Outlooks for development of mineral resources for gas industry of Russia* [Perspektivy razvitiya mineralno-syryevoy bazy gazovoy promyshlennosti Rossii]: collected scientific papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2008, pp. 33–44. (Russ.).
26. 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.).
27. KHABIBULLIN, D.Ya., V.A. SKOROBOGATOV. On expediency to search hydrocarbon fields in poorly studied regions of Eastern Siberia in 2021–2040 [O tselesoobraznosti poiskov mestorozhdeniy uglevodorodov v maloizuchennykh oblastiakh Vostochnoy Sibiri v period 2021–2040 gg.]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, no. 4 (41): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 49–58. ISSN 2306-9849. (Russ.).
28. 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.).
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.).

УДК 553.98

## Развитие минерально-сырьевой базы нефтегазового комплекса России и мира в XX–XXI вв.: итоги, проблемы, перспективы

А.П. Афнасенков<sup>1</sup>, В.И. Высоцкий<sup>2</sup>, В.А. Скоробогатов<sup>3\*</sup>

<sup>1</sup> АО «Росгеология», Российская Федерация, 117246, г. Москва, Херсонская ул., д. 43, к. 3, бизнес-центр «Газойл Сити»

<sup>2</sup> АО «Зарубежгеология», Российская Федерация, 117418, г. Москва, ул. Новочеремушкинская, д. 69, к. Б

<sup>3</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1

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

**Тезисы.** В статье на основании российского и общемирового опыта проанализированы проблемы формирования и развития минерально-сырьевой базы (МСБ) газо- и нефтедобычи, предложена периодизация развития нефтегазового комплекса России и поисково-разведочных работ. Рассмотрена динамика открытий месторождений углеводородов (МУВ), в том числе крупнейших и гигантских (с запасами более 1 трлн м<sup>3</sup> и 1 млрд т соответственно), приросты запасов углеводородов на одно месторождение, распределение запасов газа и жидких углеводородов, формулы газового и нефтяного балансов России.

Исследованы общемировые тенденции в области поисков и открытий новых МУВ, а также мировые тренды развития МСБ с приростом новых запасов углеводородов в первой половине XXI в. и далее. Акцентированы основные проблемы в деле поисков месторождений в России крупными компаниями-операторами (ПАО «Газпром» и др.). Оценены количественно общее число МУВ в недрах России и вероятные приросты запасов газа по важнейшим регионам суши и шельфа. Сделаны выводы по углеводородному балансу мира в 2050 г. в динамике отбора и прироста (начиная с 2021 г.), а также по поводу «угольного ренессанса» в 2040–2060-х гг. Сформулирован генеральный вывод: в стратегическом плане в мире дела с газом обстоят лучше, чем с нефтью. Дальнейшее развитие МСБ углеводородов будет определять развитие энергетического комплекса России и мира в течение практически всего XXI в.

**Ключевые слова:** минерально-сырьевая база, горючие ископаемые, газ, нефть, уголь, запасы, ресурсы, поисково-разведочные работы, месторождение, осадочный бассейн.

Минерально-сырьевую базу (МСБ) добычи горючих полезных ископаемых – нефти, газа и угля (минеральных энергоносителей) стран и регионов мира, а также компаний-операторов в области разведки и добычи составляют накопленная добыча (НД), текущие разведанные – доказанные (в России – кат. А + В<sub>1</sub> + С<sub>1</sub>) и предварительно оцененные (кат. В<sub>2</sub> + С<sub>2</sub>) – запасы. Разведанные запасы обеспечивают добычу в ближней и средней перспективе (обычно до пятнадцати-двадцати лет). Огромное значение имеют неоткрытые (перспективные-локализованные и прогнозные) ресурсы углеводородов (УВ) в недрах неизученных и малоизученных областей, районов и комплексов пород на суше и шельфе, которые определяют будущие приросты открытых запасов свободного газа (СГ) и нефти в ходе дальнейших поисково-разведочных работ (ПРР), а именно их реальные (не спекулятивные) оценки. При доразведке уже открытых месторождений УВ (далее – МУВ) и отдельных залежей также происходит пополнение разведанных запасов, расходуемых для производства газа и жидких УВ, включая конденсат. Таким образом, МСБ газа и нефти – сложная, динамичная, многофункциональная система, находящаяся в состоянии постоянной трансформации по схеме «текущие запасы / добыча / прирост / новые запасы и т.д.» вплоть до полного истощения извлекаемых запасов МУВ и исчерпания неоткрытых ресурсов УВ, когда величина НД становится равной «конечным» запасам, т.е. начальным потенциальным ресурсам (НПР). Тогда уже нечего ни добывать, ни искать (разведывать). Безусловно, на динамику развития МСБ УВ накладывается целый ряд условий, осложняющих этот процесс: экономических, геополитических, экологических, конъюнктурных. В конечном итоге необходимо отдавать себе отчет, что если в недрах

нет ресурсов горючих ископаемых – реальных, существующих в природе в виде скоплений, нет и не будет запасов, без которых не бывает добычи, а без производства нет горнодобывающего бизнеса и конечных доходов (прибыли), оправдывающих все расходы в цепочке «научный прогноз → поиски → разведка → промышленное освоение → добыча → транспорт → переработка → поставки и торговля (маркетинг)».

Как известно, настоящего нет (не существует...). Есть только прошлое и будущее. Прошлое мы в целом знаем (чего не знаем – о том догадываемся), будущее предполагаем/предсказываем (с той или иной вероятностью подтверждения). Прогноз будущего определяется прежде всего знаниями, опытом и профессиональным чутьем прогнозистов, которые должны учитывать современные тенденции развития анализируемого процесса и конъюнктуру мирового и региональных рынков, современную и вероятную, в ближайшем будущем (три-пять лет).

Проблемы развития МСБ нефтегазодобычи как основы нефтяной и газовой отраслей промышленности России, крупных регионов и мира в целом в XIX–XX столетиях обсуждаются в ряде работ, опубликованных в последнее двадцатилетие (2000–2019 гг.) [1–17 и др.].

### Историография и периодизация развития нефтяной и газовой отраслей мира

Отмечаются три крупнейших этапа поисков, открытий и разведки МУВ: I – до 1900 г. включительно (ранний); II – 1901–2000 гг. (XX в. – этап «поисковой зрелости» в плане геологоразведки); III – 2001–2020 гг., 2021–2050 гг. (новейший, прогностический). Внутри этих этапов выделяются следующие периоды развития МСБ:

- 1859–1900 гг. – период «робких» поисков и редких открытий в малом числе стран, регионов и осадочных бассейнов. Добыча нефти в мире составила в 1900 г. 21,2 млн т, в том числе в России – 11,2 млн т. Соревновательная конкуренция России и США в области нефти обозначилась уже тогда явным образом;

- 1901–1920 гг. – период войн и революций, развала империй XIX в. Распространение поисков уже на десятки стран. Технологическая революция в добыче нефти. Открытие и начало освоения первых газосодержащих месторождений в США, в том числе Панхэндл-Хьюгтона (более 2 трлн м<sup>3</sup>);

- 1921–1940 гг. – активное вовлечение все большего числа стран Европы, Азии, Северной Америки в поисково-разведочный процесс и добычу УВ. В 1940 г. СССР добыл 40 млн т нефти и всего 7,3 млрд м<sup>3</sup> газа. Самое начало развития газовой отрасли промышленности в мире;

- 1941–1950 гг. – Вторая мировая война и преодоление ее последствий;

- 1951–1970 гг. – период массовых поисков и открытия многих тысяч МУВ во всем мире, преимущественно на суше. Экспоненциальное увеличение производства нефти и значительное – природного газа;

- 1971–1990 гг. – «золотое» двадцатилетие развития сырьевой базы и добычи нефти и газа во многих странах. В это время в России была открыта примерно тысяча МУВ различной крупности, в том числе все уникальные и сверхгигантские;

- 1991–2000 гг. – кризисное десятилетие завершения XX в.;

- 2001–2020 гг. – современное двадцатилетие. Массовая разведка на суше. Смещение ПРР и открытий на шельф (повсеместно) и глубоководье.

Средний темп открытия МУВ в мире в 1901–2000 гг. составлял 650...750 месторождений в год, однако после 1960 г. в отдельные годы в мире открывали более 1000 новых месторождений в регионах Северной Америки, Европы, Ближнего Востока. В XX в. в осадочных бассейнах Северной Евразии (СЕА) ежегодно 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. по числу преобладали крупные по запасам (более 30 млн т, 30 млрд м<sup>3</sup>) и средние (10...30 млн т, 10...30 млрд м<sup>3</sup>). Заметим, что все нефтегазовые, да и угольные «события» происходят в осадочных нефтегазоносных либо углегазо-нефтеносных бассейнах мира [18, см. рис. 2.1].

Год от года увеличивались темпы прироста новых извлекаемых запасов УВ, достигавших во 2-й половине прошлого столетия в отдельные годы 3,5...4,1 млрд т/год нефти и конденсата и 2,5...3,0 трлн м<sup>3</sup>/год и более природного газа, в том числе в России 0,6...0,8 млрд т/год жидких УВ и 2,0...2,2 трлн м<sup>3</sup> СГ.

Нефтяная отрасль промышленности России берет свое начало в 1870–1880-х гг., когда масштабная нефтедобыча началась

в Бакинском регионе Закавказья и в Западном Предкавказье, и по ее объему в 1913 г. страна вышла на 1-е место в мире. Годом рождения газовой отрасли России считается 1946 г., когда был построен и стал функционировать первый магистральный газопровод Саратов – Москва на базе небольших по запасам газовых месторождений Среднего Поволжья. Исторические аспекты развития нефтяной и газовой отраслей промышленности страны обсуждаются в нескольких публикациях [1, 10, 15, 17, 19].

На территории России, входившей в состав СССР, в период 1922–1940 гг. ПРР развернулись в европейских регионах и областях, а также на о. Сахалин (в чувствительных объемах – с 1923 г.). Были открыты первые промышленные месторождения в Волго-Уральской, Тимано-Печорской нефтегазоносных провинциях, продолжились работы на Северном Кавказе. Но настоящий разворот ПРР начался на рубеже 1940–1950 гг. с выходом с поисками в регионы Сибири и Дальнего Востока. Этапы развития нефтегазовой отрасли (комплекса) России во 2-й половине XX в. и начале XXI в. перечислены в табл. 1.

По мере изучения и освоения УВ-потенциала недр осадочных бассейнов СЕА (территории России с прилегающими морями – южными, арктическими, дальневосточными) открывалось большое число месторождений УВ, различных по величине и фазовому состоянию запасов, увеличивались разведанные (= промышленные) запасы, особенно значительно в конце 1980-х гг. прошлого столетия, росла добыча газа (прежде всего СГ), нефти и конденсата.

В России большинство крупнейших нефтяных гигантов обнаружены в период 1948–1967 гг. – месторождения

Ромашкино, Усть-Балыкское, Самотлорское, Новопортовское и др. [1, 10, 13 и др.]. 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 открыты с 1965-го по 1990 г. включительно [5, 13, 20–22]. Особенно «урожайным» стало 12-летие 1965–1976 гг., когда на суше были выявлены все уникальные, шесть из восьми сверхгигантских и 15 из 25 гигантских (более 300 млрд м<sup>3</sup>) месторождений газа. Единственное на шельфе СЕА уникальное по запасам Штокмановское газоконденсатное месторождение (3,9 трлн м<sup>3</sup>) обнаружено в 1988 г., гигантское Лунское на присахалинском шельфе – в 1984 г.

Максимального уровня добыча нефти и конденсата в России достигла в 1987–1988 гг. (569 млн т), в 1989 г. уже началось ее снижение (552,3 млн т); после 1994 г. в условиях всеобъемлющего кризиса добыча нефти уменьшилась до 293 млн т в 1997 г. (без конденсата). Добыча газа никогда не падала ниже 570 млрд м<sup>3</sup>/год и уже на протяжении 30 лет ее объем превышает добычу жидких УВ (табл. 2).

Период кризиса 1992–2000 гг. отразился на угольной и нефтяной промышленности, но почти не затронул газовую отрасль благодаря существованию акционерного общества «Газпром» и очень значительных запасов СГ, подготовленных еще до 1990 г. [6, 9, 12, 23] (табл. 3).

К концу 2000 г. в мире насчитывалось 95 стран, обладающих открытыми запасами УВ в недрах национальных территорий и прилегающего шельфа, и каждые один-два года это число увеличивалось на одну-две страны. В 2001–2014 гг. ежегодно

Таблица 1

### Периодизация развития нефтегазового комплекса России

1951–1970 гг.	Расширение ареала ПРР на всю территорию России. Открытие новых нефтегазоносных провинций (НГП) и областей (НГО), а также уникальных и гигантских месторождений газа и нефти. Доминирование поисков УВ сырья над разведкой
1971–1990 гг.	«Золотое» двадцатилетие развития геологической, нефтяной и газовой отраслей промышленности. Подготовка и освоение мощной сырьевой базы УВ, максимальные показатели развития МСБ и уровни добычи горючих ископаемых
1991–2000 гг.	Кризисное десятилетие. Главная цель – устоять... уцелеть
2001–2020 гг.	Восстановление утраченных (докризисных) позиций в области разведки и добычи. Упор на разведку и приросты запасов УВ по крупнейшим месторождениям. Начало масштабного освоения шельфа
2021–2040 гг.	Доосвоение УВ-потенциала осадочных бассейнов на суше. Активное проведение ПРР в акваториях. Начало освоения нетрадиционных ресурсов нефти и газа

Таблица 2

## Динамика добычи нефти и газа в России по годам

	1950 г.	1969 г.	1970 г.	1980 г.	1990 г.	1995 г.	2000 г.	2016 г.	2019 г.	2020 г.
Нефть*, млн т/год	18	119	285	547	516	311	470	547,5	561	512**
Газ, млрд м <sup>3</sup> /год	2,3	18,8	66,8	207,8	617,3	580,5	584	640,5	739	694

\* Вместе с конденсатом.

\*\* Спад производства (пандемия).

Таблица 3

## Характеристика нефтегазового комплекса России и мира на рубеже веков

		НД	Добыча за 2000 г.	Запасы на 01.01.2001
Мир в целом	газ (СГ+НПГ), трлн м <sup>3</sup>	69,4	2,4	146,6
	нефть + конденсат, млрд т	120,0*	3,2	138,6
В том числе Россия	газ, трлн м <sup>3</sup>	11,8**	0,6405**	46,9**
	нефть + конденсат, млрд т	12,0**	0,3*	20,0*

\* Оценка.

\*\* По данным В.И. Высоцкого [4].

в мире открывалось до 400 МУВ, в том числе в России – 50...60. По данным Роскомнедр, в пятилетие 2001–2005 гг. в России были открыты 273 новых МУВ, в 2006–2010 гг. – 300 МУВ, за период 2011–2015 гг. – 212 МУВ, в 2016–2018 гг. открывалось в среднем по 45...55 месторождений.

Огромное значение для развития МСБ и последующей добычи УВ имеют открытие, разведка и промышленное освоение уникальных, сверхгигантских и гигантских МУВ [15, 20, 24–27 и др.]. Показательна динамика открытия сверхгигантских месторождений в XX в. и в первые («нулевые») годы XXI в. Нефтегазовая геостатистика открытия МУВ с запасами более 1000 млн т у.т. приведена на рис. 1, 2. Любопытно, что первым был открыт газовый сверхгигант Панхэндл-Хьюгтон (2 трлн м<sup>3</sup>) в 1910 г. в США и только в 1926 г. – нефтяной сверхгигант Лагунильяс, в Венесуэле (1,6 млрд т).

Несмотря на подавляющее большинство чисто нефтяных МУВ, в мире, как и в России, первенствуют по запасам газосодержащие сверхгиганты по сравнению с нефтесодержащими: 25 газосодержащих месторождений содержат 30 % начальных извлекаемых запасов мира (около 102 трлн м<sup>3</sup>), а 37 нефтесодержащих (а именно: чисто нефтяных (Н), нефтегазовых (НГ), нефтегазоконденсатных (НГК) и т.д.) – 24 % (86,9 млрд т).

**Выборочная мировая геостатистика последних лет.** В 2008–2017 гг. в мире было пробурено 1775 скважин, выявлено 595 скоплений УВ. Успешность геологоразведки – 33,5 %.

Объем новых разведанных запасов – 2369 млн т нефтяного эквивалента (далее – н.э.). Средние запасы месторождений – 4,0 млн т н.э. Наибольший прирост запасов связан со стратиграфическими и комбинированными ловушками, в которых средние запасы выявленных месторождений составляют 11,4 млн т н.э. Большая часть разведанных запасов газа *стратиграфических* залежей приурочена к олигоцену (Мозамбик, бассейн Рувума), а нефти – к меловым отложениям Атлантической глубоководной окраины Южной Америки (Гайана, Бразилия) и Северо-Западной Африки (Сенегал, Мавритания).

Год от года в мире снижаются крупность вновь открываемых МУВ и средние запасы новых месторождений (рис. 3, 4). К началу 2019 г. во всем мире открыто и частично разведано всего около 77 тыс. МУВ различной величины – крупности (по запасам нефти, свободного газа и суммарных УВ) и фазового состояния: чисто нефтяных (Н), без залежей свободного газа, газовых и газоконденсатных (Г, ГК) и смешанных (НГ, НГК и т.д.). В России к началу 2021 г. общее число составило около 3720 месторождений, в том числе с залежами СГ – 980. Как и в мире, в России преобладают чисто нефтяные месторождения, однако по крупности они уступают газосодержащим. Есть месторождения с 45...60 залежами в разрезе (Северо-Тамбейское ГКМ и Ваньеганское НГМ в Западной Сибири и др.).

По экспертной оценке авторов, всего в мире открыты примерно 350 тыс. единичных скоплений – залежей: от мельчайших (десятки тысяч

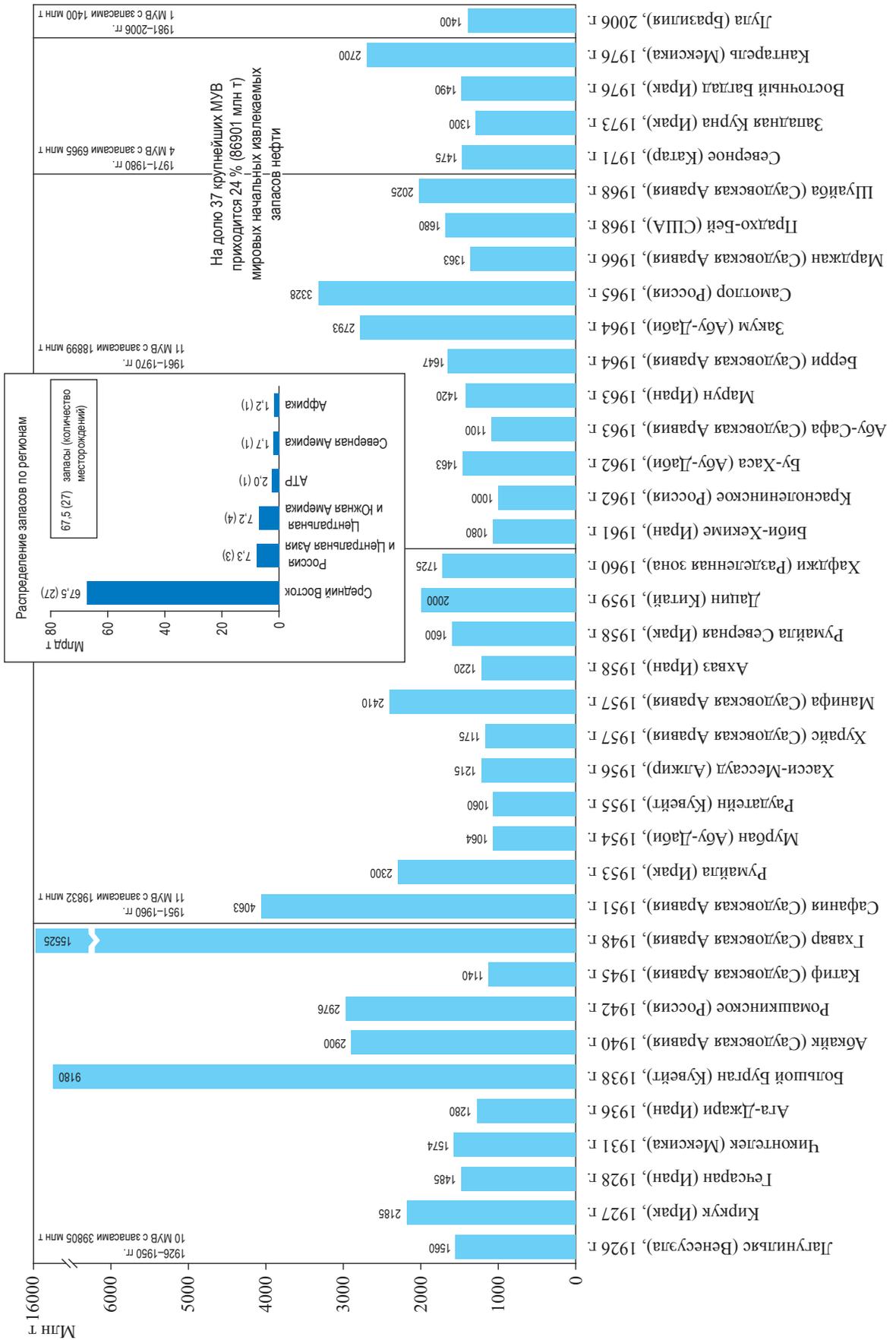


Рис. 1. Крупнейшие нефтяные месторождения мира с начальными извлекаемыми запасами более 1000 млн т [18]

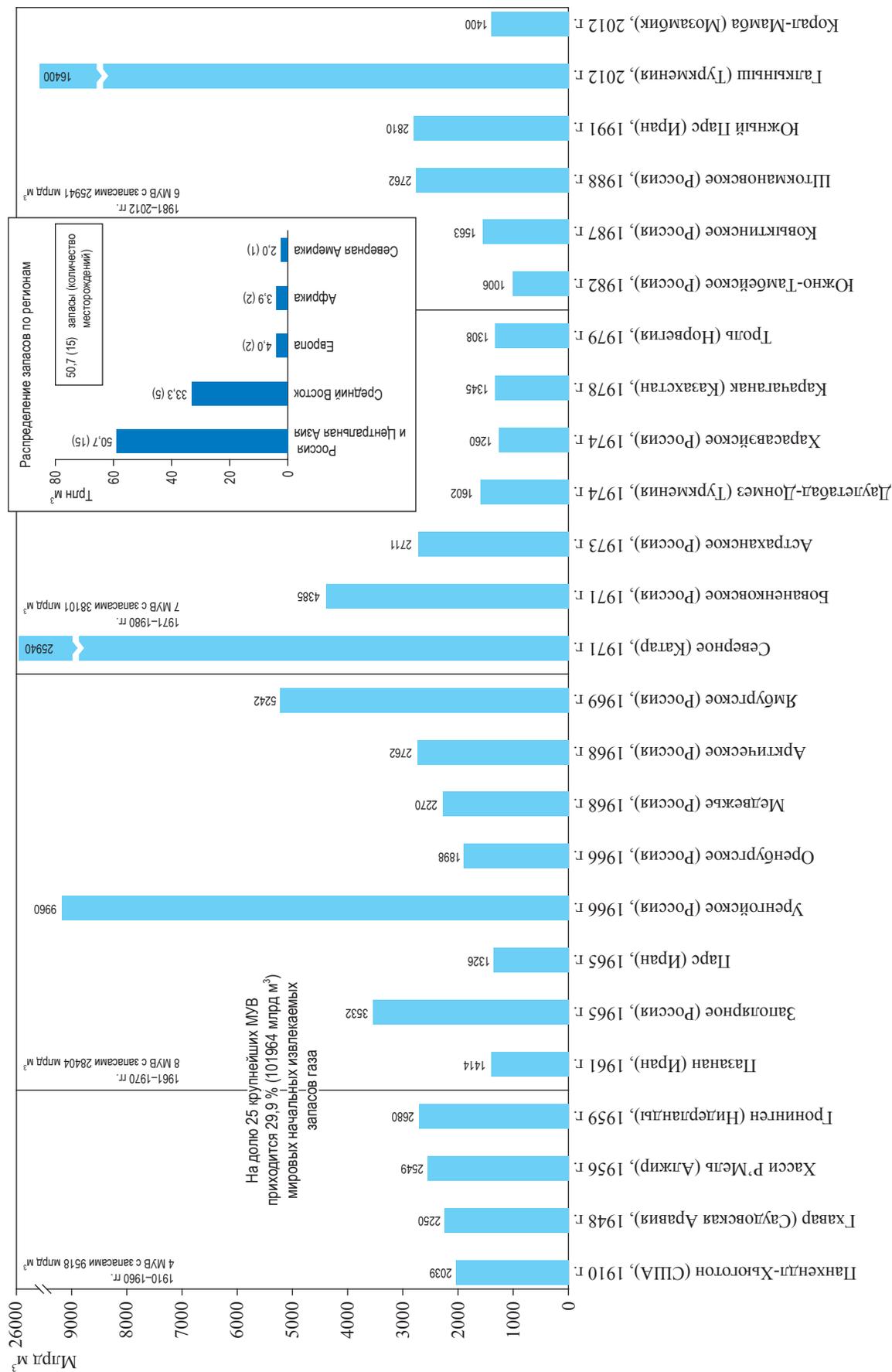


Рис. 2. Крупнейшие газовые месторождения мира с начальными извлекаемыми запасами более 1000 млрд м³

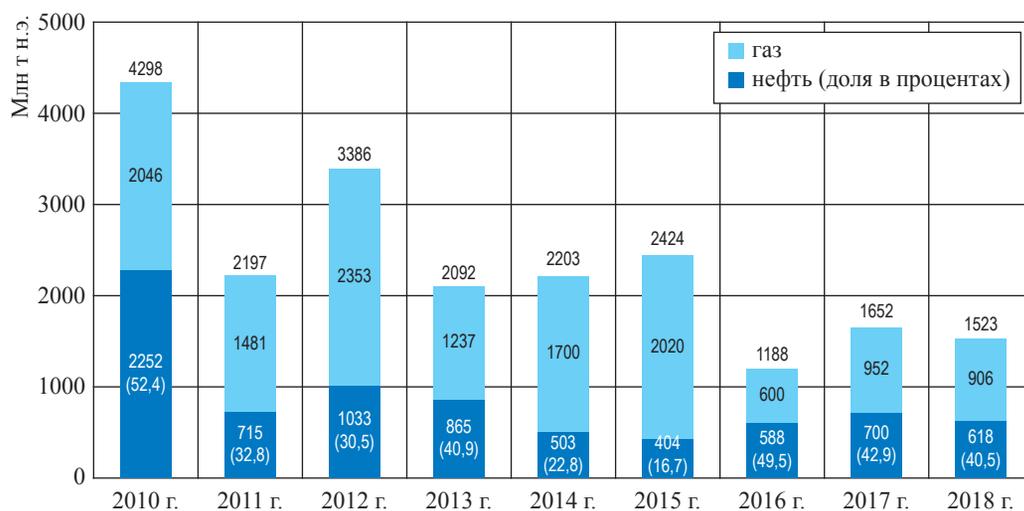


Рис. 3. Прирост запасов УВ за счет открытия новых месторождений в 2010–2018 гг.

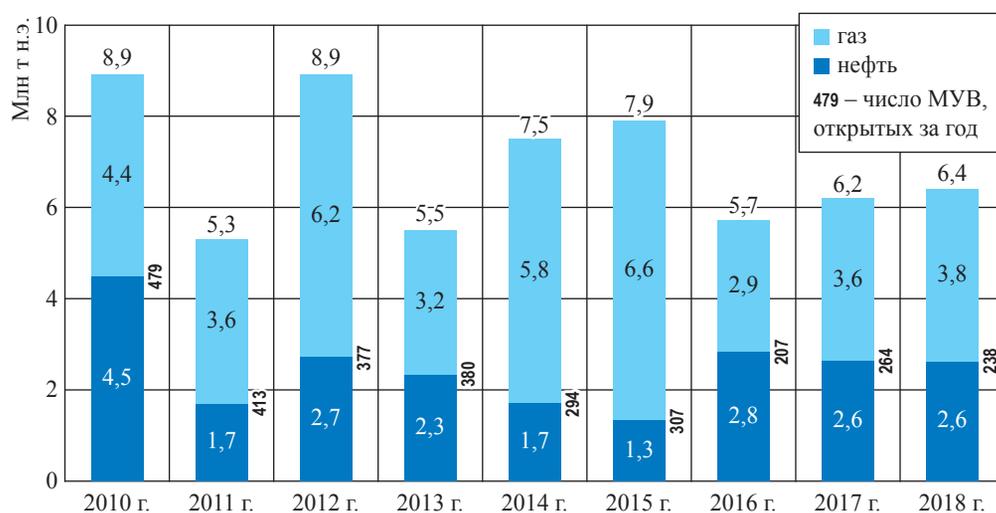


Рис. 4. Мировые запасы нефти и газа в среднем по одному месторождению из открытых в период 2010–2018 гг.

тонн и миллионы метров кубических) до уникальных (35 млрд т и 36 трлн м<sup>3</sup> (геол.)). Среди 550 осадочных бассейнов Земли в 240 бассейнах, суббассейнах и мегабассейнах открыты МУВ разного фазового состояния и отличающиеся величиной запасов. Наибольшее число МУВ обнаружено в недрах 30 нефтегазоносных бассейнов Северо-Американского континента (оценочно: 30 тыс.). Распределения запасов нефти и газа по регионам мира, запасов и добычи по странам приведены на рис. 5–7.

Итоги поисков и разведки нефти и газа в России отражены в табл. 4.

**Буровая и поисковая геостатистика России.** За все годы проведения ПРР в пределах осадочных бассейнов, мегабассейнов и суббассейнов СЕА в глубокое бурение

введены, по разным оценкам, 6300...6700 перспективных площадей, открыты 3700 МУВ, число пробуренных поисковых и разведочных скважин достигло 75 тыс., в том числе в Западной Сибири – 20 тыс. (915 МУВ), в Предкавказье (оценочно) – 570 (350 МУВ), в Волго-Уральской НГП (оценочно) – 18 тыс. (1720 МУВ) и т.д. Наименьшее число скважин и открытий – на шельфе (65 МУВ). В Восточной Сибири официально обнаружены всего 92 МУВ с *разведанными* запасами. Средний коэффициент успеха поискового бурения – около 0,5 (от 0,2...0,3 на суше до 0,9 на шельфе).

Прогнозирование (качественное и количественное) нефтегазоносности недр, проведение ПРР, открытие и разведка месторождений

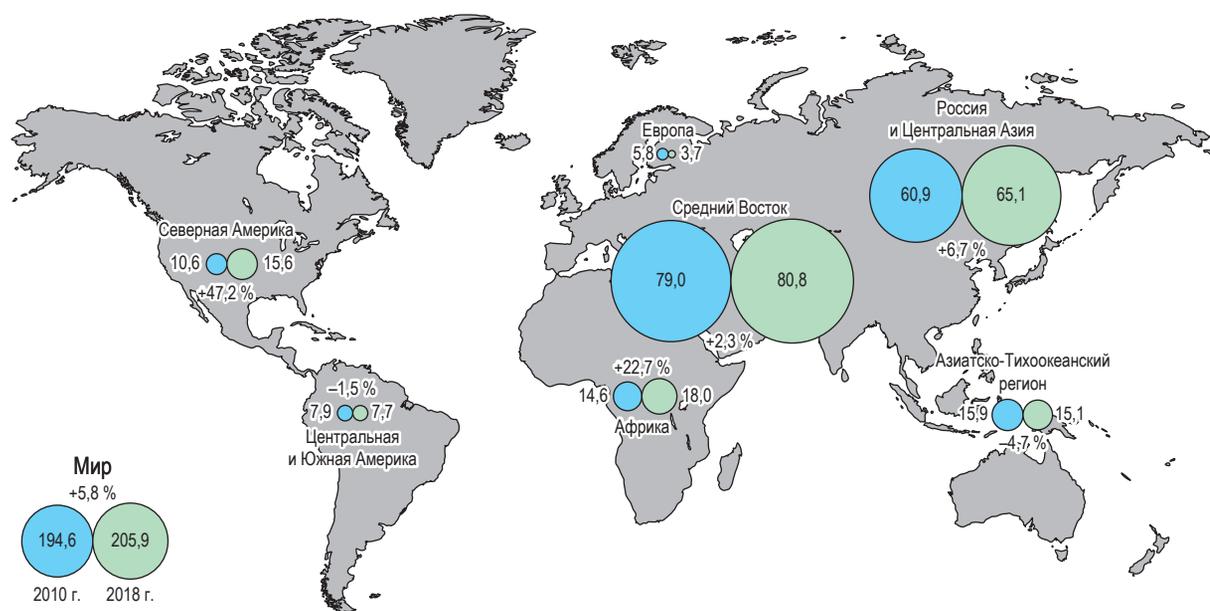


Рис. 5. Распределение запасов газа по регионам мира в 2010 и 2018 гг., трн м³

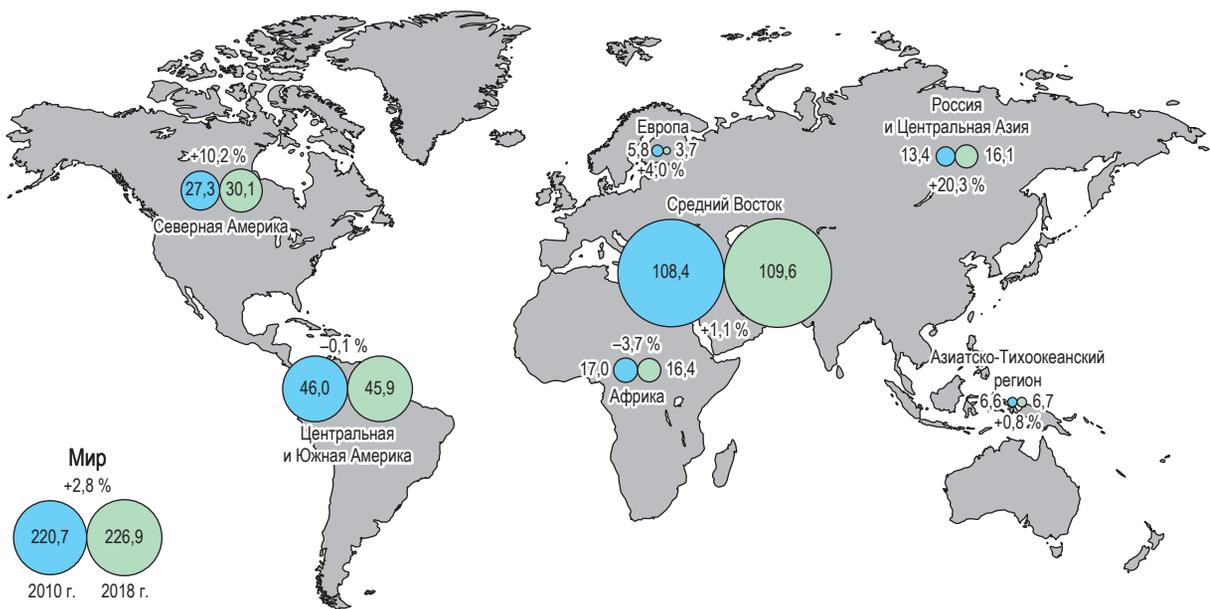


Рис. 6. Распределение запасов нефти по регионам мира в 2010 и 2018 гг., млрд т

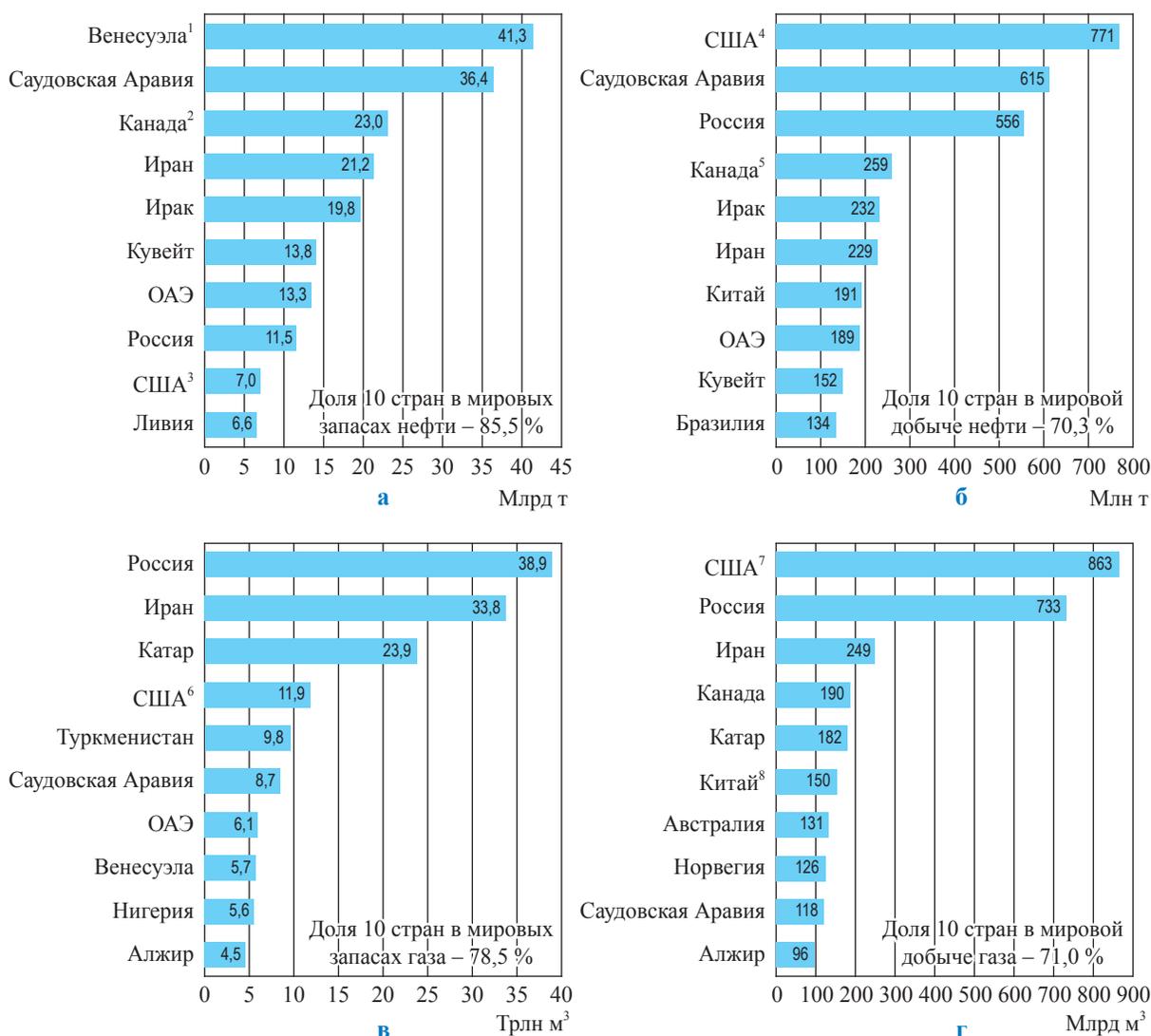
и залежей УВ с подсчетом их запасов не являются самоцелью, хотя запасы в недрах имеют свою стоимость. Главное в развитии МСБ нефти и газа – обеспечить добычу (производство) УВ на ближнюю, среднюю и дальнюю перспективу – до 2040, 2050 гг.

Добыча горючих ископаемых в России в последние годы показана в табл. 5. Даже в 2016–2017 гг. исторические максимумы производства угля и нефти в России еще не были достигнуты (повторены). По углю это произошло только в 2018 г., по газу – в 2017 г. Намечилась явная тенденция к увеличению

объемов производства всех минеральных энергоносителей, в том числе по нефти – к восстановлению позиций предкризисных 1987–1990 гг. Формулы УВ-балансов приведены в табл. 6.

Главное в создании сырьевой базы любых регионов на любых этапах их развития – предсказание (прогноз), поиск и открытие новых МУВ. В современном мире отмечаются следующие общие тенденции в области поисков и открытия новых МУВ [4, 7, 28, 29]:

1) неуклонное – год от года – снижение числа и общих запасов вновь открываемых



В том числе:

<sup>1</sup> тяжелые нефти пояса Ориноко – 36,5 млрд т;

<sup>2</sup> в битуминозных песчаниках – 22,1 млрд т;

<sup>3</sup> сланцевая нефть – 2,7 млрд т;

<sup>4</sup> сланцевая нефть – 324 млн т (42 %), нефть и конденсат из традиционных коллекторов – 224 млн т (29 %), жидкие УВ на газоперерабатывающих заводах – 22,4 млн т (29 %);

<sup>5</sup> в битуминозных песчаниках – 196 млн т (75,5 %);

<sup>6</sup> сланцевый газ – 8,7 трлн м³;

<sup>7</sup> из сланцев – 521 млрд м³ (60,4 %);

<sup>8</sup> из сланцев – 10,9 млрд м³ (7,5 %).

**Рис. 7. Распределение запасов (а, в) и добычи (б, г) нефти (а, б) и газа (в, г) по основным нефтегазодобывающим странам в 2018 г.**

МУВ, особенно в старых нефтегазодобывающих странах и регионах;

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

3) экспоненциальное уменьшение средних доказанных запасов, приходящихся

на одно новое месторождение и одну удачную скважину;

4) преимущественная газоносность большинства шельфовых областей (открытие газовых, газоконденсатных, газоконденсатнефтяных месторождений);

5) повсеместное исчерпание в большинстве осадочных бассейнов на суше возможностей для открытия крупнейших МУВ (более 100 млн т н.э.);

Таблица 4

**Итоги ПРР в России в 2018 г. (по данным Федерального агентства по недропользованию)**

Всеми компаниями-операторами при объеме бурения 1247 тыс. погонных метров открыто, МУВ	55 (кат. 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 месторождениям, млрд м <sup>3</sup>	289
Суммарный прирост по открытиям, млн т условного топлива (далее – у.т.)	486
Суммарный прирост запасов газа, млрд м <sup>3</sup>	1095
Прирост по ПАО «Газпром», млн т у.т.	818
Наиболее крупные открытия	МУВ: Северо-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
Силами ПАО «Газпром» в 2018–2019 г. открыты	2 газоконденсатных месторождения (Динковское – 391 млрд м <sup>3</sup> , Няремейское – 121 млрд м <sup>3</sup> ) + 7 залежей

\* Присахалинский шельф.

\*\* Западная и Восточная Сибирь.

Таблица 5

**Добыча горючих ископаемых в России**

Вид ГИ	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Нефть (+ конденсат), млн т	547,5**	546,8**	556**	561
Газ (СГ + нефтяной попутный газ*), млрд м <sup>3</sup>	640,5	692	725	739
Уголь, млн т	386,3	409	433	450

\* Нефтяной попутный газ.

\*\* Сдерживание добычи нефти в рамках картельного соглашения ОПЕК+.

\*\*\* Оценка.

Таблица 6

**Газовый и нефтяной балансы России на 01.01.2019**

	НД		Запасы		Ресурсы	
			кат. A + B <sub>1</sub> + C <sub>1</sub>	кат. B <sub>2</sub> + C <sub>2</sub>	кат. D <sub>0,1,2</sub>	начальные потенциальные
	Начальные разведанные запасы		Разведка	Поиски	Освоение потенциала	
Добыча		(реально ≈ 20**)			21,4	
СГ, трлн м <sup>3</sup>	23,6		50,0*	24,4		189,7*** / 106,2*
	Σ 73,6					
Нефть, млрд т (извлек.)	24,6	18,5*	10,5*	57,5*** / 21,4	111,1*** / 75**	
	Σ 43,1					

\* Предварительная оценка.

\*\* Данные ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

\*\*\* Официальные данные.

б) снижение площади неизученных и малоизученных районов и зон (до глубин 4...5 км) до 20 % и менее от общей площади провинций (на суше);

7) осознание экспертами всех компаний необходимости «поискового ренессанса» в большинстве регионов суши, резкого увеличения объемов геологоразведки и роста поисковой компоненты для открытия большого числа новых месторождений и залежей УВ любой крупности. Ранее подобная поисковая

активность имела место в разные периоды развития МСБ газо- и нефтедобычи различных стран, регионов и областей (в России это двадцатилетие 1966–1985 гг., далее преимущественная разведка и доразведка МУВ).

Главная проблема ПРР в XXI в. – отсутствие новых массовых открытий крупных месторождений и залежей УВ не только в мире, но и на суше России (на арктическом шельфе они продолжатся до 2030–2035 гг.). Общероссийской проблемой является высокая

(более 60 %) и очень высокая (более 80 %) степень структурно-буровой изученности всех европейских и большинства сибирских регионов и областей суши (до глубин 4 км), кроме Гыдана и северо-запада Сибирской платформы (Восточно-Сибирская нефтегазоносная мегапровинция), однако изученность шельфа глубоким бурением остается невысокой или низкой (по разным морям). Число вновь открываемых месторождений в отдельные годы XXI столетия снижалось до 50 и менее.

Проблемой, имеющей неоднозначное решение для России, является диссонанс между величинами прогнозных ресурсов УВ геологических объектов различного масштаба и степенью их структурно-площадной буровой изученности, например, соответственно 60 и 70 % от начальных потенциальных ресурсов, чего не должно быть по определению. При такой высокой изученности начальные запасы УВ должны составлять не 40, а как минимум 75...80 % от величины ресурсов. Налицо завышение официальных оценок начальных потенциальных ресурсов и их неоткрытой части практически по всем прогностическим объектам суши России (нефтегазоносным провинциям, областям, районам, комплексам пород), как, впрочем, и шельфа.

Ежегодно в мире на производство ПРР и добычу УВ расходуются 450...500 млрд долл. США, в том числе собственно на поиски и разведку – всего 28...30 млрд долл. США. В России эти затраты составляют 6...7 млрд долл. США (ПРР), в том числе компаниями ПАО «Газпром» и НК «Роснефть» – чуть более 1 млрд долл. США по каждой, при стоимости прироста 1000 м<sup>3</sup> газа – 2...3 долл. США (в мире – 4,5...7 долл. США на 1 баррель, т.е. более 30 долл. США на 1 т запасов – на порядок больше).

В ближайшее двадцатилетие 2021–2040 гг. и далее поиски и разведка МУВ будут, естественно, продолжаться в соответствии с величиной и структурой неоткрытых ресурсов УВ в тех или иных регионах и осадочных бассейнах России и мира. И чем крупнее по запасам будут новые открытия, тем лучше.

Отметим, что перспективы обнаружения гигантских и особенно уникальных по запасам МУВ имеют свою специфику [14, 26]. При повышенной (более 40 %) и высокой (более 60 %) разбуренности непоискованными остаются преимущественно зоны впадин, прогибов,

моноклиналей, тектонических седловин – не самые выигрышные объекты для успешных ПРР на газ (с нефтью сложнее).

При изученности недр основных продуктивных комплексов на уровне 55...65 %, по сути, исключены открытия новых крупнейших месторождений СГ, на уровнях 35...50 % и 25...30 % маловероятно обнаружение соответственно гигантских и сверхгигантских месторождений. При малой изученности (0...20 %) возможны открытия месторождений СГ всего спектра крупности, даже уникальных, но это зависит уже от величины и структуры *реальных* НПР газа в недрах. Для существования уникальных месторождений газа (> 3 трлн м<sup>3</sup>) начальные ресурсы СГ должны составлять не менее 24...30 трлн м<sup>3</sup>, а среди всех мировых бассейнов к подобным (уникально газоносным) относятся немногие (менее 20 из 240 известных в мире нефтегазоносных бассейнов), и все они уже разбурены в той или иной степени.

По-видимому, уникальных месторождений с традиционными запасами среди неоткрытых в мире уже и не осталось, а сверхгигантские МУВ (> 1,0 т у.т.) вероятны, но вряд ли их число превышает 20 (десять-двенадцать газовых и восемь-десять нефтяных).

В мире наиболее перспективными для развития МСБ газо- и нефтедобычи объектами являются:

- 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, Махакам, Дуная, Праамура, Праволги и др.);
- 3) арктические моря (от Баренцева на западе до Бофорта на востоке);
- 4) на суше – Восточная Сибирь и арктические области СЕА;
- 5) подсолевые карбонатные толщи соленых бассейнов.

### Чего ожидать в будущем (мир, Россия)?

Исходя из текущей изученности недр и геологической ситуации в осадочных бассейнах СЕА открытие уникальных газосодержащих месторождений даже на арктическом шельфе маловероятно, но с высокой вероятностью будут открыты три-четыре месторождения крупнее 1 трлн м<sup>3</sup> каждое, однако подобные открытия

по нефти уже нереальны и на суше, и в акваториях, поскольку недра арктических и дальневосточных морей преимущественно, а по отдельным комплексам пород и исключительно, газоносны по генетическим причинам (кроме района Печорского моря, где нефти будет больше, чем газа, как и на суше Тимано-Печорской преимущественно нефтеносной провинции). Разведанное в последние годы (правда, не полноценно, не в полной мере...) нефтегазовое Пайяхское месторождение вряд ли окажется сверхгигантским (>1 млрд т извлек.) в силу генетических причин. По крайней мере, так считают два из трех авторов настоящей статьи.

Очевидно, что будущее развитие МСБ газодобычи России связано с арктическим шельфом, хотя новые открытия и нефтяных, и газовых месторождений и залежей в Западной и Восточной Сибири продолжатся еще несколько десятилетий (до 2050 г. и далее) [20, 27, 30–32], но до 90 % вновь открываемых скоплений будут относиться к мелким и мельчайшим (соответственно менее 3 и 1 млн т у.т. извлек.). Массовое открытие подобных скоплений в преимущественно нефтеносных районах уже началось в конце XX в. и продолжается в XXI в. (после 2002 г.).

На 2021 г. намечено увеличение объема глубокого бурения по России до 1,6...1,7 млн погонных метров (поискового – до 0,9...1,0 млн погонных метров), в том числе «Газпром» – 140...150 тыс. погонных метров. Вообще, в России в 2022–2030 гг. необходимо бурить до 2 млн погонных метров поисковых и разведочных скважин, в том числе «Газпрому» – до 0,2 млн погонных метров, не менее.

Все меньше на суше России остается мало исследованных и вовсе не исследованных областей, районов и комплексов пород. Во многих районах процесс ПРР близится к завершению в силу исчерпания возможностей для обнаружения крупных, средних и даже небольших неоткрытых залежей УВ на глубинах менее 4,5 км, а искать, разведывать и осваивать МУВ с извлекаемыми запасами 1,0 млн т у.т. и менее на глубинах более 5,0 км вряд ли когда-нибудь станет целесообразным, особенно в Арктике (овчинка выделки не стоит). Практически исчерпала (или исчерпывает) себя «линейка» уникальных газо- и нефтеносных комплексов как поисковых объектов (газоносный альбеноман на суше Западно-Сибирской нефтегазносной мегапровинции (ЗСМП), неоком

Ханты-Мансийского автономного округа, верхняя юра в Томской области, венд в Непско-Ботуобинской НГО Восточной Сибири и др.). В двадцатилетие 2021–2040 гг. развитие поискового процесса в России и, в частности предприятиями ПАО «Газпром», будет характеризоваться следующими обстоятельствами [16, 32]:

- завершением открытий 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 – чем меньше предполагаемые запасы УВ, тем большую долю запасов кат. С<sub>2</sub> следует оставлять недоразведанной... до лучших времен...);

- повсеместным поиском нефтяных месторождений любой величины (но чем крупнее, тем лучше) всеми компаниями-операторами во всех регионах суши;

- опоискованием приямальского и присахалинского шельфов в 2021–2030 гг. и баренцевоморского шельфа в 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 НГО, верхи триаса – в Баренцевом море и т.д.) с целью открытия крупнейших и гигантских месторождений и залежей УВ, оценки геологических запасов газа и нефти (с соотношением кат. С<sub>2</sub> > кат. В<sub>1</sub> + С<sub>1</sub>); при обнаружении относительно небольших с точки зрения предполагаемых запасов морских месторождений (менее 100 млрд м<sup>3</sup> и особенно менее 30 млрд м<sup>3</sup>) – временной консервацией работ;

- завершением массовых поисков на глубокие горизонты (более 4,0 км) в большинстве областей суши России в связи с высокими рисками неполучения положительных результатов в виде новых открытий и приростов промышленных запасов газа и особенно нефти. Условия проведения ПРР в различных регионах и областях различаются существенно, что отражено в табл. 7.

Перспективы новых открытий в арктическом ареале суши и шельфа ЗСМП обсуждаются в ряде работ [19–21, 27, 29, 33 и др.]. Основные неоткрытые ресурсы газа сосредоточены в апте, неокоме и средней юре арктических

Таблица 7

**Различия в решении проблем поисков, разведки и освоения новых месторождений УВ по регионам России и основным продуктивным комплексам (на современном этапе освоения ресурсов)**

Европейские регионы	Трудно найти, легко разведать, освоить и начать промышленную добычу
Надым-Пур-Тазовский регион (неоком, апт)	Очень трудно найти, трудно разведать, относительно легко организовать добычу
Ямал (суша – нижний мел)	Трудно найти, легко разведать, средне-трудно освоить и начать добычу
Гыдан (суша – неоком-апт)	Легко найти и разведать, дорого освоить и начать добычу
Север ЗСМП в целом (ачимовская толща и юра)	Все трудно: найти, разведать, промышленно освоить и начать добычу. Добыча УВ началась из гор. Ач <sub>3,4</sub> на Уренгое
Восточная Сибирь (все области)	Трудно найти, еще труднее разведать, максимально трудно освоить и начать промышленную добычу, сложно и дорого добывать
Карское море (неоком-апт)	Очень легко найти, легко разведать, очень трудно освоить, сложно и дорого добывать
Баренцево море (юра, верхи триаса)	Затруднительно найти (месторождения >100 млрд м <sup>3</sup> ), легко разведать, трудно освоить и организовать добычу (кому поставлять?)*
Присахалинский шельф (миоцен)	Трудно и дорого все – поиск, разведка, обустройство, начало добычи, но легко реализовать продукцию (газ, нефть – в страны Азиатско-Тихоокеанского региона)

\* Уже «готовые» месторождения простаивают более 20 лет.

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).

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

По экспертной оценке авторов, всего в СЕА прогнозируется 5800...6000 месторождений крупнее 0,1 млн т нефти и 0,1 млрд м<sup>3</sup> газа, в том числе неоткрытых 2300...2500, из них не менее 800...1000 – месторождения

преимущественно СГ и смешанные, с нефтяными оторочками. Прогнозируется еще не менее 1200...1500 мельчайших месторождений (менее 0,1 млн т, 0,1 млрд м<sup>3</sup>), как правило, однозалежных, однако по величине начальных запасов они относятся уже к нетрадиционным (по современным критериям). Поиски и разведка месторождений и залежей УВ продлятся весь XXI в., однако *максимум открытий* (по числу новых МУВ), по-видимому, *придется на 20-летие 2031...2050 гг.*

В основе новой энергетической стратегии (парадигмы) развития России до 2040 г. и далее до 2050 г. лежат следующие моменты:

- добыча газа на суше, активное развитие МСБ газа, увеличение поисковой компоненты в объеме ГРП и, как следствие, новые крупные открытия и приросты запасов на море (под добычу после 2035 г.);

- всемерное (всеми компаниями-операторами) поддержание добычи нефти на уровне не ниже 460 млн т/год прежде всего за счет освоения ее трудноизвлекаемых запасов, рост добычи конденсата;

- угольный ренессанс России в 2036–2040 гг. (увеличение добычи до 550 млн т, но преимущественно дорогих дефицитных сортов угля, а не бурого или длиннопламенного, от сжигания которых происходят максимальные выбросы парниковых газов в атмосферу.

Таблица 8

**Нефтегазовый мир в 2050 г. (экспертные оценки)**

Общее число открытых месторождений с традиционными запасами нефти и природного газа,	103...105 тыс.
в том числе полностью выработанных	22...25 тыс.
Общемировые разведанные (доказанные) запасы:	
• жидких УВ, млрд т	200...240
• природного газа, трлн м <sup>3</sup>	260...270
Добыча УВ в 2050 г.:	
• нефти и конденсата, млрд т	5,7...6,0
• газа, трлн м <sup>3</sup>	6,5...6,7

Дальнейшее развитие МСБ УВ будет определять и развитие энергетического комплекса страны в целом. Всего по РФ к 2050 г. основной объем приростов должен приходиться на шельф западно-арктических морей, в том числе необходимо прирастить новых разведанных запасов, трлн м<sup>3</sup>: по Карскому морю – не менее 9,5; по Баренцеву морю – 7,2; на суше арктических районов Западной Сибири – 8,1 (в том числе на Ямале – 2,7; в Надым-Пур-Тазовском регионе – 2,5; на Гыдане – 2,3; в Енисей-Хатангском мегапрогибе – 0,6); в Восточной Сибири – 3,6 (в том числе в действующих и новых центрах газодобычи Иркутской области, Красноярского края и Якутии – 3,0; в перспективных центрах будущей газодобычи (тунгусские области) – 0,6; в акваториях восточно-арктических морей – 1,8; в пределах присахалинского шельфа – 1,5).

Рекомендации по направлениям геолого-разведки и приростам рассчитаны с тем, чтобы к концу 2050 г. были созданы ресурсные предпосылки для дальнейшего изучения и освоения МСБ как минимум еще на 20 лет (до 2070 г.), так как национальная добыча газа в России не прекратится в 2051 г., а, наоборот, по-видимому, будет постепенно увеличиваться, однако доля традиционного газа в добыче будет неуклонно сокращаться, замещаясь газом из нетрадиционных источников [9, 16, 18, 21, 34].

Добыча за 2021–2050 гг. оценивается в 27...28 трлн м<sup>3</sup>; прирост за этот же период – до 32 трлн м<sup>3</sup>; годовая добыча в 2050 г. – 1100...1150 млрд м<sup>3</sup> (в том числе, млрд м: 900...950 – традиционный газ, 150 – нетрадиционный газ, 50 – нефтяной газ); текущие запасы к 2051 г. – 54...55/34...35 трлн м<sup>3</sup> (геол./извлеч.). Эти преимущественно новые запасы позволят поддерживать добычу газа в объеме до 1 трлн м<sup>3</sup> еще как минимум 20...25 лет (до 2070 г.

и далее). Мировая добыча газа в 2050 г. оценивается в 6,5 (до 7,0) трлн м<sup>3</sup>, в том числе СГ (традиционный и «плотный» газ) – 5,0...5,5 трлн м<sup>3</sup>.

Расчет нефтяного баланса России до 2050 г. затруднителен, поскольку динамика вероятной добычи нефти из ее нетрадиционных ресурсов характеризуется значительно более высокой неопределенностью, чем для газа [14, 18, 35].

Текущие разведанные традиционные запасы природного газа в мире при ежегодном увеличении добычи от 4,0 до 5,5 трлн м<sup>3</sup> (2021–2050 гг.) и приростах новых запасов 5...7 трлн м<sup>3</sup>/год (в том числе по России – 0,8...1,5 трлн м<sup>3</sup>/год) будут постепенно расти (с 203 трлн м<sup>3</sup> в 2018 г.) и достигнут «потолка» (260...270 трлн м<sup>3</sup>) в 2048–2050 гг. Дальнейшая динамика изменения МСБ газа характеризуется уже неопределенностью.

Текущие запасы извлекаемой нефти в мире также будут постепенно и медленно возрастать за счет новых открытий, увеличения коэффициента извлечения нефти и перевода части запасов и ресурсов из категории нетрадиционных в промышленные. В России текущие запасы традиционной нефти уже никогда не превысят 20 млрд т (извлеч.). К 2045–2050 гг. извлекаемые запасы нетрадиционной нефти (в основном по баженовской свите Западной Сибири), вероятно, достигнут 7...8 млрд т, что позволит добывать до 90...100 млн т/год.

Авторские оценки развития и состояния МСБ и добычи УВ приведены в табл. 8.

**Выводы**

1. Среди всех осадочных бассейнов и мегабассейнов мира богатейшими по газу и нефти являются Западно-Сибирский (универсальный по содержанию всех видов горючих ископаемых – газа, нефти, угля всех марок), Арабо-Персидский, в меньшей степени

Восточно-Сибирский и Мексиканского залива (Галф-Кост, суша и шельф); к ним приурочены одноименные мегапровинции (ЗСМП, Арабо-Персидская и др.).

Недра осадочных бассейнов мегаконтинента Евразия, в том числе его эпиконтинентальные моря, максимально обогащены минеральными энергоресурсами в виде традиционных скоплений нефти, газа и угля, а также всеми видами нетрадиционных ресурсов. Вообще, недра осадочных бассейнов Восточного полушария Земли обогащены углем, газом и традиционной нефтью, Западного – углем и ресурсами нетрадиционных, в первую очередь сланцевых УВ (в частности, сверхтяжелых нефтей).

2. Основой развития мировой энергетики послужит дальнейшее изучение и освоение УВ-потенциала осадочных бассейнов Земли, открытие и разведка новых месторождений, прирост новых запасов газа и нефти.

3. Традиционные НПР всех осадочных бассейнов мира оцениваются в следующих диапазонах:

- газ – 600...700 трлн м<sup>3</sup> (СГ – 550...560 трлн м<sup>3</sup>);
- нефть + конденсат – 580...620 млрд т.

Нетрадиционные ресурсы газа (угольного, сланцевого, плотного) сопоставимы с традиционными. Традиционные ресурсы нефти существенно выше нетрадиционных (сланцевая нефть + др.). В стратегическом плане положение с газом в мире лучше, чем с нефтью.

4. Большинство стран и регионов мира обеспечены частично или полностью каким-либо одним из видов горючих ископаемых, редко – двумя, чрезвычайно редко – всеми видами, особенно традиционных запасов и ресурсов. К последним относится только Россия, а с учетом нетрадиционных ресурсов газа и нефти еще и США, Канада, возможно, Австралия. Все они обладают самыми значительными территориями и богатейшим шельфом, в том числе в Арктике. Именно за счет масштабного

освоения циркумарктических бассейнов получит дальнейшее развитие по крайней мере газовая промышленность России, США и Канады.

5. Евразийское геопространство энергетически самодостаточно и самообеспечено на многие десятилетия XXI в.: страны и регионы, потребляющие минеральные энергоресурсы (с минимальным, недостаточным собственным производством), географически сопряжены с регионами, производящими нефть, газ и уголь в объемах, значительно превосходящих их внутренние потребности.

6. Дальнейшее развитие МСБ газо- и нефтедобычи будет происходить в XXI в. в большинстве стран, обладающих реальными прогнозируемыми традиционными и нетрадиционными ресурсами УВ [16, 34, 36].

7. Основой энергетической геостратегии человечества в ближайшие десятилетия останется производство минеральных энергоносителей (газа, нефти, угля) [14, 36]. В 2050 г. мировое производство УВ, согласно экспертным оценкам авторов, достигнет 13,5...14,0 млрд т у.т. (газ – 55 %, жидкие УВ – 45 %). После 2040 г. во многих странах мира возможен угольный ренессанс с общемировой добычей каменного угля и антрацитов до 6,0...6,5 млрд т, а горючих ископаемых (минеральных энергоносителей) – в целом до 20 млрд т у.т. (более 2 т у.т. на одного жителя Земли).

Итак, развитие мировой энергетики обеспечено запасами и ресурсами и реальными приростами еще как минимум на 35...40 лет. Нефтегазовый бизнес как был, так и останется весьма привлекательным предприятием в большинстве стран и регионов мира, прежде всего в России и на Ближнем и Среднем Востоке (арабские страны, Иран). Поиски, разведка и добыча УВ, прежде всего газа, все более будут смещаться в акватории эпиконтинентальных морей, особенно в циркумарктическом ареале осадочных бассейнов.

## Список литературы

1. Байбаков Н.К. Вчера, сегодня, завтра нефтяной и газовой промышленности России / Н.К. Байбаков, Н.М. Байков, К.С. Басниев и др. – М.: ИГИРГИ, 1995. – 200 с.
2. Варламов А.И. Состояние и перспективы развития сырьевой базы нефти Российской Федерации в свете существующих проблем / А.И. Варламов // Геология нефти и газа. – 2016. – № 4. – С. 14–23.

3. Варламов А.И. Ресурсный потенциал углеводородов – основа развития топливно-энергетического комплекса России / А.И. Варламов, А.П. Афанасенков, М.И. Лоджевская и др. // Геология нефти и газа. – 2016. – № 3. – С. 3–13.
4. Высоцкий В.И. Нефтегазовая промышленность мира: информ.-аналитический обзор / В.И. Высоцкий. – М.: ВНИИЗарубежгеология, 2017. – 59 с.
5. 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.
6. 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.
7. Карпузов А.Ф. Стратегические векторы развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации на современном этапе (выбор пути) / А.Ф. Карпузов, А.В. Татарасов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – № 6. – С. 2–12.
8. Крылов Н.А. Главные вехи истории нефтедобычи в России / Н.А. Крылов // Газовая геология России. Вчера, сегодня, завтра: сб. науч. тр. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2000. – С. 12–17.
9. 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.
10. Бранчугов В.К. Минерально-сырьевая база топливно-энергетического комплекса России. Состояние и прогноз / В.К. Бранчугов и др.; под ред. В.З. Гарипова, Е.А. Козловского. – М.: Рос. акад. естеств. наук (РАЕН): Ин-т геол.-экон. проблем (ИГЭП): Моск. гос. геол.-развед. ун-т (МГГРУ), 2004. – 548 с.
11. Наталенко А.Е. Основные направления развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации / А.Е. Наталенко, В.А. Пак, А.П. Ставский // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – № 1. – С. 25–30.
12. Подюк В.Г. Стратегические задачи и геологические возможности развития сырьевой базы газодобычи в России / В.Г. Подюк, Н.А. Крылов, В.А. Скоробогатов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – № 12. – С. 8–12.
13. Попов А.И. Состояние сырьевой базы нефти и газа Российской Федерации / А.И. Попов, И.А. Плесовских, А.И. Варламов и др. // Геология нефти и газа. – 2012. – Т. 1. – № 5. – С. 4–26.
14. Скоробогатов В.А. Практические аспекты изучения и освоения нефтяного потенциала баженовской битумогенерирующей толщи Западной Сибири / В.А. Скоробогатов, А.П. Афанасенков // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2019. – № 6. – С. 310.
15. Скоробогатов В.А. Опыт оценок потенциальных ресурсов свободного газа осадочных бассейнов России и их подтверждаемость при поисково-разведочных работах / В.А. Скоробогатов, Г.Р. Пятницкая, Д.А. Соин и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 59–65.
16. Черепанов В.В. Минерально-сырьевая база газодобычи России и ПАО «Газпром»: современное состояние и перспективы развития в XXI веке / В.В. Черепанов, Д.В. Люгай // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 17–30.
17. Шмаль Г.И. Так рождалась великая нефтегазовая держава / Г.И. Шмаль // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 9. – С. 4–7.
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. Будущее российского газа и нефти / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 31–43.
20. Брехунцов А.М. Прогноз и поиск крупных и уникальных месторождений нефти и газа на севере Западной Сибири / А.М. Брехунцов, В.С. Бочкарев, Н.П. Дещеня // Приоритетные направления поисков крупных и уникальных месторождений нефти и газа. – М.: Геоинформмарк, 2004. – С. 72–80.
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. 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.

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. 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.
25. Поляков Е.Е. Где искать новые крупнейшие, гигантские и уникальные газосодержащие месторождения в Северной Евразии? / Е.Е. Поляков, В.В. Рыбальченко, А.Е. Рыжов и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 45–57.
26. 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.
27. 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.
28. Орлов В.П. О дефиците открытий в нефтегазовой геологии / В.П. Орлов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – № 5. – С. 18–25.
29. Рыбальченко В.В. Поиски и разведка месторождений и залежей углеводородов предприятиями ПАО «Газпром» в России: итоги, проблемы, риски, перспективы / 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.
30. Белонин М.Д. Состояние и воспроизводство сырьевой базы нефте- и газодобычи на востоке России / М.Д. Белонин, Ю.Н. Григоренко, Л.С. Маргулис и др. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2004. – № 1. – С. 19–32.
31. Скоробогатов В.А. Поиски месторождений и залежей углеводородов в осадочных бассейнах Северной Евразии: итоги, проблемы, перспективы / В.А. Скоробогатов, В.В. Рыбальченко, Д.Я. Хабибуллин и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 4 (41): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – С. 18–34.
32. Старосельский В.И. Структура запасов и ресурсов природного газа России / В.И. Старосельский, Г.Ф. Пантелеев и др. // Перспективы развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности России. сб. науч. тр. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2008. – С. 33–44.
33. 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.
34. Мастепанов А.М. МЭА: прогноз добычи нетрадиционных видов газа / А.М. Мастепанов // Научный журнал Российского газового общества. – 2018. – № 3–4. – С. 3–21.
35. 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.
36. Мастепанов А.М. Прогнозы развития мирового нефтегазового комплекса как отражение глобальных проблем и тенденций энергопотребления / А.М. Мастепанов // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 5. – С. 6–11.

## Evolution of mineral resource base for petroleum industry in Russia and abroad in 20<sup>th</sup> and 21<sup>st</sup> centuries: results, challenges and outlooks

A.P. Afanasenkov<sup>1</sup>, V.I. Vysotskiy<sup>2</sup>, V.A. Skorobogatov<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Rosgeologiya JSC, Gazoyl City business-center, block 3, bld. 43, Khersonskaya street, Moscow, 117246, Russian Federation

<sup>2</sup> Zarubezhgeologiya JSC, block B, bld. 69, Novocheremushkinskaya street, Moscow, 117418, Russian Federation

<sup>3</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

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

**Abstract.** Pursuant to Russian and global practice, authors analyse origin and development of mineral resources for oil and gas production, suggest dating of the geological prospecting history, examine dynamics of deposit discoveries including the biggest and the gigantic hydrocarbon fields (which reserves go beyond 10<sup>12</sup> m<sup>3</sup> or 10<sup>9</sup> t), show distribution of hydrocarbon reserves and their increments per a field, give last formulae of gas and oil balances for Russia.

The article studies global future trends of the hydrocarbon resource base evolution in the 1<sup>st</sup> half of the 21<sup>st</sup> century and further, emphasizing the main search challenges for gross Russian operating companies, i.e. the Gazprom PJSC. There are the quantitative estimations for the general numbers of Russian subsoil hydrocarbon assets and the probable gas increments according to the major onshore and offshore regions. Authors hypothesize the global hydrocarbon balance of 2050 in dynamics of withdrawals and increments, and suppose the future coal “Renaissance” in 2040–2060s. The general resume is that strategically the global gas outlooks are better than the oil ones. Further development of the hydrocarbon resource base will predestine the progress of the world power industry almost completely throughout the 21<sup>st</sup> century.

**Keywords:** mineral resources, fossil fuels, gas, oil, coal, reserves, resources, search and prospecting, hydrocarbon fields, sedimentary basin, future.

### References

1. BAYBAKOV, N.K., N.M. BAYKOV, K.S. BASNIYEV, et al. *Yesterday, today, tomorrow of oil and gas industry in Russia* [Vchera, segodnya, zavtra neftyanoy i gazovoy promyshlennosti Rossii]. Moscow: Institute of Geology and Mining of Fossil Fuels, 1995. (Russ.).
2. 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 Nefi i Gaza*, 2016, no. 4yu, pp. 14–23. ISSN 0016-7894. (Russ.).
3. VARLAMOV, A.I., A.P. AFANASENKOV, M.I. LODZHEVSKAYA, et al. Resource potential of hydrocarbons as a foundation of the fuel & energy industry in Russia [Resursnyy potentsial uglevodorodov – osnova razvitiya toplivno-energeticheskogo kompleksa Rossii]. *Geologiya Nefi i Gaza*, 2016, no. 3, pp. 3–13. ISSN 0016-7894. (Russ.).
4. VYSOTSKIY, I.V. *Global petroleum industry* [Neftegazovaya promyshlennost mira]. Moscow: VNIIZarubezhgeologiya, 2017. (Russ.).
5. 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.).
6. 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.).
7. KARPUZOV, A.F., A.V. TATARASOV. Strategic vectors for current development of mineral resource base in Russian Federation (path selection) [Strategicheskiye vektory razvitiya mineralno-syryevoy bazy Rossiyskoy Federatsii na sovremennom etape (vybor puti)]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*, 2015, no. 6, pp. 2–12. ISSN 0869-3188. (Russ.).
8. KRYLOV, N.A. Main milestones of oil production in Russia [Glavnyye vekhi istorii neftedobych 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.).
9. LYUGAY, D.V., V.V. RYBALCHENKO, A.Ye. RYZHOV, et al. Developing a base of raw materials for gas industry of Russia and the Gazprom PJSC: overall results, issues, outlooks [Razvitiye mineralno-syryevoy bazy gazovoy otrasli promyshlennosti Rossii i PAO “Gazprom”: itogi 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.).

10. BRANCHUGOV, V.K., et al. *Mineral resources and raw materials for fuel and energy complex of Russia. Modern status and prediction* [Mineralno-syryevaya baza toplivno-energeticheskogo kompleksa Rossii. Sostoyaniye i prognoz]. Moscow: Russian Academy of Natural Sciences, et al., 2004. (Russ.).
11. NATALENKO, A.Ye., V.A. PAK, A.P. STAVSKIY. Main leads in future evolution of mineral resource base of Russia [Osnovnyye napravleniya razvitiya mineralno-syryevoy bazy Rossiyskoy Federatsii]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*, 2015, no. 1, pp. 25–30. ISSN 0869-3188. (Russ.).
12. PODYUK, V.G., N.A. KRYLOV, V.A. SKOROBOGATOV. Strategic tasks and geological opportunities to develop raw materials sources for gas production in Russia [Strategicheskiye zadachi i geologicheskiye vozmozhnosti razvitiya syryevoy bazy gazodobychi Rossii]. *Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftnykh i Gazovykh Mestorozhdeniy*. 2004, pp. 8–12. ISSN 2413-5011. (Russ.).
13. POPOV, A.I., I.A. PLESOVSKIKH, A.I. VARLAMOV, et al. State of in-situ resources for oil and gas production in Russian Federation [Sostoyaniye syryevoy bazy nefi i gaza Rossiyskoy Federatsii]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2012, vol. 1, no. 5, pp. 4–26. ISSN 0016-7894. (Russ.).
14. SKOROBOGATOV, V.A., A.P. AFANASENKOV. [Практические аспекты изучения и освоения нефтяного потенциала баженовской битумогенерирующей толщи Западной Сибири]. / В.А. Скоробогатов, // *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*. – 2019. – № 6. – С. 310. ISSN 0869-3188. (Russ.).
15. SKOROBOGATOV, V.A., G.R. PYATNITSKAYA, D.A. SOIN, et al. Practice of estimation of potential resources of the free gas in sedimentary basins of Russia and their validation during prospecting works [Opyt otsenok potentsialnykh resursov svobodnogo gaza osadochnykh basseynov Rossii i ikh podtverzhdayemost pri poiskovo-razvedochnykh rabotakh]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70<sup>th</sup> anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 59–65. ISSN 0016-7894. (Russ.).
16. CHEREPANOV, V.V., D.V. LYUGAY. Mineral resource base of gas production by Russia and the Gazprom PJSC: modern status and outlooks for development in the XXI century [Mineralno-syryevaya baza gazodobychi Rossii 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. SHMAL, G.I. This way a great petroleum empire has been born [Tak rozhдалas velikaya neftegazovaya derzhava]. *Neftyanoye Khozyaystvo*, 2013, no. 9, pp. 4–7. ISSN 0028-2448. (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. Future of Russian gas and oil [Budushcheye rossiyskogo gaza i nefi]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70<sup>th</sup> anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 31–43. ISSN 0016-7894. (Russ.).
20. 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.).
21. 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.).
22. 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.).
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-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.).
24. GAVRILOV, V.P., S.M. KARNAUKHOV, V.A. SKOROBOGATOV, et al. Status and prospects for further exploration of subsoil gas potential in Western Siberia [Sostoyaniye i perspektivy doosvoyeniya gazovogo potentsiala nedr Zapadnoy Sibiri]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2010, no. 1, pp. 12–16. ISSN 0016-5581. (Russ.).
25. POLYAKOV, Ye.Ye., V.V. RYBALCHENKO, A.Ye. RYZHOV, et al. Where must the new the biggest, gigantic and unique gas-bearing fields be looked for in Northern Eurasia? [Gde iskat novyye krupneyshiyе, gigantkiye 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.).
26. 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 [Krupneyshiyе, gigantkiye i unikalnyye osadochnyye basseyny mira i ikh rol v razvitiyе gazovoy promyshlennosti v XXI veke]. *Delovoy zhurnal Neftegaz.ru*, 2018, no. 10, pp. 126–141. ISSN 2410-3837. (Russ.).

27. 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.).
28. 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.).
29. 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.).
30. BELONIN, M.D., Yu.N. GRIGORENKO, L.S. MARGULIS, et al. Status and reproduction of mineral resources for oil and gas production at the east of Russia. [Sostoyaniye i vosproizvodstvo syryevoy bazy nefte- i gazodobychi na vostokey Rossii]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*, 2004, no. 1, pp. 19–32. ISSN 0869-3188. (Russ.).
31. SKOROBOGATOV, V.A., V.V. RYBALCHENKO, D.Ya. KHABIBULLIN, et al. Searching hydrocarbon fields and deposits in sedimentary basins of Northern Eurasia: results, issues and outlooks [Poiski mestorozhdeniy i zalezhey uglevodorodov v osadochnykh basseynakh Severnoy Yevrazii: itogi, problem, perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, no. 4 (41): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 18–34. ISSN 2306-9849. (Russ.).
32. STAROSELSKIY, V.I., G.F. PANTELEYEV, et al. Structure of natural gas reserves and resources in Russia [Struktura zapasov i resursov prirodnogo gaza Rossii]. In: *Outlooks for development of mineral resources for gas industry of Russia* [Perspektivy razvitiya mineralno-syryevoy bazy gazovoy promyshlennosti Rossii]: collected scientific papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2008, pp. 33–44. (Russ.).
33. 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.).
34. MASTEPANOV, A.M. International Energy agency: prediction for alternative gas production [MEA: prognoz dobychi netraditsionnykh vidov gaza]. *Nauchnyy zhurnal Rossiyskogo gazovogo onshchestva*, 2018, no. 3–4, pp. 3–21. ISSN 2412-6497. (Russ.).
35. 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 gas-extractive regions of Russia, pp. 87–101. ISSN 2306-9849. (Russ.).
36. MASTEPANOV, A.M. Forecasts for evolution of global oil-gas complex as reflection of global problems and tendencies of power consumption [Prognozy razvitiya mirovogo neftegazovogo kompleksa kak otrazheniye globalnykh problem i tendentsiy energopotrebleniya]. *Neftyanoye Khozyaystvo*, 2018, no. 5, pp. 6–11. ISSN 0028-2448. (Russ.).

УДК 553.98 (268.45+268.52)

## Газовое будущее России – Арктика: суша и шельф. Ресурсы и запасы, поиски и открытия, разведка и добыча углеводородов

А.Н. Рыбьяков<sup>1</sup>, В.А. Скоробогатов<sup>2\*</sup>, Д.Я. Хабибуллин<sup>1</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., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1

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

**Тезисы.** На основании геолого-геофизических и статистико-ресурсных исследований недр арктических регионов России (суша и шельф), официальных и корпоративных оценок запасов и ресурсов углеводородов (УВ) по отдельным осадочным бассейнам Арктики и продуктивным комплексам сделаны выводы о вероятных открытиях новых месторождений и приростах запасов УВ до 2040 и 2050 гг. Показаны существенно разные перспективы газо- и особенно нефтеносности арктических регионов и областей. Основные перспективы связаны с Ямало-Карским регионом суши и шельфа арктической части Западной Сибири. Оценены вероятные объемы газодобычи. Проблемы, поднимаемые в настоящей работе, чрезвычайно актуальны для России и не потеряют своей актуальности еще до 2055–2060 гг. Они обсуждаются в большом числе публикаций. Настоящая статья является логическим продолжением работ, опубликованных авторами в 2018–2020 гг.

**Ключевые слова:**

Арктика, углеводороды, газ, нефть, запасы, ресурсы, месторождение, прирост, добыча.

Российская Арктика – заполярная и пока еще «заповедная» часть Северной Евразии (СЕА), суша и шельф. На суше к арктическим регионам России (АРР) относятся северная часть Тимано-Печорского осадочного бассейна (вместе с Печорским морем), Ямал, Гыдан, Енисей-Хатангский мегапрогиб (Енисей-Хатангская нефтегазоносная область, ЕХО), северо-восточные районы Сибирского кратона (Восточно-Сибирского мегабассейна) и восточно-арктический шельф. В ее пределах выделяются крупнейшие осадочные шельфовые бассейны: Баренцево-Карский, Южно-Карская нефтегазоносная область (ЮКО) – морская часть Западно-Сибирского мегабассейна, Лаптевоморский, Восточно-Сибирского и Чукотского морей. К этим бассейнам приурочены одноименные нефтегазоносные провинции, мегапровинции и области (Тимано-Печорская провинция – ТПП, Баренцево-Карская (или Баренцевоморская – БМП) провинция с Северо-Карской нефтегазоносной областью (НГО) в составе, Западно- и Восточно-Сибирская мегапровинции – ЗСМП и ВСМП соответственно – и др.).

История изучения и освоения недр АРР, в том числе арктических областей Западной Сибири (АОЗС), насчитывает более 70 лет. Она начиналась с суши – арктических регионов ВСМП, ТПП, Ямальской и Усть-Енисейской областей ЗСМП – в 1950–1960-х гг. К исследованиям шельфовых областей западно-арктического сектора морей приступили в 1982–1989 гг., продолжились они уже в XXI в. Наблюдается высокая дифференциация по структурно-буровой изученности различных регионов и областей арктической части СЕА. К завершению «золотого» двадцатилетия развития нефтегазовой отрасли промышленности России (1971–1990 гг.) достаточно хорошо, хотя и неравномерно по глубине были исследованы земли современных Ненецкого и Ямало-Ненецкого автономных округов (в том числе Ямал и Гыдан (суша) и Западно-Енисейская часть ЕХО) с бурением многих сотен поисковых и разведочных скважин (на севере ТПП – 120, на Ямале – 738, на Гыдане – 156, в ЕХО – более 100 и т.д.). Всего в ходе поисково-разведочных работ (ППР) за период 1961–2020 гг. в АРР пробурили ориентировочно 1550 глубоких скважин (не считая эксплуатационных). В поисковое бурение были введены 185 перспективных площадей, преимущественно локальных структур, в том числе 50 на северо-востоке европейской части

России и БМП, 120 в АОЗС, включая губы и заливы, а также в ЮКО, 5 на северо-востоке ВСМП, на побережье моря Лаптевых. В восточно-арктическом секторе морей глубокие скважины отсутствуют (одна пробурена с берега, но не испытана). Результаты исследований геологического строения и газонефтеносности АРР опубликованы во многих сотнях научных статей, обзоров и монографий [1–35], однако касаясь АОЗС число публикаций невелико, особенно не хватает крупных, обобщающих работ, и совсем мало их посвящено Восточно-Сибирскому, Чукотскому морям и морю Лаптевых [1, 3, 8, 15, 16, 25]. Большой вклад в дело изучения геологического строения и нефтегазоносности Российской Арктики внесли Д.А. Астафьев, А.М. Брехунцов, И.С. Грамберг, Т.А. Кирюхина, А.В. Ступакова, О.И. Супруненко, А.В. Толстиков и др.

Заметим, что общее количество кандидатских и докторских диссертаций, посвященных АРР уже превысило 50, особенно много их связано с БМП (15). Для сравнения: в целом по Западной Сибири (суша) написаны 750 диссертаций, в том числе по одной баженновской свите ЗСМП – около 50. При этом в отношении шельфовых областей недостаток буровых данных «успешно» замещается буйными фантазиями диссертантов на тему трактовки сейсмических материалов, умозрительными заключениями и пр. Однако серьезных работ мало, а противоречий в опубликованных исследованиях много [2, 11, 21, 22, 23]. Особенно это касается качественного прогноза и оценок величины и структуры начальных потенциальных ресурсов (НПР) углеводородов (УВ),

в том числе соотношений свободного газа (СГ) и нефти (Н) в объеме суммарных ресурсов; например, прогнозировали преимущественную нефтеносность – по факту оказалась преимущественная и даже исключительная газоносность недр тех или иных арктических областей. Этим «грешили» даже некоторые газовики, но... в прошлом веке [9] (публикации 1996–1999 гг.), предполагая, что при движении от суши к морю в недрах доля нефти будет увеличиваться... по факту все наоборот!

Всего в пределах АРР по состоянию на 01.01.2021 обнаружены 105 месторождений УВ (далее – МУВ) (из 3720 в России), в том числе 58 газовых (Г) и газоконденсатных (ГК), 25 чисто нефтяных МУВ (без залежей СГ), 22 смешанных МУВ – нефтегазоконденсатных (НГК), газоконденсатонефтяных (ГКН) и др. В Восточной Арктике на суше было пробурено несколько поисковых скважин, но не открыто пока ни одного МУВ (а на шельфе нет бурения – нет открытий). Геостатистика открытий по АОЗС отражена в табл. 1.

### Геологическое строение осадочного чехла арктических областей

Закономерности и особенности изменения геологического строения осадочного чехла седиментационных бассейнов Арктики широко обсуждаются [3, 8, 25, 27, 34 и др.]. Осадочный чехол западно-арктического сектора осадочных бассейнов сложен породами верхнего палеозоя, триаса, юры и мела мощностью от 3...5 до 8...12 км (в центральных частях – эпицентрах осадконакопления). В восточно-арктических бассейнах увеличиваются

Таблица 1

#### Нефтегазовая геостатистика арктических областей ЗСМП на 01.01.2020

Количество МУВ	Тип месторождения по фазовому состоянию			
	Г + ГК	НГК / ГКН	Н	Σ
Ямал	19	7	–	26
Гыдан	9 (10)	2	–	11 (12)
ЕХО (без Сузунского района)	11	2 (одно только по кат. C <sub>2</sub> )	1 (?)***	14
Обская и Тазовская губы (без месторождений типа суша/море)	5	–	–	5
ЮКО* (открытый шельф)	7	1**	–	8**
<b>Всего</b>	<b>51</b>	<b>11 (1**)</b>	<b>1 (?)</b>	<b>63 (64)</b>

\* Месторождение 75 лет Победы обнаружено в конце 2019 г., в течение 2020 г. обнаружены еще два месторождения.

\*\* Месторождение Победа (фактически не открытое: притоков УВ не было).

\*\*\* Пайяхское месторождение при доразведке, возможно, будет отнесено к типу НГК.

мощность и роль в газонефтенакоплении кайнозойских осадочных толщ, преимущественно миоцена. Характерно «омоложение» с запада на восток геологических доминантных комплексов: в Баренцевоморском бассейне это триас, в ЮКО – нижний мел, к востоку от Таймыра – палеоген-неоген.

Точно также снижается и буровая изученность: от средней и пониженной на севере ТПП и на шельфе Баренцева моря, до низкой в ЮКО и нулевой в Северо-Карской области и восточно-арктических морях. В пределах шельфа Печорского и Баренцева морей разбурены соответственно 10 и 12 перспективных площадей (локальных поднятий – структур) и открыты 10 МУВ: одно ГКН, 4 Н и 5 ГК (на открытом шельфе). В ЮКО открыты всего 8 МУВ, в Обской губе – 5, в Тазовской – 4 (в последней – все МУВ типа суша-море). Весьма примечательно, что залежи тяжелой нефтенной нефти, незрелой – ранней по генезису, в породах верхнего палеозоя обнаружены только в недрах Печорского моря (на прибрежной суше ТПП – средние и тяжелые нефти, в том числе и высокопарафиновые, бессернистые). Скопления нефти преимущественно в виде оторочек открыты на 8 МУВ Ямала (из 26), на двух МУВ Гыдана (из 12), на трех МУВ в ЕХО (из 17). Заметим, что в АОЗС не обнаружено ни одного чисто нефтяного МУВ (без залежей СГ), Пайяхское – не в счет.

Исходя из текущих открытий арктические регионы и области представляются преимущественно газоносными. На баренцевоморском и карском шельфах не получено ни притоков, ни даже признаков нефти из пород триаса, юры и нижнего мела (нефть открыта в средней юре Университетской площади, ее запасы, минимальные по кат. С<sub>1</sub> и огромные по кат. С<sub>2</sub>, уже поставлены на государственный баланс, но без испытаний).

На суше сибирской части Арктики буровой изученностью выше средней характеризуются Ямальская НГО и запад ЕХО, пониженной – Гыдан в целом, при этом нулевой – центральная часть Гыдано-Енисейского региона. На побережье моря Лаптевых пробурен ряд поисковых скважин, промышленная нефтегазоносность пока не установлена.

По состоянию на 01.01.2020 разведанные запасы СГ Российской Арктики составляют 18 трлн м<sup>3</sup>, из них наибольшая часть расположена в Ямало-Карском ареале суши

и шельфа – 12,5 трлн м<sup>3</sup>. Открытая часть НПР газа вместе с запасами кат. С<sub>2</sub> составляет 23,0 трлн м<sup>3</sup>. Начальные запасы СГ месторождений-лидеров – Бованенковского и Штокмановского – составляют 4,2 (4,0 + 0,2) и 3,9 трлн м<sup>3</sup> соответственно. Текущие разведанные запасы нефти Ненецкого автономного округа составляют 0,8 млрд т, Печорского моря – 0,4 млрд т, газа на севере ТПП – 0,5 трлн м<sup>3</sup>.

Добыча СГ уже несколько лет производится из морской сводовой части Юрхаровского месторождения и начата на Бованенковском ГК месторождении (аптская залежь ТП<sub>1-6</sub>). Добыча нефти на суше (в ограниченных объемах) ведется из месторождений Ненецкого автономного округа, начата на Новопортовском месторождении Ямала и на Приразломном месторождении шельфа Печорского моря.

В пределах шельфа Западной Арктики пока открыто небольшое число месторождений, но число опубликованных по этой теме работ (статей и монографий) приближается к двумстам, что гораздо больше, чем по несравненно лучше изученным и освоенным областям прилегающей суши (севера ТПП и Ямала). По-видимому, объясняется это тем, что хорошо фантазировать, когда мало материала или он неоднозначен после интерпретации сейсмических данных (особенно применительно к разломам). До того как прогнозы подтвердятся или нет, пройдет несколько десятилетий («иных уж нет, а те далече...»), и спросить будет не с кого...

Геологическое строение ТПП и Ямала (суша) изучено подробно [3, 13, 16, 25]. Исследования геологии и газо(нефте)носности БМП начались 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 (пониженную), хотя сейсмическая изученность благодаря работам последних лет (ПАО «Газпром», 2014–2018 гг., МОГТ<sup>1</sup>-2D и -3D) вполне удовлетворительная: большинство выявленных ранее положительных структур (локальных поднятий) изучены детально. Печороморский шельф характеризуется хорошей сейсмической изученностью: здесь выполнены более 115 тыс. погонных километров сейсмических профилей.

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

В пределах южной части баренцевоморского шельфа плотность сейсмических профилей составляет 0,27 км/км<sup>2</sup>; наиболее высокая плотность сейсмических наблюдений достигнута в пределах локальных поднятий Южно-Баренцевской и Штокмановско-Лунинской НГО (0,9...1,5 км/км<sup>2</sup>). В северной части шельфа в Баренцевом море плотность наблюдений не превышает 0,1 погонных километров на километр квадратный. Сейсморазведка МОГТ-3D проведена на лицензионных участках ПАО «Газпром» в объеме 12,5 тыс. км<sup>2</sup>.

Бурение скважин в акваториях Баренцева и Печорского морей начато в 1981–1982 гг. на Дресвянской площади (шельфовое продолжение ТПП) [1, 27]. На шельфе Баренцева моря пробурены 34 скважины. Общий метраж на 2020 г. превысил 100 тыс. м. Бурение проводилось на 14 площадях, в том числе на девяти – с отрицательными результатами. (Это, кстати, весьма негативное явление.) Буровые работы в Печорском море (акваториальная часть ТПП) проводились на девяти площадях, три из которых оказались непродуктивными. Всего пробурена 21 скважина общим метражом 66 тыс. м. В недрах Печорского моря в отложениях девона, карбона и перми преобладают карбонатные породы морского генезиса, вероятно, поэтому нефти в запасах гораздо больше, чем СГ (в карбонатах преобладает, как правило, битумогенерирующее сапропелевое органическое вещество).

В строении БМП 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 до каменноугольных 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, однако с органическим веществом смешанного типа – сапропелево-гумусового и гумусово-сапропелевого.

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. Юрский комплекс характеризуется благоприятными условиями для аккумуляции и консервации скоплений УВ в недрах. Особенности геологического строения верхней части осадочного чехла подробно проанализированы в работах [1, 5, 33, 34].

В арктической части ЗСМП выделяются два региона: Ямало-Карский (ЯКР) вместе с Обской губой и Гыдано-Енисейский с Тазовской. Геологическое строение недр АОЗС изучено детально. Результаты исследований на суше и предварительно в открытой части Карского моря опубликованы [3, 8, 25, 27]. Полученные выводы сводятся к следующему:

1) сопряженные в пространстве Ямальская и Южно-Карская НГО, входящие в регион, с одной стороны, максимально изучены до средней юры (Ямал), с другой, практически не изучены даже по среднемеловым 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...8 км в северных районах суши и шельфа. С юго-востока на северо-запад вдоль Нурминского мегавала в Ямальской НГО 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 увеличиваются 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 осадко-накопления в ЗСМП;

2) главные литолого-фациальные особенности Ямальской НГО: высокая мористость и общая глинистость разреза нижнего мела и юры, наличие большого числа зональных глинистых покрывок в сеномане, апте и неокоме и достаточно мощной (50...120 м) региональной нижнеальбской покрывки, упорядоченное литологическое строение нижне-среднеюрской толщи (наличие сравнительно мощных, выдержанных в пространстве песчано-алевролитовых горизонтов Ю<sub>2</sub>...Ю<sub>12</sub>), развитие континентальной угленосной формации в объеме готерива-апта с большим числом (30...70) пластов углей и углистых глин. Вместе

с тем структурные макроформы строения разновозрастных литолого-стратиграфических комплексов отличаются простотой, малыми наклонами углов на крыльях и бортах, невысокой нарушенностью разломами меловой части разреза.

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 НГО – 42...45 % и более);

3) в течение поздней юры, мела и кайнозой 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 послепюрского времени. Некоторые тектонические структуры II и III порядков осложнены по своду и/или на крыльях дизъюнктивными нарушениями различной морфологии (амплитуды перемещения пород – от 15...20 до 35...40 м), времени проявления и флюидопроницаемости.

Особенности геологического строения недр Гыдано-Енисейского региона:

1) увеличение песчаности всех комплексов мела и юры с запада на восток, утонение и исчезновение из разреза ряда внутрикомплексных глинистых покровов. Значительное опесчанивание верхней региональной покровышки турона-эоцена;

2) увеличение мощности и одновременно песчаности верхнеюрской толщи со 100 м и 5...10 % до 350...400 и 40...50 %;

3) снижение тектонической напряженности разреза от верхних горизонтов юры к сеноману и в северо-восточном направлении к Таймыру и, как следствие, малые углы наклона и исчезновение замкнутых локальных структур-поднятий (и структурных ловушек) по кровле основного в ЗСМП сеноманского подкомплекса (известно: нет ловушек – нет газа!);

4) увеличение (с запада на восток) дифференциации тектонических движений, а также амплитуды региональных разломов (перемещений по ним до многих сотен метров и 1...1,5 км)

и неотектонического подъема с размывом более древних пород вплоть до верхних горизонтов средней юры на крайнем востоке ЕХО (Балахнинский вал).

Известно, что на формирование и сохранность газоносности недр сильное влияние оказывают разломы. Дизъюнктивной тектоникой максимально осложнена юрская толща пород, ряд разломов (конседиментационных и затухающих) прослеживаются до сеномана и даже до дневной поверхности на Нейтинской и др. площадях, вместе с тем степень нарушенности пород юры и особенно мела на Ямале существенно ниже, чем в Пур-Тазовской НГО и в Западно-Мессояхском районе. Степень дизъюнктивной нарушенности недр также снижается от юры к сеноману и с юго-востока на северо-запад региона. На шельфе высоко- и даже среднеамплитудные разломы не выявлены.

Осадочный чехол БМП значительно больше затронут дизъюнктивной тектоникой, чем Ямальского ареала суши и шельфа. Мощность и ненарушенность региональных и зональных покровов в ЮКО выше, чем в БМП, что способствует газонакоплению в крупных масштабах.

Геология и тектонодинамика седиментационных бассейнов восточно-арктического сектора морей изучены только по сейсмическим данным (2D), так как береговые разрезы на Таймыре и в северо-восточной части Сибирской платформы не позволяют судить о литолого-стратиграфических условиях в объеме осадочного чехла кайнозойского (эоцен-миоценового) возраста. Наиболее сложным строением, по данным сейсмоки, характеризуется Лаптевоморская НГО: большое число сравнительно узких валов и сопряженных с ними прогибов и впадин с осадочным чехлом мощностью от трех-пяти километров на первых, до семи-девяти километров в пределах вторых, целый ряд разноамплитудных разломов, наличие размывов / перерывов в осадконакоплении и др. Кстати, два последних фактора настораживают (увеличивают геологические риски производства морских ПРР).

В этих бассейнах фундамент имеет позднемеловой возраст консолидации и выходит на поверхность в ареале Новосибирских о-вов и о. Врангеля. Южной границей бассейнов являются горно-складчатые сооружения севера Якутии и Чукотки, а тектоническая активность с «клавишными» подвижками

блоков фундамента продолжается уже более 50 млн лет (и на суше, и в более северных шельфовых областях).

### Газонефтеносность арктических областей СЕА

Проблемы нефтегазоносности арктических областей СЕА рассматриваются в работах Д.А. Астафьева, А.П. Афанасенкова, В.И. Богоявленского, А.М. Брехунцова, В.Е. Вержбицкого, В.П. Гаврилова, И.С. Грамберга, Е.В. Захарова, М.Ю. Кабалина, В.Д. Каминского, 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. Холодилова и др. [1–3, 5, 8, 10, 15, 22, 25, 27, 32, 33, 36 и др.].

Рассмотрим характеристику нефте- и газоносности различных регионов, областей и районов Арктики с юга на север и с запада на восток – от более изученных к менее изученным. На суше ТПП открыты 220 преимущественно нефтесодержащих МУВ в породах среднего и верхнего палеозоя и триаса. К газосодержащим на севере провинции относятся три МУВ: Лаявожское (137,9 млрд м<sup>3</sup> разведанных запасов СГ), Кумжинское (101,5 млрд м<sup>3</sup>) и Василковское (86 млрд м<sup>3</sup>) с суммарными запасами СГ менее 0,3 трлн м<sup>3</sup>.

В недрах мелководного печороморского шельфа и на о. Колгуеве открыты 7 МУВ, в том числе только одно типа ГК и одно НГК, с минимальными запасами СГ (менее 0,1 трлн м<sup>3</sup> даже с учетом запасов кат. С<sub>2</sub>). Эта часть Арктики

преимущественно нефтеносная (единственная в АРР).

В недрах Печорского моря в отложениях девона, карбона и перми преобладают карбонатные породы морского генезиса. Печороморский район преимущественно нефтеносен. Здесь открыты шесть месторождений: Варандей-море (P<sub>1</sub>), Долгинское (C<sub>2+3</sub>, P<sub>2</sub>), Медыньское-море (D<sub>1</sub>, C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub>-P<sub>1</sub>), Приразломное (C<sub>3</sub>, P<sub>1</sub>), Северо-Гуляевское (C<sub>2+3</sub>, P<sub>2</sub>), Поморское (C<sub>3</sub>) (табл. 2). Непродуктивные скважины пробурены на Дресвянской, Аквамаринской и Паханческой площадях.

В БМП открыты пять ГК месторождений, из них полностью разведано только уникальное Штокмановское (3,9 трлн м<sup>3</sup>), четыре других существенно недоразведаны (запасы кат. С<sub>2</sub> превышают 50 %). Разведанные запасы шельфа – 4,2 трлн м<sup>3</sup>, открытые – 4,7 трлн м<sup>3</sup> (см. табл. 2). Непродуктивные поисковые скважины были пробурены на Андреевской, Ахматовской, Куренцовской, Северо-Мурманской, Адмиралтейской, Фермановской, Лунинской площадях.

В недрах открытого шельфа основные запасы СГ обнаружены в нижне-среднеюрском песчано-глинистом комплексе. Отложения триасового нефтегазоносного комплекса на Лудловском и Штокмановском месторождениях частично вскрыты, однако притоков УВ не отмечено. Триас газоносен только на одном месторождении (Мурманском).

Продуктивность мелового комплекса также не установлена, но на ряде площадей

Таблица 2

### Запасы СГ и нефти баренцевоморского и печорского шельфов

Месторождение	СГ, млрд м <sup>3</sup>			Нефть, млн т					
	добыча	кат. A + B <sub>1</sub> + C <sub>1</sub>	кат. B <sub>2</sub> + C <sub>2</sub>	добыча	кат. A + B <sub>1</sub> + C <sub>1</sub>		кат. B <sub>2</sub> + C <sub>2</sub>		
					геол.	извлек.	геол.	извлек.	
Печорское море	Поморское ГК	–	6,0	15,9	–	–	–	–	–
	Северо-Гуляевское НГК	–	10,4	41,4	–	2,6	0,8	35,3	10,6
	Варандей-море Н	–	–	–	–	5,6	1,8	12,1	3,9
	Приразломное Н	–	–	–	5,9	197,8	54,3	85,6	21,3
	Долгинское Н	–	–	–	–	2,9	0,9	783,1	234,9
	Медыньское море Н	–	–	–	–	265,4	63,5	108,6	33,9
Всего	–	–	57,3	5,9	474,3	121,3	1024,7	304,6	
Баренцево море	Северо-Кильдинское Г	–	5,1	10,5	–	–	–	–	–
	Штокмановское ГК	–	3939,4	–	–	–	–	–	–
	Ледовое ГК	–	91,7	330,4	–	–	–	–	–
	Лудловское Г	–	80,1	131,1	–	–	–	–	–
	Мурманское Г	–	59,1	61,6	–	–	–	–	–
	Всего	–	4175,4	533,6	–	–	–	–	–

в этой части разреза отмечались интенсивные газопроявления.

Из 38 открытых к 2020 г. в ЯКР месторождений (26 на Ямале, в том числе 4 типа суша/море, 8 в ЮКО – на Приямальском шельфе и 4 в Обской губе) 30 относятся к газовым и газоконденсатным и только 8 к нефтесодержащим типа ГКН (7) и НГК (1). Схема размещения месторождений в ЯКР приведена на рисунке.

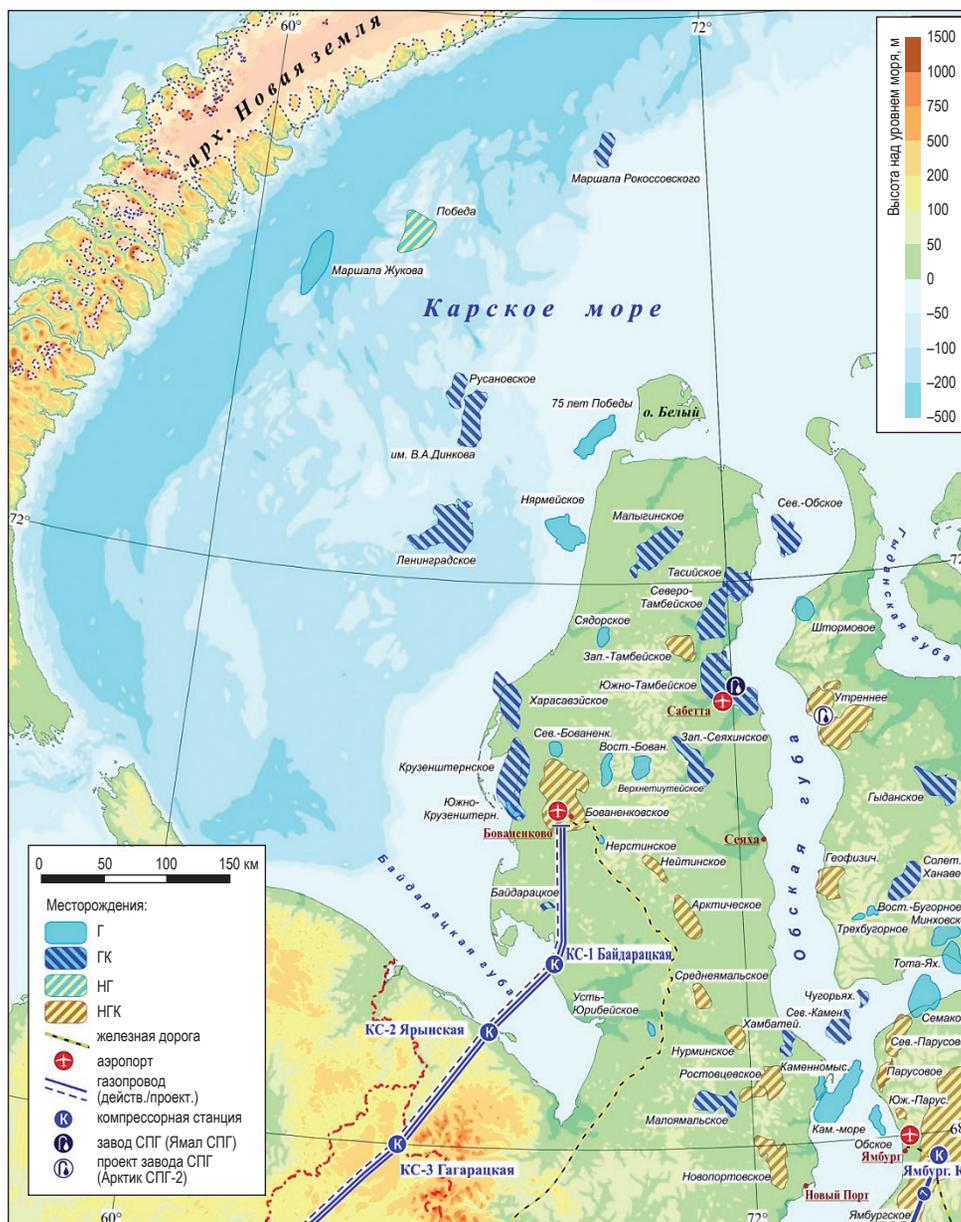
Формула газоносности региона (суша и шельф) на 01.01.2020, трлн м<sup>3</sup>:

$$\text{НД} + \text{кат. А} + \text{В}_1 + \text{С}_1 + \text{кат. В}_2 + \text{С}_2 = 0,5 + 10,3 + 5,5 \text{ (завышено)} = 16,3 \text{ (завышено)}.$$

Открытые запасы конденсата – 0,4 млрд т, нефти – 0,4 млрд т, в сумме жидких УВ (0,8 млрд т, извлекаемых).

Данные по запасам СГ и нефти шельфовых месторождений Ямальского ареала приведены в табл. 3. В 2020 г. на приямальском шельфе (Скуратовская структура) открыто месторождение им. 75-летия Победы, которое по запасам окажется скорее всего крупнейшим.

Современная формула газонефтеносности ЯКР, МУВ: суша – 7 Г + 11 ГК + 6 ГКН + 2 НГК = 26 МУВ; шельф – 4 Г + 7 ГК + 1 НГ? = 12 МУВ; итого: 38 МУВ. По крупности и типу, суммарным геологическим разведанным запасам и фазовому состоянию



ЯКР

Таблица 3

## Запасы СГ и нефти шельфовой части ЯКР (с Обской губой) по состоянию на 01.01.2019

№	Месторождение	СГ, млрд м <sup>3</sup>			Нефть, млн т				
		добыча	кат.	кат.	добыча	кат. А + В <sub>1</sub> + С <sub>1</sub>		кат. В <sub>2</sub> + С <sub>2</sub>	
			А + В <sub>1</sub> + С <sub>1</sub>	В <sub>2</sub> + С <sub>2</sub>		геол.	извлек.	геол.	извлек.
1	Крузенштернское ГК**	–	731,9	–	–	–	–	–	–
2	Каменномысское-море Г	–	555,0	–	–	–	–	–	–
3	Северо-Каменномысское ГК	–	404,9	27,1	–	–	–	–	–
4	Северо-Обское ГК	–	> 320		–	–	–	–	–
5	Русановское ГК	–	240,4	538,6	–	–	–	–	–
6	им. В.А. Динкова ГК***	–	> 150	> 300	–	–	–	–	–
7	Харасавэйское ГК**	–	92,9	250,0	–	–	–	–	–
8	Южно-Тамбейское ГК**	0,1	82,0	35,7	–	–	–	–	–
9	Нярмейское ГК***	–	> 80	> 60	–	–	–	–	–
10	Ленинградское ГК	–	71,0	980,6	–	–	–	–	–
11	Победа нефтегазовое (НГ)*	–	21,7	477,5	–	4	1	863	129
12	Обское Г	–	4,8	–	–	–	–	–	–
13	Каменномысское Г**	–	1,2	–	–	–	–	–	–
<b>Всего на шельфе ЯКР по газу, трлн м<sup>3</sup></b>		<b>0,1</b>	<b>&gt; 2,8</b>	<b>&gt; 2,7</b>	<b>0</b>	<b>4</b>	<b>1</b>	<b>863</b>	<b>129</b>

\* Резкое завышение предварительно оцененных запасов за счет объединения среднеюрских залежей СГ трех куполов в единую структуру (с единым газоводяным контактом – событие маловероятное).

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

\*\*\* Экспертная оценка.

месторождения ЯКР распределяются следующим образом<sup>2</sup>:

- 1 уникальное (более 3 млрд у.т<sup>3</sup>) – ГКН<sup>4</sup> (по сути – ГК, Бованенковское);
- 4 сверхгигантских (более 1 млрд у.т) – 3 ГК, 1 НГК;
- 10 гигантских (более 300 млн у.т) – 1 Г, 8 ГК, 1 ГКН;
- 7 крупнейших (более 100 млн у.т) – 1 Г, 3 ГК, 2 ГКН, 1 НГК;
- 4 крупных (более 30 млн у.т) – 2 Г, 1 ГК, 1 ГКН;
- 9 средних и мелких (менее 30 млн у.т) – 6 Г, 1 ГК.

В ЯКР газовая залежь-лидер приурочена к кровле апта (пласт ТП<sub>1-6</sub> Бованенковского месторождения) – 2 трлн м<sup>3</sup>. Именно неоконгломератские отложения являются газовым доминант-комплексом в Ямальской НГО, это с большой долей вероятности позволяет прогнозировать его доминирующую роль и в ЮКО. Именно с апта и началась промышленная добыча газа на Ямале в 2014 г. По представлениям авторов, недра ЮКО богаче, чем недра БМП, однако ненамного.

В восточно-арктических морях открытых МУВ нет (как и на суше в Лено-Хатангской арктической части Восточной Сибири). Даже соотношение начальных открытых запасов СГ двух уникальных месторождений – Бованенковского и Штокмановского – говорит об этом: 4,2/3,9 трлн м<sup>3</sup>. Хотя с полной гарантией их подтверждения разведанные запасы (начальные) составят соответственно 4 и 3 трлн м<sup>3</sup>. Величина и структура запасов УВ по морям Арктики (СЕА) приведены в табл. 4. Запасы СГ превышают запасы жидких УВ в 15 раз (извлек.)!

Анализ онтогенеза УВ в месторождениях и залежах разного фазового состояния выполнялся разными авторами [3, 13, 15, 25, 30, 32]. Состав углеводородных газов, невысокое содержание конденсата в газах меловых залежей ЯКР и Гыдано-Енисейского региона, в среднеюрских залежах Баренцева моря, повсеместно высокое соотношение запасов СГ и нефти, сам химизм нефтей АОЗС (высокое содержание твердых алкановых УВ – парафина, очень низкая сернистость и смолистость и др.) свидетельствуют о том, что масштабы газообразования были преобладающими, значительно выше, чем масштабы битумообразования в глинистых мезозойских толщах Баренцева и Карского морей, в арктических областях суши ЗСМП и, вероятно, в кайнозойских породах осадочных

<sup>2</sup> В геостатистике не учтено «формальное» месторождение Победа, по мнению авторов, не вполне открытое.

<sup>3</sup> у.т. ≈ 1000 м<sup>3</sup> ≈ 1 т – условная тонна.

<sup>4</sup> Мельчайшая Н-залежь. Да и есть ли она в природе?

Таблица 4

**Величина и структура запасов УВ арктического шельфа России на 01.01.2020**

Море	СГ, трлн м <sup>3</sup>		Конденсат, млрд т		Нефть, млрд т		Всего, млрд т у. т
	накопленная добыча + кат. А + В <sub>1</sub> + С <sub>1</sub>	кат. С <sub>2</sub>	кат. С <sub>1</sub>	кат. С <sub>2</sub>	кат. С <sub>1</sub>	кат. С <sub>2</sub>	
Баренцево	4,2	0,6	0,1	–	0,1	0,3	5,3
Карское	4,3	3,2	0,1	0,1	–	0,1	7,8
Всего	8,5	3,8	0,2	0,1	0,1	0,4	13,1

бассейнов Восточной Арктики, причем независимо от их фациальной принадлежности (континентальные аллювиально-болотные, дельтовые, прибрежно-морские). Тем более это относится к угленосным толщам баррема-апта, таопчинской свите ЗСМП и др.

Геохимия органического вещества и газов в БМП изучена хорошо [33, 34]. В породах нижней и средней юры морского генезиса рассеяно преимущественно гумусовое органическое вещество невысокой преобразованности (ПК<sub>3</sub>...МК<sub>1</sub>), в триасе – смешанное, но с преобладанием гумусовой компоненты. Уровень катагенеза органического вещества увеличивается в триасовой толще от градаций МК<sub>1</sub>...МК<sub>2</sub> (в кровельных горизонтах) до АК<sub>1</sub> и выше (в низах).

Условия формирования УВ-скоплений в породах мела и юры ЯКР и Гыдана проанализированы ранее [3, 25]. В глинах и глинистых алевролитах нижней и средней юры и апта-сеномана рассеяно существенно гумусовое органическое вещество, присутствуют и многочисленные пласты бурых, длиннопламенных и газовых углей (показатель отражения витринита R<sup>o</sup> = 0,40...1,05 %), а в районе Харасавэйской термоаномалии в средней и особенно в нижней юре установлена очень высокая степень преобразованности органического вещества – от МК<sub>5</sub> до АК<sub>1</sub> (при R<sup>o</sup> > 1,3...1,4 % вплоть до 2,1...2,2 %) – тощие угли в разрезе.

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 СГ – Новопортовское НГК. Все прибрежные месторождения относятся к типам Г и ГК. В недрах большинства районов ЯКР, как суши, так и шельфа, процессы газообразования и накопления превалировали над процессами битумообразования и нефтенакпления, за исключением Новопортовского района с мощной дегазацией недр [25]. Много разломов – мало газа... Это общемировая тенденция.

Единственная битумогенерирующая толща в объеме осадочного чехла АОЗС – баженовская свита, точнее, ее сероцветные аналоги – содержит смешанное рассеянное органическое вещество в небольших количествах (3...4 %) и не является «нефтематеринской» по отношению к нефтям неокома: ограниченная мощность – от 15...20 до 35 м, залегает в толще сероцветных глин берриаса-валанжина, расстояния до коллекторских горизонтов составляют от 50...80 м вниз и до 300...400 м вверх, т.е. эмиграция части битумоидов, по сути, исключена.

Общемировой опыт показывает, что первые пять, максимум шесть-семь месторождений, открытых в любом осадочном бассейне, – хороший показатель крупности и преимущественного фазового состояния МУВ, которые будут открыты в целом по завершении «большой» разведки. Весьма показательны характеристики запасов месторождения-лидера и по отношению к величине НПР газа и нефти и их соотношений, но на полуколичественном (= качественном) уровне: лучше/хуже, больше/меньше и т.д. В этой связи по пяти уже открытым месторождениям (ГК и Г) в Баренцевом море с учетом уникального Штокмановского и шести месторождениям (Г и ГК) в Карском море и Обской губе (лидер в ЮКО, по-видимому, еще не обнаружен, судя по разведанным запасам СГ) следует вывод об их *исключительной текущей* газоносности и преимущественной газоносности в будущем. Нефть будет, но скорее всего «малая» по запасам и в нефтяных оторочках.

### **Качественная оценка перспектив газоносности арктических регионов суши и шельфа**

Согласно последним воззрениям большинства исследователей перспективы нефтеносности АРР минимальны [3, 15, 16, 25, 27], о чем свидетельствуют и первые открытые МУВ в шельфовых областях. К такому выводу по суше

Арктики авторы пришли еще в последние десятилетия прошлого века [13, 25]. Возможна полемика только о доле нефти в суммарных ресурсах УВ восточно-арктических морей (по официальным оценкам 2012 г., соотношение СГ и нефти в геологических ресурсах практически составляет 1:1, что маловероятно, по мнению авторов настоящей работы: до 90 % осадочных бассейнов с кайнозойским выполнением в мире преимущественно газоносны в силу генетических причин). Взгляды авторов на газоносность недр Арктики состоят в следующем: от Ямала на запад и на восток по суше и от ЮКО к чукотскому шельфу существенно снижаются перспективы газоносности (в силу генетических причин).

По пятибалльной шкале оценки перспектив газоносности области АОЗС выстраиваются в такой ряд: Ямал (5) → ЮКО (4) → Гыдан (3) → ЕХО (2) → Обская и Тазовская губы (1). Точно так же недра Баренцева моря в силу генетических причин не могут быть богаче ресурсами УВ, чем недра ЮКО (газоносные доминант-комплексы – соответственно средняя юра и неоком-апт). Предпосылки для крупного (уникального) газонакопления на Ямале и приямальском шельфе более благоприятные, чем в БМП. Пониженными перспективами (по предварительной оценке) обладают недра восточно-арктических морей, минимальными перспективами газоносности характеризуются северные районы ТПП.

### Потенциальные ресурсы СГ арктических областей СЕА

Авторы настоящей работы являются специалистами в области ресурсов и поисков МУВ. Газовыми геологами накоплен огромный опыт количественной оценки перспектив газо- и нефтеносности любых геологических объектов, находящихся на разных этапах изучения углеводородного потенциала их недр (нулевом, I, II, III, IV – завершающем, в конце которого начальные разведанные запасы приближаются к реально оцененным НПР УВ, их величинам, определенным в конце II – начале III этапов, когда эти оценки еще полезны в плане выбора направлений ПРР и наиболее выигрышных зон и локальных объектов поискового бурения) [12, 30].

Никто не возразит, что переоценка ресурсов УВ – важнейшая проблема нефтегазовой геологии, самая трудная и часто неоднозначная

(в плане результатов). В процессе обсуждения и принятия официальных оценок НПР газа и особенно нефти у геологов Мингео СССР, Миннефтепрома и Мингазпрома в 1974–1989 г. было много разногласий, однако результаты «ресурсных баталий» в виде принятых оценок оказались хотя бы удобоваримыми, приемлемыми для большинства экспертов. Но уже пересчеты и официально принятые оценки 2002 и 2009 г. не устраивали многих экспертов, особенно из добывающих компаний-операторов, и предстоит их подтверждать в ходе ПРР при переводе неоткрытых ресурсов – перспективных и прогнозных – в разведанные запасы еще лет тридцать-сорок. С 1993 г. величины ресурсов безудержно устремились вверх, потеряв достоверность и доверительность и оторвавшись от геологических реалий. Принятые в 2012 г. величины НПР СГ (288 трлн м<sup>3</sup>) и нефти (111 млрд т извлеч.) по России при начальных открытых запасах менее 100 трлн м<sup>3</sup> и менее 60 млрд т соответственно и при изученности недр большинства областей в 65...90 % и более никогда не подтвердятся даже на 70...75 %, сколько ни бури, да и бурить-то не стоит ради этих несуществующих в природе ресурсов...

Нереальные, резко преувеличенные оценки неверно информируют о возможностях новых открытий и приростов, особенно в областях, к которым и относятся АРР. Показательна оценка НПР газа Карского моря (Южно- и Северокарской НГО, входящих в ЗСМП и Баренцево-Карскую мегапровинцию) – 54 трлн м<sup>3</sup> (при открытых запасах менее 10 трлн м<sup>3</sup>) – сопоставимая с ресурсами всего Надым-Пур-Тазовского региона (57 трлн м<sup>3</sup>) во главе с Уренгойским суперуникальным месторождением (13 трлн м<sup>3</sup>). Такого не может быть, потому что не может быть никогда! (крылатая фраза российских геологов 1980-х гг.).

Главный смысл оценок ресурсов – их реальность, т.е. высокая вероятность подтверждения, снижающая геологические риски при поисках УВ-сырья, исключая бурение многих десятков (часто сотен!) пустых или водоносных поисковых скважин, особенно глубоких и сверхглубоких (более 4,5 км), особенно на шельфе. Цена ошибок при поисках очень велика, но они быстро проверяемы. Цена ресурсных ошибок (лукавства, халтуры, прямого обмана) еще более велика, но трудно и долго проверяема.

Итак, ресурсы газа Арктики... Официальная оценка в 2012 г. НПР газа арктических регионов и областей суши и шельфа – около 160 трлн м<sup>3</sup>, геол. [6, 7]. К 2020 г. она почти не изменилась. Корпоративные оценки ресурсов СГ, трлн м<sup>3</sup>, геол., (2016 г. по состоянию материалов на 01.01.2014) [28] таковы: Баренцево море и север Карского моря (А.Н. Скоробогатко и др., 2015 г.) – 23; ЯКР (В.А. Скоробогатов, Д.А. Соин и др., 2018 г.) – 38, в том числе Ямальская НГО – 16,9; ЮКО (+ губы) – 21,1, Гыдан – 6,0; красноярская часть ЗСМП – 3,9; восточно-арктические моря – 7,1; всего АРР – 79,0 (в том числе Ненецкий округ на севере ТПП, суша – примерно 1,0); открытые запасы кат. А + В<sub>1</sub> + С<sub>1</sub> + В<sub>2</sub> + С<sub>2</sub> – около 25; прогнозируемые – 54 (корпоративная оценка «снизу» газового потенциала недр АРР). Безусловно, важнейшим газовым регионом является ЯКР.

Основные неоткрытые ресурсы газа всей ЗСМП сосредоточены в апте, неокоме и средней юре (гор. Ю<sub>2-3</sub>) АОЗС, включая Карское море. Среди газосодержащих прогнозируется (по состоянию на 01.01.2020) существование 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>) (табл. 5), 70...80 крупных (30...100 млрд м<sup>3</sup>) и первых

сотен средних и мелких (одно- и многозалежных) месторождений.

Ресурсы нефти АОЗС будут рассредоточены по большому числу средних и малых по запасам подгазовых и редких самостоятельных нефтяных скоплений в зонах с высокой нарушенностью недр (неоком, средняя юра, возможно, ачимовская толща).

Еще раз подчеркнем, что «полнос» газонакопления в арктических областях России – Ямало-Карский ареал суши и шельфа. Шаг влево, шаг вправо (на запад и восток от региона) – перспективы и возможности новых крупных открытий снижаются, особенно в восточном направлении, в восточно-арктическом секторе морей.

Последняя дифференцированная интервальная оценка ресурсов СГ арктической части ЗСМП приведена в табл. 6.

С очень высокой гарантией конечного подтверждения (до 85 % к 2040...2042 гг.) ресурсы газа Арктики, по мнению авторов, составляют, трлн м<sup>3</sup>, извлек.: север ТПП и БМП + АОЗС (из них Ямал) + Восточная Арктика = 20 + 40 (15) + 5 = 65, в том числе неоткрытые ресурсы, на величину которых можно ориентировать ПРР в 2021–2050 гг., – около 45/38...40 трлн м<sup>3</sup> (геол./извлек.).

Таблица 5

**Предполагаемые к открытию на шельфе СЕА гигантские газосодержащие месторождения\***

Предполагаемые количество и ресурсы МУВ		Вероятность открытия
Западно-арктический сектор (включая губы и заливы)	4 (сверхгигантские, 1,0...2,0 трлн м <sup>3</sup> )	Средняя
	12 (гигантские, 300...1000 млрд м <sup>3</sup> )	
Восточно-арктический сектор Охотское море	7 (гигантские, 300...500 млрд м <sup>3</sup> )	Высокая
	2 (гигантские, 300...700 млрд м <sup>3</sup> )	

\* По конечным запасам, в итоге полномасштабных ПРР.

Таблица 6

**Начальные традиционные потенциальные геологические ресурсы СГ арктической части Западной Сибири (интервальная оценка, полученная двумя экспертными методами), трлн м<sup>3</sup>**

	Газоносная область					Сумма
	Ямал	ЮКО (открытый шельф)	Обская + Тазовская губы	Гыдан	ЕХО	
<b>Всего:</b>	<b>16,5...18*</b>	<b>15...16*</b>	<b>4,0...5,5*</b>	<b>6...6,5</b>	<b>5...6</b>	<b>46,5...52,0</b>
Альб-сеноман	3,0...3,5	2,7...3,0	2,4...2,7	0,8...1,0	– (< 0,1)	8,9...10,2
Неоком-апт	12,0...12,5	11,0...11,4	1,0...2,0	4,0...4,1	4,2...5,0	32,2...35,0
Юра, включая нефтегазоносную зону контакта	1,5...2,0	1,3...1,6	0,6...0,8	1,2...1,4	0,8...1,0	5,4...6,8

\* С учетом уточняющих расчетов по ЯКР В.А. Скоробогатова, 2020 г. Здесь не приводятся оценки НПР доюрских пород (ниже зоны контакта), достоверность которых весьма зыбка.

Безусловно, приводимые величины, – это нижняя граница оценок газового потенциала Арктики.

В предстоящие три десятилетия первой половины XXI в. в России реальные ежегодные приросты разведанных традиционных запасов СГ должны составлять не менее 1,2...1,5 трлн м<sup>3</sup> (более 80 % – в арктических областях шельфа и прилегающей суши). А вот это уже оценка сверху новых приростов запасов СГ. В последние два десятилетия ежегодные приросты составляли по всем компаниям-недровладельцам 0,6...0,9 трлн м<sup>3</sup> (с учетом открытий, разведки и пересчета старых запасов). Только один раз после 2000 г. ежегодный прирост по России достиг 1,2 трлн м<sup>3</sup> и то за счет перевода запасов кат. В<sub>2</sub> в А + В<sub>1</sub> по пересчету на Астраханском газоконденсатном месторождении. Однако неоткрытые ресурсы СГ в арктических областях позволяют делать такой вывод.

### Поиски и открытия газосодержащих месторождений в Арктике

Конечно, самое лучшее, если бы из неоткрытых 45 трлн м<sup>3</sup> ресурсов газа хотя бы 35...36 трлн м<sup>3</sup> были сконцентрированы в четырех-пяти уникальных (более 3 трлн м<sup>3</sup>) плюс тринадцати-пятнадцати сверхгигантских (1...3 трлн м<sup>3</sup>) месторождениях газа, остальные – «мелочевка» в духе известной российской гигантомании (в диапазоне от 1 млрд м<sup>3</sup> до 1 трлн м<sup>3</sup>).

К сожалению, такой идеал уже не достижим. Обнаружение в СЕА (как, впрочем, и во всем мире) уникального месторождения с запасами 3,0...3,5 трлн м<sup>3</sup> – событие невероятное. Однако всегда и везде поисковые работы были нацелены на открытие самых крупных из оставшихся неоткрытыми МУВ. Во все времена было так: искали крупные, находили всякие – разные по запасам, вплоть до мелких и даже мельчайших (менее 3 и 1 млрд м<sup>3</sup>) вследствие ошибок прогноза или объективных причин (недоучета каких-либо осложняющих факторов/условий). Итак, вопрос далеко не праздный: а как, по каким диапазонам крупности газосодержащих МУВ распределятся прогнозные 45 трлн м<sup>3</sup>? Безусловно, чем выше будет их концентрация, тем лучше. Более ранние предположения авторов о новых крупных открытиях в Арктике приведены в работах последних лет [13, 14, 19, 26, 27, 29]. Они базировались на реальных прогнозных ресурсах,

величине запасов обнаруженных месторождений, изученности анализируемых геологических объектов по площади, тектонической структуре и глубине, уже имеющемуся прогнозистическом опыте, знании объектов... интуиции (при любой поисковой «охоте» это далеко не второстепенный элемент прогноза).

Необходимо осознавать, что возможности для открытия крупнейших (более 100 млрд м<sup>3</sup>) и тем более гигантских (более 300 млрд м<sup>3</sup>) месторождений в большинстве областей суши АРР в значительной степени исчерпаны (возможны два-три новых месторождения по 100...250 млрд м<sup>3</sup> в Гыдано-Енисейском регионе). В ЗСМП даже на Ямале можно ожидать не более четырех-пяти еще неоткрытых месторождений с запасами 80...120 млрд м<sup>3</sup> каждое. Вместе с тем даже авторы – вообще говоря, знатоки геологии Ямала [3, 25, 32], затрудняются определить участки их локализации.

Авторами вместе с коллегами на основе новой концепции и парадигмы разработана новая стратегия проведения ПРР в России с учетом интересов крупных добывающих компаний, прежде всего ПАО «Газпром», суть которой заключается в следующем:

- опоисковании в АРР остающихся малоизученными районов Ямала и Гыдано-Енисейского региона с открытием газосодержащих месторождений в диапазоне крупности 10...150 (200) млрд м<sup>3</sup>;
- опоисковании приямальского и присахалинского шельфов в 2021–2030 гг. и баренцевоморского шельфа в 2031–3035 гг. на новых перспективных структурах по схеме: одна-две поисковые *присводовые* и одна оценочно-разведочная скважины на восточных склонах на реально возможную глубину (низы неокома в ЮКО, верхи триаса в Баренцевом море и т.д.). Цель – открытие крупнейших и гигантских месторождений и залежей УВ (больше 100 млн у.т. каждое), оценка геологических запасов газа и нефти (с их соотношением кат.  $C_2 > V_1 + C_1$ ), при обнаружении относительно небольших по предполагаемым запасам морских месторождений (менее 30 млрд м<sup>3</sup>) – временная консервация ПРР.

Ближняя стратегия освоения ресурсов УВ недр ЮКО подразумевает следующее: бурение до 2030 г. на самых крупных структурах не более двух поисково-оценочных присводовых скважин на каждой до подошвы неокомской песчано-глинистой толщи (2,8...3,1 км),

их качественные испытания по наиболее перспективным горизонтам, выделенным по результатам промыслово-геофизических исследований, и дальнейшая консервация ПРП с оценкой минимально реальных разведанных запасов кат.  $V_1+C_1$  и предварительных  $C_2$  (без лукавства и преувеличений). Бурение всего десяти-двенадцати скважин по экспресс-технологии поиска и открытий на пяти-шести самых крупных локальных поднятиях приямальского шельфа позволит оценить достаточно точно газовый потенциал недр Карского моря (его южной части). Во всяком случае с точностью  $\pm 4 \dots 5$  трлн  $m^3$ , а не  $\pm 8 \dots 10$ , как в настоящее время.

С учетом сказанного авторы предлагают простую и эффективную схему опоискования наиболее перспективной нижнемеловой части разреза арктического шельфа ЗСМП: бурение и корректное испытание по одной поисковой сводовой скважине до подошвы самого нижнего неокомского горизонта (ТП<sub>22-23</sub>/БЯ<sub>6-8</sub>) и в случае открытия месторождения бурение одной поисково-оценочной (подтверждающей) скважины на восточном склоне (в случае опесчанивания разреза с запада на восток или на полном западном, или северном, или южном склоне посередине расстояния между сводом и замыкающей поднятия изогипсой).

Очередность опоискования положительных локальных структур должна определяться их морфологическими размерами (площадью, амплитудой по основным отражающим горизонтам). При этом величина и суммарные предполагаемые запасы газа новых месторождений на крупных структурах – мерило, критерий оценки величины всего газового потенциала недр шельфа Карского моря, поскольку в глубокопогруженном среднеюрском комплексе (верхняя юра заглинизирована) будут развиты плотные газонасыщенные природные резервуары (коллекторы) с нетрадиционными ресурсами и непромышленными запасами («сухо» при испытаниях): газ в плотных низкопроницаемых = непроницаемых «бывших» коллекторах [14, 25].

Необходимо опоискование шести-семи новых крупнейших структур и открытие гигантских и даже сверхгигантских газосодержащих МУВ в диапазоне  $0,3 \dots 1$  трлн  $m^3$  и более, в таком случае газовый потенциал шельфа ЗСМП будет оценен с повышенной достоверностью и будет дан ответ на вопрос, какова величина

НПР газа:  $16 \dots 17$  трлн  $m^3$  (по оценке «Газпром ВНИИГАЗ») или  $30 \dots 32$  трлн  $m^3$  (по официальной оценке 2009–2012 гг.). Вероятность последнего события крайне мала.

Детальной разведке меловой части осадочного чехла (до подошвы последнего песчано-алевролитового горизонта выше региональной верхнеюрско-неокомской покрывки на шельфе Карского моря, приямальская часть) в средней перспективе (2028–2035 гг.) подлежат только вновь открытые месторождения с реально подтверждаемыми запасами (будущими по кат.  $A + V_1 + C_1$ ) 300 млрд  $m^3$  и более с потенциальной добычей  $10 \dots 15$  млрд  $m^3$ /год каждое.

В восточно-арктическом секторе морей после 2030 г. должны быть пробурены первые поисково-рекогносцировочные скважины (с функциями параметрических) глубиной  $2,8 \dots 3,2$  км до низов миоцена (по два на каждом из уже имеющихся лицензионных участков – Северо-Врангелевском и др.) на самых крупных структурах с открытием первых газосодержащих МУВ (если они вообще имеются в природе...).

Будущие технологии морского арктического бурения (желательно отечественные) позволят без строительства платформ быстро, качественно, результативно и с разумными затратами бурить и испытывать скважины средней глубины в «межледниковый» период на воде (3 месяца). Цель – открытие новых крупных МУВ (100...300 млн т у.т., преимущественно СГ) и экспресс-оценка их величины и добычных возможностей по газу и жидким УВ, уточнение ресурсов УВ восточно-арктических осадочных бассейнов. Массовое проведение ПРП здесь целесообразно в десятилетие 2031–2040 гг., разведка и изучение новых месторождений с приростом разведанных запасов – в десятилетие 2036–2045 гг. По сугубо ориентировочной оценке, до 2040 г. прирост запасов СГ всеми компаниями-операторами составит здесь  $2,5 \dots 2,8$  трлн  $m^3$ , до 2045 г. – до  $3,5 \dots 4,0$  трлн  $m^3$  от вероятных НПР ( $6 \dots 8$  трлн  $m^3$ ). Доизучение УВ-потенциала продолжится явно до 2060 г... если будет что искать и разведывать... здоровые сомнения все же остаются... Во всяком случае первые открытия покажут масштаб перспективности недр Восточной Арктики, рудных на суше, вероятно нефтегазоносных на шельфе.

## Разведка и разработка открытых месторождений и залежей УВ в Арктике

Разведка открытых месторождений УВ-сырья – этап значительно более длительный, чем поиски, более затратный, но менее рискованный, их разработка и эксплуатация растягиваются уже на многие десятилетия, особенно крупнейших и гигантских МУВ с большими этапами продуктивности.

Текущие разведанные запасы газа в Арктике – 16 трлн м<sup>3</sup> в ЯКР, на Гыдане и в Тазовской губе и 4,2 трлн м<sup>3</sup> в БМП – при полномасштабном освоении уже сейчас позволяют организовать добычу в объеме соответственно до 350 и до 100 млрд м<sup>3</sup>, но не обеспечивают стратегического развития газодобычи России после 2040 г. Дальнейшие поиски и открытия, разведка и приросты необходимы для стабильного функционирования газовой отрасли промышленности в двадцатилетие 2041–2060 гг., замены традиционных центров газодобычи новыми, их развития и укрепления.

Основной прирост новых разведанных запасов газа в 2021–2040 гг. в осадочных бассейнах СЕА будет получен именно в российской части Арктики, преимущественно на открытом шельфе Карского моря (максимально перспективен приамальский – восточная половина ЮКО). При этом геологические риски неполучения положительных результатов в плане новых открытий крупнейших месторождений (более 100 млрд м<sup>3</sup>) в Баренцевом море существенно выше, чем в ЮКО.

Интегральные приросты разведанных запасов газа в ЯКР в 2021–2050 гг. оцениваются в 13...15 трлн м<sup>3</sup>, в том числе по аптсеноманскому надкомплексу – 8...9, неокому – 3,5...4,0, юре – не более 1,8...2,0 трлн м<sup>3</sup>, в том числе по суше Ямала – вряд ли более 2,4...2,5 трлн м<sup>3</sup>. Даже авторы затрудняются оценить вероятные приросты по открытому шельфу Баренцева моря в силу сложившейся здесь текущей поисково-разведочной обстановки (в последнее десятилетие...). Может быть, 3...4 трлн м<sup>3</sup>, но не исключено и до 5...7 трлн м<sup>3</sup>, и это составит небольшую часть предполагаемого объема НПР газа... Еще труднее предсказать прирост запасов конденсата и особенно нефти (оценка в широком диапазоне новых запасов суммарно газового конденсата и нефти – 4...6 млрд т у.т. (извлеч.). Больше? Навряд ли. Меньше – насколько?

Представляется реальным, что к 2040 г. ежегодная добыча газа в АРР (суша + шельф) всеми компаниями-операторами достигнет 420...450 млрд м<sup>3</sup>, возможно, до 500 млрд м<sup>3</sup>, в том числе ПАО «Газпром» – 380...420 млрд м<sup>3</sup> (50...55 % национальной добычи традиционного газа) при невысоких объемах добычи жидких УВ (конденсата и особенно нефти). Роль арктических областей СЕА (суша и шельф) в развитии газовой отрасли промышленности России (разведка и добыча) в двадцатилетие 2041–2060 гг. будет только возрастать.

Перспективная добыча газа на Гыдане и в западной части ЕХО оценивается в 35...40 млрд м<sup>3</sup> к 2030 г. и до 55...60 млрд м<sup>3</sup> в 2040 г., на юге Обской губы и в Тазовской губе – 60...65 млрд м<sup>3</sup>. Именно АОЗС будет постепенно приходить на смену главному центру газодобычи страны – Надым-Пур-Тазовскому. Сколько можно будет добывать в Баренцевом море, зависит от успехов ПРР после 2030 г., но вряд ли более 200 млрд м<sup>3</sup> даже к 2040 г.

Отметим, что по нефти спекуляции продолжатся, особенно в связи с разведкой «гигантского» Пайяхского нефтяного месторождения в Усть-Енисейском районе ЕХО (звучали цифры запасов 2...3 млрд т!). Добыча нефти по всему западно-арктическому ареалу суши и шельфа к 2040 г., вероятно, достигнет 50...55 млн т/год, с конденсатом – 68...70 млн т, это существенно... но не принципиально для добычи жидких УВ в целом по стране (до 480...520 млн т в 2040–2045 гг.).

Точно так же даже при успешном развитии ПРР в Восточной Арктике потенциал газодобычи к 2040 г. не превысит по всем трем морям 30...35 млрд м<sup>3</sup> и увеличится до 60...65 млрд м<sup>3</sup> к 2050 г., т.е. будет иметь, по сути, третьестепенное тактическое значение, как, впрочем, и в дальневосточных морях (добыча ныне – 30...31 млрд м<sup>3</sup>/год, в перспективе увеличение до 42...47 млрд м<sup>3</sup>/год).

\*\*\*

Западно-Сибирская Арктика – мегарегион большого газа и малой нефти континентального лейптинито-гумусового облика, высокопарафиновой, практически бессернистой. То же относится и БМП, где нефти нет (пока). Арктическая часть ТПП преимущественно нефтеносна (нефти сапропелево-морского типа), как и северо-восток ВСМП (побережье моря Лаптевых) – проявления тяжелых

нефтей в Нордвикском районе. Начальные потенциальные ресурсы газа Российской Арктики (суша + шельф), согласно официальным оценкам, превышают 150 трлн м<sup>3</sup> (начальные разведанные запасы газа – 20,1 трлн м<sup>3</sup>, нефти – 1,6 млрд т (извлек.)). Корпоративные и авторские оценки ресурсов газа и особенно нефти несколько ниже.

Ямал, безусловно, состоялся как крупная газонефтеносная область арктической части ЗСМП – 13 трлн м<sup>3</sup> газа, почти 1 млрд т жидких УВ. Гыдану и ЕХО еще предстоит подтвердить высокие или средние перспективы газоносности неоком-аптских и среднеюрских горизонтов в ходе дальнейших ППР. Шельф Карского моря, вне всяких сомнений, – высокоперспективен.

В конечном итоге суммарный прирост разведанных запасов кат. В + С<sub>1</sub> к 2040 г. в целом по Ямальской, Гыданской (суша), Енисей-Хатангской и Южно-Карской (шельф) областям оценивается в 17,5...18 трлн м<sup>3</sup> газа и 2,5 млрд т нефти и конденсата (всеми компаниями-операторами).

Переоценка потенциальных ресурсов УВ всех областей СЕА (суша и шельф), особенно малоизученных, должна проводиться регулярно раз в пять лет (последняя в России полномасштабная переоценка состоялась в 2009–2012 гг.). Текущая переоценка проведена в 2020 г. – начале 2021 г. по состоянию ресурсно-геологических материалов на 01.01.2017. Она неоправданно растянулась на 4 года (вместо двух, максимум трех стандартных лет).

Крупные нефтегазовые компании должны проводить и получать корпоративные оценки величины и структуры ресурсов. Их результаты реальнее официальных. Прежде всего это относится к арктическим областям СЕА. Состояние их ресурсной базы и будет определять развитие добычи и газовой инфраструктуры России в 2031–2050 гг. и далее.

Арктические области СЕА, прежде всего Западной Сибири (Ямал, Гыдан, шельф Карского моря), – стратегический резерв развития минерально-сырьевой базы и добычи природного газа России. Изучение и освоение углеводородного, прежде всего газового, потенциала недр этих областей будет активно продолжаться до 2050–2060 гг., а глубоких горизонтов – и до последних десятилетий XXI в.

Таким образом, газовое настоящее России – это Надым-Пур-Газовский регион Западной Сибири (добыча в 2017–2020 гг. – более 500 млрд м<sup>3</sup> из 725...740 млрд м<sup>3</sup> национальной добычи). Газовое будущее России – это Арктика, богатейший, мирового масштаба эпиконтинентальный шельф (Мексиканский залив и море Бофорта просто «отдыхают»), вместе с прилегающей тундровой сушей (Ямал и Гыдано-Енисейский регион). Поиски и открытия новых МУВ, их разведка и организация крупномасштабной добычи газа в Арктике – стратегические задачи развития газовой отрасли промышленности страны в первой половине XXI в. Авторы не сомневаются в успехе этого грандиозного предприятия глобального масштаба и значения.

## 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.-тех. 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. Брехунцов А.М. Нефтегазовая геология Западно-Сибирской Арктики / А.М. Брехунцов, Б.В. Монастырев, И.И. Нестеров и др. – Тюмень: МНП Геодата, 2020. – 464 с.
4. Брехунцов А.М. Прогноз и поиск крупных и уникальных месторождений нефти и газа на севере Западной Сибири / А.М. Брехунцов, В.С. Бочкарев, Н.П. Дещеня // Приоритетные направления поисков крупных и уникальных месторождений нефти и газа. – М.: Геоинформмарк, 2004. – С. 72–80.
5. Бурлин Ю.К. Геологические предпосылки перспектив нефтегазоносности шельфа российского сектора Северного Ледовитого океана / Ю.К. Бурлин, А.В. Ступакова // Геология нефти и газа. – 2008. – № 4. – С. 13–23.

6. Варламов А.И. Ресурсный потенциал углеводородов – основа развития топливно-энергетического комплекса России / А.И. Варламов, А.П. Афанасенков, М.И. Лоджевская и др. // Геология нефти и газа. – 2016. – № 3. – С. 3–13.
7. 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.
8. 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.
9. Вяхирев В.И. Актуальность выявления и освоения месторождений газа и нефти на шельфе России / Р.И. Вяхирев, Б.А. Никитин, А.И. Гриценко и др. – М: Газойл пресс, 2000. – 122 с.
10. Гаврилов В.П. Пояса нефтегазонакопления Арктики, перспективы их освоения / В.П. Гаврилов // Геология нефти и газа. – 2013. – № 1. – С. 12–21.
11. Григоренко Ю.Н. Углеводородный потенциал континентального шельфа России, состояние и проблемы освоения / Ю.Н. Григоренко, И.М. Мирчинк, В.И. Савченко и др. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2006. – Спецвыпуск. – С. 14–71.
12. Гудымова Т.В. Принципы и методы оценки перспектив газонефтеносности геологических объектов, находящихся на разных этапах изучения: сб. науч. тр. / Т.В. Гудымова, В.А. Скоробогатов // Прогноз газоносности России и сопредельных стран. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2000. – С. 43–57.
13. 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.
14. Ермаков В.И. Газовый потенциал Евразийского мегаконтинента / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов // Газовая промышленность. – 1998. – № 8. – С. 15–18.
15. Кабалин, М.Ю. Фазовое состояние скоплений углеводородов в недрах морей Западной Арктики / М.Ю. Кабалин, В.А. Скоробогатов, И.Б. Извеков // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 4 (41): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 59–71.
16. Кананыхина О.Г. Проблемы нефтеносности Ямало-Карского ареала суши и шельфа (Западно-Сибирская мегапровинция) / О.Г. Кананыхина, В.А. Скоробогатов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 2016. – № 9. – С. 18–25.
17. 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.
18. Люгай Д.В. Российский газ в XXI веке (к 25-летию ПАО «Газпром») / Д.В. Люгай, В.А. Скоробогатов // ПАО «Газпром». Юбилейный сборник. – М., 2018. – С. 40–45.
19. Поляков Е.Е. Где искать новые крупнейшие, гигантские и уникальные газосодержащие месторождения в Северной Евразии? / Е.Е. Поляков, В.В. Рыбальченко, А.Е. Рыжов и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 45–57.
20. Рыбальченко В.В. Поиски и разведка месторождений и залежей углеводородов предприятиями ПАО «Газпром» в России: итоги, проблемы, риски, перспективы / В.В. Рыбальченко, А.Е. Рыжов, В.А. Скоробогатов и др. // Вести газовой науки: науч.-тех. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 46–57.
21. Салманов Ф.К. Нефть и газ Арктики – энергетика мира будущего / Ф.К. Салманов, И.С. Грамберг, К.А. Клещев и др. // Геология нефти и газа. – 1994. – № 3. – С. 4–10.
22. Сенин Б.В. Нефтегазоносные провинции морей России и сопредельных акваторий / Б.В. Сенин, В.Ю. Керимов, В.И. Богоявленский и др. – М.: Недра, 2020. – 340 с.
23. Скворцов М.Б. Качественная и количественная оценка перспектив нефтегазоносности шельфа моря Лаптевых / М.Б. Скворцов, А.Д. Дзюбло, О.В. Грушевская и др. // Геология нефти и газа. – 2020. – № 1. – С. 5–20.
24. Скоробогатов В.А. Будущее российского газа и нефти / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 31–43.
25. Скоробогатов В.А. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов, В.Д. Копеев. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 352 с.

26. 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.
27. Скоробогатов В.А. Западно-Арктический шельф Северной Евразии: запасы, ресурсы и добыча углеводородов до 2040 и 2050 гг. / В.А. Скоробогатов, М.Ю. Кабалин. – Деловой журнал Neftegaz.ru. – 2019. – №11 (95). – С. 36–51.
28. Скоробогатов В.А. Опыт оценок потенциальных ресурсов свободного газа осадочных бассейнов России и их подтверждаемость при поисково-разведочных работах / В.А. Скоробогатов, Г.Р. Пятницкая, Д.А. Соин и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 59.
29. Скоробогатов В.А. Поиски месторождений и залежей углеводородов в осадочных бассейнах Северной Евразии: итоги, проблемы, перспективы / В.А. Скоробогатов, В.В. Рыбальченко, Д.Я. Хабибуллин и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 4 (41): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 18–34.
30. Скоробогатов В.А. Потенциальные ресурсы углеводородов: методы и практика оценок величины и структуры, достоверность и подтверждаемость при поисково-разведочных работах / В.А. Скоробогатов, Д.А. Соин. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – 166 с.
31. Старосельский В.И. История развития и современное состояние сырьевой базы газовой промышленности России: науч.-тех. обзор / В.И. Старосельский, Г.Ф. Пантелеев, В.П. Ступаков и др.; под ред. А.Д. Седых. – М.: ИРЦ Газпром, 2000. – 117 с.
32. Строганов Л.В. Газы и нефти ранней генерации Западной Сибири / Л.В. Строганов, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. – 414 с.
33. 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.
34. 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.
35. Ступакова А.В. Перспективы открытия новых месторождений в пределах арктического шельфа / А.В. Ступакова, А.А. Сулова, Р.С. Сауткин и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 154–166.
36. Толстиков А.В. Запасы и ресурсы углеводородов, перспективы изучения и промышленного освоения недр морей России в XXI в. / А.В. Толстиков, Д.А. Астафьев, Я.И. Штейн и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4. – С. 73–85.

## Onshore and offshore Arctic as the future of Russian gas. Resources and reserves, search and discoveries, prospecting and production of hydrocarbons

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

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

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

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

**Abstract.** On the ground of geological prospecting, geophysical well logging and statistical resource studies of Arctic subsoil in Russia (onshore and offshore), as well as official and institutional in-company assessment of hydrocarbon reserves and resources distinguished by the separate sedimentary basins and productive complexes of Arctic, authors make conclusions about probable discoveries of new hydrocarbon fields and increments of hydrocarbon reserves up to 2040 and 2050. The show notably different outlooks for gas and oil presence in the Arctic regions and provinces. The major expectations refer to the Yamal-Kara onshore territories and the West-Siberian permafrost continental shelf. The probable amounts of gas production are also estimated.

All the mentioned problems are quite topical for Russia, and will be yet actual as lately as 2055–2060. They are discussed in many scientific releases. This paper is a logical continuation of the previous authors' articles published in 2018–2020.

**Keywords:** Arctic, hydrocarbons, gas, oil, reserves, resources, field, increment, production.

## References

1. ASTAFYEV, D.A., Ye.S. DAVYDOVA, G.R. PYATNITSKAYA, et al. In-situ gas-and-oil statistics of the offshore basins in Northern Eurasia in relation to development of hydrocarbon reserves and resources till 2050 [Gazoneftyanaya geostatistika neдр shelfovykh basseynov Severnoy Yevrazii v svyazi s osvoyeniym zapasov i resursov uglevodorodov do 2050 g.]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 3 (35): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 72–80. ISSN 2306-9849. (Russ.).
2. 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. BREKHUNTSOV, A.M., B.V. MONASTYREV, I.I. NESTEROV, et al. *Oil-gas geology of West-Siberian Arctic* [Neftegazovaya geologiya Zapadno-Sibirskoy Arktiki]. Tyumen: MNP Geodata, 2020. (Russ.).
4. BREKHUNTSOV, A.M., V.S. BOCHKAREV, N.P. DESHENYA. Forecast and search of big and unique oil and gas fields at north of Western Siberia [Prognoz i poisk krupnykh i unikalnykh mestorozhdeniy nefti i gaza na severe Zapadnoy Sibiri]. In: *Preferred directions for searching big and unique fields of oil and gas* [Prioritetnyye napravleniya poiskov krupnykh i unikalnykh mestorozhdeniy nefti i gaza]. Moscow: Geoinformmark, 2004, pp. 72–80. (Russ.).
5. BURLIN, Yu.K., A.V. STUPAKOVA. Geological background for oil and gas presence at Russian sector of continental shelf in Arctic Ocean [Geologicheskiye predposylki perspektiv neftegazonosnosti shelfa rossiyskogo sektora Severnogo Ledovitogo okeana]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2008, no. 4, pp. 13–23. ISSN 0016-7894. (Russ.).
6. VARLAMOV, A.I., A.P. AFANASENKOV, M.I. LODZHEVSKAYA, et al. Resource potential of hydrocarbons as a foundation of the fuel & energy industry in Russia [Resursnyy potentsial uglevodorodov – osnova razvitiya toplivno-energeticheskogo kompleksa Rossii]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2016, no. 3, pp. 3–13. ISSN 0016-7894. (Russ.).
7. 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.).
8. VERZHBITSKIY, V.Ye., N. KOSENKOVA, V. ANANYEV, et al. Geology and hydrocarbon potential of Kara sea [Geologiya i uglevodorodnyy potentsial Karskogo moraya]. *Oil & Gas Journal Russia*. 2016, January-February, pp. 48–54. (Russ.).
9. VYAKHIREV, V.I., B.A. NIKITIN, A.I. GRITSENKO, et al. *Topicality of discovering and developing oil and gas fields offshore Russia* [Aktualnost vyyavleniya i osvoyeniya mestorozhdeniy gaza i nefti na shelfe Rossii]. Moscow: Gasoil press, 2000. (Russ.).
10. GAVRILOV, V.P. Belts of oil-and-gas accumulation in Arctic, outlooks for their development [Poyasa neftegazonakopleniya Arktiki, perspektivy ikh osvoyeniya]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2013 no. 1, pp. 12–21. ISSN 0016-7894. (Russ.).
11. GRIGORENKO, Yu.N., I.M. MIRCHINK, V.I. SAVCHENKO, et al. Hydrocarbon potential of Russian continental shelf, status and challenges of development [Uglevodorodnyy potentsial kontinentalnogo shelfa Rossii, sostoyaniye i problemy osvoyeniya]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*, 2006, spec. is., pp. C. 14–71. ISSN 0869-3188. (Russ.).
12. GUDYMOVA, T.V., V.A. SKOROBOGATOV. Principles and methods used to estimate prospects for gas and oil presence in geological objects having different exploration maturity [Printsipy i metody otsenki perspektiv gazoneftnosnosti geologicheskikh ob'yektov, yakhodyashchikhsy na raznykh etapakh izucheniya]. In: *Prediction of gas and oil presence in Russia and contiguous countries* [Prognoz gazonosnosti Rossii i sopedelnykh stran]: collected bk. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2000, pp. 43–57. (Russ.).
13. 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 uglevodorodov v Pechorskom i drugikh osadochnykh basseynakh mira]. Moscow: Academy of Mining Sciences, 1999. (Russ.).
14. YERMAKOV, V.I., V.A. SKOROBOGATOV. Gas potential of Eurasian megacontinent [Gazovyy potentsial Evraziyskogo megakontinenta]. *Gazovaya Promyshlennost*. 1998, no. 8, pp. 15–18. ISSN 0016-5581. (Russ.).
15. KABALIN, M.Yu., V.A. SKOROBOGATOV, I.B. IZVEKOV. Phase state of hydrocarbon agglomerations in subsoil of Western Arctic seabed [Fazovoye sostoyaniye skopleniy uglevodorodov v nedrakh morey Zapadnoy Arktiki]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, no. 4 (41): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 59–71. ISSN 2306-9849. (Russ.).
16. KANANYKHINA, O.G., V.A. SKOROBOGATOV. Issues of oil-gas bearing capacity of the Yamal-Kara onshore and offshore areal (Zapadno-Sibirskaya megaprovintsiya)]. *Geologiya, Geofi zika i Razrabotka Neftnykh i Gazovykh Mestorozhdeniy*, 2016, no. 9, pp. 18–25. ISSN 2413-5011. (Russ.).
17. 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.).
18. LYUGAY, D.V., V.A. SKOROBOGATOV. Russian gas in XXI century (to 25<sup>th</sup> anniversary of the Gazprom PJSC) [Rossiyskiy gaz v XXI veke (k 25-letiyu PAO "Gazprom")]. In: *Festive collected book of the Gazprom PJSC*, Moscow, 2018, pp. 40–45. (Russ.).
  19. POLYAKOV, Ye. Ye., V.V. RYBALCHENKO, A. Ye. RYZHOV, et al. Where must the new the biggest, gigantic and unique gas-bearing fields be looked for in Northern Eurasia? [Gde iskat novyye krupneyshiyе, 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.).
  20. 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.).
  21. SALMANOV, F.K., I.S. GRAMBERG, K.A. KLESHCHEV, et al. Oil and gas of Arctic region as a power source of future world [Neft i gaz Arktiki – energetika mira budushchego]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 1994, no. 3, pp. 4–10. ISSN 0016-7894. (Russ.).
  22. SENIN, B.V., V.YU. KERIMOV, V.I. BOGOYAVLENSKIY, et al. *Oil-gas-bearing sea provinces of Russia and cross-border waters* [Neftegazonosnyye provintsii morey Rossii i sopredelnykh akvatoriy]. Moscow: Nedra, 2020. (Russ.).
  23. SKVORTSOV, M.B., A.D. DZYUBLO, O.V. GRUSHEVSKAYA, et al. Qualitative and quantitative estimation of outlooks for oil and gas offshore presence in Laptev Sea [Kachestvennaya i kolichestvennaya otsenka perspektiv neftegazonosnosti moray Laptevykh]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2020, no. 1, pp. 5–20. ISSN 0016-7894. (Russ.).
  24. SKOROBOGATOV, V.A. Future of Russian gas and oil [Budushcheye rossiyskogo gaza i nefti]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2018, no. 4s: The 70<sup>th</sup> anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 31–43. ISSN 0016-7894. (Russ.).
  25. SKOROBOGATOV, V.A., L.V. STROGANOV, V.D. KOPEYEV. *Geological structure and gas-oil-bearing capacity of Yamal* [Geologicheskoye stroeniye i gazoneftenosnost Yamala]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2003. (Russ.).
  26. 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.).
  27. SKOROBOGATOV, V.A., M.YU. KABALIN. West-Arctic shelf of Northern Eurasia – reserves, resources and production of hydrocarbons up to 2040 and 2050 [Zapadno-Arkticheskiy shelf Severnoy Evrazii: zapasy, resursy i dobycha uglevodorodov do 2040 i 2050 gg.]. *Delovoy zhurnal Neftegaz.ru*, 2019, no. 11, pp. 36–51. ISSN 2410-3837. (Russ.).
  28. SKOROBOGATOV, V.A., G.R. PYATNITSKAYA, D.A. SOIN, et al. Practice of estimation of potential resources of the free gas in sedimentary basins of Russia and their validation during prospecting works [Opyt otsenok potentsialnykh resursov svobodnogo gaza osadochnykh basseynov 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.).
  29. SKOROBOGATOV, V.A., V.V. RYBALCHENKO, D.Ya. KHABIBULLIN, A.N. RYBYAKOV. Searching hydrocarbon fields and deposits in sedimentary basins of Northern Eurasia: results, issues and outlooks [Poiski mestorozhdeniy i zalezhey uglevodorodov v osadochnykh basseynakh Severnoy Evrazii: itogi, problem, perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, no. 4 (41): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 18–34. ISSN 2306-9849. (Russ.).
  30. SKOROBOGATOV, V.A., D.A. SOIN. *Potential resources of hydrocarbons: methods and practice of assessing amount and structure, validation and verification during prospecting works* [Potentsialnyye resursy uglevodorodov: metody i praktika otsenok velichiny i struktury, dostovernost i podtverzhdayemost pri poiskovo-razvedochnykh rabotakh]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018. (Russ.).
  31. 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 syrvevoy bazy gazovoy promyshlennosti Rossii]: sci.-tech. review. Moscow: IRTs Gazprom, 2000. (Russ.).
  32. 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.).
  33. 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.).

34. 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.).
35. 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.).
36. TOLSTIKOV, A.V., D.A. ASTAFYEV, Ya.I. SHTEYN, et al. Reserves and resources of hydrocarbons, outlooks for exploration and commercial development of the seabed subsoil in Russia in 21st century [Zapasy i resursy uglevodorodov, perspektivy izucheniya i promyshlennogo osvoyeniya neдр morey Rossii v XXI v.]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2018, no. 4, pp. 73–85. ISSN 0016-7894. (Russ.).

УДК 553.38

## Выделение и обоснование Арктической газоносной провинции на севере Западно-Сибирского мегабассейна

М.А. Лобусев<sup>1\*</sup>, А.В. Бочкарев<sup>1</sup>, А.В. Лобусев<sup>1</sup>, Л.Н. Салахова<sup>1</sup>

<sup>1</sup> РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, к. 1

\* E-mail: Lobusev.M@gubkin.ru

**Тезисы.** В работе с привлечением тектонодинамического фактора дано объяснение преимущественной исключительной (в отдельных районах) газоносности северных и арктических областей Западной Сибири на онтогенетической основе. Выделена новая Арктическая газоносная провинция в составе Ямальской, Гыдано-Енисейской и Южно-Карской областей газонакопления (по меловым комплексам пород). В юрском комплексе пород узко локально сформировались отдельные нефтегазоносные зоны (Новопортовская, Пайяхская), которые в целом не нарушают исключительности газа в арктической части мегабассейна и одноименной провинции.

**Ключевые слова:** Западная Сибирь, Арктика, газ, нефть, катагенез, запасы.

Россия добыла в 2019 г. 739 млрд м<sup>3</sup> газа (2-е место в мире), из которых 259,4 млрд м<sup>3</sup> экспортировала (1-е место в мире). Чтобы добычу газа обеспечить на дальнюю перспективу, нужен гигантский по объему ресурсов и надежный источник желательнее в одном месте. И такой источник в России есть: Арктика (суша и шельф).

Арктический регион Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции (ЗСМП) в XXI в. приобрел государственное значение и стал важнейшим направлением реализации стратегических инициатив Российской Федерации в сфере развития топливно-энергетического комплекса. Энергетической стратегией России в качестве одной из приоритетных задач развития нефтегазового комплекса предусматривается формирование новых центров добычи газа в Арктике, что позволит удовлетворять не только внутренние потребности, но и диверсифицировать экспортные поставки углеводородов (УВ) [1–5]. Для этого региона, отличающегося высокой успешностью открытий и эффективностью освоения месторождений УВ-сырья, концентрация которых здесь крайне высока, настоящей работой восполняется пробел в выделении и обосновании газоносной провинции на основе исследований условий генерации, миграции и аккумуляции УВ в юрско-меловых отложениях в неосвоенных труднодоступных и слабоизученных районах Заполярья ЗСМП, включая шельф в акваториях Карского моря, заливов и губ.

### Ресурсно-геологическое обоснование

Суммарно по всем категориям месторождений (от супергигантов до очень мелких) начальные запасы газа в Западной Сибири за полярным кругом составляют 60,2 трлн м<sup>3</sup> (94,2 % от суммарных запасов УВ-сырья в пересчете на условное топливо) (таблица) [4].

#### Начальные извлекаемые запасы газа (свободный + растворенный) и нефти Арктического региона Западной Сибири [4], млрд т у.т.

Запасы	Газ	Нефть	Доля газа в суммарных запасах УВ, %
Всего	60,2	3,7	94,2
Верхний мел	30,0	0,9	96,8
Нижний мел	28,2	2,6	91,3
Юра	6,0	0,2	98,2

Анализ и обобщение фактически сложившейся к настоящему времени региональной сырьевой базы промышленных запасов месторождений УВ различного фазового состояния, согласно данным Государственного баланса запасов нефти и природного газа за 2019 г., свидетельствует о реальности существования, а значит, и необходимости выделения газоносной провинции в ЗСМП к северу от полярного круга по следующим признакам [4]:

1) рейтингу начальных запасов газа крупнейших в мире и РФ газовых гигантов (из 10 уникальных месторождений мира четыре находятся в этом регионе; из 10 гигантских и крупнейших в РФ семь расположены в ЗСМП; рис. 1);

2) подавляющему преимуществу начальных запасов газа по отношению к запасам нефти в Арктическом регионе, где начальные запасы свободного газа (более 60 трлн м<sup>3</sup>) превышают запасы нефти (3,7 млрд т) в 16 раз (см. таблицу);

3) общему количеству газовых супергигантов и месторождений с уникальными

запасами газа и отсутствию таких центров концентрации УВ в северо-восточной половине Арктического региона. С точки зрения наличия месторождений-супергигантов (запасы более 1 трлн м<sup>3</sup>) и месторождений с уникальными запасами (более 3,0 трлн м<sup>3</sup>) территория делится на следующие зоны: северная, ямальская, концентрация – 7 супергигантов + 5 уникальных месторождений; южная, уренгойская, концентрация – соответственно 6 + 12 месторождений;

4) отсутствию нефтяных супергигантов в пределах Заполярного региона; все месторождения с нефтью являются нефтегазовыми с нефтяной оторочкой. При этом доля газа на таких месторождениях составляет от 25,3 % (Русское) до 60 % (Новопортовское), но в большинстве случаев лежит в диапазоне 95,5...99,8 %. Более трети запасов нефти относятся к тяжелым, трудноизвлекаемым. Плотность этой нефти превышает 0,9 г/см<sup>3</sup>;

5) преобладанию в Заполярье газодобычи над нефтедобычей по факту сложившейся в регионе инфраструктуры и ориентированной

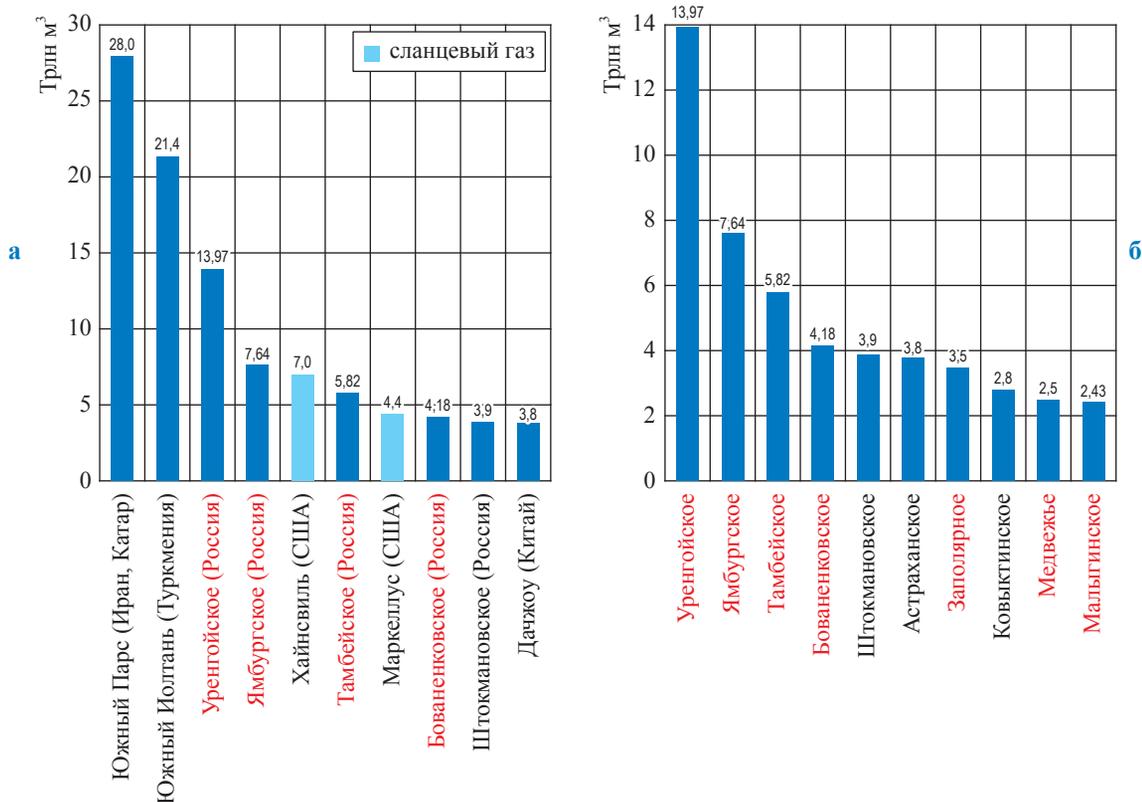


Рис. 1. Начальные извлекаемые запасы категорий А + В<sub>1</sub> + В<sub>2</sub> + С<sub>1</sub> + С<sub>2</sub> + накопленная добыча газа и конденсата крупнейших газовых месторождений мира (а) и России (б): красным отмечены арктические месторождения [1, 3–5]

на газ промышленности. Годовая добыча в регионе составляет: газ – 533,3 млрд м<sup>3</sup>, нефть – 21,5 млн т. Отобраны уже почти 20 трлн м<sup>3</sup> газа. Добыча газа превышает добычу нефти в 25 раз!

6) подавляющему преимуществу начальных запасов газа по отношению к нефти применительно к основным продуктивным комплексам пород (мелу и юре): в верхнемеловых отложениях содержится 96,8 % газа против 3,2 % нефти; в нижнемеловых и юрских – соответственно 91,3 против 8,7 % и 98,2 против 1,8 % (см. таблицу);

7) открытым залежам с уникальными запасами в акватории моря (рис. 2). Количество запасов УВ в акватории Карского моря вместе с заливами и губами превышает 45 % от суммарных запасов всех морей России. Всего в пределах Карского моря на 01.01.2020 открыты 12 месторождений с запасами газа более 6 трлн м<sup>3</sup>;

8) изменению фазового состава залежей в пользу газа с юга от полярного круга на север (рис. 3). Так, условный Уренгойский рубеж (1), повторяющий линию полярного круга, служит границей уменьшения (более чем вдвое) толщины баженовской свиты и ее аналогов в Арктической зоне. Антипаютинский рубеж (2) отражает резкое сокращение числа

и толщины нефтяных оторочек (0,4 % запасов нефти от суммарных запасов УВ, или зона исключительной газоносности), тогда как между рубежами 1 и 2 лежит зона преимущественной газоносности (доля нефти составляет 4,8 %); предложенные рубежи, особенно Уренгойский, находят свое отражение на сейсмической записи (см. рис. 3) в виде резкого сокращения толщины в северном направлении главной в ЗСМП битумогенирующей толщи глинисто-кремнисто-карбонатных пород баженовской свиты и ее аналогов;

9) сверхуникальной концентрации газа в пределах одного месторождения. Так, суммарные начальные открытые запасы нефти всей Арктики в 3 раза меньше запасов газа Уренгойского месторождения (13,2 трлн м<sup>3</sup>), в 2 раза меньше запасов Ямбургского месторождения, существенно ниже запасов Бованенковского и Тайбейского месторождений, сопоставимы с запасами Заполярного месторождения.

Изложенные признаки исключительной и преимущественной газоносности легли в основу концепции выделения газоносной провинции в пределах Арктического региона Западной Сибири. Природа явления подавляющей газоносности региона раскрыта путем

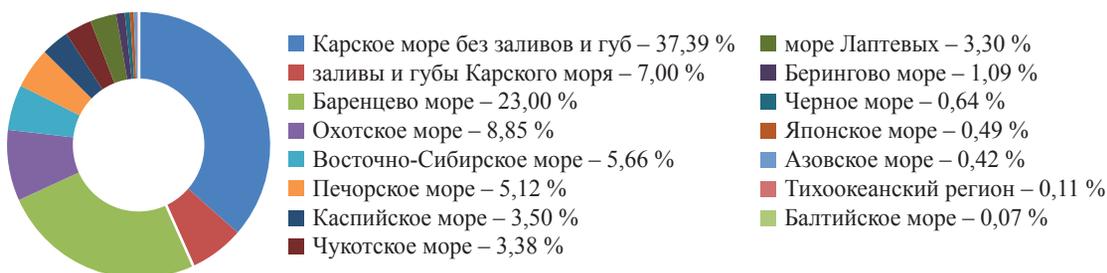


Рис. 2. Начальные суммарные ресурсы УВ в недрах морей России [1, 3, 4]

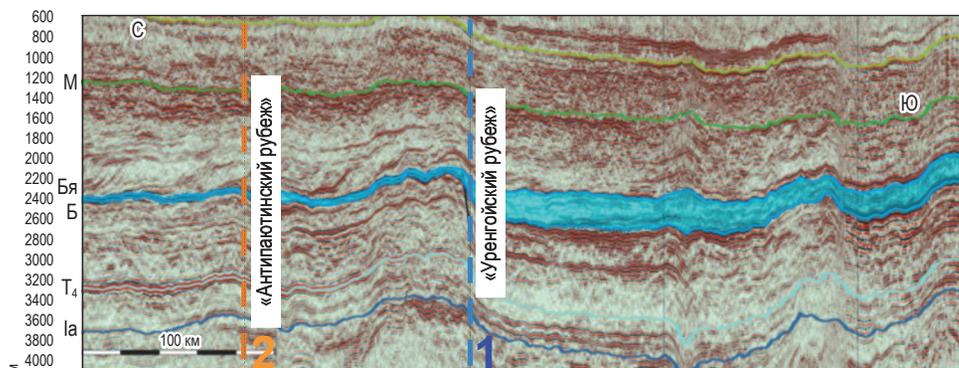


Рис. 3. Сокращение толщины отложений баженовской свиты с юга на север и оторочек в нефтегазовых залежах в Заполярной Арктике [2, 4]

изучения условий формирования и пространственного размещения газовых и газоконденсатных месторождений в Арктическом регионе Западной Сибири [6].

Газовая компонента геофлюидальной системы меловых и юрских толщ суши и шельфа Заполярья представлена метановым газом свободных фазообособленных скоплений. В составе пластового газа по всем группам газосодержащих залежей (и газопроявлений) преобладает метан (95...99 %). В группе альб-сеноманских пластов ПК<sub>1-9</sub> и ХМ<sub>6-10</sub> распространены исключительно метановые газы (97...99 %), а на поверхности земли (газогидраты, разгрузка в атмосферу) – и вовсе чистый метан. Состав свободного газа скоплений УВ четко стратифицирован по разрезу. Особенностью месторождений является невысокое содержание в газе жидких УВ. В альб-сеноманских залежах Бованенковского, Харасавэйского и др. месторождений содержание стабильного конденсата в газе не превышает 1,0 г/м<sup>3</sup> [1–3, 5].

Физико-химические свойства и состав УВ свободного газа и нефти – чуткий индикатор генетических условий их образования и эволюционно-катагенетического изменения при погружении материнских толщ и вмещающих (коллекторских) горизонтов.

### **Геодинамический фактор исключительной и преимущественной газоносности Арктического региона Западной Сибири**

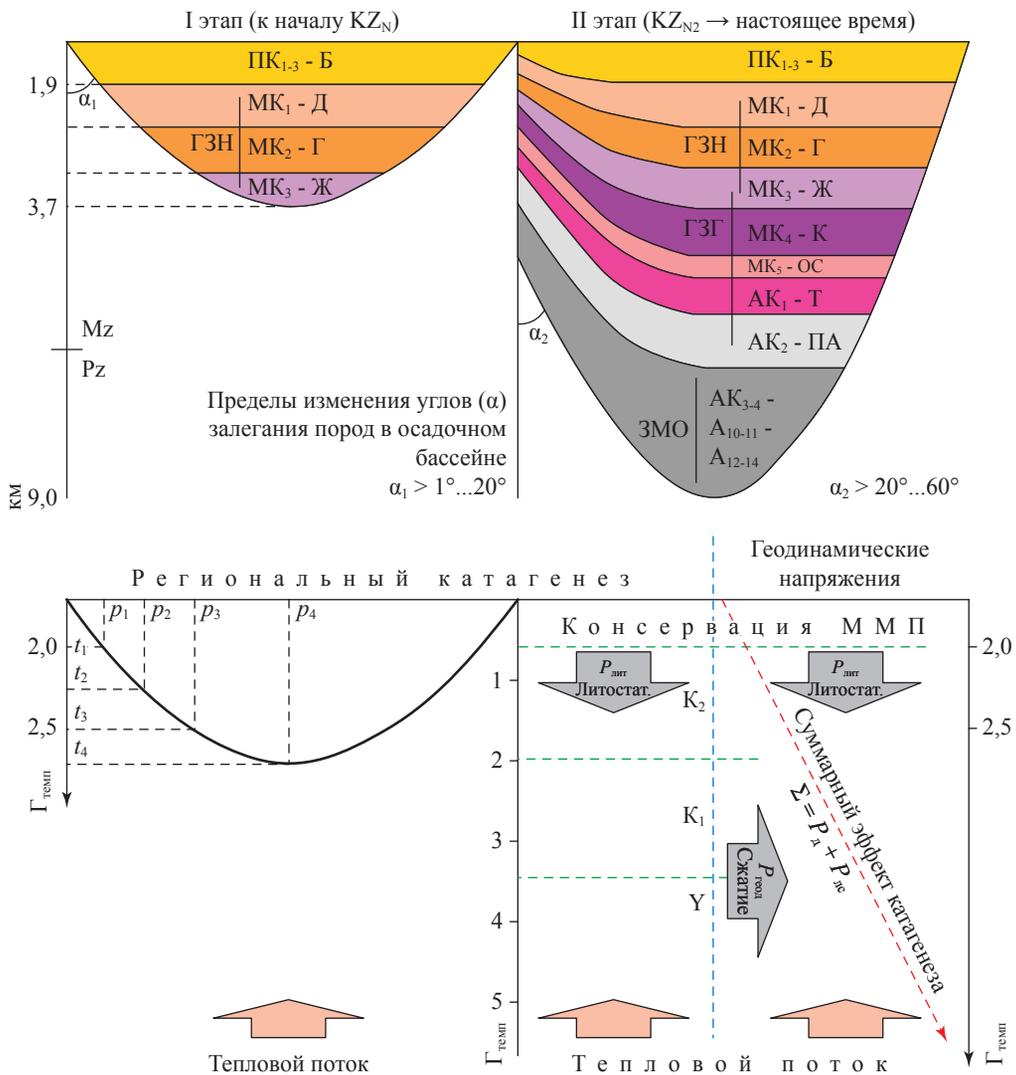
При выделении основных нефтегазоматеринских комплексов отложений использовались обобщенные теоретические представления А.П. Афанасенкова, Д.Б. Барановой, Ю.В. Брадучана, А.М. Брехунцова, Н.Б. Васоевича, Ф.Г. Гурари, В.И. Ермакова, А.Э. Конторовича, Ю.И. Корчагиной, А.А. Нежданова, С.Г. Неручева, И.И. Нестерова, Е.А. Рогозиной, В.А. Скоробогатова, Б.А. Соколова, А.В. Ступаковой, И.В. Шпурова и др. Основные газогенерирующие комплексы в танопчинской свите апта аномально обогащены концентрированным и рассеянным органическим веществом (ОВ) преимущественно гумусового типа [1].

Исключительная газоносность осадочного чехла Арктического региона обусловлена двухэтапными процессами генерации, миграции и аккумуляции УВ. На первом этапе в Арктике, как и на всей территории Западной Сибири, весь разрез осадочных отложений

был преобразован до катагенеза ПК<sub>3</sub>...МК<sub>3</sub> [3, 7]. Согласно ведущему фактору катагенеза (тепловое воздействие) и достигнутой степени преобразования ОВ (ПК...МК<sub>3</sub>) это региональный катагенез (рис. 4). Нефть, выделившаяся на I-м этапе развития бассейна за счет присутствия в средне- и верхнеюрских генерирующих толщах пластов и пропластков в диапазоне главной зоны нефтеобразования (ГЗН), формировала на месте своего рождения и на путях миграции многочисленные нефтяные и нефтегазовые залежи. Нефтяные залежи сохранились в южной (нефтеносная провинция) и центральной (северная нефтегазоносная или переходная провинция) частях ЗСМП [6].

На втором этапе за счет наложения геодинамического фактора на региональный фактор в Арктическом регионе устанавливаются более жесткие условия преобразования ОВ любого типа (градации катагенеза МК<sub>4</sub>...АК<sub>4</sub>) большей части отложений, которые в погруженных частях оказались за счет суммарного эффекта катагенеза в глубинной зоне газообразования, что привело к масштабным процессам газогенерации, расформированию нефтяных залежей и повсеместной газоаккумуляции. Встречные движения (на расстоянии 1500 км) Полярного Урала (Щучинский выступ) и Таймыра (Таймырский выступ) в кайнозойское время привели к значительным изменениям структуры осадочного чехла региона – изменению формы и увеличению амплитуды структурных элементов, проявлению разноамплитудных дизъюнктивных нарушений в мезозойском комплексе отложений. Наряду с этим геодинамический фактор катагенеза способствовал также интенсификации и ускорению процессов преобразования ОВ, проявляясь в виде дополнительных источников энергии за счет напряжений сжатия. Углы падения пород стали круче, амплитуда разрывов увеличилась, что открыло широкие возможности для вертикальной и ступенчатой миграции и перетоков УВ в вышелегающие отложения. В ловушках на путях миграции формируются и постоянно обновляющиеся залежи УВ.

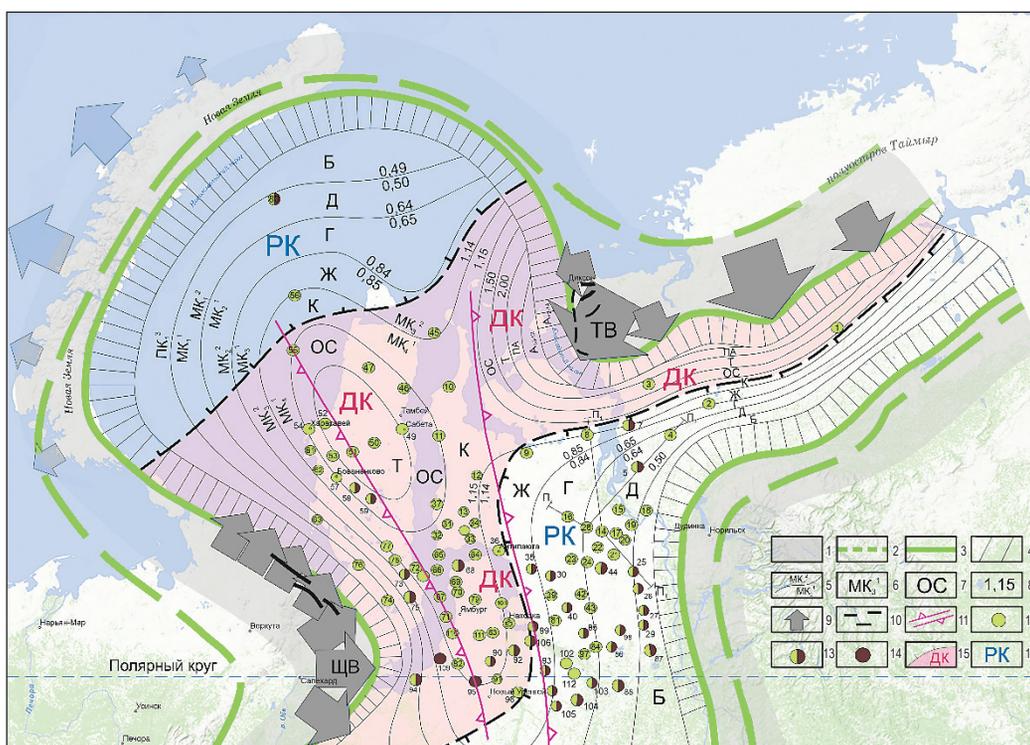
Стрелками на рис. 5 показано направление сжатия, а розовое поле (ДК на рис. 5) – это результаты геодинамического и теплового воздействия на ОВ, а именно сокращение объема бассейна (особенно осязаемое в районе ШЦВ и ТВ, а также в узком Енисей-Хатангском мегапрогибе) и весь спектр градаций катагенеза в юрских отложениях от ПК<sub>3</sub>...АК<sub>1</sub> до МК<sub>4</sub>...АК<sub>4</sub>.



**Рис. 4. Модель проявления суммарного эффекта регионального и геодинамического факторов катагенеза органических веществ (М.А Лобусев, А.В. Лобусев):**  
 ММП – многолетнемерзлые породы; ГЗГ – главная зона газонакопления;  
 ЗМО – зона метанообразования;  $\Gamma_{\text{темпл}}$  – температурный градиент

На площади относительного тектонического покоя (см. РК на рис. 5) сохранился ранний катагенез (ПК<sub>3</sub>...МК<sub>2</sub>): это западный склон Восточно-Сибирской платформы и восточный склон Новоземельской складчатости (см. рис. 4, 5). Катагенез в розовом поле увеличивается от южного побережья Карского моря и ЩВ с градаций ПК<sub>1-3</sub>...МК<sub>12</sub> через центральную часть поля (Ямал) с градациями катагенеза МК<sub>32</sub>...АК<sub>12</sub> до предельных значений катагенеза АК<sub>4</sub> (суперантрациты) вдоль всей оконечности Таймырской складчатой системы в подошве юрских отложений. В поле ДК оказались весь п-ов Ямал, большая часть п-ова Гыдан и Обь-Тазовского междуречья. На побережье Карского моря (ЩВ) на дневную поверхность выходят антрацитовые угли.

Наиболее эффективно воздействовали на ОВ сжимающие напряжения в северной половине Енисей-Хатангского прогиба. В северо-западной части п-ова Таймыр выходят на поверхность пласты с суперантрацитами (Таймырский угольный бассейн и графитовые рудники). Как уже отмечалось, высокая степень преобразованности ОВ в этой части прогиба на умеренных глубинах вызвана двумя основными причинами: влиянием геодинамического фактора совместно с повышенной температурой, а также инверсией и денудацией части осадочного разреза, что также явилось результатом сжатия и движения пород по региональным надвигам (Малохетско-Балахнинско-Рассохинскому с амплитудой смещения 2...4 км) и взбросам со стороны Таймырского складчатого сооружения.



**Рис. 5. Дифференцированное проявление типов и интенсивности катагенетических процессов в подошве меловых отложений (М.А. Лобусев, А.В. Бочкарев):**

ДК – динамокатагенез; РК – региональный катагенез; ЩВ и ТВ – Щучинский и Таймырский выступы соответственно; 1 – домезозойское обрамление; 2 – палеограница Арктического региона ЗСМП; 3 – современная граница Арктического региона ЗСМП; 4 – прибортовая зона ММП; 5 – изореспленды и граничащие градации катагенеза; 6 – градации катагенеза; 7 – марки углей (Б – бурые, Д – длиннопламенные, Г – газовые, Ж – жирные, К – коксующиеся, ОС – отощенно-спекающиеся, Т – тощие, ПА – полуантрациты,  $A_{10-11}$  – слабо измененные антрациты,  $A_{12-14}$  – сильно измененные антрациты, или суперантрациты); 8 – граничные значения  $R^\circ$ ; 9 – направления и степень влияния геодинамических напряжений со стороны Северо-Уральской и Таймырской складчатых систем; 10 – угольные месторождения антрацитов и суперантрацитов; 11 – контуры Обского триасового палеоокеана, триасовый грабен (рифт); 12 – газовые месторождения; 13 – нефтегазовые месторождения; 14 – нефтяные месторождения; 15 – поле ДК; 16 – поле РК

В ловушках на путях миграции формируются залежи УВ, в которых состав УВ постоянно обновляется.

В условиях сдвига и коробления слоев появилось подавляющее число складчатых зон, валов, приразломных складок на суше и в Карском море, а в результате сжимающих напряжений обеспечивались значительный прирост амплитуд валообразных и локальных поднятий от 100 до 500 м (Г.Н. Гогоненков, В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов, А.В. Хабаров и др.) и рост амплитуды разрывных нарушений, по зонам дробления которых осуществляется вертикальная и ступенчатая (латерально-вертикальная) миграция газа (В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов, Н.Н. Соловьёв, Г.Н. Гогоненков, А.И. Тимурзиев,

М.А. Лобусев, А.В. Лобусев, А.В. Бочкарев, Р.М. Бембель и др.). В результате сжатия в Арктическом регионе исчезли сводовые структуры, превратившиеся в крупные мегавалы и более мелкие валы и антиклиналы, тогда как к югу от полярного круга в условиях тектонического покоя сводовые (в том числе и крупные) сооружения сохранились [6].

На основе установленных зон генерации и связанных с ними зон аккумуляции УВ выделена юрско-меловая автономная генерационно-аккумуляционная система, для которой принято современное вертикальное зонирование катагенеза ОВ по графикам изменения показателя отражения витринита. В геологической истории погружения осадков прослежено глубинное положение главных

и второстепенных зон нефтегазообразования (рис. 6) [1–3, 6, 7].

Если система не получает минимально необходимого для течения катагенетического процесса запаса энергии, она становится химически неактивной. В силу недостаточной для возбуждения молекул энергии активации ( $E_a$ ) катагенетические реакции либо заторможены (предельно замедлены), либо не идут (при низких температурах, но высоких значениях  $E_a$ ). Такое состояние может сохраняться неограниченно долго при наличии ММП. Резкое похолодание произошло в конце плиоцена, что отразилось на температурном режиме осадочно-го чехла. Уже к концу позднего плейстоцена сформировались значительные толщины ММП (до 400...600 м). Температура пород в осадочном чехле снизилась по сравнению с предплиоценовыми температурами на 18...25 °С. В результате в верхней части разреза при низком температурном градиенте наблюдаются максимальные толщины градаций катагенеза: ПК<sub>1-3</sub> и полностью или частично МК<sub>1</sub>.

Применительно к верхней части разреза отложений установлен энергетический барьер для продолжения катагенетических реакций, выше которого по разрезу

процессы преобразования ОВ для градации ПК<sub>1-3</sub> и частично МК<sub>1</sub> оказались полностью законсервированными ввиду присутствия ММП и низкого температурного градиента ( $\Gamma_{\text{тем}} = 0...1 \text{ } ^\circ\text{C} / 100 \text{ м}$ ) (рис. 7). По этой причине градации ПК<sub>1-3</sub> и МК<sub>1</sub> имеют толщины, расширенные до энергетического барьера, тогда как после него (с ростом  $\Gamma_{\text{тем}}$ ) – сокращенные (более чем втрое) толщины градаций катагенеза (см. рис. 7). Начиная с градации с МК<sub>2</sub>, с ростом  $\Gamma_{\text{тем}}$  скорость преобразования органико-минерального вещества последовательно возрастает к подошве юрских отложений ( $\Gamma_{\text{тем}} \leq 4,7 \text{ } ^\circ\text{C} / 100 \text{ м}$ ) [6].

На этапе диагенеза химические процессы обмена веществ (метаболизм) полностью заморожены. На этапе протокатагенеза УВ не образуются (верхняя зона образования кислых газов) еще и по причине влияния ММП. Но в зоне протокатагенеза на глубинах 700...1900 м оказались гигантские запасы свободного метанового (СН<sub>4</sub> в диапазоне 97...99 %) газа. Мнения исследователей по вопросу происхождения этого газа разделились. Большая группа ученых (Э.М. Халимов, В.С. Вышемирский, В.И. Ермаков, А.Э. Конторович, Н.М. Кругликов, Л.И. Прасолов,

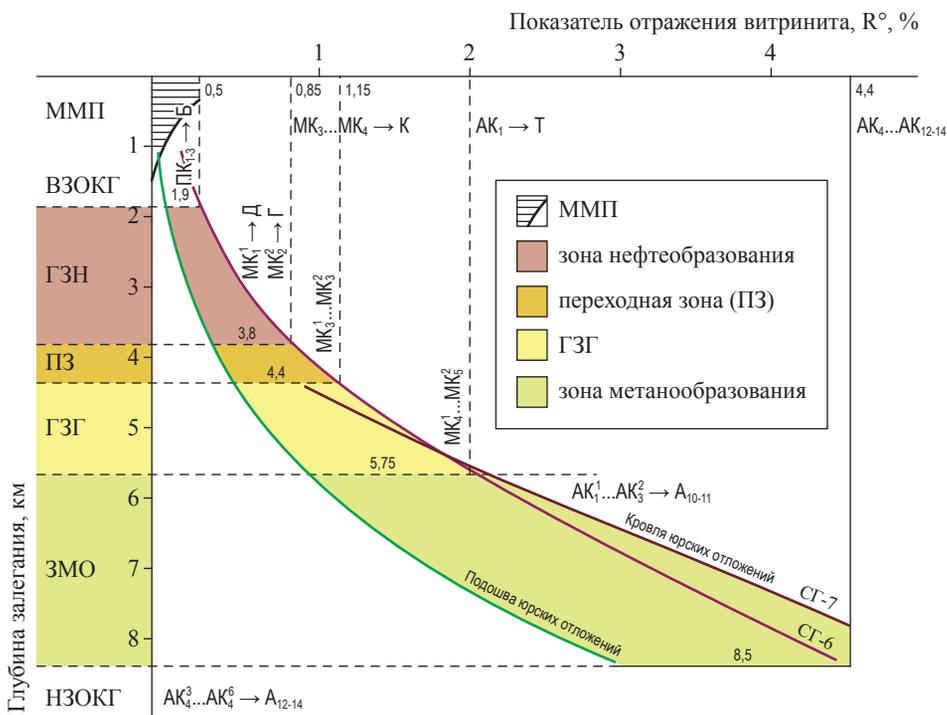


Рис. 6. Схема вертикальной зональности нефтегазообразования в Арктическом секторе ЗСМП (М.А. Лобусев, А.В. Бочкарев): градации катагенеза → марки углей

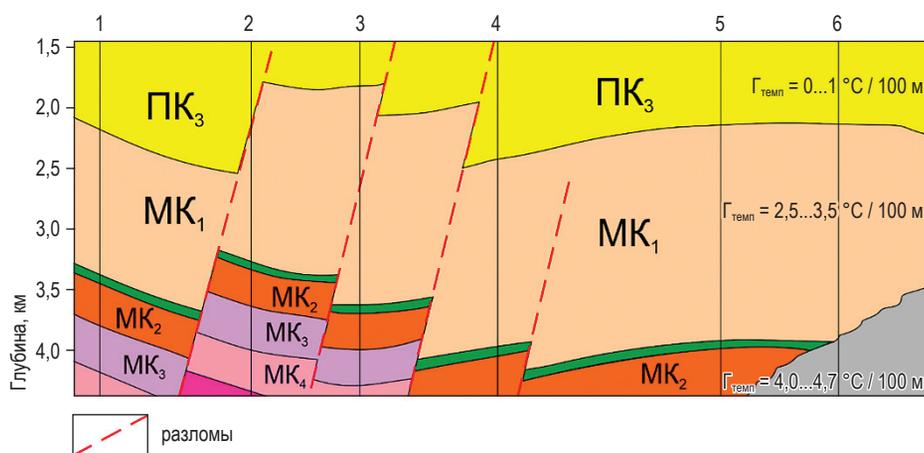


Рис. 7. Глубинная зональность катагенеза в юрско-меловых отложениях между площадями Нанадьянской и Озерной [6]

В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов, А.А. Трофимук и др.) отмечали, что в сеноманских залежах северной части ЗСМП присутствует метан двух генераций – позднекатагенной и в основном раннекатагенной природы.

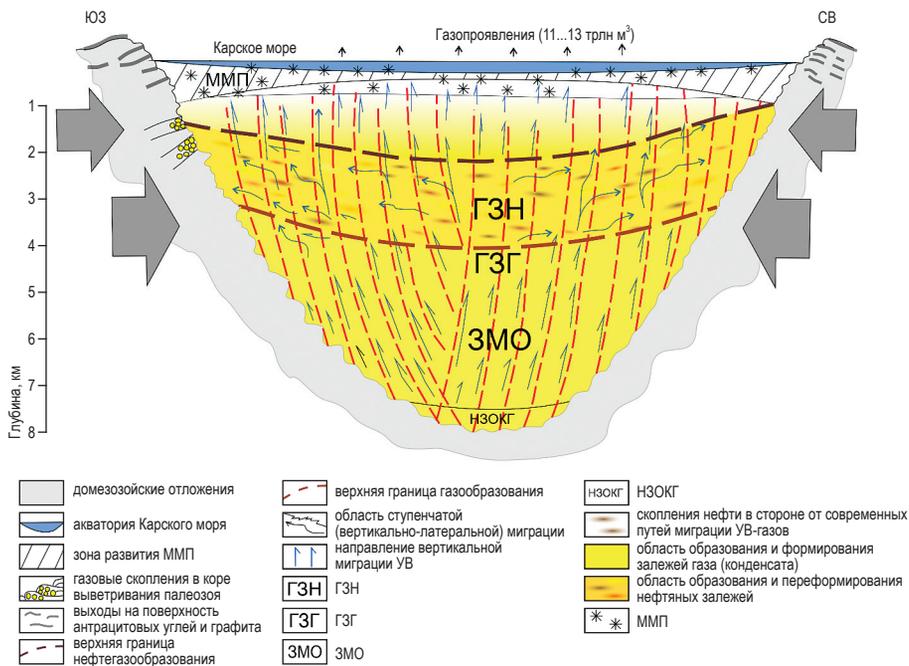
Согласно другой точке зрения, газ на этой стадии глубинный (источник – юрские отложения в интервале градаций катагенеза МК<sub>4</sub>...АК<sub>4</sub>), поступающий в эту зону в основном по разрывным нарушениям (рис. 8). Расширенные поля (по разрезу и площади) регионального раннего катагенеза сохранились в зонах пассивных окраин горно-складчатых сооружений (Новоземельская складчатая система с Северо-Сибирским порогом и Северо-Западное погружение Восточно-Сибирской платформы).

Согласно существующей зависимости между глубинной зональностью преобразования ОВ и зональностью нефтегазообразования, ГЗН приходится на глубины 1,9...3,8 км. По данным авторов, градация МК<sub>3</sub> соответствует ПЗ от битумогенерации к газообразованию на глубинах 3,8...4,4 км, когда на МК<sub>31</sub> ( $R^0 = 1,20\%$ ) завершаются процессы образования жидких УВ, а на градацию МК<sub>32</sub> ( $R^0 = 1,25...1,30\%$ ) приходится усиление процессов газоконденсатообразования. Мощный импульс вторичного газообразования (за счет тепловой дегградации битумоидов пород и нефтей в залежах) приходится на градации катагенеза МК<sub>41</sub>...МК<sub>25</sub> (глубины 4,4...5,75 км), а зона метанообразования (5,75...8,5 км) – на АК<sub>11</sub>...АК<sub>23</sub>. Нижняя зона образования кислых газов (НЗОКГ) (ниже 8,5 км) начинается с градации АК<sub>41</sub>, переходящей в метабенез (далее – метаморфизм – графит) [6].

В генерационный процесс УВ вовлечен с различной интенсивностью весь разрез юрско-нижнемелового комплекса пород, включая главные из них – таноппинскую свиту (апт) и нижнесреднеюрскую толщу, а аккумуляция УВ осуществляется на избирательных участках их ступенчатой ближней и дальней миграции. В соответствии с высокой степенью преобразованности ОВ идет нарастающий поток газообразных УВ и происходит их перераспределение во всей генерационно-миграционно-аккумуляционной системе.

Интенсивная реализация газоматеринского потенциала юрских отложений (прежде всего нижнесреднеюрских) с гумусовой органикой обеспечивает заполнение разноразмерных ловушек (до гигантских включительно) УВ-газов и приводит к формированию новых газовых и газоконденсатных месторождений, к перестроению нефтяных залежей и в целом к доминированию газовой среды по всему разрезу отложений (соотношение газа к нефти 94:6) (см. рис. 8, таблицу).

Систематическая убыль газа за счет природной дегазации непрерывно восполняется значительным количеством УВ-газа вследствие продолжающихся процессов преобразования ОВ и выделения продуктов катагенеза. Ежегодно с поверхности Западно-Сибирской низменности, по данным Г.И. Войтова, в атмосферу уходит порядка  $0,44 \cdot 10^9$  м<sup>3</sup> УВ-газа (см. рис. 8) [3, 5]. А это означает, что только за неоген-четвертичный период недра Западной Сибири должны были бы потерять  $13 \cdot 10^{15}$  м<sup>3</sup> газа, что примерно в 130 раз больше всех выявленных и невыявленных ресурсов



**Рис. 8. Принципиальная схема юрско-меловой генерационно-миграционно-аккумуляционной системы формирования залежей УВ северных окраин ЗСМП (М.А. Лобусев, А.В. Лобусев, А.В. Бочкарев)**

газа региона. Этого, однако, не произошло потому, что процесс газообмена непрерывен и залежи Западной Сибири наряду с потерями газа постоянно получают новые порции УВ за счет интенсивного и нарастающего потока газа и перераспределения УВ различного фазового состояния во всей генерационно-миграционно-аккумуляционной системе Арктического бассейна. Исходя из этого можно утверждать, что залежи УВ в рассматриваемом регионе находятся в динамическом равновесии и способны к самовосстановлению в диссипативной системе.

Современное насыщение залежей Арктического региона ЗСМП новообразованными УВ-флюидами происходит за счет всех их потенциальных источников в юрско-меловых отложениях. В соответствии с высокой степенью катагенеза органо-минеральных веществ в области их максимального погружения идет нарастающий поток газообразных УВ, и перераспределение первых в пользу преобладания последних (по запасам) в различных процентных соотношениях с нефтью во всех частях рассматриваемого региона. Из сверхзрелой зоны генерации с аномально высоким пластовым давлением струйные потоки УВ-газов по мере продвижения по разнопротяженным путям миграции и в пределах встречных ловушек в разной степени (полностью,

в значительной мере или частично) растворили в разных объемах газоконденсата нефть ранней генерации сначала в зоне генерации, затем в различных соотношениях, создавая УВ-мультисистемы на путях струйной миграции по мере их продвижения по трассе миграционного пути. Так, на Харасавэйском месторождении установлена крупнейшая в Западной Сибири термобарофлюидальная аномалия. Современные геотемпературы в кровле юрских отложений составляют 125...140 °С, а уровень катагенеза в них достигает МК<sub>4</sub>...МК<sub>5</sub> (R° = 1,45...1,65 %). Установленные на месторождениях Ямала термобарофлюидальные аномалии в юрских отложениях указывают на активность процессов генерации, опережающих процессы оттока УВ-газов в вышележащие отложения [5, 7].

Если структурный план не меняется, то УВ-газы двигаются по сложившимся на первом этапе путям миграции по восстанию пластов в области меньших пластовых давлений. В этом случае большая часть жидких УВ при значительных давлениях и температурах растворяется в газоконденсатных растворах, которые непрерывно поступают из более глубоких горизонтов. В результате доля нефти в общем объеме аккумулирующихся в ловушках УВ открытых систем становится весьма малой (менее 10 %).

Таким образом, в пределах всего Арктического региона при решающем влиянии газовых потоков на миграционных путях господствует газовая среда, оказывающая разнонаправленное влияние на эволюцию залежей УВ, а именно: разрушая нефть (нефтяные оторочки), содействует постепенному сокращению ее доли в ловушках; сдерживает переформирование отрезанных от миграционных путей масс нефти и нефтяных скоплений в юрских и меловых отложениях с трудно извлекаемыми ресурсами; способствует формированию крупных газоконденсатных залежей и поддержанию полноты их заполнения.

В юрских отложениях в прошлом и настоящем доля в генерации УВ составляет около 70 %, а в накоплении – только 9 %. Причинами этого служат низкая изученность глубоко-залегающих юрских отложений, ухудшение коллекторских свойств пластов-коллекторов и сильная дизъюнктивная нарушенность нижней части разреза. Доля сеноманских отложений в генерационном процессе составляет менее 5 %, а в накоплении – 43 %. Максимумы накопления запасов нефти и газа смещены вверх относительно зон их максимальной генерации (рис. 9) [6]. Субвертикальное смещение газа явно имело место (в диапазоне от апта до кровли сеномана).

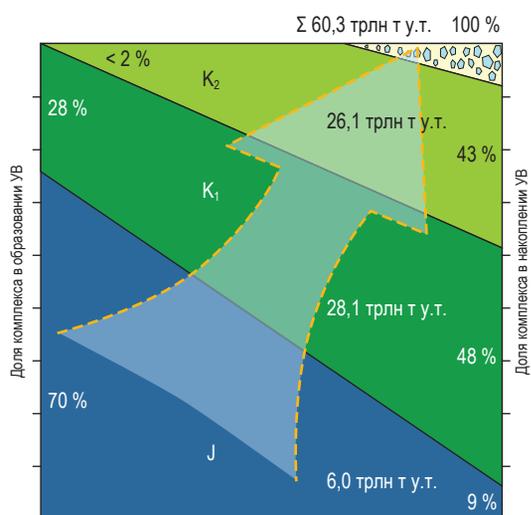


Рис. 9. Соотношение генерационных и аккумуляционных характеристик основных стратиграфических подразделений Арктической газоносной провинции (М.А. Лобусев)

## Нефтегазогеологическое районирование

ЗСМП – значительная по размерам и осадочному выполнению обособленная нефтегазоносная территория, приуроченная к региональному или группе смежных крупных тектонических элементов, которая для всех основных нефтегазоносных комплексов на 1-м и 2-м этапах формирования месторождений УВ представляла собой единый осадочно-породный бассейн (А.М. Брехунцов, В.П. Гаврилов и др.). Исходя из генетического принципа выделения подразделений нефтегазогеологического районирования в ЗСМП выделены три провинции (рис. 10): Центральная преимущественно нефтеносная, Северная нефтегазоносная (переходная) и Арктическая газоносная. К северу от полярного круга выделены две исключительно газоносные области в поле максимального геодинамического воздействия и две преимущественно газоносные области в поле относительного тектонического покоя.

На основе новых представлений об условиях формирования и пространственном размещении залежей УВ определены перспективы нефтегазоносности, стратегия и тактика



Рис. 10. Схема нефтегазогеологического районирования ЗСМП (М.А. Лобусев, В.А. Скоробогатов, А.В. Лобусев, А.В. Бочкарев)

освоения месторождений и эффективные направления ГРП в первую очередь в акватории Карского моря, его заливов и губ. Всеобщий повышенный интерес к газовым проектам на шельфе Карского моря основан на том, что именно здесь прогнозируются открытия новых сверхгигантских по запасам газовых и газоконденсатных месторождений (более 0,8...1,0 трлн м<sup>3</sup> каждое) с редкими оторочками легкой нефти.

\*\*\*

Таким образом, преимущественная, а по отдельным районам исключительная газоносность Арктического региона Западной Сибири выделена и обоснована на основе ресурсно-геологического анализа фактически установленной промышленной нефтегазоносности и нефтегазопроявлений и генетических исследований. Так, наряду с тепловым фактором (I этап) установлены влияние

геодинамического фактора катагенеза (II этап) на ускорение процессов преобразования ОВ до высоких стадий углефикации и увеличение объема ловушек для формирования залежей УВ, в том числе с уникальными запасами газа. Формирование региональной газовой компоненты во всем объеме пород от подошвы юрских отложений до кровли сеномана и выше продолжается и в настоящее время в результате непрерывной генерации в меловое-кайнозойское время и восходящей миграции УВ-газов.

В схеме нефтегазогеологического районирования ЗСМП на основе представлений об условиях формирования и пространственном размещении залежей УВ выделена Арктическая газоносная провинция с двумя исключительно газоносными областями в поле максимального геодинамического воздействия и двумя преимущественно газоносными областями в поле относительного тектонического покоя. Правомочность такого выделения очевидна.

## Список литературы

1. Брехунцов А.М. Нефтегазовая геология Западно-Сибирской Арктики / А.М. Брехунцов, Б.В. Монастырев, И.И. Нестеров и др. – Тюмень: МНП «Геодата», 2020. – 464 с.
2. Гурари Ф.Г. Закономерности размещения углеводородных залежей в нижнесреднеюрских отложениях Западно-Сибирской плиты / Ф.Г. Гурари, А.Е. Еханин // Геология нефти и газа. – 1987. – № 10. – С. 19–26.
3. 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.
4. Лобусев М.А. Состояние и геолого-ресурсные предпосылки укрепления сырьевой базы Арктической газоносной провинции Западной Сибири / М.А. Лобусев, А.В. Лобусев, А.В. Бочкарев и др. // Территория Нефтегаз. – 2020. – № 5–6. – С. 20–28.
5. Скоробогатов В.А. Перспективы поисков газовых месторождений в северных районах Западной Сибири / В.А. Скоробогатов, В.Н. Ростовцев // Геология нефти и газа. – 1983. – № 11. – С. 15–19.
6. Лобусев М.А. Генетические предпосылки (причины) доминирующей газоносности юрско-меловых отложений Арктической области Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции / М.А. Лобусев, А.В. Лобусев, А.В. Бочкарев и др. // Территория Нефтегаз. – 2020. – № 9–10. – С. 21–29.
7. Ермаков В.И. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра, 1984. – 205 с.

## Demarcation and substantiation of Arctic gas-bearing province at north of West-Siberian megabasin

M.A. Lobusev<sup>1\*</sup>, A.V. Bochkarev<sup>1</sup>, A.V. Lobusev<sup>1</sup>, L.N. Salakhova<sup>1</sup>

<sup>1</sup> National University of Oil and Gas «Gubkin University», Block 1, Bld. 65, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russian Federation

\* E-mail: Lobusev.M@gubkin.ru

**Abstract.** Using a tectonic-dynamic factor, authors ontogenetically explain the prevailing phenomenal (at some territories) gas-bearing capacity of the northern and Arctic areas in Western Siberia. They specify a new Arctic gas-bearing province within the framework of the Yamal, Gydan-Yenisey and Southern-Kara areas of gas accumulation (according to the Jurassic rocks). Within the Jurassic series, the separate oil-gas-bearing zones Novoportovskaya and Payyakhskaya have formed locally; generally, this fact does not run against the exceptional nature of gas in the Arctic part of the West-Siberian megabasin and the eponymous province.

**Keywords:** Western Siberia, Arctic, gas, oil, catagenesis, reserves.

### References

1. BREKHUNTSOV, A.M., B.V. MANASTYREV, I.I. NESTEROV, et al. *Petroleum geology of West-Siberian Arctic* [Neftegazovaya geologiya Zapadno-Sibirskoy Arktiki]. Tyumen: Geodata, 2020. (Russ.).
2. GURARI, F.G., A.Ye. YEKHANIN. Patterns of hydrocarbon deposits presence in Lower-Middle-Jurassic sediments of West-Siberian plate [Zakonomernosti razmeshcheniya uglevodorodnykh zalezhey v nizhnosredneyurskikh otlozheniyakh Zapadno-Sibirskoy plity]. *Geologiya Nefi i Gaza*, 1987, no. 10, pp. 19–26. ISSN 0016-7894. (Russ.).
3. KONTOROVICH, A.E., M.I. EPOV, L.M. BURSHTEYN, et al. Geology and resources of hydrocarbons offshore Russian Arctic and outlooks for their development [Geologiya, resursy uglevodorodov shelfov arkticheskikh morey Rossi i perspektivy ikh osvoeniya]. *Geologiya i Geofizika*, 2010, vol. 51, no. 1, pp. 7–17. ISSN 0016-7886. (Russ.).
4. LOBUSEV, M.A., A.V. LOBUSEV, A.V. BOCHKAREV, et al. Status and geological-resource prerequisites to enlarge resource portfolio of Arctic gas-bearing province in Western Siberia [Sostoyaniye i geologo-resursnyye predposylki ukrepleniya syryevoy bazy Arkticheskoy gazonosnoy provintsii Zapadnoy Sibiri]. *Territoriya Neftegaz*, 2020, no. 5–6, pp. 20–28. ISSN 2072-2745. (Russ.).
5. SKOROBOGATOV, V.A., V.N. ROSTOVTSEV. Prospects for searching gas fields in northern regions of Western Siberia [Perspektivy poiskov gazovykh mestorozhdeniy v severnykh rayonakh Zapadnoy Sibiri]. *Geologiya Nefi i Gaza*, 1983, no. 11, pp. 15–19. ISSN 0016-7894. (Russ.).
6. LOBUSEV, M.A., A.V. LOBUSEV, A.V. BOCHKAREV, et al. Genetic background (reasons) of dominant gas presence in Jurassic-Cretaceous sediments at Arctic part of West-Siberian oil-gas-bearing megaprovince [Geneticheskiye predposylki (prichiny) dominiruyushchey gazonosnosti yursko-melovykh otlozheniy Arkticheskoy oblasti Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy megaprovincsii]. *Territoriya Neftegaz*, 2020, no. 9–10, pp. 21–29. ISSN 2072-2745. (Russ.).
7. YERMAKOV, V.I., V.A. SKOROBOGATOV. *Thermic emission and oil-gas-bearing capacity of young plats at the USSR* [Teplovoye pole i neftegazonosnost molodykh plit SSSR]. Moscow: Nedra, 1984. (Russ.).

УДК 553.041

## Нефть и газ севера Западной Сибири (суша и шельф): запасы, ресурсы, структура, прогноз

О.Г. Кананыхина<sup>1\*</sup>, А.Н. Рыбьяков<sup>2</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1

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

\* E-mail: O\_Kananykhina@vniigaz.gazprom.ru

**Тезисы.** В работе на основе долговременных исследований авторов (2015–2021 гг.) с привлечением новейших данных (по состоянию на 01.01.2021) проанализирована проблема нефтеносности севера и арктических преимущественно газоносных областей и регионов Западно-Сибирской мегапровинции. Изучены современные запасы углеводородов по областям и комплексам пород, в том числе крупнейших нефтесодержащих месторождений, соотношения между свободным газом и нефтью. Дана качественная оценка перспектив нефтеносности всех арктических морей Евразии. Приведены авторские оценки геологических и извлекаемых ресурсов нефти, сделаны предварительные выводы о потенциале нефтедобычи северных и арктических областей Западной Сибири.

**Ключевые слова:**

нефть, газ, Западная Сибирь, Арктика, месторождение, залежь, запасы, ресурсы.

В Северной Евразии вторым по площади (2,5 млн км<sup>2</sup>), но первым по объему мезозойско-кайнозойского осадочного чехла (12 млн км<sup>3</sup>) является Западно-Сибирский мегабассейн с одноименной флюидалной мегапровинцией (ЗСМП). К началу 2021 г. в пределах мегапровинции обнаружены 930 месторождений углеводородов (МУВ) различных с точки зрения фазового состояния типов – газовых (Г), газоконденсатных (ГК), нефтяных (Н) и смешанных (НГК, НГ и т.д.) с залежами нефти и свободного газа (СГ).

Основную часть Западной Сибири занимает Уральский федеральный округ (без юго-восточных административных областей – Томской и др.). По всем параметрам газ в округе превалирует над нефтью в 1,5...2,5 раза (табл. 1).

Всего в ЗСМП известны 216 газосодержащих и 660 нефтесодержащих МУВ, в том числе НГК-, НГ-типа и т.д. Наименее изученными поисковым и разведочным бурением в ЗСМП остаются северные и арктические области (САО) и регионы: Надым-Пурская, Пур-Тазовская, Ямальская, Гыданская, Енисей-Хатангская (суша), Южно-Карская шельфовая и Надым-Пур-Тазовский регион (НПТР). В этих областях открыты 236 МУВ, в том числе 70 Г-типа, 71 Н-типа и 95 разнофазовых. Наибольшее количество месторождений обнаружено в НПТР, 166 – в пределах Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) (на Ямале – 27; на Гыдане – 12); 18 – в ЕХО (Красноярский край); 13 – на шельфе, включая Обскую и Тазовскую губы, в том числе 8 в Южно-Карской нефтегазоносной области (ЮКО) (открытый шельф). Девять МУВ относятся к типу «суша/море» (разделены береговой линией).

К настоящему времени по проблемам геологии и нефтегазоносности пород мела, юры и триаса САО опубликованы приблизительно 450 работ (статей, монографий и др.), из них к обобщающим относятся менее 20 [1–14 и др.]. Подавляющее число публикаций фрагментарны, т.е. посвящены частным вопросам.

Таблица 1

### Нефтегазовая геостатистика Уральского федерального округа по состоянию на 01.01.2020

	Накопленная добыча	Запасы		Всего
		кат. А + В <sub>1</sub> + С <sub>1</sub>	кат. В <sub>2</sub> + С <sub>2</sub>	
СГ, трлн м <sup>3</sup>	20,1	28,6	12,9	61,6
Нефть, млрд т	13,0	10,7	6	29,7



Таблица 2

**Открытые запасы нефти, млн т, крупнейших нефтесодержащих месторождений северных и арктических областей ЗСМП (01.01.2020)**

Месторождение	Начальные разведанные запасы			Кат. B <sub>2</sub> + C <sub>2</sub>	Всего
	накопленная добыча	кат. A + B <sub>1</sub> + C <sub>1</sub>	всего		
Ванкорское	179,4	288,3	467,7	6,8	474,5
Русское*	2,0	400,0	402,4	54,9	457,3
Восточно-Мессояхское*	5,5	239,8	245,3	122,2	367,5
Суторминское**	158,5	79,2	237,7	11,3	249,0
Новопортовское*	22,1	184,6	206,7	24,7	231,4
Тарасовское**	74,0	104,3	178,3	18,9	196,2
Северо-Комсомольское*	1,2	152,8	154,0	46,5	200,5
Комсомольское**	34,3	65,9	99,0	13,2	113,4
Вынгапуровское	63,9	66,9	130,8	16,2	147,0
Тагульское	3,0	117,7	116,0	127,4	248,1
Барсуковское	55,5	48,3	103,8	4,8	108,6
Сугмутское**	83,7	17,4	101,1	0,5	101,6
Харампурское**	38,0	61,0	100,2	21,3	120,3
Пайяхское	–	82,2	82,2	1131,4	1213,6
Муравленковское	952	20,8	120,7	–	116,0
Уренгойское	14,7	65,8	80,5	244,9	325,4
Ямбургское	–	35,3	35,3	248,9	284,2

Примечание: звездочками показано наличие разломов высокой (\*) и средней (\*\*) интенсивности.

Таблица 3

**Сравнительная характеристика начальных разведанных запасов углеводородов месторождений-лидеров по областям севера Западной Сибири**

Регион	Месторождение	СГ, трлн м <sup>3</sup>	Нефть, млн т
НПТР	Уренгойское	12,2	100
	Русское	0,1	400
Ямал	Бованенковское	4,0	0,02
	Новопортовское	0,3	200
Гыдан	Утреннее	0,7	2,6
	Геофизическое	0,1	3,2

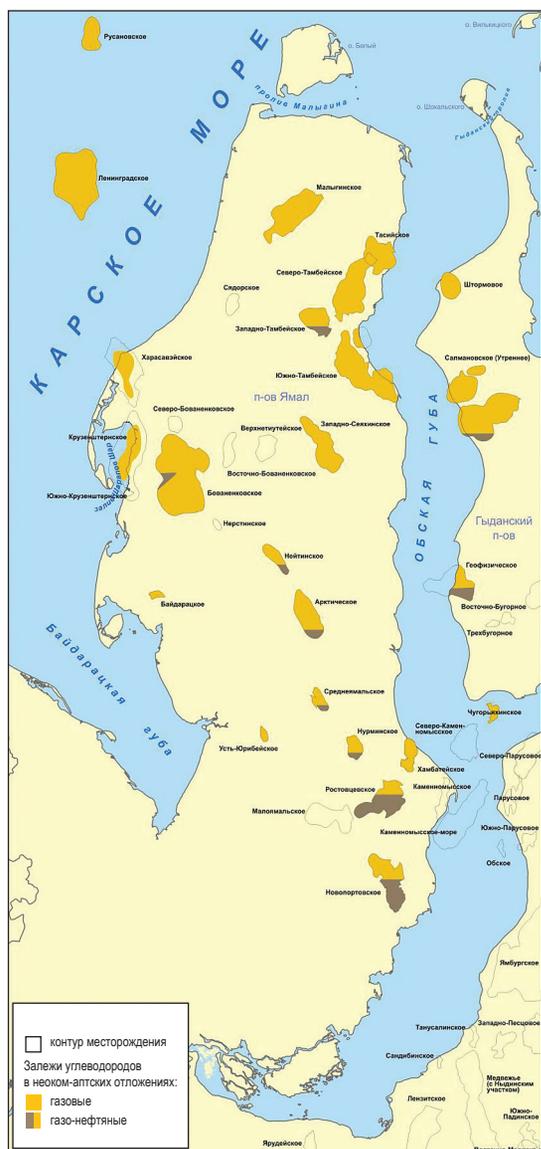
Литолого-фациальные и геохимические предпосылки свидетельствуют о преимущественной и исключительной (по отдельным структурно-стратиграфическим комплексам) газоносности всех без исключения арктических морей. Но сколько все же нефти будет в их недрах, и какова ее геохимическая природа? – интересный в научном плане и важный практически для будущих поисково-разведочных работ вопрос. (На суше сибирской части Арктики буровой изученностью выше средней отличаются Ямальская и запад Енисей-Хатангской нефтегазоносные области, пониженной – Гыдан в целом.)

Разведанные запасы СГ всей Российской Арктики на 01.01.2021 превысили 24 трлн м<sup>3</sup>, из них наибольшая часть сосредоточена в Ямало-Карском ареале суши и шельфа – 16 трлн м<sup>3</sup> (рисунок). Открытая часть

начальных потенциальных ресурсов (НПР) газа вместе с запасами кат. C<sub>2</sub> составляет 33 трлн м<sup>3</sup>. Примечательно, что в Западно-Сибирской Арктике (суша и шельф) не открыто ни одного «чисто» нефтяного месторождения.

Не вполне понятно существование на севере Енисей-Хатангской нефтегазоносной области Пайяхского узла нефтенакопления с заоблачными (для севера) запасами нефти явно несапропелевого облика (сернистостью менее 0,5 %). При корректной доразведке запасы категории C<sub>2</sub> могут скатиться с 1,2 млрд т до уровня первых сотен миллионов тонн (как в Сузунском районе).

Судя по характеру изменения всех параметров нефтей (как, впрочем, и СГ, и конденсата) по разрезу многозалежных МУВ (от кровли сеномана до подошвы юры), процессы битумо- (и газо-) генерации и накопления происходили



### Месторождения углеводородов Ямало-Карского региона

в разновозрастных генерационно-аккумуляционных комплексах пород – апт-сеноманском в НПТР, неокомском (валанжин-баррем), ачимовском и юрском – и носили автономный, изолированный характер.

В CAO (за очень редким исключением) межкомплексные перетоки СГ и тем более

менее подвижной нефти в коллекторских системах нижнего мела и нижней-средней юры (верхняя в большинстве областей заглинизирована) или полностью отсутствовали, или происходили эпизодически и маломасштабно. Вместе с тем нефти верхних горизонтов апта и все в альб-сеноманском комплексе «пришли» снизу, из средних и нижних горизонтов апта, где достигаются условия начала битумогенерации в глинах и глинистых алевролитах в диапазоне от протокатагенеза до начала метокатагенеза (ПК<sub>3</sub>...МК<sub>1</sub>) для всех типов материнского органического вещества – «открытие окна в нефть», по образному выражению зарубежных геологов и геохимиков.

Чего можно ожидать в плане новых открытий и будущих приростов разведанных запасов углеводородов? С газом многое ясно, эти вопросы затрагиваются в публикациях последних лет. С нефтью все намного сложнее, в том числе и на суше ЗСМП и особенно на шельфе Карского моря. Много или мало будет здесь нефти, во многом зависит от реальных оценок ее прогнозных ресурсов в недрах CAO мегапровинции.

Авторы вместе с В.А. Скоробогатовым провели качественную оценку перспектив газов и нефтеносности недр морей Арктики (табл. 4).

Отметим, что текущие запасы нефти Баренцевоморской провинции сейчас много ниже 100 млн т (по кат. А + В<sub>1</sub> + С<sub>1</sub>) и находятся в Печорском море, однако добыча тяжелой, сернистой, осмоленной нефти явно морского (сапропелевого) генезиса началась на месторождении Варандей-море (2,5 млн т за 2020 г.). Хороший прецедент (в отличие от газа), но маломасштабный.

Добыча нефти на суше (в ограниченных объемах) ведется в Ненецком округе и в Сузунской зоне, начата на Новопортовском месторождении Ямала, крупномасштабная (в объеме многих десятков тонн в год) добыча предполагается в Пайяхской зоне.

Таблица 4

### Сравнительная качественная оценка перспектив газонефтеносности недр арктических морей Северной Евразии

Тип УВ	Баренцево море		Карское море	Море Лаптевых	Восточно-Сибирское море	Чукотское море
	юг	центр и север				
Газ	+	+++	++++	+++	++ (?)	++
Нефть	+++	+(?)	++(?)	++	+(?)	+

Примечание: чем лучше перспективы газонефтеносности, тем больше плюсов в графе; знак вопроса означает, что оценка во многом является неопределенной.

Официальные оценки жидких углеводородов в породах неокома и юры критики не выдерживают: они чрезмерно и необоснованно завышены (60...64 млрд т, извлек.) [2] (корпоративные оценки НПП газа и нефти ЗСМП приводились ранее [13]). Интегральная величина НПП нефти составляет 127 / 44 млрд т, геол. / извлек. Надежные эталоны для нефти на севере отсутствуют, а ненадежные не стоит использовать.

Остаются доступными два способа оценки ресурсов: экспертный и генетический. Авторы вместе с В.А. Скоробогатовым провели оценку НПП нефти экспертным методом прямого прогнозирования по областям, получили следующие цифры, млрд т: НППТ – 4,5; Ямал – 0,8; Гыдан – 0,5; Енисей-Хатангская нефтегазонасная область – 1,5; Сузунский нефтегазонасный район – 1,0; шельф – 0,7; всего – 9,0 (оценка сверху).

Согласно данным, полученным генетическим способом, при близком к генерационному соотношении геологических ресурсов нефти и газа 1:6...8 и величине ресурсов СГ северных и арктических областей суши и шельфа 100 трлн м<sup>3</sup> (из 105 трлн м<sup>3</sup> в целом

по ЗСМП), согласно корпоративной оценке ООО «Газпром ВНИИГАЗ», геологические ресурсы нефти должны находиться в диапазоне 12,5...16,7 млрд т, извлекаемые (при коэффициенте извлечения нефти 0,4) – в диапазоне 5,0...6,7 млрд т (оценка снизу), в среднем – около 6,0 млрд т. В итоге получился диапазон оценок извлекаемых ресурсов – 6...9 млрд т, принята величина примерно 7,5 млрд т, в том числе неоткрытая часть – 3,0 млрд т.

Итак, и текущие запасы (открытые с учетом кат С<sub>2</sub>), и прогнозируемые ресурсы нефти в САО ЗСМП весьма ограничены по величине. В последние годы ежегодная нефтедобыча в ЯНАО не превышала 28...30 млн т, в Красноярском крае (Ванкор) составляла до 18...20 млн т, в сумме – около 50 млн т (без конденсата). Такой она и останется, так как многие нефте-содержащие МУВ на юге ЯНАО и в Сузунском районе будут выбывать по причине истощения эффективных запасов, а новые, уже открытые, – вводиться в масштабную эксплуатацию. Без учета Пайяхской зоны, которую предстоит еще разведать, добыча нефти даже к 2040 г. вряд ли превысит 60 млн т/год. Какой будет добыча на Пайяхе, пока судить трудно.

## Список литературы

1. Дахнова М.В. Геохимия и генезис нефтей Ванкорского месторождения / М.В. Дахнова, Т.П. Жеглова, Г.С. Нечитайло и др. // Геология нефти и газа. – 2009. – № 5. – С. 30–37.
2. Филиппов Ю.А. Взаимосвязь материнских пород и нефтей в мезозойских отложениях северо-востока Западно-Сибирской плиты на основе изучения углеводородов-биомаркеров и катагенеза органического вещества / Ю.А. Филиппов, И.В. Давыдова, Л.Н. Болдушевская и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 5–6. – С. 52–57.
3. Брехунцов А.М. Нефтегазовая геология Западно-Сибирской Арктики / А.М. Брехунцов, Б.В. Монастырев, В.А. Скоробогатов. – Тюмень: Геодата, 2020. – 464 с.
4. 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.
5. Скоробогатов В.А. Изучение и освоение углеводородного потенциала недр Западно-Сибирского осадочного мегабассейна: итоги и перспективы / В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 3 (19): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – С. 8–26.
6. Скоробогатов В.А. Онтогенез газа и нефти в осадочных бассейнах и породах различного типа и возраста / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов // Газовые ресурсы России в XXI веке: сб. науч. тр. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2003. – С. 43–67.
7. Кананыхина О.Г. Проблемы нефтеносности Ямало-Карского ареала суши и шельфа (Западно-Сибирская мегапровинция) / О.Г. Кананыхина, В.А. Скоробогатов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 2016. – № 9. – С. 18–25.

8. 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.
9. Гаврилов В.П. Узлы газонефтенакопления Западной Сибири / В.П. Гаврилов, В.А. Скоробогатов, В.А. Холодилов и др. // ООО «Газфлот» – 15 лет на шельфе морей России / под общ. ред. Ю.В. Шамалова, Е.В. Захарова, В.А. Холодилова. – М.: Нефть и газ, 2009. – С. 54–62.
10. Карнаухов С.М. Эра сеноманского газа: «от рассвета до заката» / С.М. Карнаухов, В.А. Скоробогатов, О.Г. Кананыхина // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.: сб. науч. ст. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С. 15–25.
11. 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.
12. 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.
13. Скоробогатов В.А. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов и др. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 352 с.
14. Скоробогатов В.А. Опыт оценок потенциальных ресурсов свободного газа осадочных бассейнов России и их подтверждаемость при поисково-разведочных работах / В.А. Скоробогатов, Г.Р. Пятницкая, Д.А. Соин и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – Спецвыпуск: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 59–65.

---

## Oil and gas from north of Western Siberia (onshore and offshore): reserves, resources, structure, prediction

O.G. Kananykhina<sup>1</sup>, A.N. Rybyakov<sup>2</sup>

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

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

\* E-mail: O\_Kananykhina@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** On the ground of longstanding studies (2015–2021) and using the state-of-art data (01.01.2021 estimated), authors analyze the presence of hydrocarbons (oil and gas) at the northern and north-polar mostly gas-bearing regions of West-Siberian oil-gas-bearing megaprovince. The contemporary hydrocarbon reserves have been examined according to their territorial and rock affiliation including the biggest oil-bearing fields and gas-to-oil ratios. There are the judgmental prospects for oil presence in all seas of Eurasia. Besides, authors suggest their own evaluation of the geological and recoverable resources, as well as the preliminary conclusions on the potential future oil production at north and polar areas of Western Siberia.

**Keywords:** oil, gas, Western Siberia, Arctic, hydrocarbon field, deposit, reserves, resources

### References

1. DAKHNOVA, M.V., T.P. ZHEGLOVA, G.S. NECHITAYLO, et al. Geochemistry and genesis of oils from Vankor field [Geokhimiya i genesis neftey Vankorskogo mestorozhdeniya]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2009, no. 5, pp. 30–37. ISSN 0016-7894. (Russ.).
2. FILIPTSOV, Yu.A., I.V. DAVYDOVA, L.N. BOLDUSHEVSKAYA, et al. Scheme of mutual interaction of parent rocks and oils in Mesozoic sediments at north-east of West-Siberian plate composed according to studies of biomarker hydrocarbons and catagenesis of organic matter [Vzaimosvyaz materinskikh porod i neftey v mezozoyskikh otlozheniyakh severo-vostoka Zapadno-Sibirskoy plity na osnove izucheniya uglevodorodov-biomarkerov i katageneza organicheskogo veshchestva]. *Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftnykh i Gazovykh Mestorozhdeniy*, 2006, no. 5–6, pp. 52–57, ISSN 2413-5011. (Russ.).
3. BREKHUNTSOV, A.M., B.V. MANASTYREV, V.A. SKOROBOGATOV. *Petroleum geology of West-Siberian Arctic* [Neftegazovaya geologiya Zapadno-Sibirskoy Arktiki]. Tyumen, Russia: Geodata, 2020. (Russ.).

4. SKOROBOGATOV, V.A. Genetic reasons for unique gas and oil presence in Cretaceous and Jurassic sediments of West-Siberian province [Geneticheskiye prichiny unikalnoy gazo- i neftenosnosti melovykh i yurskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy provintsii]. *Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftnyanykh i Gazovykh Mestorozhdeniy*, 2003, no. 8, pp. 8–14, ISSN 2413-5011. (Russ.).
5. SKOROBOGATOV, V.A. Research and development of the hydrocarbons potential of the soils of the Western Siberian sedimentary megabasin: results and perspectives [Izucheniye i osvoyeniye uglevodorodnogo potentsiala neдр Zapadno-Sibirskogo osadochnogo megabasseyna: itogi i perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014, no. 3 (19): Resource support problems of Russian oil-producing regions, pp. 8–26. ISSN 2306-8949. (Russ.).
6. 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.).
7. 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 Neftnyanykh i Gazovykh Mestorozhdeniy*. 2016, no. 9, pp. 18–25. ISSN 2413-5011. (Russ.).
8. 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.).
9. GAVRILOV, V.P., V.A. SKOROBOGATOV, V.A. KHOLODILOV, et al. Loci of gas and oil accumulation at Western Siberia [Uzly gazoneftenakopleniya Zapadnoy Sibiri]. In: *Gazflot LLC – 15 years offshore Russia* [OOO “Gazflot” – 15 let na shelfe morey Rossii]: collected bk. Moscow: Neft i gaz, 2009, pp. 54–62. (Russ.).
10. 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.).
11. 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.).
12. 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 Neftnyanykh i Gazovykh Mestorozhdeniy*. 2003, no. 8, pp. 8–14. ISSN 2413-5011. (Russ.).
13. 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.).
14. SKOROBOGATOV, V.A., G.R. PYATNITSKAYA, D.A. SOIN, et al. Practice of estimation of potential resources of the free gas in sedimentary basins of Russia and their validation during prospecting works [Opyt otsenok potentsialnykh resursov svobodnogo gaza osadochnykh basseynov Rossii i ikh podtverzhdayemost pri poiskovo-razvedochnykh rabotakh]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70<sup>th</sup> anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 59–65. ISSN 0016-7894. (Russ.).

УДК 553.981.8:550.812(470)

## Формирование и прогнозирование конденсатсодержащих месторождений и залежей в осадочных бассейнах России. Проблемы ресурсов, разведки и добычи в XXI веке

А.Н. Рыбьяков<sup>1</sup>, О.Г. Кананыхина<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., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1

\* E-mail: O\_Kananykhina@vniigaz.gazprom.ru

### Ключевые слова:

свободный газ, конденсат, генезис, залежь, запасы, ресурсы, добыча.

**Тезисы.** В статье рассмотрены геостатистика конденсатсодержащих месторождений и залежей свободного газа, генезис конденсата, изменение с глубиной его содержания по ряду месторождений Западной и Восточной Сибири (Ямальской и др. нефтегазоносных областей), физико-химические свойства и состав газового конденсата. Выделены три подтипа газоконденсатных залежей, проведена авторская оценка величины и структуры начальных потенциальных ресурсов конденсата в России, которые, по мнению авторов, находятся в интервале 15...18 млрд т (извлек.), что близко к официальной оценке 17,8 млрд т. Сделан вывод о реальности увеличения добычи газового конденсата в России до 55...60 млн т/год к 2040 г. против современной 29 млн т/год.

В осадочных бассейнах (ОБ) мира к 2021 г. открыты, по разным оценкам, 76...77 тыс. месторождений углеводородов (МУВ) разной величины с точки зрения геологических (извлекаемых) запасов нефти, природного – свободного (СГ) и нефтерастворенного – газа и газового конденсата (ГК) и различного фазового состояния – газовые (Г), ГК, нефтегазовые (НГ), нефтегазоконденсатные (НГК), газоконденсатнефтяные (ГКН), нефтяные (Н). Количество газосодержащих МУВ составляет 33...34 тыс. В России обнаружены 3700 МУВ, в том числе 980 содержащих СГ. Не во всех энциклопедиях и справочниках присутствует определение ГК<sup>1</sup>. Согласно Российской газовой энциклопедии<sup>1</sup> 2004 г., это легкая бесцветная или слабоокрашенная жидкость типа «белой нефти» плотностью, как правило, 0,74...0,77 г/см<sup>3</sup>, состоящая из смеси легких углеводородов (УВ) метанового, нафтенового и ароматического типа с крайне редкими малыми примесями твердых алкановых УВ (парафина-П), сернистых соединений и особенно смол. Асфальтены отсутствуют (в 95 случаях из 100). ГК, или просто конденсат, получают при испытаниях и/или эксплуатации конденсатсодержащих залежей СГ при сепарации – отделении жидкой фазы от газообразной.

Вопросам генезиса конденсата, формирования и распространения ГК-скоплений в ОБ различного типа и возраста, а также в разных термобароглубинных и катагенетических условиях земных недр посвящено очень мало работ – на два порядка меньше, чем нефти и СГ. Традиционно ГК считается как бы второстепенным компонентом УВ-смесей, встречающихся в природе в виде фазообособленных скоплений (= систем). В исследованиях всего спектра проблем газоконденсатных систем (ГКС) участвовали А.И. Гриценко, И.А. Гриценко, Т.Д. Островская, В.А. Скоробогатов, В.И. Старосельский, В.В. Юшкин и др. геологи, геохимики, геотехнологи ПАО «Газпром» [1–3], так как у нефтяников хватало и «своих» – нефтяных – проблем.

<sup>1</sup> Васильев В.Г. Газовые и газоконденсатные месторождения: справ. / В.Г. Васильев, В.И. Ермаков, И.П. Жабрев и др.; под ред. И.П. Жабрева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М: Недра, 1983. – 375 с.  
Краткая энциклопедия нефтегазовой геологии / под ред. Р.И. Вяхириева. – М: Академия горных наук, 1998. – 576 с.  
Российская газовая энциклопедия. – М: Большая Российская энциклопедия, 2004. – 500 с.  
Российская геологическая энциклопедия: в 3 т. / под ред. Е.А. Козловского, А.А. Ледовских. – М.; СПб.: ВСЕГЕИ, 2011. – Т. II. – 704 с.

Таблица 1

**Величина, млн т, и структура извлекаемых запасов ГК России и важнейших регионов (суша и шельф) по состоянию на 01.01.2020 (данные округлены)**

	Количество МУВ	Добыча с начала разработки	Запасы		Начальные запасы
			кат. A + B <sub>1</sub> + C <sub>1</sub>	кат. B <sub>2</sub> + C <sub>2</sub>	
Россия в целом	512	574	2331	1771	4676
Южный федеральный округ	61	91	461	279	831
Уральский федеральный округ, в том числе ЯНАО*	152	291	1277	1239	2807
Сибирский федеральный округ, в том числе Томская обл.	72	20	163	126	309
Дальневосточный федеральный округ	50	5	51	19	75
Шельф, в том числе Карское море	35	45	264	90	399
	8	20	28	62	110

\* ЗСМП.

Более того, во всем мире вслед за США, имеющими наиболее длительную историю разведки и добычи газо- и ГК-содержащих МУВ, и запасы, и добыча ГК считаются вместе с нефтью (как жидкие УВ), что удобно, но генетически не совсем верно: и генезис, и производство ГК и нефти весьма различны, хотя по масштабам добычи он, естественно, уступает добыче собственно нефти, обычно составляя в производстве 5...15 % от производства жидких УВ. Например, в России добыча нефти и ГК в 2020 г. составила 565 млн т (оценка), в том числе ГК – почти 29 млн т, а ПАО «Газпром» добыло 18 млн т. Добыча собственно ГК составляет в последние годы 27...28 млн т, так как в современной добыче СГ России, безусловно «господствует» бесконденсатный газ сеноманских залежей Надым-Пур-Тазовского региона (НПТР) и аптский газ Ямальской области. Это пока. В дальнейшем при увеличении производства газа из залежей типа ГК и ГКН доля конденсата будет неуклонно возрастать (неоком, ачимовская толща (АТ) берриаса и юра Западно-Сибирской нефтегазосной мегапровинции (ЗСМП), венд – нижний кембрий Восточно-Сибирской мегапровинции (ВСМП), верхний палеозой – карбон – пермь Прикаспийской впадины/провинции, неоген Охотоморской провинции (ОМП) и др.).

Рассмотрим более детально конденсатные проблемы России – решенные или нерешенные, и их результаты, используемые при прогнозе, разведке и добыче ГК. Главные параметры ГКС:

- содержание жидких УВ в СГ, г/м<sup>3</sup>;
- плотность, г/см<sup>3</sup>;

- содержание легких фракций, выкипающих при температурах до 200...250 °С, %;
- углеводородный состав легких фракций (бензиновых, керосиновых) и соотношение легких жидких УВ: метановых – Ме, нафтеновых – Nn, ароматических – Ar;
- содержание, %, парафина (П), серы (S) и смол (СМ).

### Конденсатногазовая геостатистика России и мира

Из 33 тыс.<sup>2</sup> газосодержащих МУВ мира не менее 24...25 тыс. содержат в СГ легкие жидкие УВ (конденсат). В мировом масштабе вычлнить запасы ГК из суммарных начальных запасов «нефти» (Н + ГК) весьма затруднительно. Оценив экспертно эту долю в 12 % (от начальных запасов жидких УВ – 371 млрд т), получим величины начальных разведанных запасов ГК – 44,5 млрд т (извлек.).

В России согласно Государственному балансу на 01.01.2020 известны 512 МУВ с балансовыми запасами ГК, в том числе 152 в Уральском федеральном округе, в том числе 124 на севере в Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО), минимальное количество (35 ед.) – на шельфе. За все годы из недр России добыты 574 млн т ГК (табл. 1). Разведанные запасы ГК – 2,3 млрд т, начальные открытые запасы – 4,8 млрд т. Накопленная добыча и текущие разведанные запасы нефти – 25, 18,5 млрд т. Суммарные начальные запасы жидких УВ – 62 млрд т с учетом запасов кат. B<sub>2</sub> + C<sub>2</sub>.

<sup>2</sup> Сугубо экспертная оценка авторов.

В течение 2019 г. в России добыты 28,8 млн т ГК. В России наиболее значительные начальные запасы конденсата локализованы в залежах типа ГК, реже ГКН, на таких месторождениях, как:

- Уренгойское – 520 млн т, в том числе в АТ 464 млн т;
- Астраханское – 464 млн т;
- Вуктыльское – 100 млн т.

Это крупнейшие запасы. Крупные и средние запасы (30...100 и 10...30 млн т соответственно) содержатся в нескольких десятках МУВ, запасы менее 10 млн т – в сотнях МУВ. В суммарных начальных запасах жидких УВ России доля ГК составляет около 7 %, в начальных потенциальных ресурсах (НПР) она, безусловно, выше.

### Содержание конденсата в свободных газах

Приповерхностный болотный газ, состоящий на 99 % из изотопически легкого метана ( $\delta^{13}\text{C} - 70...75\%$ ), не содержит ГК в силу своей геохимической «незрелости» (очень «ранний» газ). И в диагенезе по мере погружения осадочных пород, содержащих газогенерирующее органическое вещество (ОВ) в рассеянном (РОВ) и концентрированном (угли) виде, на малые глубины – десятки и первые сотни метров (торфяная стадия углефикации), и далее в начале протокатагенеза ( $\text{ПК}_{1,2,3}$ ) на стадии бурых углей (многие сотни метров, до 1 км) в составе СГ начинает очень плавно расти содержание тяжелых УВ-газов (ТУВГ) – сначала этана, потом пропана. Но даже в фазообособленных скоплениях СГ, локализованных в породах, находящихся на стадии блестящих бурых углей ( $\text{ПК}_3$ ) на глубинах 500...1000 м и более при современных геотемпературах 18...32 °С, например в кровле альб-сеноманского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири, содержание ГК составляет 0,5...1,0 г/м<sup>3</sup>: условий для битумогенерации еще нет, это ранний бесконденсатный газ, почти нацело состоящий из метана (97...99 %) с малыми примесями неуглеводородных газов ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$ ) и этана – ближайшего гомолога метана (протокатагенетический газ). Скопления такого газа формируются в «мягких» термоглубинных и катагенетических условиях малых глубин и в сравнительно молодых породах (юра, мел, кайнозой). Подобные газы в древних палеозойских толщах почти не встречаются (влияние геологического времени на процессы онтогенеза УВ). Ранние,

«незрелые» газы не встречаются на средних и тем более на больших глубинах ОБ. Там распространены в свободном состоянии «зрелые» по генезису конденсатсодержащие газы с разным содержанием ГК, а ниже – вновь бесконденсатные [3–6].

По содержанию ГК, г/м<sup>3</sup>, СГ-скопления подразделяются на группы: I – бесконденсатные (< 3); II – низкоконденсатные (3...30); III – среднеконденсатные (30...100); IV – с повышенным содержанием (100...300); V – высококонденсатные (> 300). Точно так же по плотности, г/см<sup>3</sup>, выделяют следующие типы ГК: тяжелые, нефтеподобные (0,80...0,82), повышенной плотности (0,78...0,80), средней плотности (0,74...0,78), легкие (< 0,74). Сравним легкие конденсатоподобные нефти плотностью менее 0,78 г/см<sup>3</sup> и тяжелые конденсаты. Генетически они совершенно различны: первые, очень сильно преобразованные, распространены в экстремальных термоглубинных и катагенетических условиях «зрелого» мезо-катагенеза на грациях катагенеза  $\text{МК}_2... \text{МК}_3^1$  в диапазоне показателя отражения витринита  $R^\circ = 1,15...1,25\%$  и более (угли газовые и жирные в континентальных толщах). В более жестких условиях нефтяная фаза в МУВ попросту разрушается, превращаясь в смесь газа с ГК – «вторичные» конденсаты в морских и озерных толщах с сапропелевым РОВ в терригенных и карбонатных вмещающих и генерирующих толщах (часто это одно и то же).

Тяжелые конденсаты, кстати, обогащенные нафтеновыми и гибридными нафтеново-ароматическими УВ даже с небольшой примесью смол, – это конденсаты первых порций образования ГК-смесей в недрах, ранние – «незрелые». В нефтяной ветви онтогенеза они соответствуют тяжелым (0,90...0,93 г/см<sup>3</sup>) нафтеновым нефтям малых глубин, «не опускающимся» ниже 1,5...1,7 км (при  $R^\circ = 0,45...0,49\%$ ,  $\text{ПК}_3$ ) [6].

Содержание ГК в СГ МУВ и отдельных залежей детально проанализировано на примере ОБ и мегабассейнов России, центральной Азии, провинций Китая, Австралии и др. стран и регионов [3]. Наилучшим образом конденсатная проблема изучена применительно к провинциям Северной и Центральной Евразии – месторождений России, Казахстана, Узбекистана, Туркменистана [6–10 и др.], особенно к северным и арктическим областям ЗСМП. Плавное изменение (увеличение) содержания ГК в газах

четко свидетельствует о наличии местных источников СГ и ГК, отсутствии сколько-нибудь масштабных субвертикальных перетоков СГ вверх по разрезу и смешении в залежах разновозрастных газов и конденсатов. Такая генетическая стратификация свойств очень характерна именно для Западной Сибири. Но даже для ЗСМП наиболее детально ГКС меловых и юрских залежей изучены в Ямальской нефтегазоносной области [7]. Изменение содержания ГК (ГКФ<sub>ст</sub>) по разрезу наиболее характерных месторождений приведено в табл. 2.

### Закономерности изменения содержаний жидких УВ в газе

Во всех без исключения залежах СГ, даже в считающихся чисто газовыми, в Ямальском ареале суши и шельфа содержатся легкие жидкие УВ (группы C<sub>5</sub>...C<sub>8</sub>) с примесью неуглеводородных компонентов (смола). В последних ГКФ<sub>ст</sub> составляет от 0,5...0,7 до 3,0 г/м<sup>3</sup>.

Всплеск конденсатосодержания в СГ наблюдается в залежах апта и баррема (гор. ТП<sub>1-5</sub> на севере Ямала и гор. ТП<sub>16-18</sub> в Нурминском районе, но обычно начиная с гор. ТП<sub>11-12</sub>).

С глубиной по разрезу осадочного чехла и отдельных месторождений прослеживается рост ГКФ<sub>ст</sub> от единиц до 200 г/м<sup>3</sup> и более. Максимальное конденсатосодержание наблюдается в залежах валанжина-готерива и средней юры (гор. Ю<sub>2</sub>, Ю<sub>3</sub>).

В разновозрастных группах залежей/горизонтов неоком-аптского нефтегазоносного комплекса отмечается закономерный рост содержания конденсата в северном направлении. С глубиной по разрезу осадочного чехла наблюдается инверсия конденсатосодержания в газе, а именно снижение величины ГКФ<sub>ст</sub> от нижних горизонтов неокома и гор. Ю<sub>2-3</sub> средней юры к залежам в нижней юре (меняется то ли характер газогенерации ОВ, то ли его зрелость... скорее, последнее).

Как и величины ГКФ<sub>ст</sub>, от апта к средней юре происходит постепенное изменение всех параметров конденсата: снижаются его плотность (от 0,805 до 0,740 г/см<sup>3</sup>) и содержание нефтяных УВ. По составу ямальские конденсаты преимущественно метановые, бессернистые, в отдельных пробах отмечается повышение содержания парафина

Таблица 2

### Изменение содержания, г/м<sup>3</sup>, конденсата с глубиной по многозалежным месторождениям Ямала

Возраст	Пласт	Месторождение		
		Бованенковское	Харасавэйское	Южно-Тамбейское
Сеноман	ПК <sub>1-6</sub>	< 1	< 1	< 1
Альб	ХМ	0,6	–	–
Апт	ТП <sub>1</sub> *	0,65	2,5	47,0
	ТП <sub>6-8</sub>	1,44	–	111,3
	ТП <sub>10-11</sub>	Не определено	38,9	49,9
	ТП <sub>12</sub>	18,1	41,5	168,7
	ТП <sub>13</sub>	54,0	48,6	138,7
	ТП <sub>15-16</sub>	61,5	39,9	137,5
Неоком	ТП <sub>18-19</sub>	54,4	–	61,7
	ТП <sub>20</sub>	56,0	–	100...106
	ТП <sub>21-22</sub>	Не определено	80,1	150
	ТП <sub>24</sub>	57,0	123,4	–
	БЯ <sub>2-8</sub>	–	167,3...212,7	131...151
	ТП <sub>26</sub>	–	181,3	161
Юра	Ю <sub>2-3</sub>	213,9 / 140,2 (геол. / извлеч.)	71,0**	150...155
	Ю <sub>6-7</sub>	117,1	92,0**	105
	Ю <sub>10</sub>	255,5	–	–
	Ю <sub>12</sub>	121,0	–	–

\* Танопчинская угленосная свита.

\*\* Очень высокий уровень катагенеза (градации МК<sub>1</sub>...МК<sub>4</sub>) – жирные и коксовые угли в неморских толщах.

(до 2...3 %). По физико-химическим свойствам и УВ-составу конденсаты Ямала относятся к единому генотипу и диагностируются как неморские, генерированные ОВ лейптинитогумусового типа. Вторичных по генезису ГК (термодеструкционного типа) в газах Ямала не установлено.

Авторами на территории Ямала выделены три подтипа газоконденсатных залежей. Первый подтип содержит небольшое количество жидких УВ – 0,2...60 г/м, по углеводородному составу характеризуется обогащенностью нефтяными УВ (до 80 %), низким содержанием аренов (1...10 %) и газообразных гомологов метана. Он выделен в отложениях баррема-альба (пласты ТП<sub>16</sub>...ПК<sub>6</sub>) на ряде месторождений полуострова. Залежи ГК этого типа расположены на сравнительно небольших глубинах (0,9...1,7 км) под крупными сеноманскими залежами сухого метана, они не имеют нефтяных оторочек (незрелый ГК).

ГК-залежи 2-го подтипа отличает почти предельная насыщенность конденсатного газа УВ C<sub>5+</sub> в залежах без аномально высокого пластового давления (АВПД) (отношение пластового давления к давлению насыщения  $P_{пл}:P_{нас} = 1,01...1,10$ ) и уменьшение ее в горизонтах с АВПД ( $P_{пл}:P_{нас} = 1,2...1,4$ ), обогащенность метановыми УВ (до 72 % – метановый тип газоконденсата), реже нефтяными УВ (до 54 %); метаново-нафтяной и нафтяно-метановый типы газоконденсата (содержание УВ C<sub>5+</sub> обычно, 40...90 г/м<sup>3</sup>) выделен на Харасавэйском, Бованенковском, Крузенштернском, Нейтинском, Нурминском, Арктическом и Средне-Ямальском месторождениях (очень зрелый ГК).

ГК-залежи 3-го подтипа резко недонасыщены конденсатом ( $P_{пл}:P_{нас} = 1,5...1,6$ ), для них характерны сравнительно высокая насыщенность УВ C<sub>5+</sub> (до 250 г/м<sup>3</sup>) и обогащенность ароматическими УВ (до 23 % на фракцию НК<sup>3</sup>...200 °С). Они выделены в юрских отложениях Бованенковского месторождения. Для этого типа ГК-залежей характерны жесткие термобарические условия ( $P_{пл} > 40$  МПа, пластовая температура превышает 90 °С), глубина залегания более 2,5 км. ГК-залежи здесь, предположительно, подстилаются тонкими оторочками легкой конденсатоподобной нефти (...а может, выпавшим конденсатом).

В большинстве конденсатосодержащих скоплений Западной Сибири, залегающих на средних глубинах (1,8...3,3 км) в области температур от 75...80 до 100...110 °С, фоновые содержания ГК находятся в диапазоне 90(100)...180(200) г/м<sup>3</sup>, редко более. Максимальным значением ГКФ<sub>ст</sub> от 220...250 до 350...400 г/м<sup>3</sup> (аномальное конденсатосодержание) характеризуются залежи АТ берриаса Надым-Пурской области (Уренгоя и др. месторождений) на глубинах 3,6...3,9 км при температурах более 100 °С с АВПД в изолированных залежах (в низах региональной глинисто-кремнистой покрышки верхней юры – валанжина, с расстоянием 40...50 м до песчаников гор. Ю<sub>2,3</sub>).

Главная тенденция изменения конденсатосодержания в залежах СГ Западной Сибири – это его увеличение с глубиной от 0,5...3 г/м<sup>3</sup> в сеномане и апте до максимальных значений 180...250 г/м<sup>3</sup> в низах неокома и кровле средней юры и далее инверсия со снижением от гор. БЯ или Ю<sub>2-3</sub> к средним и особенно нижним горизонтам юрского нефтегазоносного комплекса и в зоне контакта с доюрскими породами до 70...30 г/м<sup>3</sup> и менее, связанное, скорее всего, с началом геохронотермического разрушения жидкой фазы (в нефтях и конденсатах).

Интервальные фоновые содержания конденсата в СГ разновозрастных комплексов и подкомплексов ЗСМП показаны в табл. 3.

В ГКС европейских областей и регионов значение ГКФ<sub>ст</sub> изменяется от первых граммов на метр кубический на малых глубинах

**Таблица 3**  
**Фоновое содержание, г/м<sup>3</sup>, конденсата в СГ комплексов ЗСМП**

I. Альб-сеноман		0,5...3 (до 10...20 узко локально в низах альба)
II. Апт	верхний (гор. ТП <sub>1</sub> ...ТП <sub>10</sub> )	2...10
	низы (ТП <sub>11</sub> ...ТП <sub>15-16</sub> )	30...50 (локально до 100)
III. Неоком		80...150
IV. Ачимовская толща		180...250
V. Юра	средняя	120...200
	низы и нефтегазоносный комплекс зоны контакта	3...50

<sup>3</sup> НК – начало кипения.

(Северо-Ставропольско-Пелагиадинское газовое месторождение на Ставропольском своде в Предкавказье, палеоген, глубина залегания – менее 1 км) до 50...80 г/м<sup>3</sup> в альбских залежах Западно-Кубанской впадины (2,2 км) и до 230...360 г/м<sup>3</sup> в карбонатных коллекторах карбона – нижней перми в Тимано-Печорской провинции (Вуктыл – 350 г/м<sup>3</sup>), Прикаспийской впадине (Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение – 76 г/м<sup>3</sup>, Астраханское месторождение – 240...300 г/м<sup>3</sup>, вариации по площади)<sup>1</sup>. Газы Прикаспия содержат H<sub>2</sub>S, конденсаты сернистые (содержание серы – 0,8...1,0 %), связаны явно с глубокопогруженными морскими толщами с сапропелевым материнским РОВ (девон?).

В недрах древней Сибирской платформы в залежах СГ содержание конденсата повсеместно пониженное и низкое (от 12...15 до 30...40 г/м<sup>3</sup>, редко более) независимо от наличия нефтяной оторочки. То же и в газах Вилуйской впадины (в триасе и верхней перми – менее 80 г/м<sup>3</sup>), а в юрских газовых залежах на глубинах менее 1,5 км – менее 10 г/м<sup>3</sup>, причем нефтяной конденсат с глубиной сменяется на метаново-нефтяной, доля нефтяных УВ существенно снижается.

Невысоким содержанием ГК характеризуются и аптские газы Южно-Карской нефтегазоносной области (менее 20 г/м<sup>3</sup>), и юрские залежи Баренцевоморской провинции (от 5 до 14 г/м<sup>3</sup>), чуть больше значение ГКФ<sub>ст</sub> в ОМП – 80...120 г/м<sup>3</sup>.

### Генезис конденсата

Решающее влияние на формирование разнотипных скоплений УВ оказывают следующие параметры: тип РОВ, микрокомпонентный состав гумусового РОВ, массовое отношение концентрированного органического вещества (КОВ, угли) к РОВ в отдельных комплексах пород, степень катагенеза ОВ материнских и вмещающих залежи пород, современные температуры, максимальные палеотемпературы, экранящие свойства региональных, областных и зональных покровов, в первую очередь степень их нарушенности флюидопроводящими разломами. Влияние вышеуказанных параметров на фазовое состояние скоплений УВ в особых комментариях не нуждается. Оно обсуждается в ряде работ [3, 5 и др.].

Все параметры скапливающихся в залежах УВ закладываются в материнских

(генерирующих) толщах, где объем (масса) УВ-газов намного больше, чем объем рассеянных битумоидов, но СГ эмигрирует из материнских глин в близлежащие коллекторские горизонты уже с определенным количеством легких жидких УВ (конденсата), зависящим от уровня зрелости материнского ОВ, и далее мигрирует по коллекторам уже без изменений значения ГКФ<sub>ст</sub> и УВ-состава, которые закладываются также на генерационной стадии по мере погружения генерирующих толщ. При собственно гумусовом ОВ (РОВ и углей – витринит-фюзинитового состава) содержание ГК никогда не бывает высоким (обычно до 100...120 г/м<sup>3</sup> и то за счет почти постоянно присутствующей лейптинитовой компоненты) вследствие невысоких генерационных возможностей по отношению к жидким и твердым подвижным компонентам (высокомолекулярным УВ + смолам + асфальтенам). С увеличением лейптинитовой и сапропелевой компонент в смешанном ОВ увеличивается и содержание ГК в газе (в коллекторах).

В зависимости от объемно-массовых соотношений сапропелевой, гумусовой и лейптинитовой компонент в суммарном ОВ соотношение геологических запасов нефти и СГ в залежах варьирует в очень широких пределах – от 5:1 до 1:5 и даже до 1:8...12, когда жидкой фазы едва хватает на небольшое насыщение газовой фазы конденсатом (при ГКФ<sub>ст</sub> = 20...50 г/м<sup>3</sup>, редко 100...150 г/м<sup>3</sup>), и происходит формирование в природных резервуарах залежей типа ГК, реже ГKN с небольшими оторочками легких конденсатоподобных нефтей. Последние характерны для областей, районов и комплексов пород преимущественного и даже исключительного газонакопления (в промышленных масштабах). Но даже при чисто сапропелевом материнском ОВ в нефтях всегда присутствует попутный газ, отделяющийся от жидкой фазы при испытаниях и эксплуатации (от 50...100 до 180...200 м<sup>3</sup>/т, редко до 250...280 м<sup>3</sup>/т), т.е. даже в залежах – «конечных продуктах» процессов онтогенеза УВ – отношение жирного УВ-газа и нефти почти равно генерационно-массовому – 2:10 (1000 м<sup>3</sup> газа с содержанием «тяжелых» УВ, т.е. этана, пропана и бутанов, до 40...50 % по массе соответствует 0,9...1,0 т жидких УВ, т.е. нефти, т.е. 200 м<sup>3</sup> ≈ 0,2 т).

Изменения фазового состояния УВ-систем и состава слагающих их отдельных фаз (газовой свободной и нефтерастворенной, нефтяной

свободной и жидкой газорастворенной) взаимообусловлены и контролируются общими факторами и параметрами. Вместе с тем физико-химические и УВ-параметры нефти и газа более ощутимо реагируют на изменяющиеся геологические условия по мере эволюции их скоплений в земных недрах, чем фазовое состояние этих скоплений.

Образование ГКС в недрах начинается в протокатагенезе на стадии блестящих бурых углей. В гумусовом РОВ на стадиях ПК<sub>2</sub>...ПК<sub>3</sub> помимо газов в большом количестве присутствуют высокомолекулярные нафтеновые и нафтенно-ароматические гибридные УВ и смолисто-асфальтовые соединения. В мезо-катагенезе (градации МК<sub>1</sub>...МК<sub>3</sub><sup>1</sup>) процессы генерации битумоидов и «жирных» газов (УВ группы С<sub>2</sub>...С<sub>4</sub>) достигают максимума во всех типах ОВ.

Примечательно, что катагенетический рубеж  $R^\circ = 0,50 \pm 0,01 \%$ , отделяющий тяжелые «незрелые» нафтеновые и нафтенно-ароматические нефти от утяжеленных и средних по плотности метаново-нафтенно-ароматических – «нормальных» – нефтей, является довольно жестким и не зависит от конкретных термоглубинных условий (в молодых кайнозойских отложениях: глубины до 3...5 км, температуры до 115...120 °С и более). Как правило, «нормальные» нефти не опускаются «катагенетически» ниже уровня  $R^\circ = 48...49 \%$ , нафтеновые нефти не поднимаются выше  $R^\circ = 50...51 \%$ , за исключением случаев явного гипергенного разрушения нефтяных скоплений или нефтей типа баженовских.

На фактическое содержание конденсата оказывают влияние термобарические условия нахождения скоплений УВ в земных недрах, однако менее сильное, чем первичные генерационно-консервационные причины, которые определяют фоновые содержания жидкой компоненты в свободной газовой фазе УВ. Первичные (в понимании авторов) ГКС, как правило, недонасыщены конденсатом на всех этапах их эволюции. В то же время, вторичные ГКС в катагенетическом диапазоне ОВ материнских пород МК<sub>3</sub><sup>2</sup>...МК<sub>4</sub> могут быть и полностью насыщены, и даже перенасыщены жидкой фазой, однако полного насыщения часто не наблюдается ввиду поступления в ловушки, занятые медленно трансформирующейся в смесь тяжелых углеводородных газов нефтью, все большего объема свободного газа

вторичного, т.е. термодеструкционного, происхождения, генерированного керогеном и битумоидами пород.

Локальные термобарические условия природных резервуаров, непосредственно вмещающих залежи УВ, – хотя и действенный, но все же второстепенный (менее значимый, чем условия генерации и хронотермической сохранности) фактор возникновения, эволюции и количественных вариаций содержания жидкой компоненты в СГ. Какими бы высокими ни были современные температура и флюидальное давление в залежи, способствующие растворимости жидких УВ в газе, если данная флюидальная система подверглась длительному воздействию высоких геотемператур и является геохимически высокозрелой («перезрелой» по отношению к конденсату), значение  $GK\Phi_{ct}$  оказывается пониженным, низким или практически нулевым. Вместе с тем определенное влияние на конденсатную характеристику СГ Западной Сибири оказывают структурно-литологические условия локализации УВ-скоплений, а именно наличие средне- и малоамплитудных разломов, не разрушающих полностью или в значительной степени залежи УВ, но приводящих к разномасштабным утечкам СГ и обогащению скоплений жидкими УВ (не только в виде растущих по массе и объему нефтяных оторочек, но и в форме газорастворенной компоненты). Точно так же развитие в континентальных толщах алевроглинистых полупроницаемых покрышек в разрезе, оказывающих сепарирующее влияние в условиях длительной эволюции УВ-скоплений, приводит к обогащению газа жидкой фазой.

Весьма высокое содержание конденсата в юрских газах Часельского района Пур-Тазовской нефтегазоносной области связано, с одной стороны, с повышением доли лейптинитовых микрокомпонентов в суммарном РОВ по сравнению с другими районами провинции (с этим, кстати, связано и наличие бессернистых ультрапарафиновых нефтей в оторочках), с другой, – с развитием в разрезе сравнительно тонких покрышек алевритовых глин. Морская по генезису ачимовская толща обязана высокой конденсатностью сочетанию смешанного ОВ с повышенной долей сапропелевой компоненты (до 30...35 %) и аномально высоких флюидальных давлений и температур. В арктических районах провинции по всему песчано-глинистому разрезу

от кровли сеномана до подошвы юры в осадочных толщах содержится существенно гумусовое ОВ как в рассеянной, так и в концентрированной формах с примесями сапропелевой и лейптинитовой компонент не более 10...20 и 5...15 % соответственно (за исключением морских глин верхней юры – готерива, где ОВ имеет сапропелево-гумусовую или гумусово-сапропелевую природу), поэтому во всем диапазоне «конденсатного окна» ( $R^\circ = 0,45...2,00$  %) содержание жидких УВ в СГ относительно пониженное.

Наиболее благоприятными условиями для образования и сохранности высококонденсатных систем вторичного типа являются: смешанный гумусово-сапропелевый тип ОВ и изолированность геофлюидальных систем в запечатанных резервуарах, осложняющих региональные покрывки. Третьим благоприятным условием является повышенное содержание лейптинитовых микрокомпонентов, особенно споровых, пыльцовых, кутикуловых, сочетающих максимальную газо- и битумогенерацию, в частности образование легких, низкосмолистых, безасфальтеновых конденсатоподобных битумоидов, формирующих в конечном итоге нефтяные оторочки газоконденсатнонефтяных первичных залежей, которые в дальнейшем легче переходят в газовую фазу, в отличие от «нормальных» морских и озерных нефтей с повышенным содержанием высокомолекулярных УВ, смол и асфальтенов.

В связи с актуальностью проблемы прогнозирования и поисков ГКС сформулированы и изложены ниже основные положения теории их формирования и эволюции.

1. Газоконденсатные системы следует подразделить на первичные и вторичные в соответствии с основными факторами их образования. Первичные возникают в сероцветных континентальных угленосных, субугленосных, реже безугольных дельтовых и в некоторых случаях прибрежноморских толщах с преобладанием в ОВ гумусовой компоненты (витринит + фюзинит) и эволюционируют без изменения фазового состояния (за исключением случаев широкомасштабной дегазации недр и накопления остаточных конденсатных нефтей). Содержание конденсата, достигающее максимума в диапазоне  $R^\circ = 0,75...1,15$  % (до 200 г/м<sup>3</sup>, реже 250 г/м<sup>3</sup>), в дальнейшем уменьшается к уровню катагенеза  $R^\circ = 1,75...1,80$  % практически до 5...0 г/м<sup>3</sup>.

Вторичные ГКС – продукт нисходящей ветви эволюции первичных нефтегазовых систем (нефть + растворенный газ), морских и озерных терригенных и карбонатных толщ. Они возникают на рубеже катагенеза  $R^\circ = 1,15...1,30$  %, максимального конденсатосодержания (до 300...400 г/м<sup>3</sup>) достигают в узком диапазоне  $R^\circ = 1,30...1,45$  % (до 1,50 %) и в дальнейшем вследствие термодеградаций конденсата превращаются в газовые в диапазоне  $R^\circ = 2,00...2,10$  %. Кстати, этот феномен отмечался геологами-угольщиками еще в 1980-х гг., исходившими из многочисленных примеров в мире (США, Северное море и др.) [3]. Заметим, что это уже стадия углефикации тощих углей, не дающих выхода легких жидких компонентов (уже разрушились). Значительная примесь гумусовых микрокомпонентов в суммарном ОВ и особенно малое превышение пластовыми давлениями условных гидростатических (низкий коэффициент аномальности) снижает начальный уровень образования вторичных ГКС до  $R^\circ = 1,10...1,20$  %. Наиболее благоприятными условиями для образования и сохранности высококонденсатных систем являются: смешанный гумусово-сапропелевый тип ОВ и изолированность геофлюидальных систем в запечатанных резервуарах, осложняющих региональные покрывки.

2. Обогащение газа жидкими компонентами происходит преимущественно в газоматеринских породах на генерационной стадии путем диффузии и перемешивания масс газобразных и жидких УВ в микропространстве пор и трещин, т.е. в микропустотном пространстве, примыкающем к частичкам ОВ. В дальнейшем на путях вторичной миграции газовая фаза может как обогащаться, так и обедняться жидкими компонентами в зависимости от состава и фазового состояния микроскопленных УВ, поглощаемых мигрирующими струями на путях коллекторской миграции. На аккумуляционном и эволюционном этапах обогащение газовой фазы легкими жидкими компонентами происходит крайне медленно вследствие низкой эффективности процесса диффузии высокомолекулярных УВ в макрообъемах, и существенно недонасыщенная (при конкретных термобарических условиях в пласте) ГКС может сосуществовать в ловушке с нефтяной оторочкой любой массы и строения, также недонасыщенной растворенным газом, сколь

угодно долго, пока медленно увеличивающийся уровень интегрального прогрева (катагенеза) материнских и вмещающих залежи органических подвижных соединений с иными соотношениями газообразных и жидких УВ и перемешиванию их в объеме ловушки.

Состояния, близкого к насыщению, а в отдельных случаях и пересыщения жидкой фазой достигают вторичные ГКС, поскольку зарождение и рост свободной газовой фазы вследствие эволюционной термодеструкции битумоидов в породах и нефти в залежах (в том числе и в микрозалежах) происходят в микрообъемах внутри жидкой фазы, когда масса легких жидких УВ существенно превосходит потенциальную растворяющую способность свободного «вторичного» газа. Однако эффект падения давления при трансформации первичной миграции во вторичную на границе нефтематеринской (первоначально) породы и коллектора вновь обуславливает некоторую недонасыщенность газоконденсатных струй, поступающих из высокопреобразованных зон генерации в зоны УВ-накопления, а именно в ловушки, занятые медленно деградирующей в газоконденсатную фазу нефтью. Однако вследствие того, что катагенетическая зрелость материнского ОВ в зонах (очагах) генерации, как правило, выше, чем интегральный прогрев (температура + время) пород в зонах УВ-накопления, в ловушки поступают после миграции ГКС, геохимически более зрелые, чем формирующиеся *in situ*. Именно в силу этих причин и вторичные ГКС редко достигают полного насыщения жидкой фазой.

Изложенные положения легли в основу разработки принципиальной схемы прогноза конденсатосодержания СГ [2–5, 11].

Таким образом, исследования показывают, что первичные ГКС образуются в осадочных толщах с гумусовым или смешанным ОВ (лейптинитово-гумусовым, сапропелево-гумусовым) в широком диапазоне его катагенетического преобразования ( $R^\circ$  от 0,45 до 1,80...1,85 %) в прото- и мезокатагенезе и не меняют своего фазового состояния. Вторичные ГКС – продукт термотрансформации первично нефтеносных систем (от тяжелых нефтей к легким) в онтогенетической

цепочке (Нт – Нс – Нл<sup>4</sup>) – НГК – ГКН – ГК в диапазоне  $R^\circ$  от 1,25...1,30 до 1,95...2,05 % (до начала апокатагенеза – АК<sub>1</sub>, тощих углей в разрезе).

Чем больше изучены и освоены малые и среднemaлые глубины (от 0,5 до 1,8...2,0 км) в ОБ России, тем реже открытия и меньше приросты запасов СГ, бесконденсатного и мало-конденсатного (содержанием менее 10 г/м<sup>3</sup>). На средних и больших глубинах встречаются скопления только «зрелого» конденсатсодержащего газа. При этом замечено, что и по числу залежей, и по запасам в ЗСМП скоплений с малым и средним содержанием ГК весьма мало: или бесконденсатные, или уже с повышенным и средним его содержанием, т.е. в природе скачок конденсатосодержания в СГ происходит быстро и имеет узкие термоглубинный и катагенетический диапазоны (от 700...1000 м и 15...25 °С до 1800...2000 м и 48...52 °С;  $R^\circ$  – от 0,43...0,44 до 0,48...0,50 %, т.е. в позднем протокатагенезе – ПК<sub>3</sub><sup>1-2</sup>, бурые угли в неморских толщах).

### Оценка ресурсов конденсата

Большое практическое значение имеет прогнозирование скоплений СГ с высоким (и аномальным) содержанием ГК. По разным данным НПП СГ России (суша и шельф) находятся в диапазонах<sup>5</sup> 200...300 трлн м<sup>3</sup> (геол.) и 175...250 трлн м<sup>3</sup> (извлек.) [12, 13]. Будем оперировать обеими оценками, рассматривая их как оценки газового потенциала недр Северной Евразии «сверху» и «снизу». В табл. 4 приведены величина и структура НПП конденсата, составляющая, по официальной оценке, 17,8 млрд т, в том числе прогнозная часть – 13,1 млрд т.

С учетом того, что ресурсы бесконденсатного газа ( $ГКФ_{ст} < 3$  г/м<sup>3</sup>) оцениваются в 55/50 трлн м<sup>3</sup> (геол./извлек.), ресурсы конденсатсодержащего газа составят 125...200 трлн м<sup>3</sup>, а НПП конденсата – соответственно 15...18 млрд т (цифры округленные); при этом авторы увеличили усредненное значение  $ГКФ_{ст}$  с 89 (офиц.) до 120 г/м<sup>3</sup>, считая, что официальная оценка НПП газа существенно преувеличена, а прогнозное конденсатосодержание приуменьшено. Однако

<sup>4</sup> Нт – Нс – Нл – тяжелая, средняя и легкая по плотности нефти.

<sup>5</sup> Оценки 2016–2020 гг.: нижние границы диапазонов – корпоративные, верхние – официальные.

Таблица 4

**Величина, млрд т, и структура ресурсов газового конденсата ОБ России  
(по состоянию на 01.01.2020)**

	Добыча с начала разработки	Запасы		Ресурсы	
		кат. A + B <sub>1</sub> + C <sub>1</sub>	кат. B <sub>2</sub> + C <sub>2</sub>	неоткрытые	потенциальные**
Всего по России	0,6	2,3	1,8	13,1*	17,8
Астраханская область	0,1	0,4	0,3	0,4	1,2
Ямало-Ненецкий АО	0,3	1,3	1,3	4,1*	7,0*
Красноярский край	0,0	0,04	0,06	2,0*	2,1*
Иркутская область	0,0	0,1	0,1	0,4	0,6
Республика Саха (Якутия)	0,0	0,1	0,0	0,5	0,6
Шельф,	0,04	0,26	0,1	4,7*	5,1*
в том числе карский	0,0	0,0	0,1	2,9*	3,0*

\* Завышено на 20...40 % против реальных значений.

\*\* Официальные данные на 01.01.2009.

оценки ресурсов ГК получились сопоставимыми (15,0...17,8 млрд т).

Новые значительные открытия скоплений типа ГК и ГКН предстоят в породах юры ЗСМП (в ее арктических областях), венда ВСМП, но наиболее значительные – на шельфе Арктики, где содержание ГК в газах неокома, юры и триаса как раз и будет наблюдаться в диапазоне 100...180(200) г/м<sup>3</sup>, в среднем – 120...140 г/м<sup>3</sup>. Таким образом, прогнозируется открытие еще многих сотен конденсатсодержащих МУВ и залежей до 2055–2060 гг., а реально подтверждаемые в ходе поисково-разведочных работ прогнозные ресурсы ГК составляют не менее 8...9 (до 10) млрд т (извлек.). На это значение и следует ориентироваться при планировании новых приростов запасов конденсата в России. Правда, при этом необходимо приращивать ежегодно всеми компаниями-операторами до 200...220 млн т новых запасов конденсата. Пока эта цифра существенно ниже 100 млн т, поскольку значительная часть прироста происходит все же за счет СГ с невысоким содержанием конденсата (Южно-Карская область, Восточная Сибирь и др.).

\*\*\*

Таким образом, недра Северной Евразии (Россия и прилегающий шельф) чрезвычайно богаты газом в виде газосодержащих МУВ

и залежей, однако в силу генетических причин до 30...35 % и запасов, и ресурсов СГ отличаются пониженным содержанием жидких УВ – конденсата, в том числе до 22...25 % МУВ вообще бесконденсатны (сухой метановый газ ранних порций генерации в гумусовом и смешанном ОБ неморских толщ).

Содержание в газе конденсата определяется генетическими условиями в пластах-генераторах (глинах, алевролитах и углях), а именно: типом и составом газогенерирующего ОБ, уровнем его катагенетической преобразованности, а внутри ГК-залежей – термобарическими условиями. В большинстве случаев величина ГКФ<sub>ст</sub> находится в интервале 3...300 г/м<sup>3</sup> (ниже – «незрелый» газ, выше – весьма редкое явление, наблюдаемое в изолированных резервуарах с аномально высоким пластовым давлением при некоторой примеси в РОВ лейптинитового и сапропелевого компонентов. Даже в разрушающихся нефтяных системах на грациях катагенеза МК<sub>4</sub>...МК<sub>3</sub><sup>1</sup> содержание конденсата в газе обычно 200...280 г/м<sup>3</sup> (Астраханское и многие др. МУВ).

Если валовая добыча СГ в России достигнет уровня в 1 трлн м<sup>3</sup> (в 2036–2040 гг.) при объеме конденсатсодержащего газа 450...500 млрд м<sup>3</sup> (с ГКФ<sub>ст</sub> в диапазоне 50...200 г/м<sup>3</sup>), то добыча конденсата увеличится до 55...60 млн т/год.

## Список литературы

1. Гриценко А.И. Углеводородные конденсаты месторождений природного газа / А.И. Гриценко, Т.Д. Островская, В.В. Юшкин. – М.: Недра, 1983. – 262 с.
2. Островская Т.Д. Прогноз фазового состояния углеводородов в недрах Западной Сибири по термодинамическим условиям нахождения залежей / Т.Д. Островская // Геология нефти и газа. – 1976. – № 1. – С. 44–50.
3. Галимов Э.М. Источники и механизмы образования углеводородных газов в осадочных породах / Э.М. Галимов // Геохимия. – 1989. – № 2. – С. 163–180.
4. Немченко Н.Н. Прогнозирование высокотемпературных газоконденсатных залежей с высоким содержанием жидких углеводородов / Н.Н. Немченко // Газовая промышленность: обзорная информация. – М., 1985. – Вып. 70.
5. Скоробогатов В.А. Генезис конденсата, формирование и прогнозирование конденсатсодержащих месторождений и потенциальных ресурсов / В.А. Скоробогатов // Материалы Научно-технического совета РАО «Газпром»: Обсуждение проблем повышения достоверности оценки запасов, полноты извлечения ресурсов газового конденсата на месторождениях РАО «Газпром». – М., 1997. – С. 15–23.
6. Строганов Л.В. Газы и нефти ранней генерации Западной Сибири / Л.В. Строганов, В.А. Скоробогатов. – М: Недра-Бизнесцентр, 2004. – 414 с.
7. Брехунцов А.М. Нефтегазовая геология Западно-Сибирской Арктики / А.М. Брехунцов, Б.В. Монастырев, И.И. Нестеров и др. – Тюмень: Геодата, 2020. – 464 с.
8. Немченко Н.Н. Происхождение газоконденсатных залежей и прогноз фазового состояния углеводородов на севере Западной Сибири / Н.Н. Немченко, А.С. Ровенская // Геология нефти и газа. – 1987. – № 2. – С. 25–31.
9. Старобинец И.С. Распространение и условия формирования различных типов газоконденсатных залежей и их нефтяных оторочек / И.С. Старобинец // Советская геология. – 1980. – № 1. – С. 20–26.
10. Стасова О.В. Типы нефтей и конденсатов в мезозойских отложениях севера Западно-Сибирской плиты / О.В. Стасова, В.Е. Андрусевич // Органическая геохимия мезозойских и палеозойских отложений Сибири: сб. науч. тр. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1981. – Вып. 286. – С. 29–36.
11. Козлов А.Л. Размещение газоконденсатных залежей в нефтегазоносных бассейнах и критерии определения перспектив нефтегазоносности / А.Л. Козлов // Севергеология. – 1975. – № 5. – С. 19–28.
12. 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. – Спецвыпуск № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 59–65.
13. Варламов А.И. Ресурсный потенциал углеводородов – основа развития топливно-энергетического комплекса России / А.И. Варламов, А.П. Афанасенков, М.И. Лоджевская и др. // Геология нефти и газа. – 2016. – № 3. – С. 3–13.

## Forming and forecasting condensate-incorporating fields and deposits in sedimentary basins of Russia. Challenges of resources, prospecting and production in 21<sup>st</sup> century

A.N. Rybyakov<sup>1</sup>, O.G. Kananykhina<sup>2\*</sup>

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

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

\* E-mail: O\_Kananykhina@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** This article examines geostatistics of the free-gas fields and deposits incorporating condensate. The genesis of gas condensate, depth dynamics of its content referring to some fields of Western and Eastern Siberia (Yamal, etc.), its physical-chemical properties and composition are also discussed. Authors point up three subtypes of the gas-condensate deposits, suggest their own assessment of amount and structure of the initial potential resources of condensate in Russia. In authors' opinion, the latter fall in the interval of  $(15...18) \cdot 10^9$  t (extractable), which closely corresponds to the formal figure of  $17,8 \cdot 10^9$  t. Authors conclude that the increase of the annual gas condensate production up to  $55...60 \cdot 10^6$  t in 2040 is quite real versus to contemporary output of  $29 \cdot 10^6$  t per year.

**Keywords:** free gas, condensate, genesis, deposit, reserves, resources, production.

### References

1. GRITSENKO, A.I., T.D. OSTROVSKAYA, V.V. YUSHKIN. *Hydrocarbon condensates from the fields of natural gas* [Uglevodorodnyye kondensaty mestorozhdeniy prirodnoy gaza]. Moscow: Nedra, 1983. (Russ.).
2. OSTROVSKAYA, T.D. Predicting phase status of hydrocarbons in West-Siberian subsoil according to thermodynamic environment of deposits [Prognoz fazovogo sostoyaniya uglevodorodov v nedrakh Zapadnoy Sibiri po termodinamicheskim usloviyam nakhozheniya zalezhey]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 1976, no. 1, pp. 44–50. ISSN 0016-7894. (Russ.).
3. GALIMOV, E.M. Sources and mechanisms of hydrocarbon gases generation in sedimentary rocks [Istochniki i mekhanizmy obrazovaniya uglevodorodnykh gazov v osadochnykh porodakh]. *Geokhimiya*, 1989, no. 2, pp. 163–180. ISSN 0016-7525. (Russ.).
4. NEMCHENKO, N.N. Prognosis of high-temperature gas-condensate deposits rich of liquid hydrocarbons [Prognozirovaniye vysokotemperaturnykh gazokondensatnykh zalezhey s vysokim sodержaniyem zhidkikh uglevodorodov]. In: *Gas industry: review series* [Gazovaya promyshlennost: obzornaya informatsiya]. Moscow, 1985, is. no. 70.
5. SKOROBOGATOV, V.A. Genesis of condensate, forming and prediction of condensate-incorporating fields and potential resources [Genezis kondensata, formirovaniye i prognozirovaniye kondensatsoderzhashchikh mestorozhdeniy i potentsialnykh resursov]. In: *Proc. of Gazprom's Scientific-technical council: Discussion on rising validity of reserves assessment and gamut of gas condensate recovery at the fields of the Gazprom RJSC*. Moscow, 1997, pp. 15–23. (Russ.).
6. STROGANOV, L.V., V.A. SKOROBOGATOV. *Western-Siberian gases and oils of earlier generation* [Gazy i nefiti ranney generatsii Zapadnoy Sibiri]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2004. (Russ.).
7. BREKHUNTSOV, A.M., B.V. MONASTYREV, I.I. NESTEROV, et al. *Petroleum geology of West-Siberian Arctic* [Neftegazovaya geologiya Zapadno-Sibirskoy Arktiki]. Tyumen: Geodata, 2020. (Russ.).
8. NEMCHENKO, N.N., A.S. ROVENSKAYA. Origin of gas-condensate deposits and prognosis of phase status for hydrocarbons at north of West Siberia [Proiskhozheniye gazokondensatnykh zalezhey i prognos fazovogo sostoyaniya uglevodorodov na severe Zapadnoy Sibiri]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 1987, no. 2, pp. 25–31. ISSN 0016-7894. (Russ.).
9. STAROBINETS, I.S. Expansion and conditions of forming for different types of gas-condensate deposits and their oil rims [Rasprostraneniye i usloviya formirovaniya razlichnykh tipov gazokondensatnykh zalezhey i ikh neftyanykh otorochek]. *Sovetskaya Geologiya*, 1980, no. 1, pp. 20–26. (Russ.).
10. STASOVA, O.V., V.Ye. ANDRUSEVICH. Types of oils and condensates in Mesozoic sediments at north of West-Siberian plate [Tipy neftey i kondensatov v mezozoyskikh otlozheniyakh severa Zapadno-Sibirskoy plity]. *Organicheskaya Geokhimiya Mezozoyskikh i Paleozoyskikh Otlozheniy Sibiri*, Novosibirsk: Siberian Scientific Research Institute for Geology, Geophysics and Mineral Stock, 1981, is. 286, pp. 29–36, ISSN 0583-1822. (Russ.).
11. 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.).
12. 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 svobodnoy gaza osadochnykh basseynov Rossii i ikh podtverzhdayemost pri poiskovo-razvedochnykh rabotakh]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 59–65. ISSN 0016-7894. (Russ.).
13. VARLAMOV, A.I., A.P. AFANASENKOV, M.I. LODZHEVSKAYA, et al. Resource potential of hydrocarbons as foundation of evolution for Russian fuel-energy industry [Resursnyy potentsial uglevodorodov – osnova razvitiya toplivno-energeticheskogo kompleksa Rossii]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2016, no. 3, pp. 3–13. ISSN 0016-7894. (Russ.).

УДК 550.832:001.891.573

## Построение скоростной модели среды методом интегрированного анализа геолого-геофизических данных по материалам электроразведки на Бованенковском лицензионном участке

Н.Т. Ибрагимова<sup>1</sup>, В.В. Касьянов<sup>1\*</sup>, С.А. Черкашин<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Центр обработки и интерпретации данных геофизических методов ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 625019, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. Воровского, д. 2

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

**Ключевые слова:** электроразведка углеводородных месторождений, Бованенковское месторождение, зондирование становлением поля в ближней зоне, методика расчета скоростных характеристик среды.

**Тезисы.** В работе излагается методика построения скоростных характеристик продольных волн по результатам электроразведки, выполненной способом зондирования становлением поля в ближней зоне (3D ЗСБ) на Бованенковском лицензионном участке. Для решения поставленных задач проведены комплексные исследования геолого-геофизических данных (куб волнового поля отраженных продольных волн; скоростные характеристики среды, полученные по материалам вертикального сейсмического профилирования; результаты геофизических исследований скважин). В качестве исходного параметра для выполненных расчетов выбрано удельное электрическое сопротивление, значения которого были получены в результате обработки и интерпретации данных электроразведки.

С целью изучения возможности использовать данные электроразведки для построения глубинно-скоростной модели среды авторы рассчитали различные варианты преобразования куба сопротивлений в куб скоростей продольных волн. В итоге разработана методика, позволяющая с достаточной точностью задействовать электроразведочные данные для расчета скоростных характеристик среды. Получены и проанализированы кубы интервальных скоростей, плотности горных пород, значений модуля упругой деформации Юнга. Данная информация необходима не только на стадии геологоразведочных работ, но и на этапах разработки месторождений (выявление аномальных зон повышенной опасности работ при бурении скважин).

Основным недостатком метода 3D ЗСБ является низкое разрешение записи в глубинном направлении. Для определения эффектов газонасыщения требуются дополнительные преобразования, базирующиеся на данных других геофизических методов (т.е. необходим дополнительный интегрированный комплекс исследований). В последние годы методы электроразведки активно развиваются, совершенствуются способы обработки и интерпретации данных, внедряются инновации на стадиях полевых и камеральных работ, поэтому в недалеком будущем можно будет получать принципиально иную, более емкую информацию о строении и физических свойствах пород на изучаемых территориях.

Основы электроразведки, или электрометрии, заложены в начале прошлого века фундаментальными исследованиями французских ученых братьев Шлюмберже. В 1910 г. К. Шлюмберже разработал метод сопротивлений, нашедший впоследствии широкое применение при геологоразведочных исследованиях. С тех пор электроразведочные технологии несоизмеримо прогрессировали.

В последние годы объем электроразведочных работ в ПАО «Газпром» значительно вырос. И это не случайно: эффективность и информативность электроразведки нефтегазовых месторождений заметно выросли. Технологии зондирования становлением поля в ближней и дальней зонах занимают ведущее место в области электромагнитных исследований геологической среды в диапазоне глубин от первых десятков до нескольких тысяч метров и успешно применяются на многих лицензионных участках (ЛУ) ПАО «Газпром» (Ковыктинский ЛУ, Чаяндинский ЛУ, Бованенковский ЛУ и др.). Варианты технологий зондирования становлением поля в ближней зоне (ЗСБ) с разными размерами генераторных петель обеспечивают глубину исследований до 1...4 км, что позволяет решать задачи поиска нефти и газа, изучения геологического строения осадочного чехла, прогноза коллекторов, разрывных нарушений, выявления зон разуплотнений [1].

Однако для интегрированного анализа геолого-геофизических данных, как правило, используются пакеты программ, базирующиеся в основном на сейсмических данных (других нет), поскольку основным методом изучения геологической среды является сейсморазведка. Поэтому для комплексирования материалов прикладной геофизики прежде всего использовались имеющиеся в наличии пакеты программ соответствующего профиля.

С целью изучения возможности использования данных электроразведки для построения глубинно-скоростной модели авторы выполнили несколько вариантов преобразования куба сопротивлений в куб скоростей продольных волн. При построении глубинно-скоростной модели использовались итоговые материалы электроразведочных работ (куб удельных электрических сопротивлений), полученные в южной части Бованенковского месторождения методом ЗСБ, а также данные вертикального сейсмического профилирования (ВСП) и акустического каротажа в скважине, пробуренной в пределах исследуемого участка.

Для пересчета в скоростные характеристики продольных волн в предназначенную для обработки данных сейсморазведки 2D/3D МОГТ<sup>1</sup> систему SeisSpace производства компании «Халлибуртон» был загружен куб удельного электрического сопротивления (при условии профессионального подхода комплекс SeisSpace позволяет решать широкий круг задач не только в стандартной обработке, но и в частичной интерпретации различных методов геолого-геофизических данных).

Геометрия съемки, выполненной на этапе полевых электроразведочных работ, существенно отличалась от данных 3D МОГТ. Следовательно, для совместного анализа геолого-геофизических данных требовалась единая геометризованная система, в связи с чем в среде SeisSpace были реализованы многочисленные и разнообразные процедуры пересчета на базе математической аппроксимации геодезической съемки и геофизических данных. В результате данные ЗСБ пересчитали с исходной сетки наблюдений на регулярную съемку, соответствующую геометрии сейсмических данных 3D МОГТ.

По завершении процесса геометризации куба сопротивлений данные ЗСБ были

загружены в другие интерпретационные пакеты с целью выполнения начального интегрированного анализа удельного электрического сопротивления со скважинными данными и другой геолого-геофизической информацией. В ходе анализа выяснилось, что в пределах куба ЗСБ в скв. 201 проводились сейсмические работы методом вертикального сейсмического профилирования (ВСП), а также комплекс геофизических исследований с получением по всему стволу скважины кондиционных кривых плотностного, акустического и электрического каротажа. Наличие этой информации послужило основанием для дальнейших исследований материалов ЗСБ с целью дополнительного выявления скоростных характеристик разреза на исследуемой территории.

Первоначально авторы планировали выполнить все необходимые расчеты с использованием скоростных характеристик разреза, полученных по данным ВСП (поскольку данные ЗСБ имеют низкое вертикальное разрешение записи, а скорости ВСП – аналогичное разрешение по глубине и в сравнении с данными акустического каротажа (АК) лучше сопоставимы с сейсмическим кубом по кинематическим и динамическим характеристикам). Однако анализ всех материалов ВСП Бованенковского месторождения показал их низкое качество.

Исключением не стали и скоростные характеристики разреза, полученные по вертикальному годографу продольных волн (данные ВСП) в скв. 201 (рис. 1, см. интервальные скорости ( $v_{\text{инт}}$ ) по ВСП и АК). Проведенная по этой скважине методом одномерного моделирования литолого-стратиграфическая привязка наземной сейсморазведки к данными геофизических исследований скважин (ГИС) показала хорошие результаты, что свидетельствует о кондиционности скоростного закона (годографа в целом). Однако локальных изменений, вызванных различными неоднородностями (свойствами) геологического разреза, значения  $v_{\text{инт}}$ , рассчитанные с применением вертикального годографа продольных волн, практически не отражают. Поэтому для дальнейших исследований была создана объединенная скоростная модель на основе данных ВСП и АК. Алгоритм расчета в скоростной модели изложен ниже.

В первую очередь для совместных расчетов данные ВСП были приведены к шагу дискретизации данных ГИС (0,2 м). Значения  $v_{\text{инт}}$

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

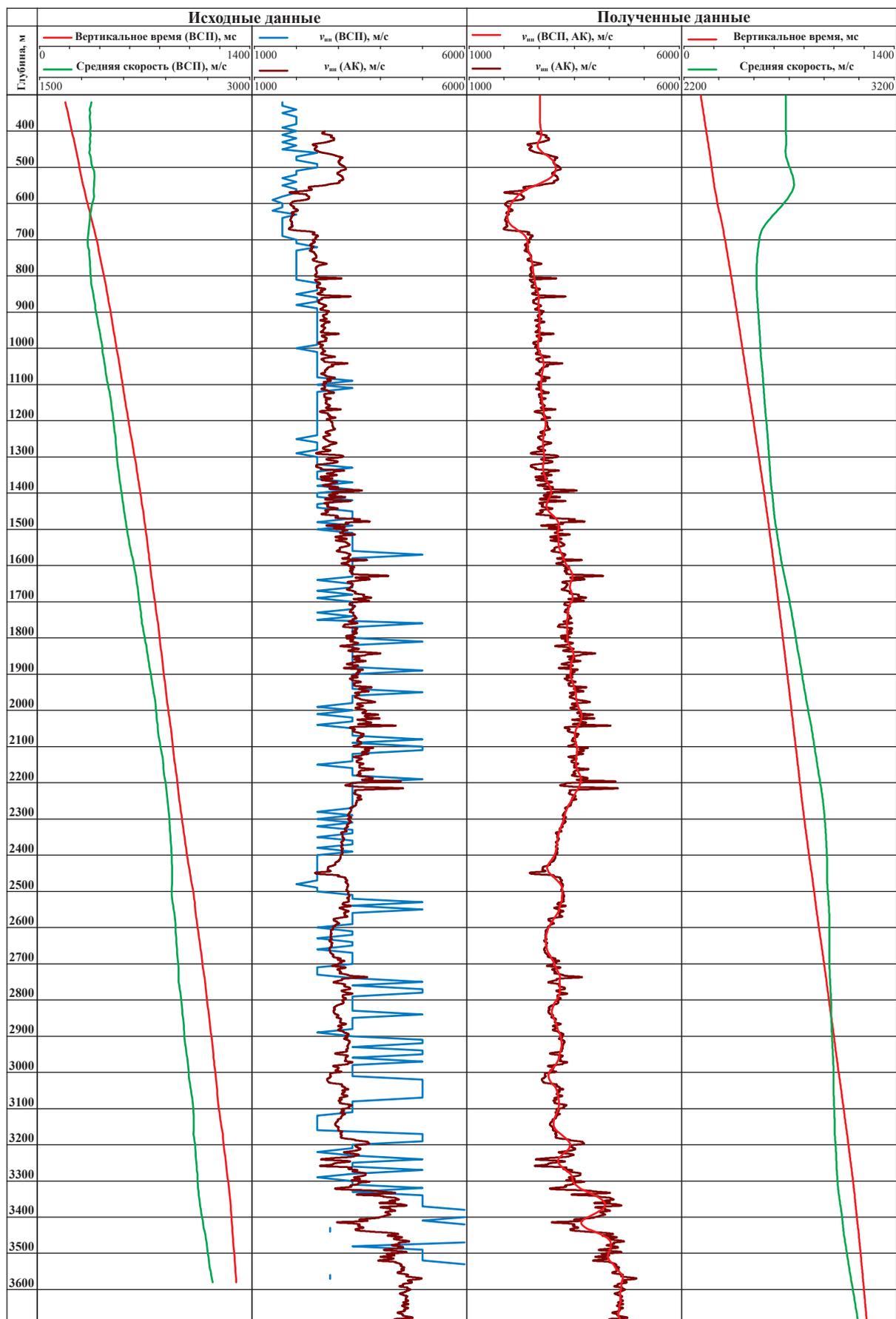


Рис. 1. Результаты расчета скоростных характеристик для скв. 201

(по данным АК) сглаживались за несколько итераций, скоростные «выбросы» интервальных скоростей редактировались на качественном уровне. Далее для создания единой скоростной модели проводился расчет линейных двухмерных уравнений связи (в качестве основного критерия подбора уравнения связи использовался критерий минимальной погрешности). В дальнейшем на отдельных интервалах глубин был дополнительно применен расчет трехмерных уравнений связи (в качестве дополнительного параметра использовалась глубина регистрации).

Вычисленная с учетом данных ВСП и АК интервальная скоростная модель изображена в правой части рассмотренного ранее рисунка (см. рис. 1), явилась базовой моделью для пересчета куба удельных электрических сопротивлений в интервальные скорости продольных волн.

Как известно, для литолого-стратиграфической привязки и для инверсионных преобразований применяют данные АК, однако на практике часто кривые АК либо отсутствуют, либо отличаются плохим качеством, либо отработаны не по всему стволу скважины. Эта проблема успешно решается пересчетами кривых GZ3 (кривая сопротивлений) методом Гаусса. Авторы взяли подобную методику пересчета в качестве базовой как наиболее мощный и универсальный инструмент нахождения решения любой системы линейных уравнений.

Результаты расчета данных по скв. 201 показаны на рис. 2. Здесь приведены объединенная по данным ВСП и АК интервальная скорость продольных волн, кривая удельного сопротивления 3D ЗСБ (в районе скв. 201) и полученный из этой кривой (в результате расчетов линейных уравнений связи) график скоростей (ЗСБ).

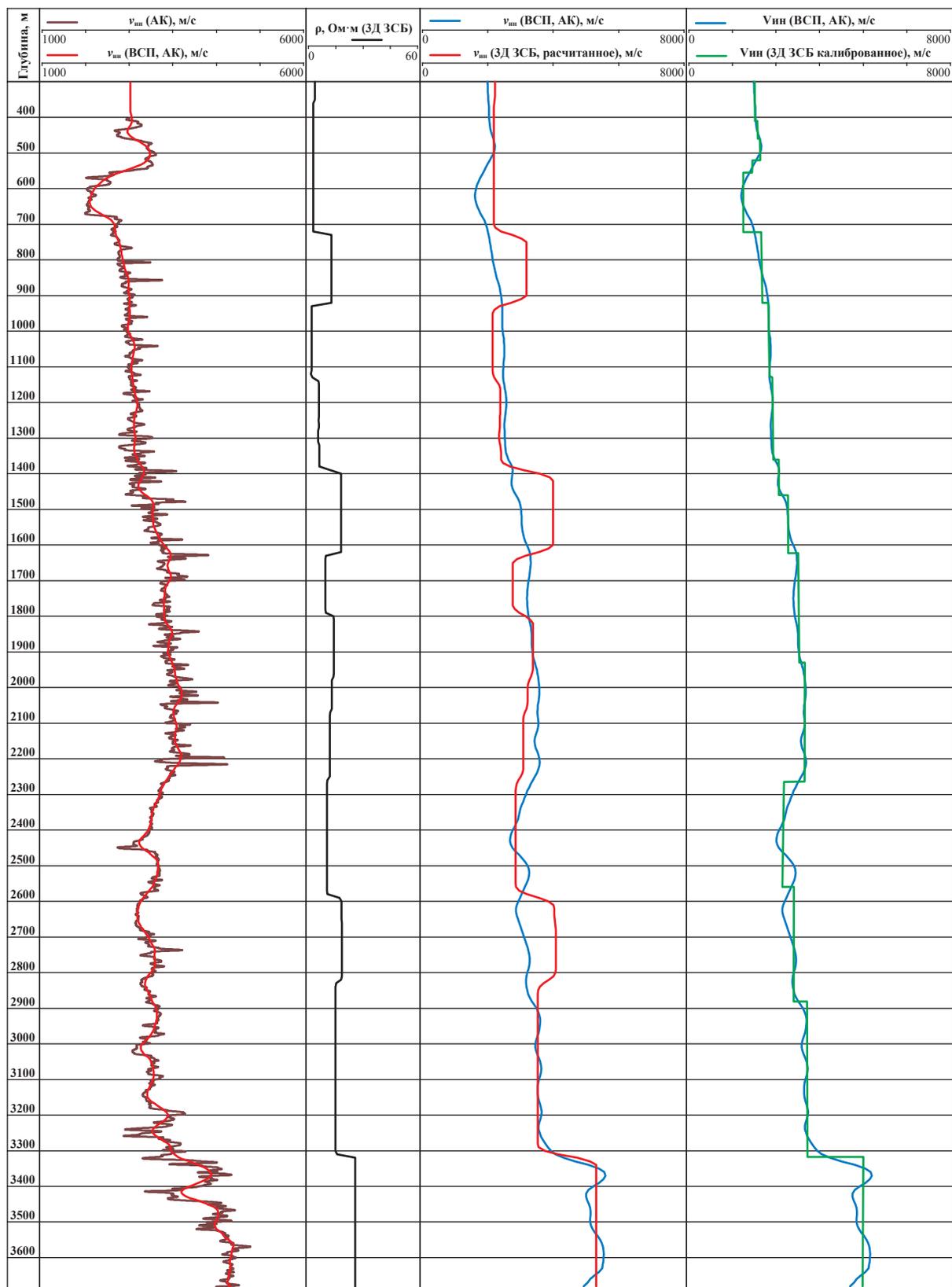
По расчетным уравнениям связи между удельным электрическим сопротивлением и интервальной скоростью данные 3D ЗСБ были пересчитаны в псевдоинтервальные скорости в программной среде SeisSpace. Последующий анализ данных выявил ряд недоучтенных факторов в расчетном кубе скоростей. Внимательно изучив и проанализировав результаты расчетов (см. рис. 1, 2), авторы заметили недоучет уравнениями связи эффектов газонасыщения.

Установлено, что на Бованенковском месторождении газонасыщение пород вызывает

аномально высокое пластовое давление, что приводит к заметному снижению скоростей продольных волн. Данный эффект наглядно отражен на кривых АК и ВСП (см. рис. 2). Согласно данным о сопротивлениях, газонасыщение пород, наоборот, вызывает их увеличение. С целью исключить подобные погрешности куб расчетных скоростей дополнительно откалибровали с учетом данных ВСП и АК о скв. 201. Для чистоты эксперимента многочисленная информация о других скважинах авторами не использовалась. Окончательный куб интервальных псевдоскоростей показан на рис. 3. После дополнительной коррекции высокоскоростная составляющая в районе газовых залежей была откорректирована. Преобразования куба 3D МОГТ в глубинную область с использованием скоростей, рассчитанных по данным ЗСБ, показали хорошую сходимость с отбивками других скважин, коэффициент корреляции составил 0,78. Таким образом, после построенной цепочки вычислений и процедур интерпретации получен полноценный куб скоростей из данных 3D ЗСБ в глубинном масштабе.

Проведенные процедуры (по результатам многочисленных экспериментов и тестов) интерпретационной обработки можно выстроить в следующую последовательность:

- анализ материалов электроразведочных работ;
- ввод полевого материала в формате SEG-Y;
- перевод входного формата данных в формат обрабатываемого либо интерпретационного пакета;
- геометризация данных электроразведки в единую регулярную съемку материалов 3D (2D) МОГТ (методами математической аппроксимации геодезической съемки и геофизических данных);
- анализ качества материалов скважинных данных;
- увязка материалов электроразведки с данными МОГТ и скважинной информацией;
- расчет объединенной скоростной модели на основе данных ВСП и АК;
- перевод данных в единый формат записи;
- расчет уравнений связи;
- пересчет данных электроразведки в скоростные характеристики среды;
- калибровка скоростной модели данных ЗСБ;



— кривая удельного электрического сопротивления ЗД ЗСБ

Интервальная скорость:

— по данным АК

— по данным ВСП и АК

— расчет по данным ЗД ЗСБ и линейным уравнениям связи

— откалиброванная по данным ЗД ЗСБ

**Рис. 2. Сопоставление интервальных скоростей, полученных по скважинным данным и методом ЗД ЗСБ**

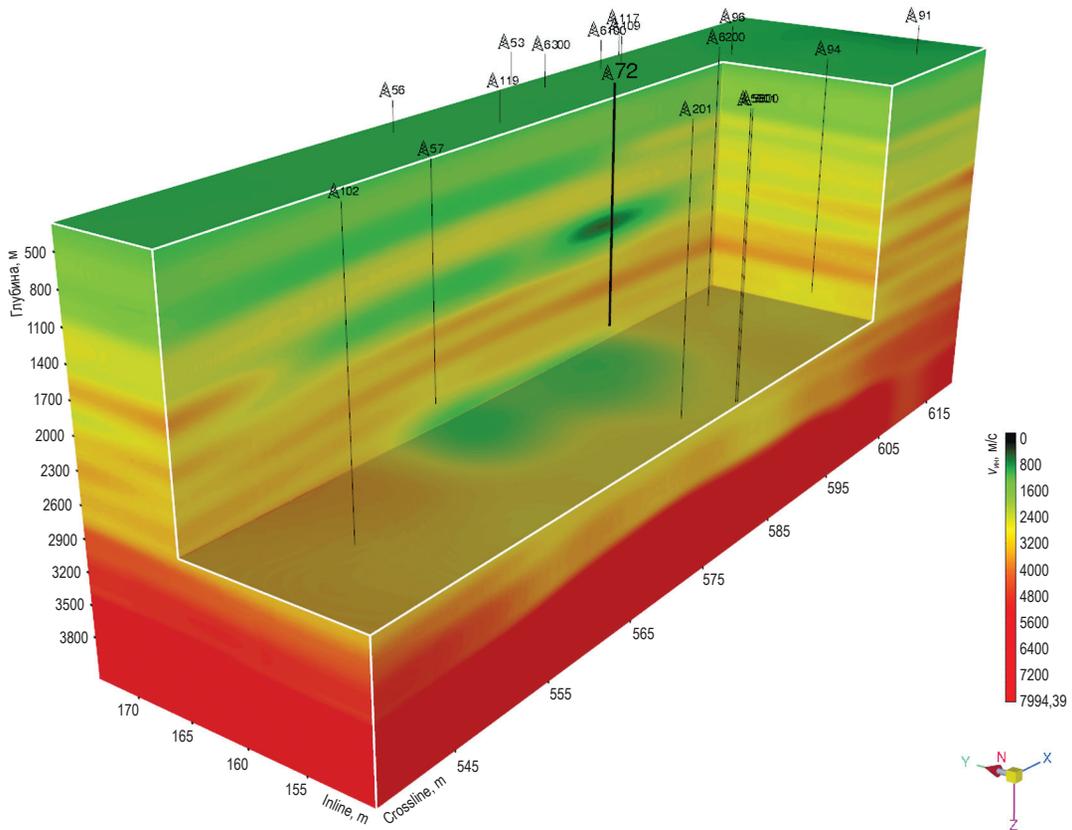


Рис. 3. Откалиброванный куб интервальных псевдоскоростей

- расчет интервальных скоростей по данным электроразведки;
- расчет куба плотности горных пород;
- расчет различных геофизических характеристик разреза (в том числе модуля продольной упругости горных пород, или модуля Юнга ( $E$ )).

С целью определения упругих свойств осадочных пород был проведен расчет куба модуля  $E$  (рис. 4), который характеризует способность породы (материала) сопротивляться растяжению, сжатию при упругой деформации:

$$E = V_p^2 \rho,$$

где  $V_p$  – скорость продольной волны;  $\rho$  – плотность горных пород, рассчитанная по уравнению Гарднера [2].

Полученные значения  $E$  показывают зависимость упругих характеристик разреза от состава пород на исследуемом участке работ. В целом наблюдается некоторая закономерность в распределении упругой деформации. Следует обратить внимание на ряд факторов, от которых зависят упругие свойства пород. Породы одинакового минералогического

состава, но разной степени уплотнения имеют разную упругость (чем больше уплотнение, тем больше упругость). Поскольку уплотнение горных пород растет с глубиной их залегания, модуль упругости одноименных пород также увеличивается с глубиной, однако, как правило, уменьшается с ростом пористости пород и с увеличением степени газонасыщенности пород в областях с аномально высоким пластовым давлением.

Подобные явления наблюдаются и на исследуемом участке работ. На кубе модуля  $E$  наблюдаются многочисленные зоны разуплотнений (в форме слоеного пирога) в интервале от сенонских до юрских отложений. Выделенная по ранее выполненным работам «газовая труба» в районе скв. 72 находится в зоне выраженного разуплотнения осадочных пород (рис. 5). На кубе значений модуля Юнга (см. рис. 4) в районе этой скважины разуплотнение простирается в вертикальном направлении в виде столба практически сверху до низу. В горизонтальном сечении оно имеет округло-продолговатую форму.

В заключение можно отметить, что авторами впервые на Бованенковском месторождении

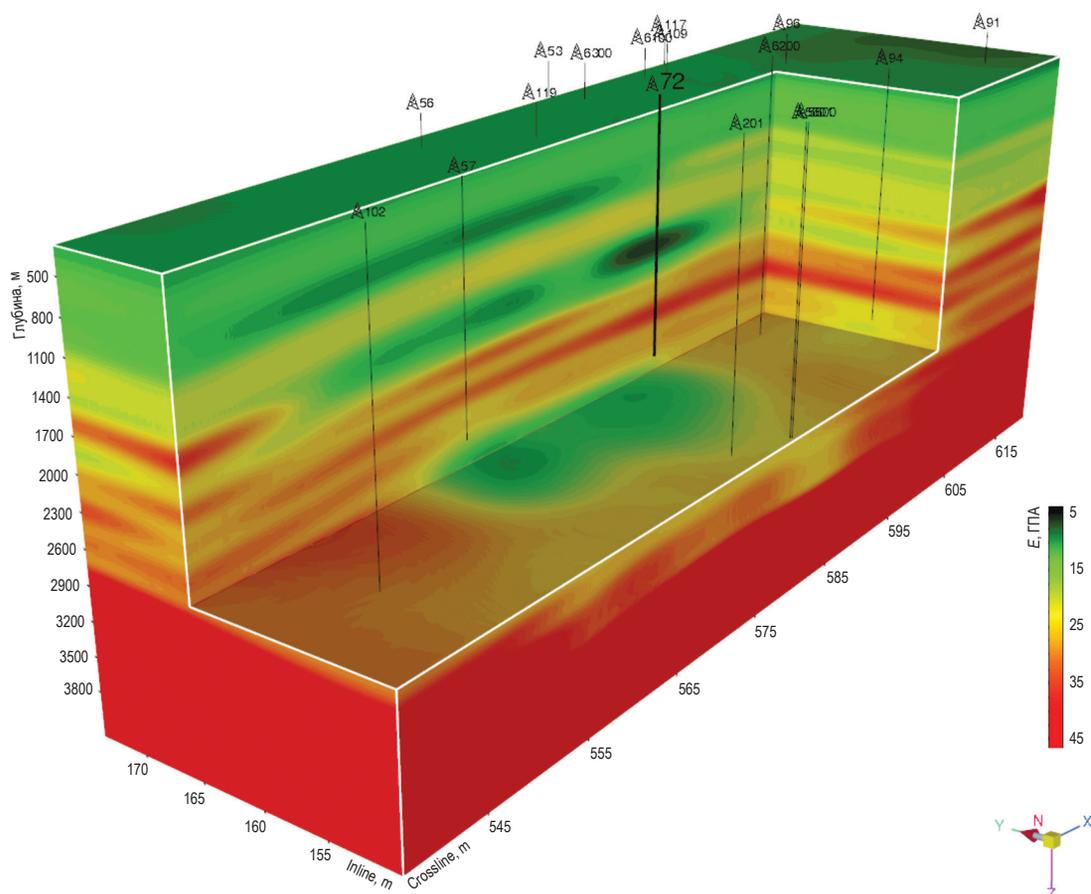


Рис. 4. Куб значений модуля продольной упругости

получены и проанализированы кубы интервальных скоростей, плотности горных пород, значений модуля упругой деформации Юнга, рассчитанные по вышеизложенной методике. Данная информация необходима не только на стадии геологоразведочных работ, но и на этапах разработки месторождений.

Основным недостатком результатов метода 3D ЗСБ является низкое разрешение записи в глубинном направлении. Для определения эффектов газонасыщения требуются дополнительные преобразования, базирующиеся на данных, полученных другими геофизическими методами (т.е. для решения поставленных задач необходим дополнительный интегрированный комплекс исследований). Поскольку

в последние годы методы электроразведки активно развиваются, совершенствуются обработка и интерпретация данных, внедряются инновационные решения на стадии полевых и камеральных работ, в недалеком будущем можно будет получать принципиально иную, более емкую информацию о строении и физических свойствах пород на изучаемых территориях.

#### Список литературы

1. Якубовский Ю.В. Электроразведка / Ю.В. Якубовский, И.В. Ренард. – 3-е изд. – М.: Недра, 1991. – 358 с.
2. Боганик Г.Н. Сейсморазведка: учеб. для вузов / Г.Н. Боганик, И.И. Гурвич. – Тверь: АИС, 2006. – 744 с.

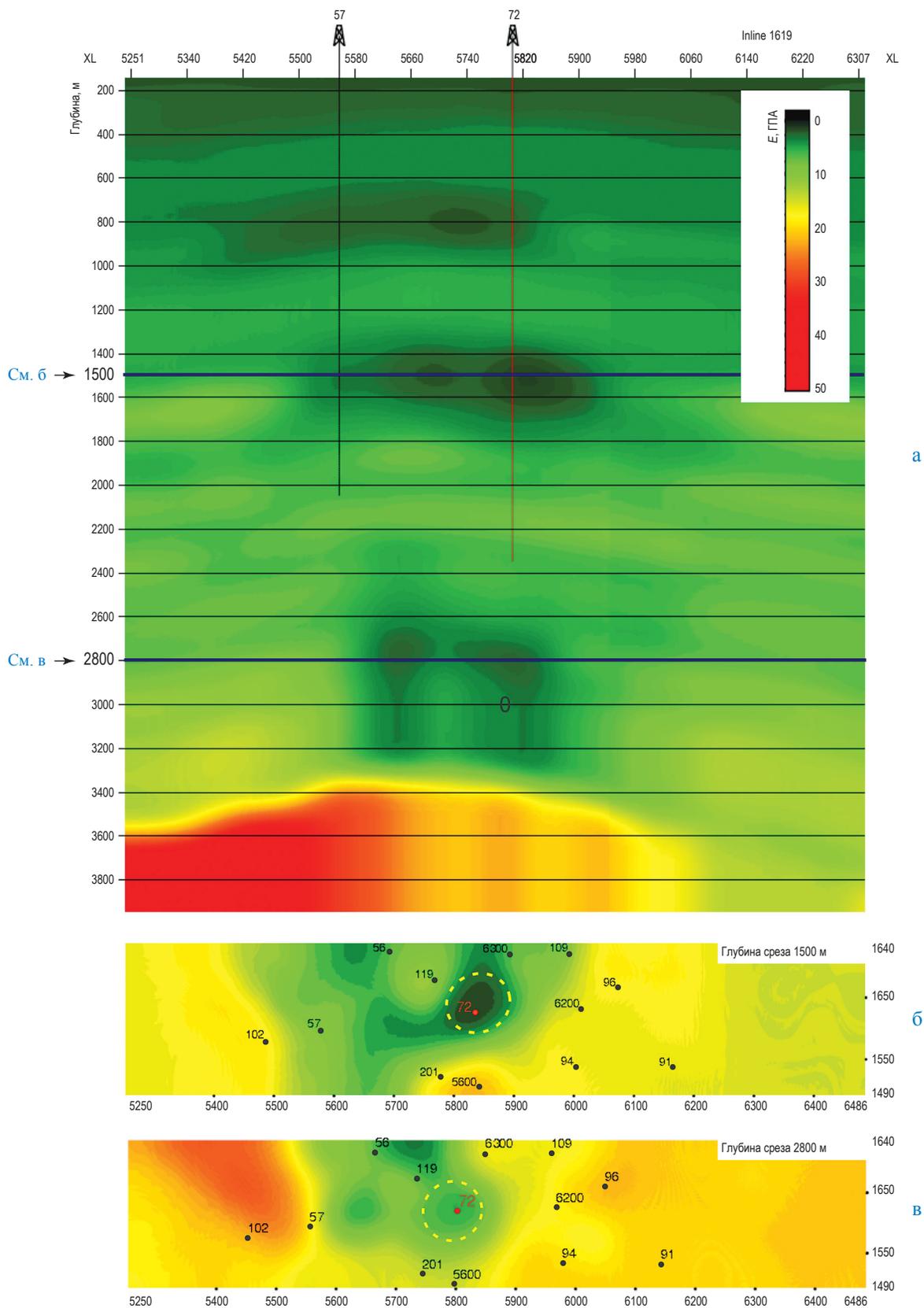


Рис. 5. Разрез (а) и глубинные срезы (б, в) по кубу модуля продольной упругости

## Applying integral analysis of geology and geophysics data for modelling velocity pattern of a medium according to geoelectric logs of Bovanenkovo licensed site

N.T. Ibragimova<sup>1</sup>, V.V. Kasyanov<sup>1\*</sup>, S.A. Cherkashin<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC Center for processing and interpretation of geophysical data, Bld. 2, Vorovskogo street, Tyumen, Tyumen Region, 625019, Russian Federation

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

**Abstract.** This article represents a procedure for determination of P-wave velocity using data of the near-field transient electromagnetic sounding (3D NTES) applied at Bovanenkovo licensed site. To meet the assigned tasks, authors undertook the integral studies of geological and geophysical data (a wave-field cube of reflected P-waves, velocity characteristics according to vertical seismic profiling, well logs). In course of calculations, the values of the specific electrical resistivity gotten after processing and interpreting geoelectric logs were taken for initial ones.

In order to study possible application of geoelectric logs for designing a depth-velocity model of the medium, authors made calculations for several variants of a resistivity cube transformation into a P-wave-velocity cube. Eventually, there is a rather accurate procedure which allows to apply data of geoelectric prospecting for computing velocity behavior of a medium. Authors plotted and analyzed the cubes of integral interval velocities, determined the values of rock density and Young's module. This information is necessary both during the stages of geological surveys and field development (namely for unmasking the abnormal zones which could be dangerous in respect for well drilling).

Low resolution of depthward records is the main disadvantage of the 3D NTES method. To understand the effects of gas saturation, one needs the additional manipulations basing on the data acquired by means of other geophysical measurements. Last years, the electrometric prospecting is on the up, the data processing and interpreting, as well as the practice of the field and cameral works are being perfected. Hence, in the nearest future there will be principally new and rich information on the structure and physical properties of rocks at studied territories.

**Keywords:** electric logging of hydrocarbon fields, Bovanenkovo field, near-field transient electromagnetic sounding, procedure for calculating velocity characteristics of a medium.

### References

1. YAKUBOVSKIY, Yu.V., I.V. RENARD. *Geoelectric prospecting* [Elektrorazvedka], 3<sup>rd</sup> ed. Moscow, Nedra, 1991. (Russ.).
2. BOGANIK, G.N., I.I. GUREVICH. *Seismic measurements* [Seysmorazvedka]: course book for universities. Tver, Russia: AIS, 2006. (Russ.).

УДК 550.8 (571.5)

## Нерешенные проблемы нефтегазовой геологии Восточной Сибири и Дальнего Востока России и пути их решения

А.В. Бочкарёв<sup>1</sup>, А.В. Лобусев<sup>1</sup>, В.А. Скоробогатов<sup>2\*</sup>, Д.Я. Хабибуллин<sup>3</sup>

<sup>1</sup> РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, к. 1

<sup>2</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1

<sup>3</sup> ПАО «Газпром», Российская Федерация, 190900, г. Санкт-Петербург, BOX 1255

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

**Тезисы.** На основании данных о Сибирской платформе и окружающих ее впадинах и прогибах, отвечающих текущему уровню их изученности, а также данных нефтегазовой геостатистики и информации о современном состоянии минерально-сырьевой базы газо- и нефтедобычи сформулированы геологические и онтогенетические проблемы, подлежащие анализу с целью повышения эффективности дальнейших поисково-разведочных работ на суше Восточной Сибири и Дальнего Востока России.

**Ключевые слова:**  
газ,  
нефть,  
запасы,  
ресурсы,  
проблемы,  
онтогенез,  
поиски,  
Восточная Сибирь.

На повестке дня современной нефтегазовой геологии стоит большое количество проблем, среди которых авторы особо выделяют три группы:

- геологические: тектоника, литология, стратиграфия, тектонодинамика, гидрогеология, поиски, разведка, запасы, ресурсы;
- онтогенетические: генерация, миграция, аккумуляция, разрушение и, главное, как сформировались углеводородные скопления (УВС)? как сохранились до наших дней в ходе их эволюционного развития внутри ловушек в объеме месторождений углеводородов (МУВ)?
- ресурсно-поисковые: ресурсы, запасы, поиски, разведка, приросты и, главное, каковы реальные ресурсы углеводородов (УВ)? каков объем неоткрытых (прогнозных) ресурсов свободного газа (СГ) и нефти? как они распределяются по прогнозируемым МУВ? где и как их искать и разведывать посредством поисково-разведочных работ (ППР)? каких результатов ППР можно ожидать в части числа открытых месторождений и залежей, конечных запасов и добывных возможностей, динамики и уровня коммерческой добычи УВ и др.?

Безусловно, перечисленные проблемы взаимосвязаны и взаимообусловлены. Конечная цель деятельности любой компании-оператора (владельца лицензионных участков с правом поиска, разведки, разработки и эксплуатации) – открытие месторождения с последующей добычей СГ и нефти.

Нефтегазовая отрасль промышленности любой страны – высокочрезвычайно затратный, рискованный, долговременный вид деятельности, где за один год и с одним миллионом долларов ничего масштабного не сделаешь. Освоение недр нефтегазоносных регионов (провинций и областей) продолжается многие десятилетия, успехи чередуются с неудачами и т.д. Огромна цена ошибок прогнозирования и поисков УВС. Вместе с тем нефтегазовый бизнес – весьма выгодное предприятие, где одна удачная скважина оправдывает строительство трех-четырех непродуктивных (сухих, водоносных). И здесь высока роль научного обеспечения и сопровождения ППР для создания надежной минерально-сырьевой базы (МСБ) газо- и нефтедобычи.

В пределах Северной Евразии (СЕА) – суша и окружающие моря России – выделяются 12 осадочных бассейнов разных размеров и мощности неметаморфизованного осадочного чехла. По состоянию на 01.01.2021 в пределах СЕА открыты 3720 МУВ различной крупности и разного фазового состояния – газовые (Г),

газоконденсатные (ГК), нефтяные (Н), нефтегазоконденсатные (НГК), газонефтяные (ГН) и т.д., в том числе 930 в Западно-Сибирской мегапровинции (суша и Южно-Карское море) и 106 в Восточной Сибири и Якутии суммарно. Административно земли к востоку от р. Енисей и к западу от р. Лены относятся к Красноярскому краю, Иркутской области и Республике Саха (Якутии). Тектонически это древняя докембрийская Сибирская платформа (СП), Вилюйская впадина и мезозойские прогибы – Предпатомский и Предверхоанский. Вопросам геологического строения и нефтегазоносности территорий к востоку от р. Енисей посвящено очень большое число публикаций [1–22]. Авторы вместо традиционной Восточно-Сибирской выделяют здесь Енисей-Ленскую нефтегазоносную мегапровинцию (ЕЛМП) [13] с рядом областей, из которых только в восьми открыты МУВ. Поиски в 12 других не увенчались успехами, несмотря на длительный период изучения их недр. Они пока сохраняют статус нефтегазоносной области, но насколько это справедливо и оправданно? Во всяком случае нефте- и газоносность подтверждена только на юге и востоке ЕЛМП. Вся северная половина СП, юго-восток (Алданская область) и северо-восток (Анабаро-Ленское междуречье) пока стерильны от УВС нормального ряда, т.е. обычных месторождений и залежей: здесь повсюду встречены битумные поля – свидетели разрушения первичных нефтесодержащих скоплений (очень негативный факт, свидетельствующий о неблагоприятных условиях сохранности даже нефтяных скоплений, не говоря уже о газе).

Вообще говоря, настораживают весьма скромные результаты длительных ПРР в Восточной Сибири. До настоящего времени (2021 г.) в пределах ЕЛМП подготовлена весьма ограниченная МСБ газо- и особенно нефтедобычи. При накопленной добыче 0,1 трлн м<sup>3</sup> текущие разведанные запасы СГ составляют 4,5 трлн м<sup>3</sup>, предварительные – 3,6 трлн м<sup>3</sup>, в сумме это 8,2 трлн м<sup>3</sup> начальных запасов. По нефти, соответственно: 0,3; 1,0; 1,4 млрд т, в сумме 2,7 млрд т (извлек.).

В составе суммарных открытых запасов УВ, как видно, газ существенно превосходит нефть. В этой связи возникает ряд проблем, подлежащих решению с целью оптимизации будущих ПРР, т.е. чтобы не бурить лишних скважин [16].

Далее кратко коснемся всех трех групп обозначенных ранее проблем. В той или иной степени они обсуждаются в большом числе публикаций, которых за 70 лет исследований СП насчитываются многие сотни [5, 7, 13, 16, 17, 22 и др.]. В дальнейшем стало больше публикаций по Восточной Сибири, в основном мелкотемных, частных, нередко по надуманным проблемам, решение которых ничем не поможет практике поисков новых МУВ.

В чем необычность, неординарность геологического строения и нефтегазоносности ЕЛМП? Начнем с геологии.

СП остается до настоящего времени наименее изученной на суше России территорией с резко различной изученностью отдельных областей: южных, центральных, восточных и северных (последние почти не изучены, имеют статус нулевой промышленной нефтегазоносности, зато отличаются богатой рудоносностью – полиметаллы, золото, алмазы и др.).

В пределах мегабассейна ПРР проведены на 460 перспективных площадях преимущественно в южной половине СП. Пробурены около 2,5 тыс. поисковых и разведочных скважин (оценка). Открыты 106 МУВ, из них разведаны в той или иной степени только 96. Десять из них нельзя считать промышленными: на них числятся только запасы кат. С<sub>2</sub>, которые могут быть и списаны по итогам разведки (частично, иногда полностью). Кстати, отличительная особенность новых провинций, а часто и областей, – открытие первыми самых нехарактерных для них месторождений. Яркий пример: первое из открытых в Восточной Сибири месторождений, Усть-Вилюйское в Предверхоанском прогибе (в 1956 г.), реально – самое для нее не характерное.

Диапазон промышленной нефтегазоносности: рифей – венд – нижний кембрий (подсолевой) на большей части мегапровинции и пермь – нижняя юра с нефтегазостратиграфическим провалом в объеме почти всего палеозоя (средний кембрий – низы перми). Безусловно, это обусловлено генетическими причинами.

ЕЛМП находится в целом в конце II – начале III этапа освоения УВ-потенциала недр при изменении по отдельным разноизученным областям: от подэтапа I(a) на северо-западе и северо-востоке до III этапа на юге и юго-востоке в пределах Байкитской и Непско-Ботуобинской нефтегазоносных областей

и до IV(a) в Верхояно-Вилюйской субпровинции (восток) [15, 17].

Отметим, что в значительной степени изучены и в то же время до крайности запутаны вопросы стратиграфии и литологии: одни и те же литологические толщи имеют совершенно разные названия (свит и горизонтов) не только в пределах разных административных единиц, но и внутри единых регионов и областей, чего не должно быть по определению. Однако это крайне затрудняет сопоставление разновозрастных толщ и горизонтов подсолевого разреза, вносит неразбериху в решение всех проблем мегапровинции.

Все названные обстоятельства указывают на неудовлетворительное научное обеспечение многих геологических проблем даже в сравнительно хорошо исследованных южно-центральных областях и районах на первых этапах изучения платформы [1, 12]. Не решены общегеологические проблемы стратиграфии, литологии и тектоники для значительной части северной территории СП, несмотря на проводку ряда параметрических и поисковых скважин: в той или иной степени разбурены уже 5 площадей в Тунгусском регионе.

Недостаточно решена проблема влияния девонского и особенно триасового магматизма на все стороны геологических процессов и на онтогенез УВ (распределение нефтегазонасности в объеме осадочного чехла). Как повлияли активная тектонодинамика и излияния магмы на эти процессы – прежде всего на многочисленные перестройки структурных планов и размывы в раннем фанерозое, в начале мезозойской эры, в течение кайнозоя и др.? То же относится и конкретно к вопросам дизъюнктивной тектоники и нарушенности недр не только магматическими телами (внутренние расклинивающие инъекции – магморазрыв пластов), но и разломами различного генезиса, направленности, протяженности, эпох активизации и современной амплитуды [8, 16, 19].

Не изучена проблема влияния тектонических надвигов в окраинных районах платформы (на юго-востоке и в Предверхоянском прогибе): положительное? отрицательное? усложняющее? и т.д. Не исследованы в полной мере процессы засоления пород, залегающих много ниже подошвы кембрийских солей, а также пластовых вод подсолевых толщ.

И без того в геологически сложном мегабассейне СП многое явно переусложнено,

часто искусственно. Известны следующие закономерности и особенности развития осадочного чехла СП в фанерозойское время и его современного строения:

- очень сложное структурно-тектоническое развитие платформы, сопровождавшееся крупными перестройками тектонических планов, размывами, отсутствием осадконакопления в конце рифея и среднем палеозое, а также в течение крупных отрезков мезозойской и кайнозойской эр, формированием крупных линейментов, разломообразованием и др.;

- развитие карбонатно-соленосной толщи верхнего венда – кембрия;

- в течение большей части кембрия в спокойных тектонических условиях накопление существенно соленосной толщи с редкими прослоями карбонатов мощностью до 1,0 км и более [9, 10];

- наличие внутривассейновых унаследованных поднятий с отсутствием или развитием маломощного (менее 1 км) осадочного чехла (ареал Анабарского и Алданского щитов и др.);

- сравнительно небольшие мощности типичного осадочного чехла венд-триасового возраста (2...4 км) на большей части платформы. При этом осадочные неметаморфизованные породы рифейского возраста относятся к переходному комплексу, залегающему на складчато-магматическом фундаменте архейско-протерозойского возраста. Их преобразованность, в том числе структура залегания, много выше и сложнее, чем у пород венда;

- чрезвычайно разнообразный формационный и литолого-фациальный состав осадочных и осадочно-вулканогенных пород: карбонаты, соли, песчаники, алевролиты, глины, угли, углистые и битуминозные сланцы, магматические межпластовые интрузии, поверхностные базальты в различных пространственных соотношениях объема слагают осадочный чехол и рифейские образования. Это литолого-стратиграфическое разнообразие усугубляется «стараниями» местных геологических школ, которые еще на начальном этапе геологических исследований одни и те же разновозрастные толщи обозначили разными названиями в пределах не только административных единиц, но даже одних и тех же или сближенных областей, даже районов (!);

- увеличение доли терригенной компоненты от рифея к верхнему палеозою и мезозою.

В разрезе от перми до мела карбонаты отсутствуют (песчаники, глины, угли...);

- дискретность развития разновозрастных осадочных толщ: в ряде областей отсутствует рифей, на северо-западе – венд, сложно построенный соленосный экран кембрия покрывает менее 50 % территории платформы [10, 19];
- интенсивная нарушенность осадочного чехла и рифея СП долгоживущими разноамплитудными и разнопроницаемыми разломами [13], вместе с тем отсутствие высокоамплитудных разломов во всех внутренних областях, однако наличие надвигов на юго-востоке и юге (Предпатомский и, возможно, Предверхоаянский мегапрогибы);
- интенсивное влияние магматической деятельности в позднем палеозое – триасе;
- в объеме осадочного чехла доля магматических межпластовых интрузий долеритовых пород (20...30 % и более), мощные покровы базальтов (траппов) на поверхности (на западе), алмазоносные трубки взрыва на востоке;
- малонапряженное современное геотермополе и малоподвижная флюидальная система в недрах СП (геотермоградиенты составляют 1,2...2,0 °C на 100 м, водные рассолы с аномально низким пластовым давлением) [1], а в Вилуйской впадине – в перми и ниже – наоборот, развитие аномально высокого пластового давления;
- для большинства ГК-скоплений в терригенном венде локальными экранами служат не соли, которых нет в данной части разреза, а глинисто-аргиллитовые пласты и даже плотные доломиты. Это значит, что и породы-генераторы залегают на уровне газонасыщенных пластов или ниже. А это терригенный венд;
- в большинстве областей высок и очень высок расчетный (предполагаемый) уровень катагенеза (МК<sub>4</sub>...АК<sub>2</sub>) [18], запрещающий существование нефтяной фазы в виде скоплений и рассеянных битумоидов в генерирующих породах.

Очень показательны, что после обнаружения всех гигантов до 1990 г. на рубеже веков и далее до 2020 г. были открыты несколько десятков МУВ, однако разведанные запасы каждого менее 40...30 млн т условного топлива (далее – у.т.), хотя часть из них после доразведки может перейти в класс крупных – от 30 до 100 млн т у.т.

Еще одна важнейшая проблема: а остались ли неоткрытыми действительно гигантские

МУВ (более 300 млн т у.т.), особенно нефте-содержащие? Места для новых сверхгигантов (более 1 млрд т у.т., СГ + нефть) явно не осталось. Три таких «месторождения» были выявлены еще в 1980-х гг. Их существование в северной половине СП попросту исключено (генетически).

Древняя СП отличается от других мегаструктур мира:

- наиболее древним фундаментом (архей – ранний протерозой), консолидация произошла более 1,5 млрд лет назад;
  - наибольшей площадью распространения криптозойского осадочного чехла;
  - промышленной нефтегазоносностью древних толщ (рифей – венд);
  - наличием мощного соленосного флюидоупора – региональной покрывки сложного строения (соли, карбонаты) в разрезе нижнего и среднего кембрия. Между тем, большинство залежей газа (Г, ГК) экранируют уплотненные глинисто-алевролитовые покрывки и даже доломиты (!);
  - наибольшей угленосностью карбона, перми, триаса, юры, нижнего мела и громадными ресурсами каменных углей, однако в силу отсутствия флюидоупоров значительная часть угольного газа потеряна;
  - наиболее высокой долей магматических пород в объеме осадочно-вулканогенного чехла (до 40 % в Южно-Тунгусской нефтегазоносной области);
  - самым большим возрастом образовавшихся УВС (скорее всего, ранний палеозой);
  - наиболее широким спектром природного органического метаморфизма органических комплексов пород: от ранней бурогольной стадии до метаантрацитов и графитов – высшей стадии термотрансформации органического вещества;
  - максимальным развитием дизъюнктивной тектоники в объеме осадочного чехла и очень значительным влиянием разломов на все звенья онтогенеза УВ в недрах;
  - очень значительными масштабами разрушения УВС, как газовых, так и нефтяных, с образованием обширных битумных полей.
- Яркий пример влияния разломов на современную флюидальную картину – Чаяндинское и Талаканское НГК месторождения, разделенные узким грабенообразным прогибом: на первом, относительно слабонарушенном дизъюнктивами, при реальных запасах СГ около

1 трлн м<sup>3</sup> геологические запасы нефти составляют менее 200 млн т; на втором, интенсивно нарушенном, соотношении СГ и нефти равно 1:10 (геол.). В разрезе первого весь промышленный газ находится в терригенных резервуарах низов венда (ботуобинском и др.), а в карбонатном нижнем кембрии отмечаются только нефтепроявления, на Талакане же наоборот – залежи нефти (с газовыми шапками) локализованы в карбонатах осинской свиты непосредственно под региональной покрывкой, а ниже по разрезу зафиксированы главным образом газопроявления: размещение УВ-флюидов диаметрально противоположное (нефть и газ сегрегированы в пространстве). По-видимому, в моменты движения по разломам даже соль пропускает газ, но задерживает нефть.

Основные проблемы, осложняющие развитие МСБ газонефтедобычи в регионах Восточной Сибири:

- сложность поисковых объектов, высокая структурно-литологическая объемная неоднородность пород венда – нижнего кембрия и верхней перми, довольно большие глубины их погружения (3,0...4,5 км), сложные термобарические условия;
- завышенность и невысокая достоверность официальных оценок прогнозных и особенно перспективных ресурсов углеводородов кат. D<sub>0</sub> и D<sub>1</sub>, низкое качество нераспределенной ресурсной базы во всех областях;
- просчеты в прогнозировании, неоптимальный выбор поисковых объектов, неправильная расстановка первых поисковых скважин на перспективных площадях, а также многих разведочных скважин и, как результат, неоправданное перебуривание целого ряда объектов, находящихся в разведке;
- низкое качество опробований и испытаний, особенно сложных перспективных объектов на средних и больших глубинах, значительное число сухих и водоносных скважин, большое число непродуктивных площадей.

Главные причины низкой эффективности ПРР в области поисков новых месторождений и их дальнейшей разведки, а часто и необоснованной переразведки – чрезвычайно сложное тектоно-динамическое развитие и очень сложное современное геологическое строение недр СП и ее отдельных областей, районов, зон, локальных участков; древность залежей УВ, сохранившихся после многочисленных переформирований, относительно невысокий общий

потенциал промышленного нефтегазонакопления и сохранности.

Помимо официально открытых месторождений в пределах СП на многих площадях зафиксированы многочисленные газо- и нефтепроявления и непромышленные притоки УВ. В большинстве областей восточной половины мегапровинции развиты обширные битумные поля и приповерхностные скопления сверхтяжелых нефтей (Оленекское, Мунское и др.). Эти факты, а также наблюдаемая на многих месторождениях сложная (неустоявшаяся) геофлюидальная система свидетельствуют об активных процессах переформирования с частичным или полным разрушением обычных скоплений нефти и газа, которые продолжают продолжаться.

Проблемы формирования УВС в подсолевых комплексах пород СП обсуждаются в ряде работ [2, 4, 11, 18, 19], однако ни в одной из них нет четкого ответа на вопрос, а как все же сформировались залежи газа и нефти в древних докембрийских толщах? УВ-накопление в недрах СП имеет следующие онтогенетические особенности:

- 1) вся нефтегазоносность СП подсолевая – ниже верхнего пласта кембрийской соли. В ордовике, силуре, девоне УВ-скоплений нет (пока?). На северо-западе мегапровинции, где что-то и могло сохраниться в среднем палеозое, единственно надежный экран, а именно соль, отсутствует [10, 20];
- 2) очень высокая дизъюнктивная нарушенность рифея и низов осадочного чехла, значительная (много выше, чем в других регионах СЕА) роль разломов в онтогенезе УВ;
- 3) для ЕЛМП очевидные нефтематеринские толщи не установлены (возможно, это рифей, глины низов венда);
- 4) на древней СП длительные масштабные процессы дегазации и рассеивания нефти в надсолевой части осадочного чехла привели к остаточному накоплению тяжелых нефтей и битумов в ряде зон, в подсолевой же части в породах кембрия, венда и рифея геохронотермобарическая эволюция первично-нефтяных и НГК-скоплений привела к формированию ГК-систем вторичного типа за счет термотрансформации вещества нефтей в залежах и битумоидов в материнских породах в смесь газообразных и легких жидких УВ, участвовавших в неоднократных процессах переформирования УВС.

В пределах мегапровинции отсутствуют региональные продуктивные доминант-комплексы, в каждой нефтегазоносной области комплекс свой: в Байкитской это рифей (верхний, подперерывный), в Ангаро-Ленской – терригенный венд, в Непско-Ботуобинской – венд – нижний кембрий, в Вилюйской синеклизе – пермтриас и т.д.

СП является крупнейшим в России мега-регионом с точки зрения геологических ресурсов сверхтяжелых нефтей и битумов, сосредоточенных на малых глубинах (до 1,0 км) или в приповерхностных условиях. В Оленекском битумном поле на северо-востоке платформы сосредоточены гигантские геологические ресурсы (по разным данным, 3...5 млрд т) неподвижной нефти высокой плотности и вязкости (по сути, скопления природных битумов – деградированных нефтей), свидетельствующие о грандиозных масштабах разрушения обычных УВ-скоплений в мезозойское и кайнозойское время. Причем остается непонятным, откуда (географически), из каких материнских толщ (горизонтов) и когда поступали эти нефтеподобные вещества.

Вроде бы и частная, но интересная проблема онтогенеза газовых скоплений в зоне Ангарских складок (самостоятельный Нижнеангарский газоносный район – Ильбокичское, Имбинское и др. МУВ), где открыт ряд месторождений СГ явно апокатагенетического генезиса (содержание  $\text{CH}_4$  – 97 %, содержание конденсата менее 1 г/м<sup>3</sup>). Подобные газы являются либо молодыми, незрелыми (как в сеномане и апте Западной Сибири), либо «перезрелыми» – продуктами разрушения нефтяных и НГК-скоплений в позднем мезокатагенезе ( $\text{MK}_4$ ... $\text{MK}_5$ ) – раннем апокатагенезе (тощие угли = градация  $\text{AK}_1$ ,  $R^\circ > 2,0$ ... $2,1$  %). Так откуда же пришел этот газ?

Онтогенетические проблемы нефтегазоносности СП:

1) невозможность оценить объемы генерации битумоидов и УВ-газа, так как, несмотря на попытки ряда исследователей-геохимиков [2, 11, 18], корректные расчеты отсутствуют. Неопределенность времени проявления аккумуляционных процессов и условий первичного формирования УВ-скоплений;

2) распространение повсеместной «загазованности» углеводородами всего подсолевого разреза (низы кембрия, венд и верхи рифея): загазованность Иркутского амфитеатра

(почти во всех пробуренных скважинах газ: промышленные и непромышленные притоки, газопроявления), нефтенасыщенность ареала Непско-Ботуобинской и Байкитской антеклиз и др. при ограниченных генерационных свойствах терригенных и особенно карбонатных пород (содержание органического углеводорода повсеместно составляет менее 1 %, за исключением отдельных маломощных толщ в верхах рифея – до 2 % и более, вместе с тем явные «нефтематеринские» (битумогенерирующие) толщи отсутствуют [13, 14]).

### Проблемы формирования и современного размещения месторождений и залежей УВ

Когда и как, в каких толщах происходила генерация органических подвижных соединений (ОПС). Где искать генетические корни нефти и газа современных залежей? Каковы были масштабы генерации? Частично эти вопросы решены только для Вилюйской впадины, где все довольно просто, а многое очевидно. Почему при сапропелевом типе органического вещества (гумусового просто не было) в докембрийских толщах газа генерировано больше, чем битумоидов, судя по современному соотношению открытых запасов СГ и нефти, с учетом намного худшей сохранности газа в недрах? Почему при минимальных содержаниях рассеянного органического вещества в подсолевых толщах (менее 1,0...0,8 %, а в карбонатах – менее 0,5 % на средних современных стадиях катагенеза, по-видимому,  $\text{MK}_2$ ... $\text{MK}_4$ , не выше) были генерированы все же очень значительные массы и объемы ОПС, судя по многочисленным нефтегазопроявлениям и окраинным битумным полям?

Совершенно не освещены вопросы дальней миграции и вторичной аккумуляции в ловушках, эволюции УВС, да и разрушения тоже. Когда были сформированы первичногенетические залежи, в раннем палеозое или позднее? Как они дожили до наших дней? Сколько составили потери СГ и нефти, общие и на конкретных месторождениях?

Не решены проблемы локализации УВ. Почему в карбонатных породах венда-кембрия прямо под сложно построенной карбонатно-солевой крышкой локализованы скопления нефти, а почти весь СГ находится ниже, в терригенном венде, под крышками плотных доломитов, но не глины или солей? Должно быть наоборот, как и во всех прочих бассейнах мира... [14].

Трудно объяснима проблема узкого диапазона и невысокого содержания конденсата ( $17...28 \text{ г/м}^3$ ) во многих залежах южных областей мегапровинции, даже с нефтяными оторочками, типа ГКН или НГК в Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области, чего, вообще говоря, не должно быть при сочетании нормального газа и обычных нефтей (не тяжелых и не легких).

В условиях ЕЛМП невозможно рассчитать коэффициенты аккумуляции и сохранности и в конечном итоге оценить общие потенциалы промышленной газо- и нефтеносности как отдельных областей, так и мегапровинции в целом. Возможны экспертные оценки, но чего они стоят? Какова их точность и достоверность? Много, очень много вопросов и нерешенных проблем, и не решена главная: как же сформировались и благодаря каким условиям сохранились УВ-скопления в древних толщах мегапровинции? При таких, мягко говоря, мало благоприятных консервационных условиях?

Официальные оценки ресурсов газа и нефти 2002 и 2012 гг. просто зашкаливают – до 36 трлн  $\text{м}^3$  и 12 млрд т соответственно. При заведомо невысоких (средних?) перспективах неизученных северных областей (по мнению многих экспертов) [6–8, 13] и относительно хорошей разбуренности осадочного чехла на юге (до подошвы осадочного чехла) напрашивается вопрос, а где искать неоткрытые ресурсы СГ в объеме не менее 25 трлн  $\text{м}^3$  и нефти до 10 млрд т?

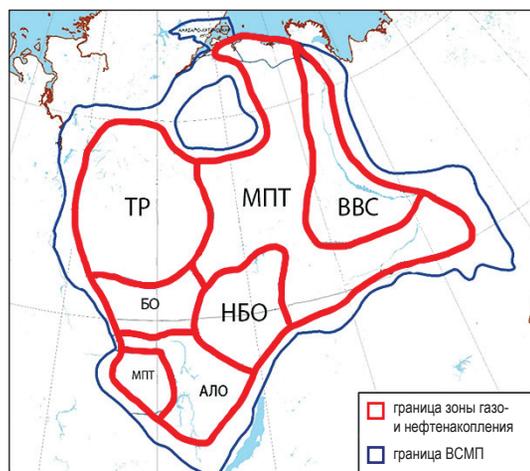
До настоящего времени непонятен генезис нефтебитумов (сверхтяжелых нефтей) по окраинам СП: где их генетические корни? в каких материнских (битумогенерирующих) толщах они были «рождены»? какой путь прошли (в пространстве и времени) до мест современной локализации? сколько может сохраняться нефть в приповерхностных условиях на глубине первых десятков – сотен метров от современной поверхности земли – десятки тысяч или миллионов лет? Уголь может, но нефть? Газ, безусловно, не может на малых глубинах локализации, его скопления неизбежно рассеяются...

Корпоративные оценки традиционных ресурсов ЕЛМП (ВНИИГАЗ, 2015 г.), геол. / извл.: СГ – 26 / 20 трлн  $\text{м}^3$ ; нефть – 10 / 3,5 млрд т. По состоянию на 01.01.2021 с учетом неизбежных списаний ресурсов кат.  $D_2$  и запасов кат.  $C_2$  как неподтверждающихся реальные

подтверждаемые ресурсы газа оцениваются авторами уже как более низкие: в диапазоне  $18...20 / 15...16$  трлн  $\text{м}^3$  (геол. / извл.).

Не решена общероссийская проблема промышленной газоносности (о нефти речь не идет...) малых межгорных впадин-суббассейнов Дальнего Востока: Момо-Зырянского, Буреинского и др., в которых открыто только одно мельчайшее газовое месторождение – Адниканское (0,2 млрд  $\text{м}^3$ ). На них официально «накинули» около 1 трлн  $\text{м}^3$  ресурсов газа, но сколько будет на самом деле? Достоверные оценки ресурсов необходимы, чтобы реально планировать направления, объекты и объемы будущих ПРП [16]. В небольших материковых впадинах типа Удского и Торомского прогибов, а также Пенжинской впадины на побережье Охотского моря УВС может и вообще не оказаться вследствие неблагоприятных консервационных условий [3].

Итак, чем меньше изученность, тем больше нерешенных проблем нефтегазовой геологии остается в том или ином регионе, провинции, области... Особенно больших размеров, особенно геологически сложных... Нельзя считать решенной и проблему нефтегазового районирования ЕЛМП ввиду нелогичности и некорректности выделения и обозначения ряда областей и самостоятельных районов газо- и нефтенакпления [1, 22]. Новое районирование мегапровинции показано на рисунке.



**Новое нефтегазогеологическое районирование ЕЛМП:**  
 области Ангаро-Ленская (АЛО), Байкитская (БО), Непско-Ботуобинская (НБО);  
 ТР – Тунгусский регион; ВВС – Верхояно-Вилуйская субпровинция;  
 МПТ – малоперспективная территория

Принципиальными являются выделение авто-рами ТР (в составе трех областей) и Верхояно-Вилуйской субпровинции (две области) и «ликвидация» некоторых «надуманных» областей вроде Сюгджерской. Вместо них выделены малоперспективные территории, занимающие значительную часть мегапровинции.

В качестве резюме отметим, что по прошествии 70 лет (1951–2020 г.) ведения ПРР Восточная Сибирь не оправдывает возлагавшихся на нее (в первые десятилетия изучения – до 1990 г.) надежд. Да и оправдает ли? – большой вопрос, тоже пока нерешенный... Много, очень много вопросов остаются без должных ответов.

Восточно-Сибирская нефтегазоносная мегапровинция, или ЕЛМП, – все еще terra incognita<sup>1</sup> нефтегазовой геологии России. Таковой она и остается по отношению примерно к 50 % территории (1,4...1,5 млн км<sup>2</sup>) и останется в будущем, если компании-операторы не начнут масштабных ПРР в Тунгусском регионе. Но кто рискнет? Тому и слава, и хвала, но разориться может просто...

Так что же предпринять в дальнейшем для решения поставленных проблем? И этот вопрос повисает без ответа...

Главная проблема для Восточной Сибири все же ресурсно-поисковая. Ее решение заключается в повышении достоверности и доверительности оценок неоткрытых ресурсов УВ, особенно локализованных – локальных адресных объектов, без всяких спекуляций. Тогда выбор объектов под поиски станет предсказуемо-реальным, а успешность ПРР – более высокой, чем в последние три десятка лет. Но открытие новых гигантов по-прежнему остается эфемерной задачей с невысокой вероятностью реализации.

## 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. – 450 с.
2. Баженова Т.К. Масштабы и время нефтегазообразования в верхнепротерозойских материнских формациях Сибирской платформы / Т.К. Баженова // Успехи органической геохимии: сб. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2010. – С. 27–30.
3. Ермаков В.И. Геологическое строение Восточной Якутии и Приохотья: науч.-тех. обзор / В.И. Ермаков, Т.И. Хейвин, В.Т. Работнов и др. – М.: ВНИИЭГазпром, 1977. – 51 с. – (Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений).
4. Ермаков В.И. Особенности образования и накопления природного газа в угленосных формациях: обзор / В.И. Ермаков. – М.: ВИЭМС, 1972. – 42 с. – (Геология, методы поисков и разведки месторождений нефти и газа).
5. 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.
6. Ефимов А.С. Оценка величины и достоверности потенциальных ресурсов Сибирской платформы и выбор наиболее эффективных направлений развития поисково-разведочных работ на газ и нефть / А.С. Ефимов, А.А. Гердт, В.С. Старосельцев и др. // Материалы XIII Координационного геологического совещания ОАО «Газпром». – М.: ИРЦ Газпром, 2008. – С. 218–226.
7. Иванов Ю.А. Новые аспекты перспектив нефтегазоносности северных районов Сибирской платформы (окончание) / Ю.А. Иванов, И.П. Мясникова // Геология нефти и газа. – 2000. – № 4. – С. 33–40.
8. Крючков В.Е. Поисково-разведочные работы в Восточной Сибири: итоги, проблемы, риски, перспективы / В.Е. Крючков, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 4 (41): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 35–48.
9. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры нефтегазоносных провинций Сибирской платформы / под ред. В.С. Суркова. – М.: Недра, 1987. – 204 с.

<sup>1</sup> До открытия Антарктиду в XIX в. называли terra incognita аустралис (неизвестная южная земля). Таковой она осталась и в начале XXI в....

10. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы. Стратиграфия, история развития / Н.В. Мельников. – Новосибирск: СО РАН, 2009. – 148 с.
11. Органическая геохимия палеозоя Сибирской платформы и прогноз нефтегазоносности / под ред. К.К. Макарова, Т.К. Баженовой. – Л.: Недра, 1981. – 211 с.
12. 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.
13. Скоробогатов В.А. Енисей-Ленская мегапровинция: формирование, размещение и прогнозирование месторождений углеводородов / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2017. – № 3. – С. 3–17.
14. 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.
15. 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. – № 45: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 59–65.
16. Скоробогатов В.А. Поиски месторождений и залежей углеводородов в осадочных бассейнах Северной Евразии: итоги, проблемы, перспективы / В.А. Скоробогатов, В.В. Рыбальченко, Д.Я. Хабибуллин и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 4 (41): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 18–34.
17. Скоробогатов В.А. Сравнительная нефтегазовая геостатистика Западно-Сибирской и Восточно-Сибирской мегапровинций / В.А. Скоробогатов, Е.С. Давыдова // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – 2014. – № 3 (19). – С. 33–43.
18. Филиппов Ю.А. Оценка катагенеза и нефтегазогенерационных свойств органического вещества рифея и венда Байкитской и Катангской областей / Ю.А. Филиппов, Ю.В. Петришина, Л.И. Богородская и др. // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40. – № 9. – С. 1362–1374.
19. Филиппов Ю.А. Рифейские прогибы – основные источники нефти и газа в западной части Сибирской платформы / Ю.А. Филиппов, В.С. Старосельцев // Геология нефти и газа. – 2009. – № 6. – С. 40–56.
20. 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.
21. Хабибуллин Д.Я. О целесообразности поисков месторождений углеводородов в малоизученных областях Восточной Сибири в период 2021–2040 гг. / Д.Я. Хабибуллин, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 4 (41): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 49–58.
22. 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.

## Pending problems of petroleum geology at Eastern Siberia and Far East and ways to solve them

A.V. Bochkarev<sup>1</sup>, A.V. Lobusev<sup>1</sup>, V.A. Skorobogatov<sup>2\*</sup>, D.Ya. Khabibullin<sup>3</sup>

<sup>1</sup> National University of Oil and Gas «Gubkin University», Block 1, Bld. 65, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russian Federation

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

<sup>3</sup> Gazprom PJSC, BOX 1255, St. Petersburg, 190900, Russian Federation

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

**Abstract.** Basing on the state-of-art information about Siberian platform and surrounding depressions and trenches, as well as on the geostatistical data and contemporary status of the mineral resource base for gas and oil production, authors have formulated the geological and ontogenetic problems which need analysis in order to rise performance of the future searching and prospecting onshore the Eastern Siberia and the Russian Far East territories.

**Keywords:** gas, oil, reserves, resources, challenges, ontogenesis, searching, Eastern Siberia.

## References

1. ANTSIFEROV, A.S., V.Ye. BAKIN, I.P. VARLAMOV et al. *Petroleum and gas geology of Siberian platform* [Geologiya nefi i gaza Sibirskoy platformy]. Eds.: A.S. KONTOROVICH, V.S. SURKOV, A.A. TROFIMUK. Moscow: Nedra, 1981. (Russ.).
2. BAZHENOVA, T.K. Scale and time of oil and gas generation in Upper-Proterozoic parent formations of Siberian platform [Masshtaby i vremya neftegazooobrazovaniya v verkhneproterozoyskikh materinskikh formatsiyakh Sibirskoy platformy]. In: *Advances of organic geochemistry* [Uspekhi organicheskoy geokhimii]: collected book. Novosibirsk, Russia: Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), 2010, pp. 27–30. (Russ.).
3. YERMAKOV, V.I., T.I. KHEYVIN, V.T. RABOTNOV, et al. *Geological structure of Eastern Yakutiya and Okhotsk Sea littoral* [Geologicheskoye stroeniye Vostochnoy Yakutii i Priokhotya]: sci.-tech. review. Moscow: VNIIGazprom, 1977. Series: Geology and prospecting of gas and gas-condensate fields [Geologiya i razvedka gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy]. (Russ.).
4. YERMAKOV, V.I. *Specifics of natural gas origin and accumulation in carboniferous formations* [Osobennosti obrazovaniya i nakopleniya prirodnogo gaza v uglenosnykh formatsiyakh]: review. Moscow: All-Union Scientific-Research Institute of Mineral Resources, 1972. Series: Geology, methods for searching and prospecting oil and gas fields [Geologiya, metody poiskov i razvedki mestorozhdeniy nefi i gaza]. (Russ.).
5. YEFIMOV, A.S., Yu.L. ZAYTSEVA, M.A. MASLENNIKOV et al. Present state of raw hydrocarbon resource base and outlooks for its development [Sostoyaniye i perspektivy razvitiya syryevoy bazy uglevodorodov]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*. 2017, no. 3, pp. 19–40. ISSN 0869-3188. (Russ.).
6. YEFIMOV, A.S., A.A. GERDT, V.S. STAROSEL'TSEV, et al. Assessment of amount and validity of potential resources within Siberian platform and selection of the most efficient leads for gas and oil prospecting [Otsenka velichiny i dostovernosti potentsialnykh resursov Sibirskoy platformy i vybor naiboleye effektivnykh napravleniy razvitiya poiskovo-razvedochnykh rabot na nefi i gaz]. In: *Proc. of 13<sup>th</sup> Coordinating geological meeting of Gazprom OJSC*. Moscow: IRTs Gazprom, 2008, pp. 218–226. (Russ.).
7. 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 Nefi i Gaza*. 2000, no. 4, pp. 33–40. ISSN 0016-7894. (Russ.).
8. KRYUCHKOV, V.Ye., V.A. SKOROBOGATOV. Searching and prospecting hydrocarbons in Eastern Siberia: results, challenges, risks, and outlooks [Poiskovo-razvedochnyye raboty v Vostochnoy Sibiri: itogi, problem, riski, perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, no. 4 (41): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 35–48. ISSN 2306-9849. (Russ.).
9. 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.).
10. 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.).
11. MAKAROV, K.K., T.K. BAZHENOVA (eds.). *Organic geochemistry of Paleozoic sediments within Siberian platform subsoil and prediction of oil and gas presence* [Organicheskaya geokhimiya paleozoya Sibirskoy platformy i prognoz neftegazonosnosti]. Leningrad, USSR: Nedra, 1981. (Russ.).
12. REMIZOV, V.V., V.I. REZUNENKO, A.I. GRITSENKO, et al. Challenges of gas resource development at Siberia and the Far East [Problemy osvoineniya resursov gaza Sibiri i Dalnego Vostoka]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2000, no. 9, pp. 9–13. ISSN 0016-5581. (Russ.).
13. SKOROBOGATOV, V.A. Yenisey-Lena megaprovince: generation, location and prediction of hydrocarbon fields [Yenisey-Lenskaya megaprovinciya: formirovaniye, razmeshcheniye i prognozirovaniye mestorozhdeniy uglevodorodov]. *Geologiya Nefi i Gaza*. 2017, no. 3, pp. 3–17. ISSN 0016-7894. (Russ.).
14. SKOROBOGATOV, V.A. The biggest, gigantic and unique sedimentary basins of the World and their impact to development of the gas industry in the XXI century [Krupneyshiy, gigantSKIY i 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.).
15. 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 podverzhdayemost pri poiskovo-razvedochnykh rabotakh]. *Geologiya Nefi i Gaza*. 2018, no. 4s: The 70<sup>th</sup> anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 59–65. ISSN 0016-7894. (Russ.).

16. SKOROBOGATOV, V.A., V.V. RYBALCHENKO, D.Ya. KHABIBULLIN, et al. Searching hydrocarbon fields and deposits in sedimentary basins of Northern Eurasia: results, issues and outlooks [Poiski mestorozhdeniy i zalezhey uglevodorodov v osadochnykh basseynakh Severnoy Yevrazii: itogi, problem, perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, no. 4 (41): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 18–34. ISSN 2306-9849. (Russ.).
17. 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.).
18. FILIPTSOV, Yu.A., Yu.V. PETRISHINA, L.I. BOGORODSKAYA, et al. Evaluation of kagenesis and oil-and-gas generation ability for Riphean and Vendian organic matter from Baykit and Katanga regions [Otsenka katageneza i neftegazogeneratsionnykh svoystv organicheskogo veshchestva rifeya i venda Baykitskoy i Katangskoy oblastey]. *Geologiya i Geofizika*, 1999, vol. 40, no. 9, pp. 1362–1374. ISSN 0016-7886. (Russ.).
19. FILIPTSOV, Yu.A., V.S. STAROSEL'TSEV. Riphean depressions as main sources of oil and gas at western part of Siberian platform [Rifeyskiye progiby – osnovnyye istochniki nefti i gaza v zapadnoy chasti Sibirskoy platformy]. *Geologiya Nefi i Gaza*, 2009, no. 6, pp. 40–56. ISSN 0016-7894. (Russ.).
20. 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 Nefi i Gaza*. 2013, no. 3, pp. 63–75. ISSN 0016-7894. (Russ.).
21. KHABIBULLIN, D.Ya., V.A. SKOROBOGATOV. On expediency to search hydrocarbon fields in poorly studied regions of Eastern Siberia in 2021–2040 [O tselesoobraznosti poiskov mestorozhdeniy uglevodorodov v maloizuchennykh oblastiakh Vostochnoy Sibiri v period 2021–2040 gg.]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, no. 4 (41): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 49–58. ISSN 2306-9849. (Russ.).
22. 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 Nefi i Gaza*. 2013, spec. is., pp. 64–88. ISSN 0016-7894. (Russ.).

УДК 553.9:551.7

## Методика геометризации зон распространения засоленных отложений для месторождений Восточной Сибири (на примере Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения)

**Ю.А. Духненко**

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1  
E-mail: Y\_Dukhnenko@vniigaz.gazprom.ru

**Ключевые слова:** природный газ, Восточная Сибирь, Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение, засоленный коллектор, вендские отложения.

**Тезисы.** Сложные геологические условия формирования и множественные вторичные преобразования отложений продуктивных горизонтов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (ЧНГКМ) делают необходимым изучение распространения зон засоления коллекторов венда. Значительный объем исследований керна позволил установить ряд общих закономерностей распределения галита в порах, однако методические вопросы геометризации зон галитизации по данным геофизических исследований скважин (ГИС) ранее подробно не рассматривались.

Геометризация зон засоления по площади месторождения на основе методики определения степени засоления по данным ГИС является более информативной относительно учета только ядерных исследований, так как при этом засоление определяется в целом по разрезу скважины. С этой целью в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» впервые для ЧНГКМ разработана методика количественного определения содержания галита по данным ГИС на основе анализа результатов литологических и петрофизических исследований керна галитизированных пород. Методика основана на зависимости приращения нормализованных кривых нейтронного гамма-каротажа и нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам от содержания галита по керну.

По расчетным средним значениям содержания соли в разрезе скважин по данным ГИС осуществлена геометризация зон распространения засоленных отложений, а также сопоставлены продуктивности разведочных скважин со степенью засоления порового пространства пород-коллекторов для продуктивных горизонтов ЧНГКМ. Геометризация, основанная на методике нормализации стандартных методов ГИС, показала свою эффективность при анализе продуктивности эксплуатационных скважин ЧНГКМ и является перспективным способом анализа геолого-геофизической информации для месторождений вендского возраста Восточной Сибири.

Засоление, осложняющее строение терригенных коллекторов вендского возраста значительной части месторождений Восточной Сибири, является вторичным процессом, протекавшим после формирования пластов до или в процессе заполнения ловушек углеводородами. Изучением процессов засоления вендских отложений Непско-Ботуобинской антеклизы занимались А.И. Азизова, А.С. Анциферов, Ю.В. Гричнев, М.А. Жаркова, Р. Мейер, Н.В. Мельников, О.В. Постникова и др. Установлено, что основными факторами галитизации пород, вероятнее всего, являлись палеотектоническая активность района, близость к разломам, вдоль которых проходила миграция солей, и гидродинамическая связь песчаных тел с зонами нисходящей фильтрации высокоминерализованных рассолов. При этом главной причиной кристаллизации и выпадения солей является термобарический метаморфизм, связанный со снижением пластовых давлений и температур. Значительный объем исследований керна позволил установить ряд общих закономерностей распределения галита в порах, однако методические вопросы геометризации зон галитизации по данным геофизических исследований скважин (ГИС) для терригенных отложений венда Восточной Сибири ранее подробно не рассматривались.

Засоление коллекторов продуктивных вендских отложений Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (ЧНГКМ), одного из крупнейших месторождений природного газа Непско-Ботуобинской антеклизы, выявилось уже на самой ранней стадии разведки месторождения при изучении поднятого керна. В первых

разведочных скважинах при исследовании кер-на отмечались только следы соли, а в дальнейшем регулярно стали проводиться количественные определения степени засоления образцов. Среднее содержание растворимых солей в породе ( $C_{\text{соль}}$ ), по данным водной вытяжки, изменяется от 2,7 % в талахском горизонте (максимум 21,4 %) до 5,3 % в ботуобинском (максимум 30,7 %) и до 5,2 % в хамакинском (максимум 35 %).

В ходе научно-исследовательских работ, выполненных ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (А.Е. Рыжов, Е.О. Семёнов, И.В. Плешков, С.Г. Рассохин, 2009–2015 гг.) и РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина [1, 2] на керне ЧНГКМ в период с 2000-го по 2019 г., выявлены основные закономерности проявления процессов засоления в породах-коллекторах. В частности, отмечено образование «рубашек» галита вокруг обломочных зерен. В отдельных образцах кристаллы галита как бы «внедрялись» между инкорпорационными контактами зерен [1]. В ряде случаев хорошо образованные кристаллы галита формируют «распорки» между зернами кварца. Кристаллы галита могут заполнять трещины, развитые в разных участках разреза. Там, где кристаллы галита являются распорками между зернами и стенками трещин, не полностью заполняя пустотное пространство, засоление может являться фактором сохранения проницаемости пород.

Проведенное в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» количественное сопоставление коэффициентов пористости ( $K_p$ ) и засоления отложений по керну при градации данных о литологии показало, что наблюдается тенденция уменьшения засоленности при увеличении  $K_p$  (рис. 1). Аналогичные выводы получены и другими исследователями (Т.Ф. Дьяконовой, Т.Г. Исаковой [3]) для продуктивных терригенных отложений месторождений Непско-Ботуобинской антеклизы.

В дальнейшем при анализе фильтрационно-емкостных свойств отложений продуктивных горизонтов ЧНГКМ и их взаимосвязей к засоленным породам отнесены образцы, характеризующиеся степенью засоления порового пространства более 5 %, что обосновано соотношением  $K_p$  и  $C_{\text{соль}}$  (см. рис. 1). Очевидно, что при  $C_{\text{соль}} > 5$  % отмечается наибольшее влияние засоления на величину  $K_p$ : массив данных смещается в сторону меньших значений  $K_p$ .

Засоленные отложения ботуобинского горизонта характеризуются по керну средней пористостью 4,5 %, хамакинского горизонта – 5,0 %, талахского горизонта – 7,7 %. При этом средние значения коэффициента пористости незасоленных образцов ( $C_{\text{соль}} < 5$  %) существенно выше и составляют соответственно для ботуобинского горизонта 14,9 %, для хамакинского горизонта – 9,9 %, для талахского горизонта – 10,4 % [4]. При  $K_p$  более 12 % отложения всех горизонтов являются преимущественно незасоленными.

Проницаемость ( $K_{пр}$ ) засоленных образцов изменяется приблизительно в тех же пределах, что и значения  $K_p$  для всей выборки образцов, при этом доля образцов с высокой проницаемостью выше для засоленных образцов, что наиболее очевидно проявляется для талахского горизонта [4] (табл. 1).

Таким образом, засоленные породы характеризуются низкими значениями  $K_p$  и высокими значениями  $K_{пр}$ , т.е. ведут себя как трещинные породы. Это объясняется тем, что при засолении часть поровых каналов остается свободной и обеспечивает фильтрацию газа [4].

Геометризацию зон засоления по площади месторождения возможно осуществить как по данным керновых исследований, так и по данным ГИС при наличии методики определения степени засоления по геофизическим исследованиям. В процессе исследований авторами реализованы оба способа.

По средним значениям  $C_{\text{соль}}$  по керну в коллекторах рассчитаны средние значения  $C_{\text{соль}}$  по скважинам, и проведен анализ распространения зон существенного засоления коллекторов продуктивных горизонтов (рис. 2–4). Можно отметить, что галит в поровом пространстве коллекторов продуктивных горизонтов в разных количествах присутствует практически повсеместно, однако повышенные значения содержания соли по керну приурочены к отдельным зонам.

Для ботуобинского горизонта (см. рис. 2) очевидно преимущественное распространение засоленных коллекторов в зоне малых толщин в западной зоне выклинивания горизонта (скв. 180-03, 321-86, 321-45, 321-78), а также в южной зоне его выклинивания. Вполне возможно, что в этих зонах засоление имеет и консидаментационный характер (это зоны лагунных отложений). Уверенной корреляции между засолением коллекторов и дебитами

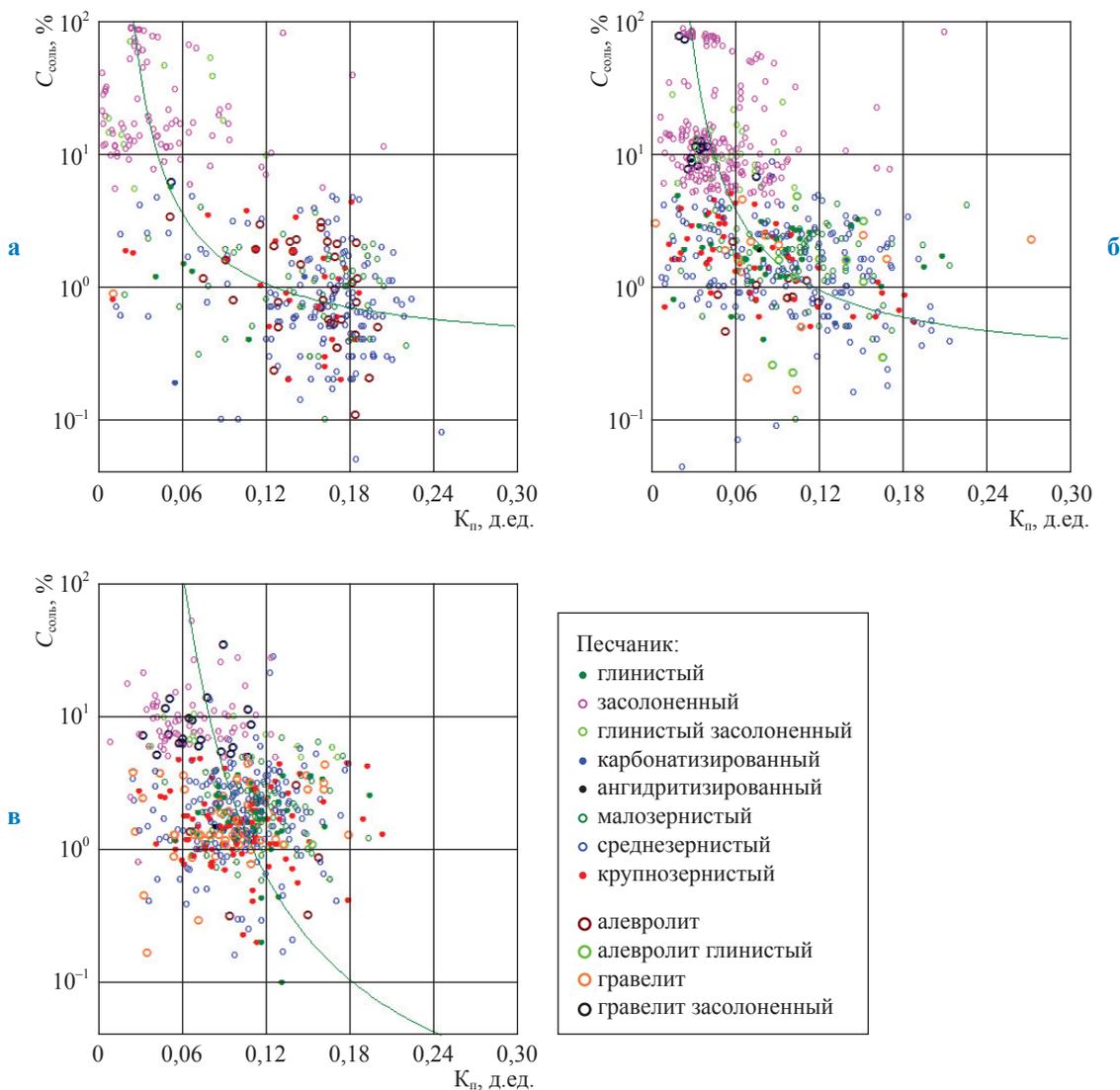


Рис. 1. ЧНГКМ. Соотношение коэффициента пористости, определенного методом водонасыщения, и содержания соли по керну для продуктивных горизонтов:

**а** – ботубинского,  $C_{\text{соль}} = 0,31 \cdot 1,158^{\frac{1}{K_{\text{пр}}}}$ , КТС = 0,  $R^2 = 0$ ,  $N = 361$ , где КТС – критерий тесноты связи,  $R^2$  – коэффициент детерминации (квадрат коэффициента корреляции  $R$ ),  $N$  – количество определений;

**б** – хамакинского,  $C_{\text{соль}} = 0,232 \cdot 1,184^{\frac{1}{K_{\text{пр}}}}$ , КТС = 0,  $R^2 = 0$ ,  $N = 618$ ;

**в** – талахского,  $C_{\text{соль}} = 0,0028 \cdot 1,917^{\frac{1}{K_{\text{пр}}}}$ , КТС = 0,  $R^2 = 0$ ,  $N = 543$

Таблица 1

Статистические характеристики абсолютной проницаемости  $K_{\text{пр}}$  по керну:  
в числителе – диапазон значений, в знаменателе – среднее арифметическое, мД

Горизонт	Все образцы	Засолоненные образцы
Ботубинский	$\frac{0,001 \dots 8410}{274,3}$	$\frac{0,063 \dots 2188}{137,5}$
Хамакинский	$\frac{0,001 \dots 6100}{130,7}$	$\frac{0,120 \dots 1461}{62,2}$
Талахский	$\frac{0,001 \dots 7513}{41,8}$	$\frac{0,051 \dots 991}{56,2}$

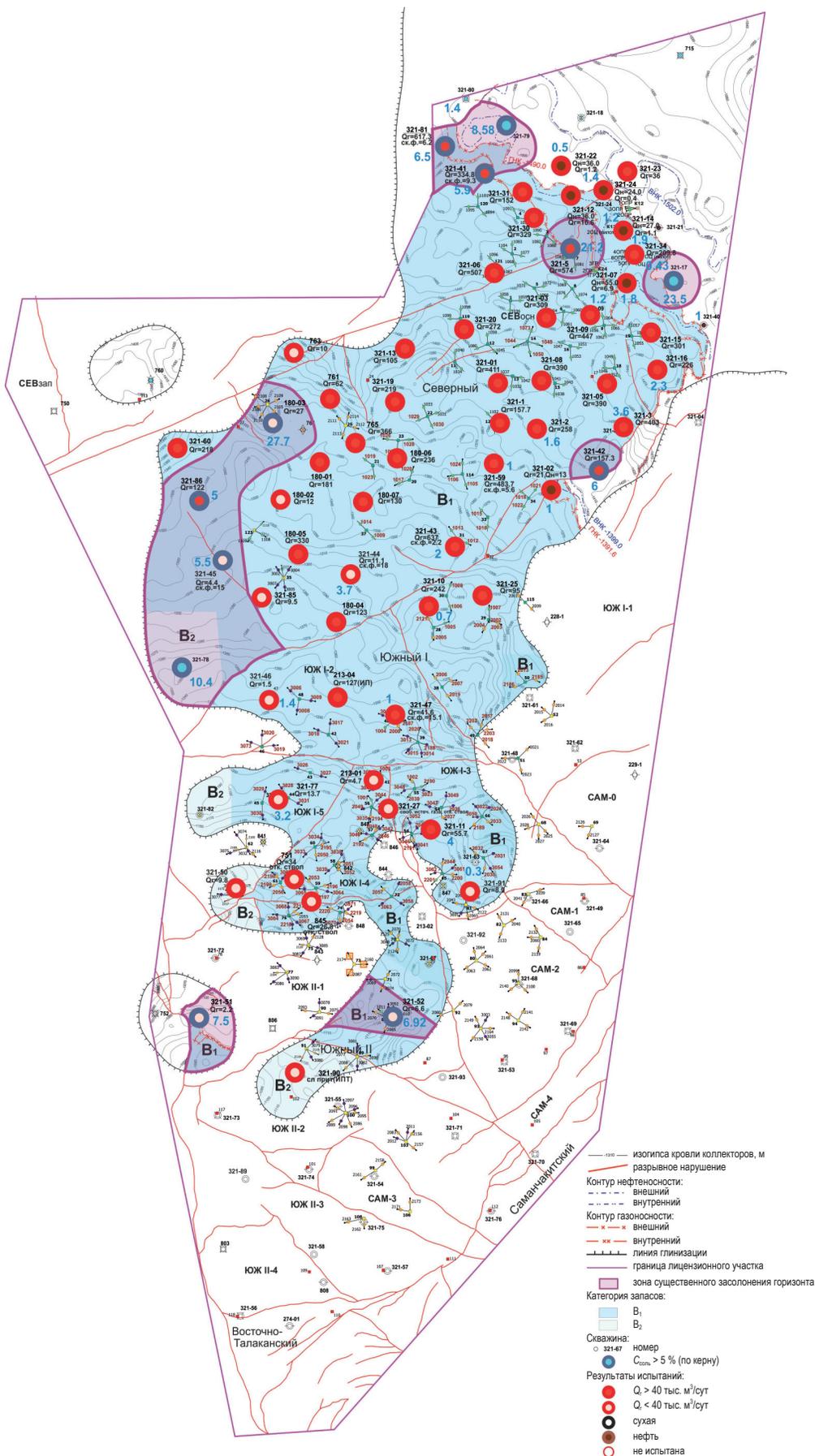


Рис. 2. Сопоставление продуктивности разведочных скважин и степени засоления порового пространства коллекторов богубинского горизонта ЧНГКМ

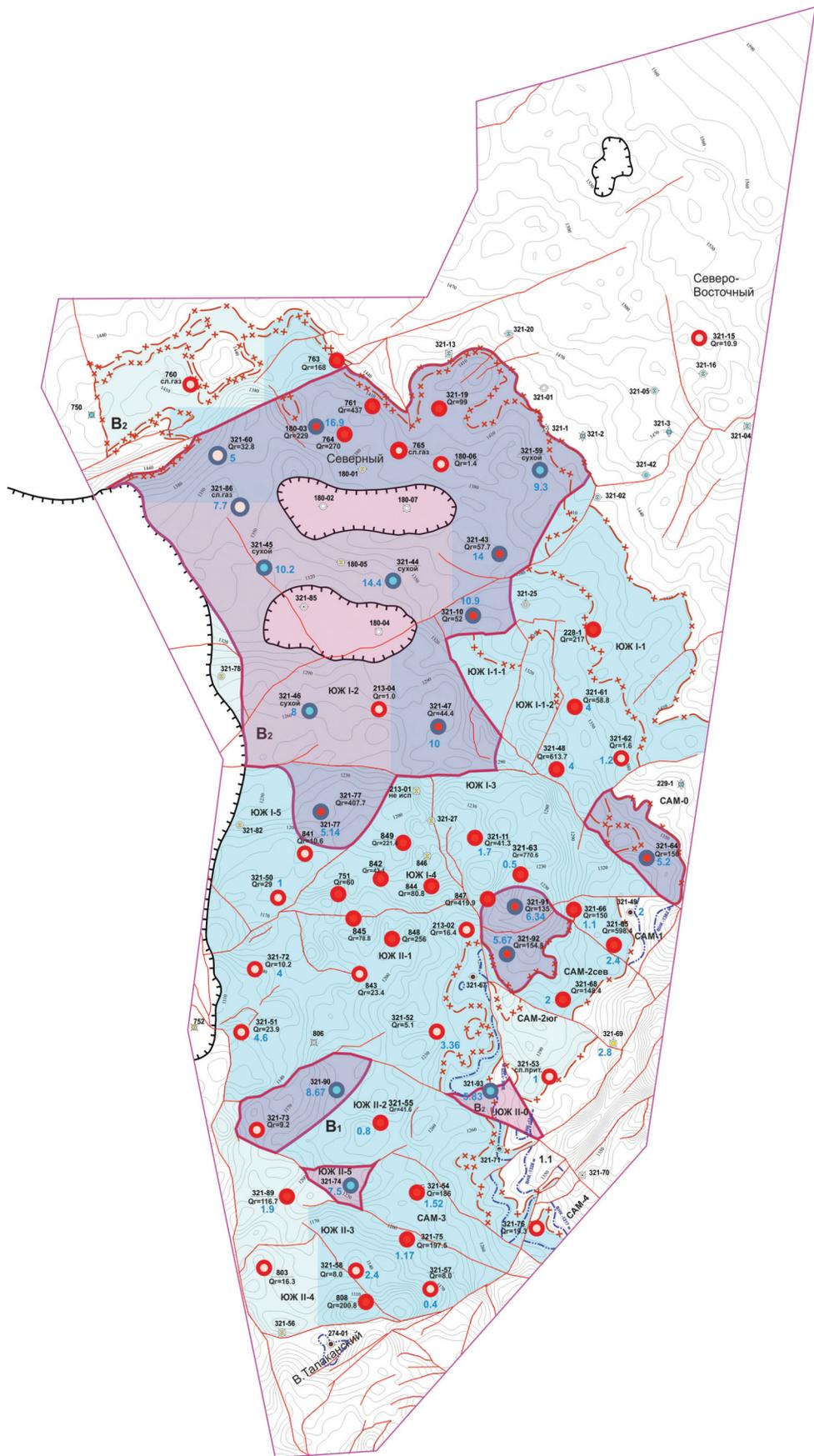


Рис. 3. Сопоставление продуктивности разведочных скважин и степени засоления порового пространства коллекторов хамакинского горизонта ЧНГКМ:  
здесь и далее на рис. 4. см. экспликацию к рис. 2

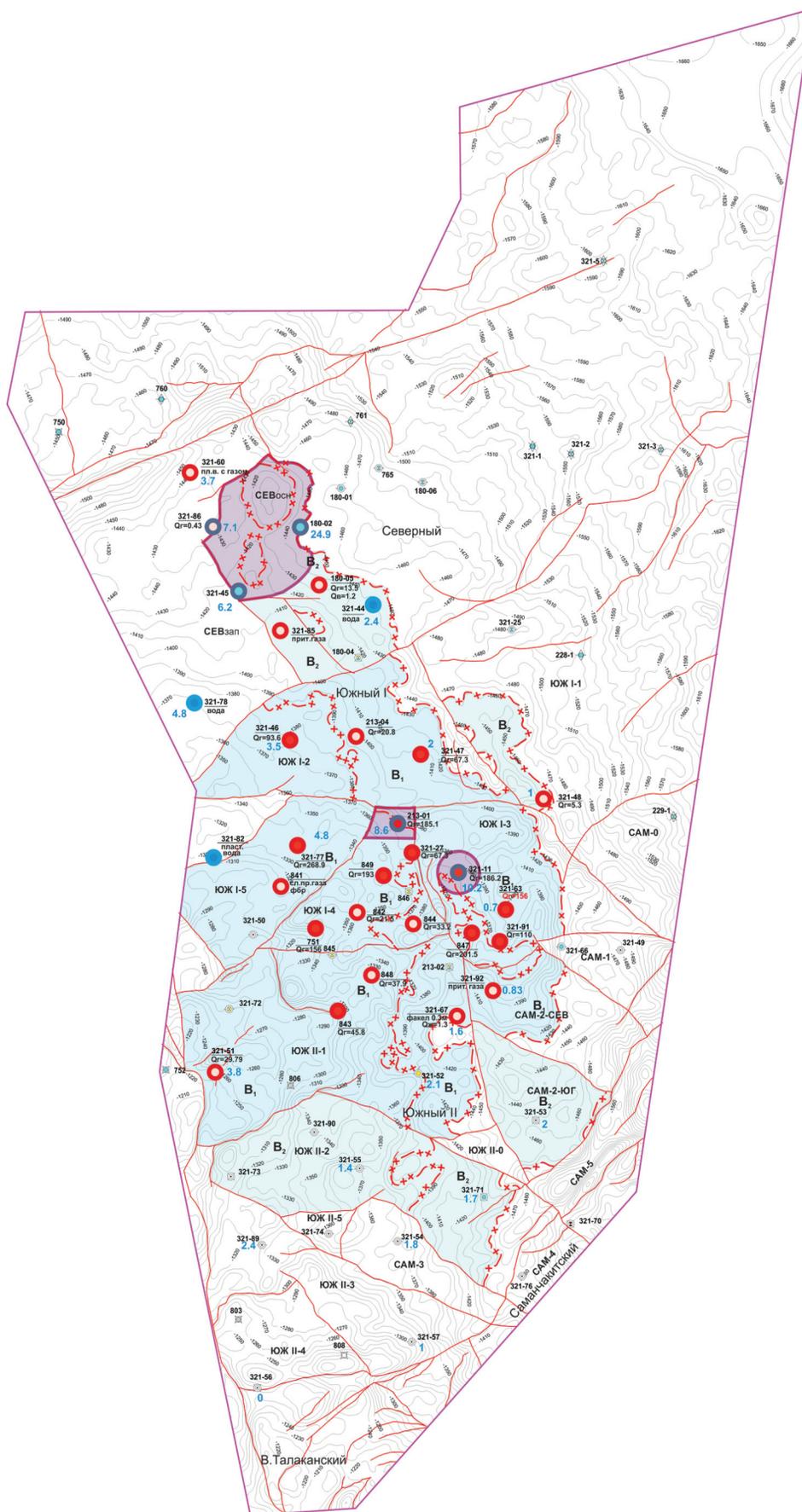


Рис. 4. Сопоставление продуктивности разведочных скважин и степени засоления порового пространства коллекторов талахского горизонта ЧНГКМ

скважин ( $Q_g$  – дебит газа,  $Q_n$  – дебит нефти) не прослеживается (табл. 2).

Для хамакинского горизонта (см. рис. 3) основная зона распространения засоленных коллекторов также приурочена к северо-западной части Северного блока (скв. 180-03, 321-60, 321-59, 321-86, 321-45, 321-44, 321-10, 321-46) и к северо-западной части блока Южный I-5 (скв. 321-77). При этом очень существенное засоление коснулось только верхней части коллекторов хамакинского горизонта (пачка ХМ<sub>1</sub>). Сопоставление значений  $C_{\text{соль}}$  в коллекторах и дебитов скважин показало,

что высокодебитные скважины характеризуются в основном низким засолением при том, что получить низкие значения  $Q_g$  возможно из скважин как с высоким, так и с низким засолением (табл. 3).

Значительное засоление талахского горизонта отмечено больше в западной части месторождения (см. рис. 4). Уверенной корреляции между засолением коллекторов и дебитами скважин не прослеживается (табл. 4).

Керновые определения содержания соли не характеризуют весь разрез продуктивных горизонтов, в соответствии с этим для

Таблица 2

**Продуктивная характеристика скважин с различной засоленностью по керну, ботубинский горизонт**

Блок	Скважина	$C_{\text{соль}}, \%$	Эффективная толщина пласта ( $H_{\text{эф}}$ ), м	$Q_g$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут	$Q_n$ , м <sup>3</sup> /сут	Диаметр штуцера ( $d_{\text{шт}}$ ), мм
Высокодебитные скважины						
Северный	321-81	6,5	6,8	598		22
	321-41	5,9	9	598		22
	321-5	21,2	21,3	574		18,2
	321-17	23,5	19,9		12,3	5
	321-86	5	3,6	151		12
Низкодебитные скважины						
Северный	180-03	27,7	2,7	27		ИП
	321-45	5,5	9,5	2,5		2,4
Южный II-1	321-51	7,5	1,9	9,8		3
	321-52	6,9	10,3	6,6		2,2

Таблица 3

**Продуктивная характеристика скважин с различной засоленностью по керну, хамакинский горизонт**

Блок	Скважина	$C_{\text{соль}}, \%$	$H_{\text{эф}}, \text{ м}$	$Q_g$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут	$Q_n$ , м <sup>3</sup> /сут	$d_{\text{шт}}, \text{ мм}$
Высокодебитные скважины						
Южный I-3	321-91	6,3	47	135		9
Южный I-5	321-77	5,1	12	63,5		8
Южный II-0	321-93	5,8	16,5		28	5
САМ-0	321-64	5,2	11,3	150,7		10,2
САМ-2	321-92	5,5	14,9	154,8		10
Низкодебитные скважины						
Северный	180-03	16,9	10	9		12,7
	321-60	5	5,5	32,8		Испытание пласта на трубах 5,2
				29,7		
	321-59	9,3	1,5	Притока нет		
	321-44	14,4	3	Слабый газ		
	321-45	10,2	3			
321-86	7,7	8,1				
Южный I-1	321-10	10,9	12,7	52		6
Южный I-2	321-46	8	3,9	Притока нет		
Южный II-2	321-90	8,7	4,3	Слабый газ		
Южный II-3	321-74	7,5	2,8		0,4	

достоверной оценки среднего содержания соли в разрезе скважины разработана методика количественного определения  $C_{\text{соль}}$  по данным ГИС. Как показал анализ состава водорастворимых солей по керну, для песчаников, алевролитов и гравелитов с  $K_{\text{п}} > 0,015$  д.ед. преимущественно содержание  $\text{NaCl}$  ( $C_{\text{NaCl}}$ ) составляет более 95 % от общего содержания (рис. 5, см. а). Пониженным содержанием  $\text{NaCl}$  отличаются породы с  $K_{\text{п}} < 0,015$  д.ед., представленные

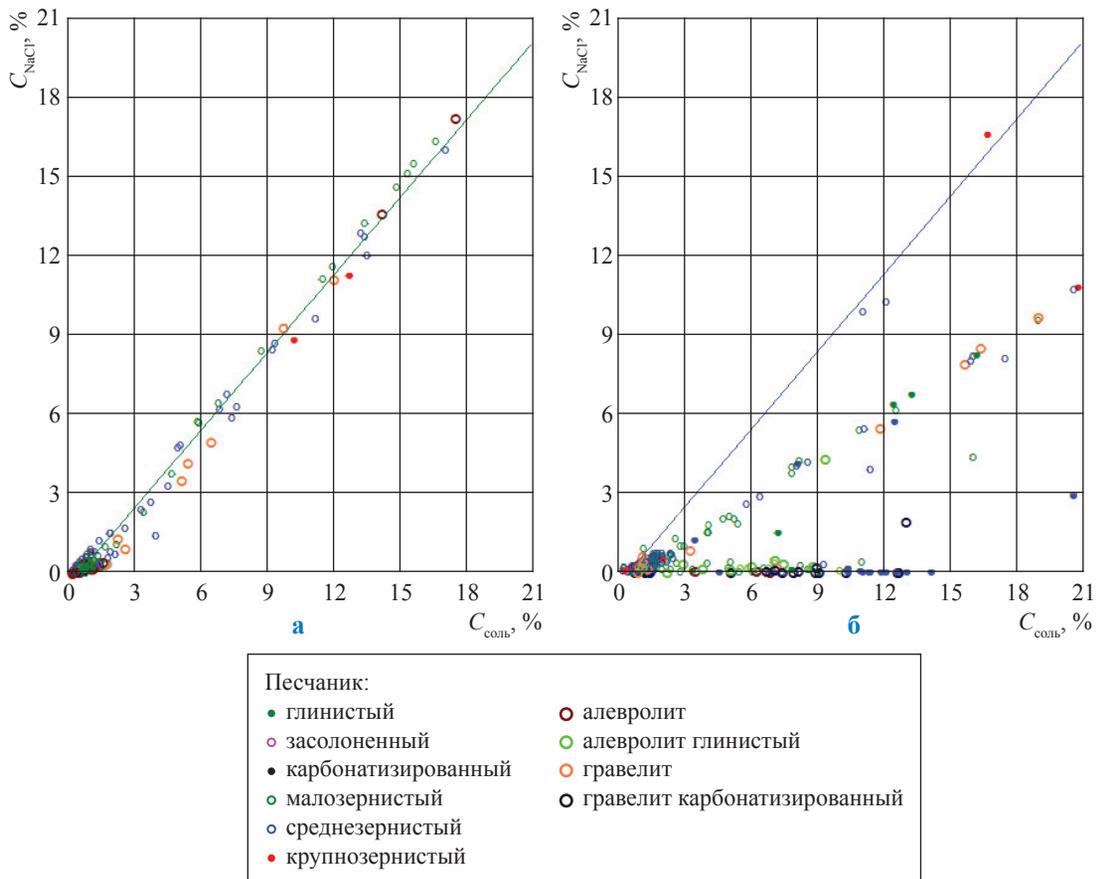
в основном карбонатизированными или заглинизированными песчаниками или гравелитами (см. рис. 5б).

Анализ чувствительности методов ГИС к содержанию галита показал, что лучшей сопоставимостью с засоленностью, определяемой различной реакцией методов на наличие в породе иона  $\text{Cl}^-$ , отличается приращение нормализованных кривых нейтронного гамма-каротажа (НГК) и нейтрон-нейтронного

Таблица 4

**Продуктивная характеристика скважин с различной засоленностью по керну, талахский горизонт**

Блок	Скважина	$C_{\text{соль}}$ , %	$H_{\text{эф}}$ , м	$Q_{\text{р}}$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут	$d_{\text{ш}}$ , мм
<b>Высокодебитные скважины</b>					
Южный I-4	213-01	8,6	45,6	185,1	12
Южный I-3	321-11	10,2	38,8	186,2	11
<b>Низкодебитные скважины</b>					
Северный	180-02	24,9	1,6	притока нет	
	321-45	6,2	17,8	притока нет	
	321-86	7,1	8,1	0,22-0,43	2



**Рис. 5. Соотношение содержания  $\text{NaCl}$  и общего содержания солей для  $K_{\text{п}} > 0,015$  д.ед. (а) и  $K_{\text{п}} < 0,015$  д.ед. (б):**

$C_{\text{NaCl}} = 0,982C_{\text{соль}} - 0,474$ ;  $KTC = 0,71$ ;  $R^2 = 0,92$ ; погрешность  $\text{Пог} = 1,3$  усл.ед.;  $N = 194$

каротажа (ННК) или, в случае отсутствия в комплексе ГИС ННК, нормализованных кривых НГК и акустического каротажа (АК).

Способ нормализации является широко распространенным применительно к интерпретации данных ГИС [5, 6]. При нормализации осуществляется перестроение кривых нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (большой зонд) (ННКТб) или АК к масштабу кривой НГК. При этом коэффициенты перестроения подбираются таким образом, чтобы значения кривой НГК и перестраиваемых кривых совпадали в опорных, достаточно однородных и мощных пластах (плотных и глинах), на пористость которых заведомо не оказывает влияние засоление.

На основании данных «керна – ГИС» разработаны зависимости между содержанием солей и приращением нормализованных кривых, имеющие общий вид для коллекторов ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов при  $K_n < 0,12$  д.ед. (рис. 6, см. а):

$$\begin{aligned} C_{\text{соль}} &= 43,4\Delta\text{НК} - 0,971; \\ \text{КТС} &= 0,58; R^2 = 0,83; \text{Пог} = 0,4; N = 32, \end{aligned} \quad (1)$$

где  $\Delta\text{НК}$  является относительным параметром, рассчитанным по формуле

$$\Delta\text{НК} = \frac{\text{НГК}_n - \text{НКТ}_{n,n}}{\text{НКТ}_{n,\text{max}} - \text{НКТ}_{n,\text{min}}},$$

где  $\text{НГК}_n$  – пластовое значение НГК;  $\text{НКТ}_{n,n}$ ,  $\text{НКТ}_{n,\text{max}}$  и  $\text{НКТ}_{n,\text{min}}$  – соответственно пластовое,

максимальное и минимальное значения нормализованной кривой ННКТб.

При  $K_n > 0,12$  д.ед. (см. рис. 6б) соотношение приращения нормализованных кривых ННК–НГК и  $C_{\text{соль}}$  в основном соответствуют зависимости, установленной для пластов пористостью ниже 0,12 д.ед. (см. рис. 6а), однако содержание соли в этих пластах не превышает 5 %. При интерпретации такие породы оценивались как слабозасолоненные.

В разведочных скважинах, неохарактеризованных исследованиями ННК-Т, целесообразно применение нормализации НГК и АК с использованием зависимости, выраженной формулой (рис. 7):

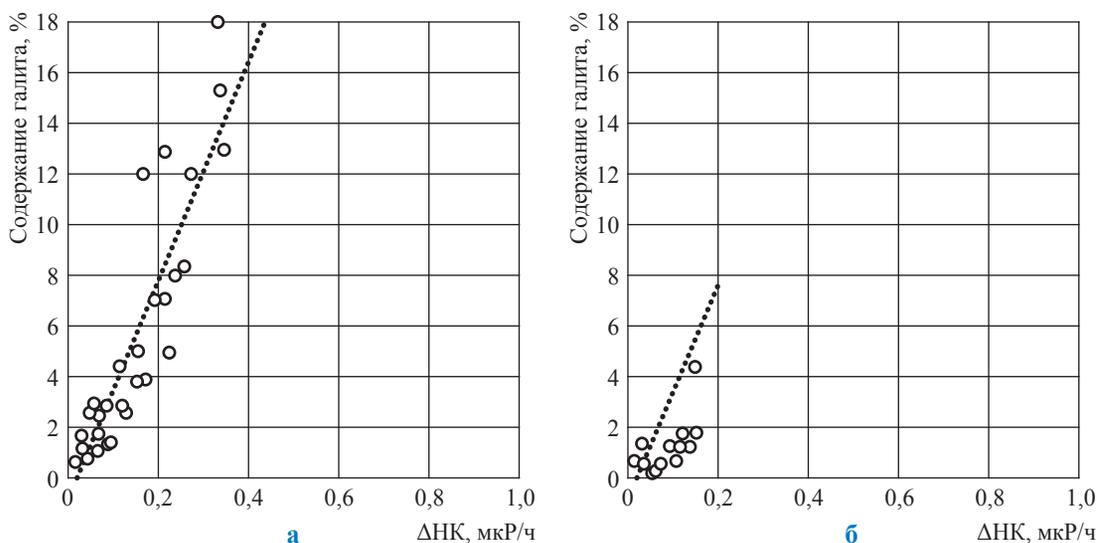
$$\begin{aligned} C_{\text{соль}} &= 19,72\Delta\text{АК} - 2,67; \\ R^2 &= 0,55; \text{Пог} = 0,6; N = 30, \end{aligned} \quad (2)$$

где  $\Delta\text{АК}$  является относительным параметром, рассчитанным по формуле

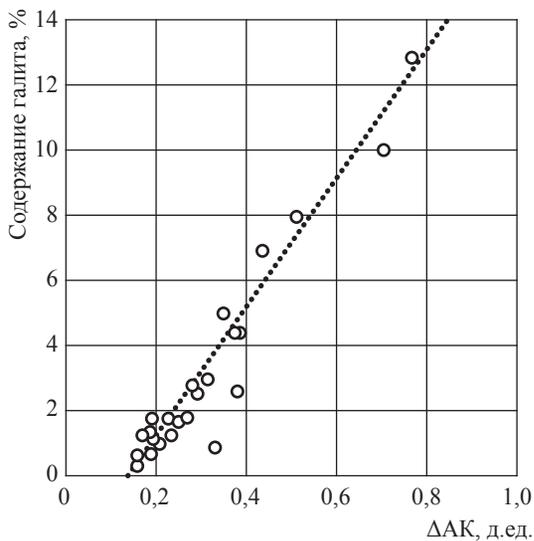
$$\Delta\text{АК} = \frac{\text{НГК}_n - \text{АК}_{n,n}}{\text{АК}_{n,\text{max}} - \text{АК}_{n,\text{min}}},$$

где  $\text{АК}_{n,n}$ ,  $\text{АК}_{n,\text{max}}$  и  $\text{АК}_{n,\text{min}}$  – соответственно пластовое, максимальное и минимальное значения нормализованной кривой АК.

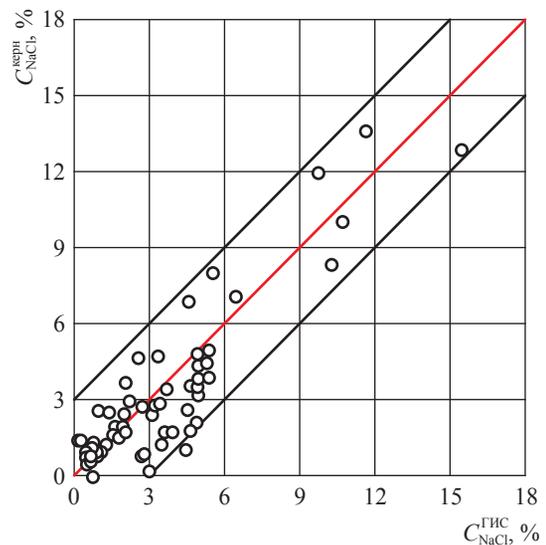
Согласно разработанным зависимостям (1) и (2) выполнен расчет содержания соли по ГИС для всех разведочных (120 шт.) и эксплуатационных (210 шт.) скважин ЧНГКМ. Расчетные значения засоленности по ГИС и керну имеют хорошую сопоставимость, что



**Рис. 6. ЧНГКМ. Соотношение содержания галита и приращения нормализованных значений ННК для коллекторов ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов (см. формулу (1)) для  $K_n < 0,12$  д.ед. (а) и  $K_n > 0,12$  д.ед. (б)**



**Рис. 7. ЧНГКМ. Сопоставление содержания галита и относительного приращения нормализованных значений НГК и АК для коллекторов ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов (см. формулу (2))**



**Рис. 8. Сопоставление данных о содержании соли в разведочных скважинах ЧНГКМ (песчаники ботубинского, хамакинского, талахского горизонтов), полученных на керне ( $C_{NaCl}^{кern}$ ) и по результатам ГИС ( $C_{NaCl}^{ГИС}$ )**

подтверждает достаточную точность определения содержания соли по ГИС по разработанной методике (рис. 8).

В результате количественного определения  $C_{соль}$  по данным ГИС для ботубинского (рис. 9), хамакинского (рис. 10) и талахского (рис. 11) продуктивных горизонтов по разработанной методике с нанесением всех эксплуатационных скважин, вскрывших соответствующий горизонт, построены схемы отношения средневзвешенного значения содержания соли, д.ед., в скважине к эффективной газонасыщенной мощности, м, продуктивного горизонта  $i$ :

$$C_{соль}^{ср.взв} = \frac{\sum_{i=1}^n (H_{эф_i} C_{соль_i})}{\sum_{i=1}^n H_{эф_i}}$$

Стоит отметить, что горизонтальные стволы эксплуатационных скважин зачастую не вскрывали подошвы пласта, поэтому в данных случаях полученные расчетные значения могут характеризовать продуктивный горизонт с определенной долей условности.

Анализ результатов по ботубинскому горизонту (см. рис. 9) показал, что зоны повышенной засоленности коллекторов здесь расположены, за редким исключением, в приконтурных частях ЧНГКМ, максимальная засоленность отмечается в приразломной зоне

северного блока на границе с нефтяной оторочкой. Кроме того, наблюдается некоторый тренд простирания с юго-запада на северо-восток с повышенными значениями параметра  $C_{соль}^{ср.взв}$  вдоль разлома. Эксплуатационные кусты находятся преимущественно в зонах низкой засоленности. В частности, скважины, не вышедшие на проектный режим, расположены в зоне отсутствия засоленения.

Для хамакинского горизонта максимальные значения засоленения на карте распределения параметра  $C_{соль}^{ср.взв}$  наблюдаются в основном в северном блоке (см. рис. 10). В целом отмечен тренд, аналогичный ботубинскому горизонту (см. рис. 9), с единственным исключением: повышенные значения засоленения преобладают в краевых частях газовой залежи в более выраженной форме.

Применительно к талахскому горизонту (см. рис. 11) скважины, не вышедшие на режим эксплуатации, расположены как в зонах без засоленения, так и в зонах высокой степени засоленения. При этом там же расположены и скважины, по которым получены хорошие продуктивные характеристики. Данные наблюдения также коррелировались с результатами геофизических исследований эксплуатационных скважин, по которым явной зависимости продуктивности скважины от степени засоленения не прослеживается.

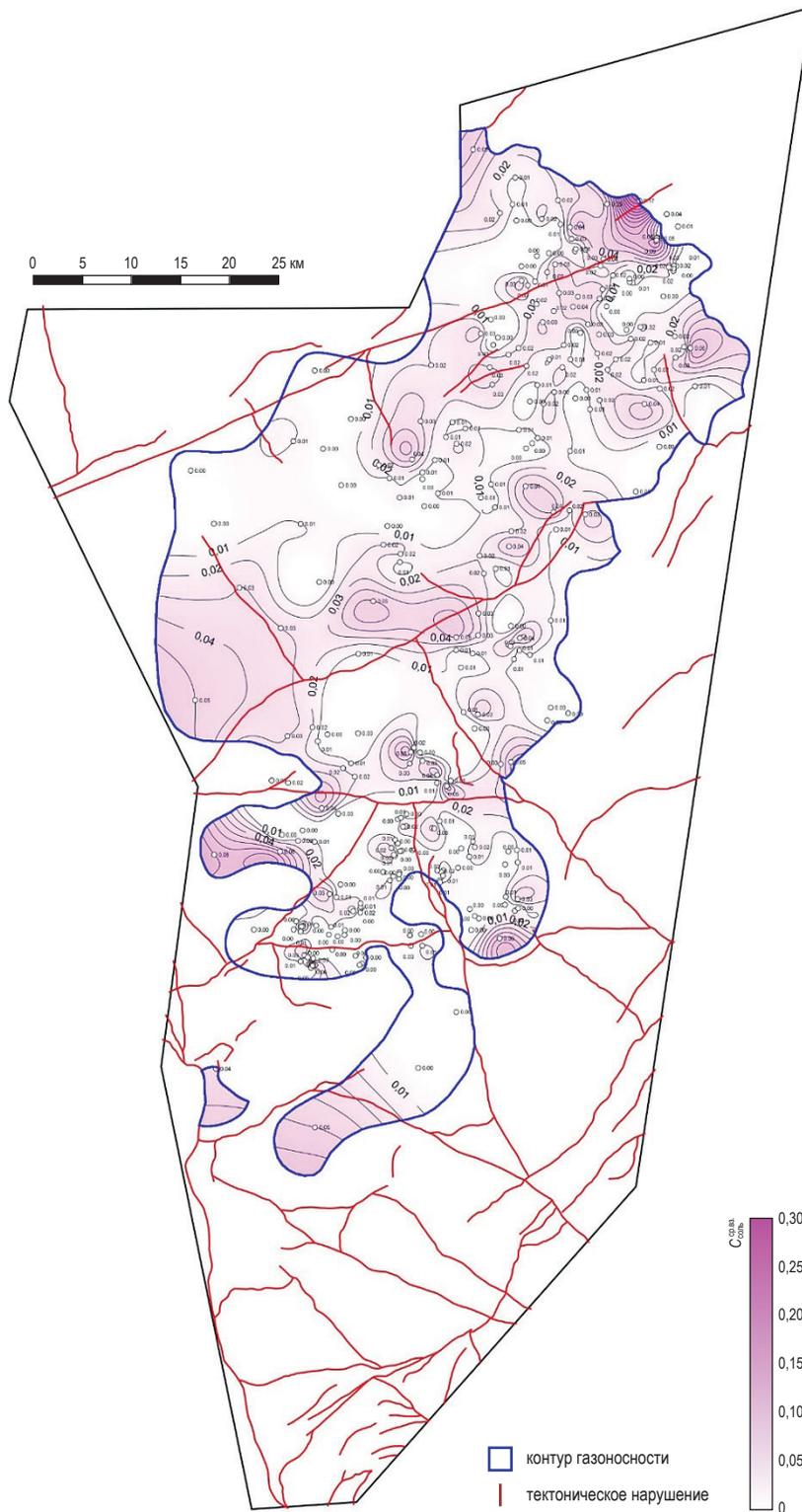


Рис. 9. Ботубинский горизонт ЧНГКМ: карта параметра  $C_{\text{ср.взв.соля}}$

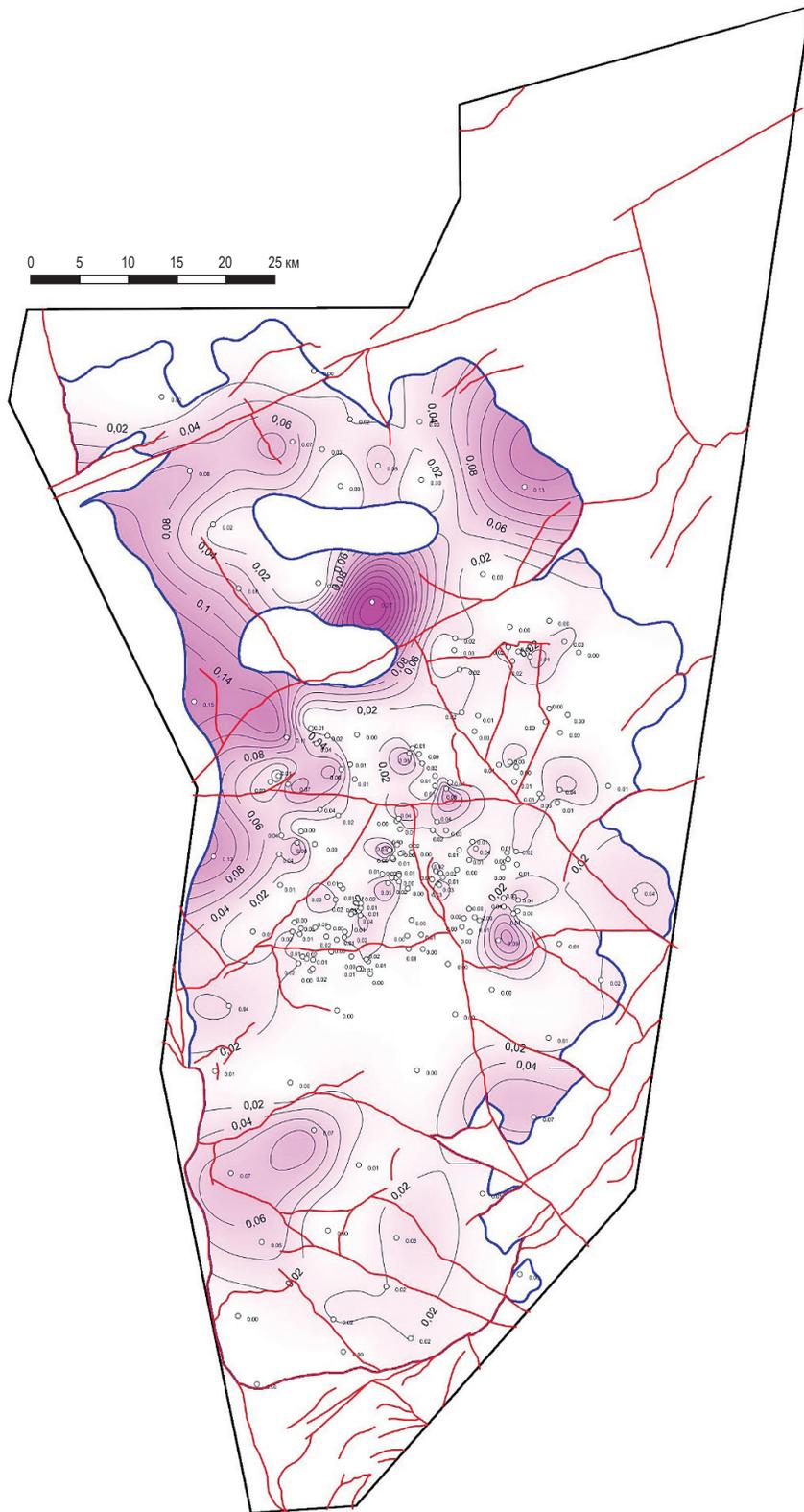


Рис. 10. Хамакинский горизонт ЧНПКМ: карта параметра  $C_{\text{соль.взв.}}$ :  
здесь и далее на рис. 11 см. экспликацию к рис. 9



Рис. 11. Талахский горизонт ЧНПКМ: карта параметра  $C_{\text{ср.взв.соля}}$

\*\*\*

В результате проведенной работы впервые для ЧНГКМ разработана методика количественного определения содержания галита по данным ГИС. На основании расчетных значений  $S_{\text{соль}}$  по ГИС осуществлена геометризация зон распространения засоленных отложений для продуктивных горизонтов ЧНГКМ. Геометризация зон распространения засоленных отложений для хамакинского и талахского горизонтов показала отсутствие корреляции продуктивности эксплуатационных скважин и распространения зон засоления.

Геометризация зон засоления, основанная на методике определения содержания соли при нормализации стандартных методов ГИС, показала свою эффективность при анализе продуктивности эксплуатационных скважин ЧНГКМ и является перспективным способом анализа геолого-геофизической информации для месторождений вендского возраста Восточной Сибири, на которых начато (Ковыктинское газоконденсатное) или планируется (Тас-Юряхское нефтегазоконденсатное) эксплуатационное бурение.

### Список литературы

1. Изьюрова Е.С. Фациально-палеогеографические реконструкции для постгляциальных отложений венда юго-востока Непско-Ботуобинской антеклизы / Е.С. Изьюрова, О.В. Постникова, А.В. Постников и др. // Литология и полезные ископаемые. – 2020. – № 5. – С. 419–437.
2. Золоева Г.М. Прогноз зон засоления нижневендских терригенных пород-коллекторов Непско-Ботуобинской антеклизы / Г.М. Золоева, О.В. Постникова, А.В. Горднов и др. // Геофизика. – 2019. – № 2. – С. 8–15.
3. Дьяконова Т.Ф. Особенности изучения разреза засоленных типов разрезов методами ГИС на примере месторождений Восточной Сибири / Т.Ф. Дьяконова, Т.Г. Исакова // Геофизика. – 2012. – Спец. вып. к 45-летию Центральной геофизической экспедиции. – С. 85–89.
4. Чурикова И.В. Особенности распространения и свойства засоленных коллекторов венда Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения / И.В. Чурикова, Е.А. Пылёв, Е.О. Семёнов и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 4 (41): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 153–163.
5. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – М.: ВНИГНИ; Тверь: Тверьгеофизика, 2003.
6. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробований и испытаний продуктивных пластов / под ред. Б.Ю. Вендельштейна, В.Ф. Козяр, Г.Г. Яценко. – Калинин: Союзпромгеофизика, 1990.

## Guidelines on geometrizing zones of saline sediments distribution within the East-Siberian hydrocarbon fields. A case of Chayanda oil-gas-condensate field

Yu.A. Dukhnenko

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

**Abstract.** Complicated geological conditions of origination and multiple secondary transformations of the sediments at the productive horizons of Chayanda oil-gas-condensate field necessitate studying expansion of the Vendian saline reservoirs. Considerable amount of core tests provided derivation of few general patterns for halite distribution in pores, but methodical issues dealing with geometrization of the halite-carrying zones according to well logs have never been examined in detail.

The areal in-field geometrization of the saline zones based on determination of the salt content according to well logs is more informative vs the net consideration of core data. The first way provides total vertical account of salt content throughout the entire well column. With that in mind, using the lithologic and petrophysical tests of the halite-carrying rocks, the Gazprom VNIIGAZ LLC specialists newly for Chayanda field have created a method for quantitative determination of halite content according to well logging data. The named procedure

bases on correlation of the increment of the standardized neutron-gamma or neutron-neutron logs and the halite content according to core tests.

In conformity with the calculated average salt content following the well logs, authors executed geometrization of the saline reservoirs, and in respect to the productive horizons of Chayanda field compared production capabilities of the pioneer wells with the degree of reservoir salinity. Normalization of standard well logs has proved own efficacy in case of Chayanda wells, and is a promising way to analyze geological-geophysical data about the Vendian hydrocarbon fields at Eastern Siberia.

**Keywords:** natural gas, Eastern Siberia, Chayanda oil-gas-condensate field, saline reservoir, Vendian deposits.

### References

1. IZYUROVA, Y.S., O.V. POSTNIKOVA, A.V. POSTNIKOV, et al. Facial-paleogeographic reconstructions for post-glacial Vendian sediments at the south-east of Nepa-Botuoba antecline [Fatsialno-paleogeograficheskiye rekonstruktsii dlya postglyatsialnykh otlozheniy venda yugo-vostoka Nepsko-Botuobinskoy anteklizy]. *Litologiya i Poleznye Iskopayemye*, 2020, no. 5, pp. 419–437. ISSN 0024-497X. (Russ.).
2. ZOLOYEVA, G.M., O.V. POSTNIKOVA, A.V. GORODNOV, et al. O.B. The prediction of salinization of Lower Vendian terrigenous reservoir rocks of Nepsko-Botuobinskaya antecline [Prognoz zon zasoloniya nizhnevendskikh terrigennykh porod-kollektorov Nepsko-Botuobinskoy anteklizy]. *Geofizika*, 2019, no. 2, pp. 8–15. ISSN 1681-4568. (Russ.).
3. DYAKONOVA, T.F., T.G. ISKHAKOVA. Rock salinization is a specific feature of oil productive deposits relating to Eastern Siberia [Osobennosti izucheniya razreza zasolennykh tipov razreza metodami GIS na primere mestorozhdeniy Vostochnoy Sibiri]. *Geofizika*, 2012, spec. is. to the centenary of the Central Geophysical expedition, pp. 85–89. 1681-4568. (Russ.).
4. CHURIKOVA, I.V., Ye.A. PYLEV, Ye.O. SEMENOV, et al. Distribution and properties of saline Vendian reservoirs belonging to Chayanda oil-gas-condensate field [Osobennosti rasprostraneniya i svoystva zasolennykh kollektorov venda Chayandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, no. 4 (41): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 153–163. ISSN 2306-9849. (Russ.).
5. PETERSILYE, V.I., V.I. POROSKUN, G.G. YATSENKO (eds.). *Guidelines on volumetric calculation of oil and gas geological reserves* [Metodicheskiye rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefi i gaza obyemnym metodom]. Moscow & Tver: All-Russian Research Geological Oil Institute & Tvergeofizika, 2003. (Russ.).
6. VENDELSHTEYN, B. Yu., V.F. KOZYAR, G.G. YATSENKO (eds.). *Guidelines on determination of volumetric parameters for oil and gas deposits according to well logging together with core tests, sampling and tests of productive layers* [Metodicheskiye rekomendatsii po opredeleniyu podschetnykh parametrov zalezhey nefi i gaza po materialam geofizicheskikh issledovaniy skvazhin s privlecheniyem rezultatov analizov kerna, oprobovaniy i ispytaniy pproduktivnykh plastov. Kalinin, USSR: Soyuzpromgeofizika, 1990. (Russ.).

УДК 550.832

## Дифференцированное определение фильтрационно-емкостных свойств неоднородных коллекторов вендских отложений Восточной Сибири по данным геофизических исследований скважин (на примере Чаяндинского и Ковыктинского месторождений)

И.В. Чурикова<sup>1\*</sup>, Е.А. Пылев<sup>1</sup>, Е.Е. Поляков<sup>1</sup>, Ю.М. Чуриков<sup>1</sup>, С.Ю. Ромащенко<sup>1</sup>,  
Ю.А. Духненко<sup>1</sup>, Н.А. Никульникова<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1

\* E-mail: I\_Churikova@vniigaz.gazprom.ru

**Тезисы.** Месторождения вендского возраста Восточной Сибири характеризуются значительной седиментационной и эпигенетической неоднородностью, присутствующей как на микро-, так и на мезоуровне. В целях выявления и анализа названных неоднородностей для продуктивных горизонтов (ботуобинского, хамакинского, талахского) Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (ЧНГКМ) специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» для определения коэффициента пористости ( $K_p$ ) коллекторов по данным геофизических исследований скважин (ГИС) впервые зависимости «кern – ГИС» дифференцированы по степени галитизации. Рассчитанные согласно дифференцированным зависимостям значения  $K_p$  показали достаточную сходимость с kernовыми данными. Также впервые для продуктивных горизонтов ЧНГКМ с целью определения коэффициента проницаемости ( $K_{пр}$ ) по данным ГИС зависимости «кern – kern» дифференцированы по литологии, степени галитизации и анизотропии. Рассчитанные соответственно значения  $K_{пр}$  с поправкой за пластовые условия и остаточную водонасыщенность показали достаточную сходимость с данными газодинамических исследований (ГДИ).

Анализ петрофизических данных для парфеновского горизонта Ковыктинского газоконденсатного месторождения (КГКМ) показал, что расчет  $K_p$  корректно осуществлять по его обобщенной зависимости «кern – kern» от интервального времени пробега упругой волны, при этом влияние степени галитизации по имеющимся данным не прослеживается. Для отложений парфеновского горизонта КГКМ отмечена дифференциация зависимостей «кern – kern» для определения проницаемости для участков месторождения, пластов и циклитов, а также отдельных литотипов. При учете работающих интервалов, согласно данным промыслово-геофизических исследований, достигается достаточная сходимость расчетных значений  $K_{пр}$  по ГИС, вычисленных по установленным алгоритмам, и данных ГДИ.

Вендские отложения являются регионально продуктивным комплексом Восточной Сибири, имеющим в своем составе ряд уникальных с точки зрения запасов газа месторождений. В терригенных отложениях венда Чаяндинского нефтегазоконденсатного (ЧНГКМ) и Ковыктинского газоконденсатного (КГКМ) месторождений, являющихся ресурсной базой для наполнения магистрального газопровода «Сила Сибири – 1», сосредоточены суммарно более 4 трлн м<sup>3</sup> природного газа [1].

Древние отложения венда ЧНГКМ и КГКМ, сформированные 605...550 млн лет назад, характеризуются значительной седиментационной и эпигенетической неоднородностью, присутствующей как на микро-, так и на мезоуровне. Неоднородности седиментационного типа терригенных вендских отложений выражаются в неравномерном переслаивании в части разреза песчаников разной зернистости и тонкодисперсного глинистого материала, что связано с начально-трансгрессивным режимом осадконакопления. Основными процессами постседиментационного эпигенетического преобразования терригенных отложений венда являются регенерация кварцевых зерен, выщелачивание полевых шпатов, ангидритизация, галитизация и карбонатизация. Последовательность вторичных преобразований одинакова для всех продуктивных горизонтов: сначала проходила регенерация зерен,

**Ключевые слова:** вендские отложения, Восточная Сибирь, Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение, Ковыктинское газоконденсатное месторождение, тектонические нарушения, коэффициент пористости, коэффициент проницаемости, неоднородность, засоление.

затем – карбонатизация, сульфатизация и засоление [2].

На ЧНГКМ засоленность отложений, по данным исследований керна (шлифы, определения содержания соли), более выражена, а на КГКМ отражается косвенно в низких значениях минералогической плотности и повышенных значениях содержания соли в керне преимущественно на Хандинском участке месторождения. Оценке влияния степени засоления на фильтрационно-емкостные свойства КГКМ до настоящего времени не уделялось достаточного внимания, в то время как на ЧНГКМ этот вопрос начали изучать на керне первых пробуренных скважин [3, 4]. Среднее содержание растворимых солей в породе, по данным водной вытяжки, на ЧНГКМ изменяется от 2,7 % (максимум 21,4 %) в талахском горизонте до 5,3 % в ботубинском (максимум 30,7 %) и до 5,2 % (максимум 35 %) в хамакинском.

Засоленные образцы являются, как правило, низкопористыми: среднее значение коэффициента пористости ( $K_n$ ) для ботубинского горизонта составляет 4,5 %, для хамакинского горизонта – 5,0 %, для талахского горизонта – 7,7 %. При этом средние значения  $K_n$  незасоленных образцов (содержание соли < 5 %) составляют соответственно для ботубинского горизонта 14,9 %, для хамакинского горизонта 9,9 %, для талахского горизонта 10,4 %.

Изучение количественного соотношения  $K_n$  и засоления отложений по керну показало уменьшение засоленности при увеличении  $K_n$  для пород ЧНГКМ, т.е. происходило засоление преимущественно низкопористых

пород. Аналогичные выводы ранее были сделаны для отложений Восточной Сибири Т.Ф. Дьяконовой и Т.Г. Исхаковой [5]. По результатам исследования состава солей в лаборатории ООО «Газпром ВНИИГАЗ» установлено, что для пород продуктивных горизонтов ЧНГКМ при  $K_n > 1,5$  % свыше 90 % солей представлены галитом (NaCl).

Влияние повышенного содержания галита на данные акустического (АК) и гамма-гамма плотностного (ГГК-П) каротажа обусловлено разным интервальным временем  $dt$  (или скоростью  $v_n$ ) пробега упругой волны по скелету породы и различными значениями объемной плотности ( $\delta_n$ ) для основных породообразующих минералов и соли: соответственно 220 мкс/м и 2,16 г/см<sup>3</sup> для галита, 165 мкс/м и 2,65 г/см<sup>3</sup> для кварца, 161 мкс/м и 2,62 г/см<sup>3</sup> для полевых шпатов. Такое влияние определило необходимость дифференциации по степени засоления пород зависимостей для расчета  $K_n$  по ГИС.

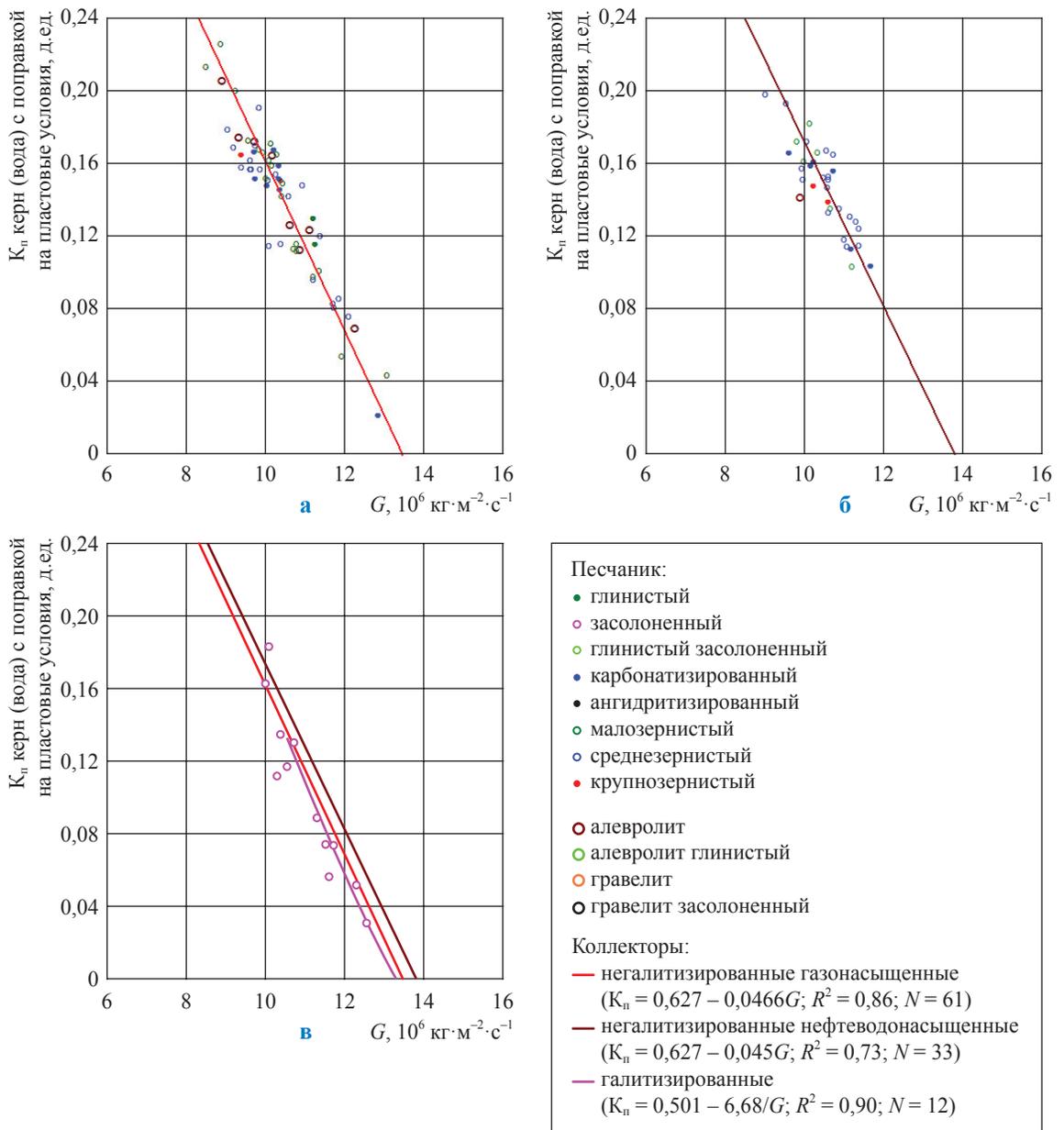
Для определения  $K_n$  в разведочных и эксплуатационных скважинах ЧНГКМ при подсчете запасов в 2015 г. и последующем сопровождении эксплуатационного бурения использовались зависимости «кern – ГИС»  $K_n = f(G)$ , где  $G = v_n \delta_n$  – акустический импеданс горной породы [1]. В результате выполненных в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» методических работ зависимости  $K_n = f(G)$  «кern – ГИС» впервые для ЧНГКМ дифференцированы по степени галитизации (табл. 1, рис. 1–3).

Для ботубинского горизонта интерпретационная модель определения  $K_n$  по акустическому импедансу для негалитизированных

Таблица 1

**Зависимости  $K_n = f(G)$  для коллекторов продуктивных горизонтов ЧНГКМ, дифференцированных по засоленению:**  $N$  – число определений на керне;  $R^2$  – коэффициент детерминации (квадрат коэффициента корреляции  $R$ )

Коллектор	Уравнение регрессии
Ботубинский горизонт	
Слабогалитизированный газонасыщенный	$K_n = 0,627 - 0,0466G; N = 61, R^2 = 0,86$
Слабогалитизированный нефтеводонасыщенный	$K_n = 0,627 - 0,045G; N = 33, R^2 = 0,73$
Галитизированный	$K_n = -0,501 + 6,68/G; N = 12, R^2 = 0,90$
Хамакинский горизонт	
Слабогалитизированный	$K_n = 4,6/G - 0,315; N = 172, R^2 = 0,74$
Галитизированный	$K_n = -0,385 + 5,3/G; N = 25, R^2 = 0,68$
Талахский горизонт	
Слабогалитизированный	$K_n = 4,87/G - 0,348; N = 109, R^2 = 0,65$
Галитизированный	$K_n = -0,52 + 6,63/G; N = 15, R^2 = 0,47$

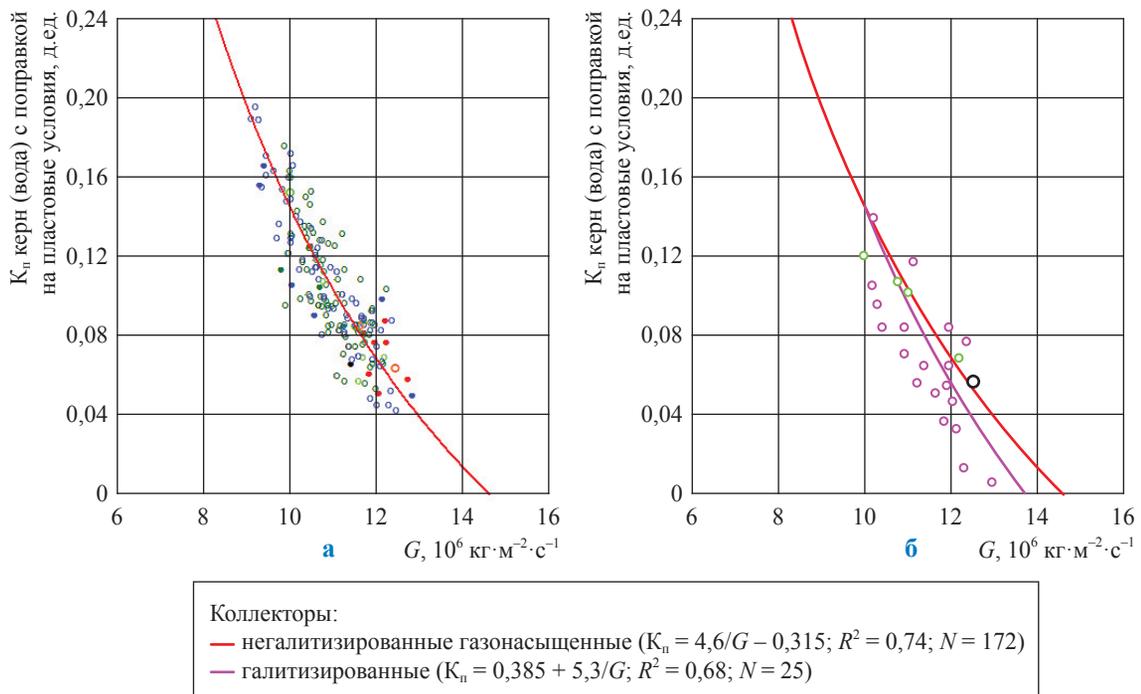


**Рис. 1. Зависимости коэффициента пористости от акустического импеданса для: а – негалитизированных газонасыщенных (а, в), негалитизированных нефтеводонасыщенных (б, в) и галитизированных (в) коллекторов ботубинского горизонта ЧНГКМ**

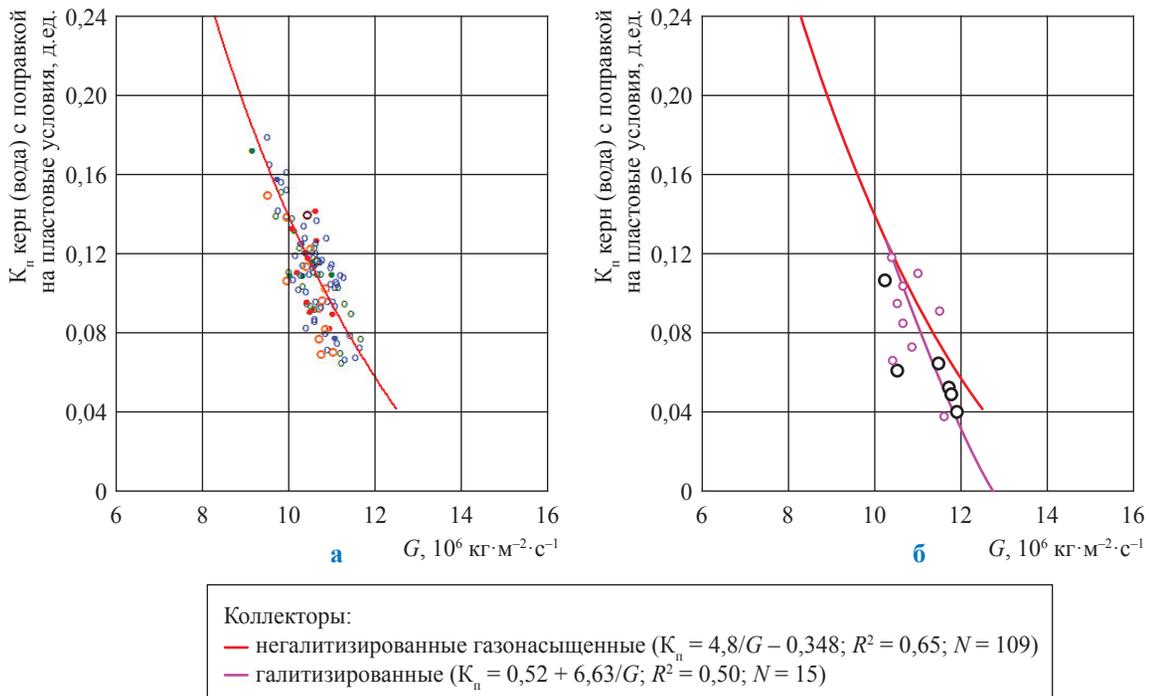
коллекторов дифференцирована для газонасыщенных и нефтеводонасыщенных коллекторов и соответствует ранее установленным в 2015 г. зависимостям (см. рис. 1а,б). Для галитизированных разностей ботубинского, хамакинско-го и талахского горизонтов при  $K_p < 0,12$  д.ед. зависимости  $K_p$  от  $G$  представлены на рис. 1в, 2б, 3б. Для негалитизированных разностей хамакинского и талахского горизонтов зависимости  $K_p = f(G)$  также соответствуют установленным в 2015 г. и имеют единый вид для газонасыщенных и нефтенасыщенных коллекторов, что обусловлено слабым влиянием

остаточной газонасыщенности в зоне проникновения на показания АК и ГГК-П (см. рис. 2а, 3а). При  $K_p > 0,12$  д.ед. пористость определяется вне зависимости от степени галитизации по взаимосвязи для негалитизированных разностей.

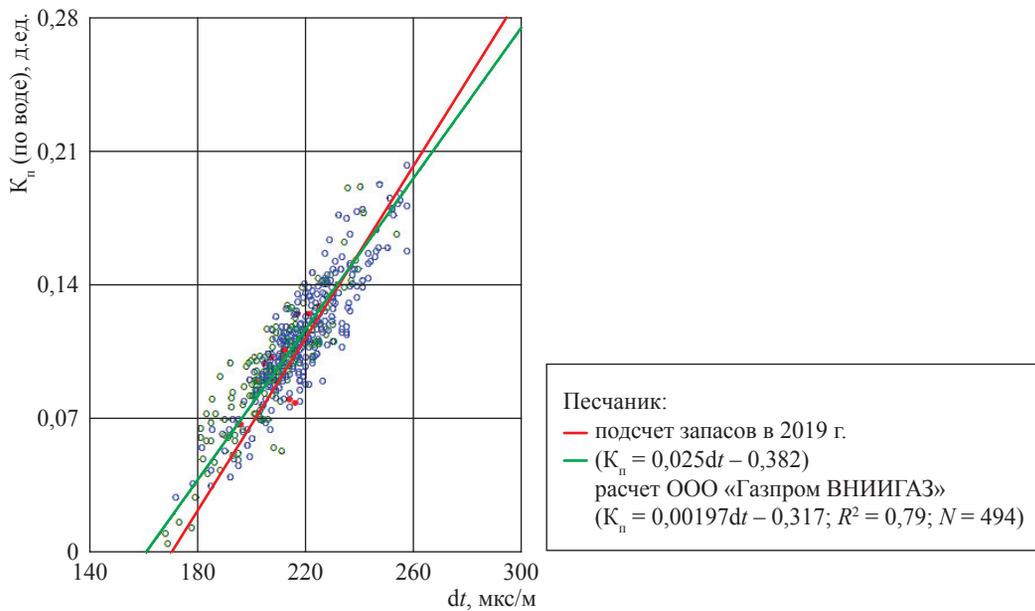
Оценка  $K_p$  по данным ГИС для отложений парфеновского горизонта КГКМ в настоящее время осуществляется по зависимостям «кern – kern» без дифференциации по засолоненности (рис. 4). Очевидно, что с учетом исследований близких по генезису отложений венда ЧНГКМ этот вопрос требует дальнейшего изучения.



**Рис. 2. Зависимость коэффициента пористости от акустического импеданса для негалитизированных (а, б) и галитизированных (б) пород хамакинского горизонта ЧНГКМ: здесь и далее на рис. 3, 4, 8, 10 см. экспликацию к рис. 1**



**Рис. 3. Зависимость коэффициента пористости от акустического импеданса для негалитизированных (а, б) и галитизированных пород (а) талехского горизонта ЧНГКМ**



**Рис. 4. Песчаники парфеновского горизонта КГКМ: обобщенная зависимость для определения  $K_n$  по АК по результатам исследования керна в условиях, моделирующих пластовые**

Для определения коэффициента проницаемости ( $K_{пр}$ ) по данным ГИС для продуктивных отложений ЧНГКМ в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» впервые разработаны петрофизические зависимости, учитывающие галитизацию, структурные особенности породы, а также мезоанизотропию в виде тонких глинистых прослоев. Необходимость дифференциального подсчета  $K_{пр}$  по данным ГИС для более точного прогнозирования добычных способностей скважин выявлена в момент начала эксплуатационного бурения на ЧНГКМ [6, 7]. Дифференцированные по структурным неоднородностям зависимости  $K_{пр}$  от  $K_n$ , построенные в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» по данным «керна – керн», представлены на рис. 5. Выделение литотипов пород, определяемых структурными особенностями, а также галитизированных пород осуществлялось на основе разработанных специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» по данным «керна – ГИС» критериев.

Мезонеоднородность пород в виде тонких глинистых прослоев, не отражаемая показаниями стандартных методов ГИС и установленная по описаниям керна и данным микросканирования, существенно влияет на проницаемость литотипов, изменяя форму зависимостей  $K_{пр} = f(K_n)$  и  $K_{пр} = f(K_{п.эф.})$ , где  $K_{п.эф.}$  – коэффициент эффективной пористости. Критерии для

определения мезонеоднородности коллекторов по данным ГИС установлены специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» путем сопоставления данных высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования и индексов неоднородности по микросканированию и керну. В зависимости от степени анизотропии при оценке проницаемости для литотипов осуществлялась дополнительная дифференциация зависимостей  $K_{пр} = f(K_n)$  и  $K_{пр} = f(K_{п.эф.})$ .

Градации зависимостей  $K_{пр} = f(K_n)$  по неоднородности основана на статистическом анализе определений  $K_{пр}$  для пропластков в разных диапазонах пористости. При этом с целью обеспечения сопоставимости анизотропии пропластка и результатов измерений  $K_{пр}$  образцов керна рассматривались пропластки толщиной более 1 м при наличии не менее трех определений  $K_{пр}$ . Пример обоснования градации зависимости  $K_{пр} = f(K_n)$  от неоднородности для мелкозернистых песчаников хамакинского горизонта приведен на рис. 6.

Разработанные зависимости  $K_{пр} = f(K_n)$ , учитывающие структурные особенности, галитизацию и неоднородность отложений продуктивных горизонтов ЧНГКМ, представлены в табл. 2. Зависимости коэффициента проницаемости от  $K_{п.эф.}$ , определяемой соотношением  $K_{п.эф.} = K_n(1 - K_{во.})$ , где  $K_{во.}$  – коэффициент

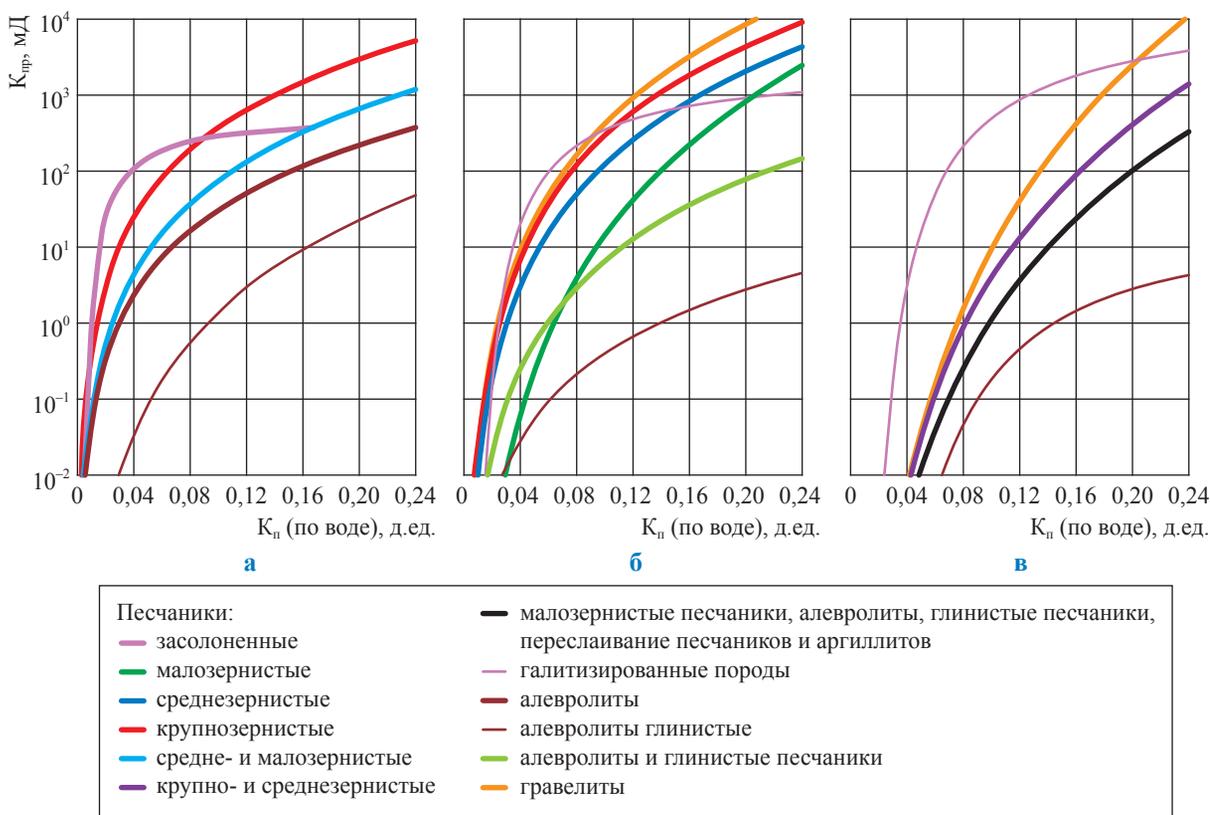


Рис. 5. Графическое представление зависимостей коэффициента абсолютной проницаемости от коэффициента пористости (по воде) для литотипов продуктивных горизонтов ЧНГКМ: а – ботубинского; б – хамакинского; в – талахского

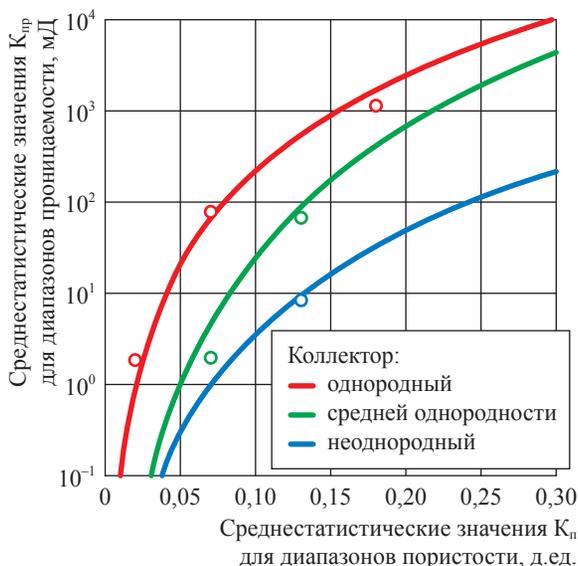


Рис. 6. Обоснование зависимостей  $K_{пр} = f(K_n)$  для мелкозернистых песчанников хамакинского горизонта ЧНГКМ различной однородности по результатам статистического анализа  $K_{пр}$  в диапазонах изменения  $K_n$

остаточной водонасыщенности, для продуктивных отложений ЧНГКМ являются более тесными и выражаются для выделенных по ядру литотипов продуктивных горизонтов зависимостями, представленными на рис. 7 и в табл. 3.

С целью приближения расчетных значений  $K_{пр}$  к реальным процессам фильтрации газа при наличии в породе остаточной воды и влиянии эффективного давления ( $P$ ) проводился учет этих параметров путем расчета эффективной проницаемости ( $K_{пр.эф}$ ) по зависимостям от абсолютной проницаемости (рис. 8):

- ботубинский горизонт:

$$K_{пр.эф}(P) = 0,585/K_{пр}^{-1,04}, \quad N = 16, R^2 = 0,97; \tag{1}$$

- хамакинский горизонт:

$$\text{при } K_{пр} > 4: K_{пр.эф}(P) = 0,386/K_{пр}^{-1,106}, \quad N = 199, R^2 = 0,85; \tag{2}$$

Таблица 2

**Уравнения зависимостей  $K_{np} = f(K_n)$  для коллекторов продуктивных горизонтов ЧНГКМ, дифференцированных по литологии, засолонению и неоднородности**

Литологический тип коллектора	Степень неоднородности коллектора	Уравнение регрессии	N	R <sup>2</sup>
<b>Ботуобинский горизонт</b>				
Крупнозернистый песчаник	Средней однородности	$K_{np} = 424250/K_n^{-3,061}$	25	0,68
Средне- и мелкозернистый песчаник	Средней однородности	$K_{np} = 104835/K_n^{-3,13}$	983	0,38
	Однородный	$K_{np} = 240000/K_n^{-2,0}$		
	Неоднородный	$K_{np} = 30000/K_n^{-3,5}$		
Алевролит и глинистый песчаник	Средней однородности	$K_{np} = 22332/K_n^{-2,838}$	224	0,52
	Однородный	$K_{np} = 75000/K_n^{-2,87}$		
	Неоднородный	$K_{np} = 13000/K_n^{-3,6}$		
Засолоненный песчаник		$K_{np} = 540 \cdot 0,941^{\frac{1}{K_n}}$	79	0,50
<b>Хамакинский горизонт</b>				
Крупно- и среднезернистый песчаник	Средней однородности	$K_{np} = 1602899/K_n^{-4,02}$	1746	0,52
	Однородный	$K_{np} = 2300000/K_n^{-3,7}$		
	Неоднородный	$K_{np} = 200000/K_n^{-4,0}$		
Мелкозернистый песчаник	Средней однородности	$K_{np} = 1300000/K_n^{-4,7}$	597	0,34
	Однородный	$K_{np} = 700000/K_n^{-3,5}$		
	Неоднородный	$K_{np} = 19000/K_n^{-3,7}$		
Гравелит	Средней однородности	$K_{np} = 8265767 / K_n^{-4,27}$	103	0,92
	Однородный	$K_{np} = 8150000/K_n^{-3,9}$		
	Неоднородный	$K_{np} = 8000000/K_n^{-4,75}$		
Глинистый песчаник и алевролит	Средней однородности	$K_{np} = 20850/K_n^{-3,49}$	111	0,60
	Однородный	$K_{np} = 44000/K_n^{-3,2}$		
	Неоднородный	$K_{np} = 10500/K_n^{-3,6}$		
Засолоненный песчаник	Средней однородности	$K_{np} = 2347 \cdot 0,828^{\frac{1}{K_n}}$	268	0,19
<b>Талахский горизонт</b>				
Крупно-среднезернистый песчаник	Средней однородности	$K_{np} = 21450897/K_n^{-6,55}$	1538	0,31
	Однородный	$K_{np} = 27500000/K_n^{-5,4}$		
	Неоднородный	$K_{np} = 1200000/K_n^{-6,05}$		
Алевролит, глинистый песчаник, мелкозернистый песчаник	Средней однородности	$K_{np} = 3193270/K_n^{-6,3}$	669	0,19
	Однородный	$K_{np} = 3593270/K_n^{-5,5}$		
	Неоднородный	$K_{np} = 400000/K_n^{-6,0}$		
Гравелит	Средней однородности	$K_{np} = 994952650/K_n^{-8,01}$	461	0,41
	Однородный	$K_{np} = 600000000/K_n^{-6,4}$		
	Неоднородный	$K_{np} = 1100000000/K_n^{-9,0}$		
Засолоненная порода	Средней однородности	$K_{np} = 15985 \cdot 0,707^{\frac{1}{K_n}}$	111	

при  $K_{np} < 4$ :  $K_{np.эф}(P) = 8,53 \cdot 0,00179^{\frac{1}{K_{np}}}$ ,  
 $N = 61, R^2 = 0,19;$  (3)

при  $K_{np} < 16$ :  $K_{np.эф}(P) = 10^{2,9 \lg(K_{np}) - 2,55}$ ,  
 $N = 58, R^2 = 0,19.$  (5)

- талахский горизонт:

при  $K_{np} > 16$ :  $K_{np.эф}(P) = \sqrt{0,348K_{np}^2 - 34,6}$ ,  
 $N = 68, R^2 = 0,84;$  (4)

Достоверность разработанного авторами алгоритма определения  $K_{np}$  по данным ГИС для ЧНГКМ подтверждается сравнительным анализом данных ГИС и газодинамических

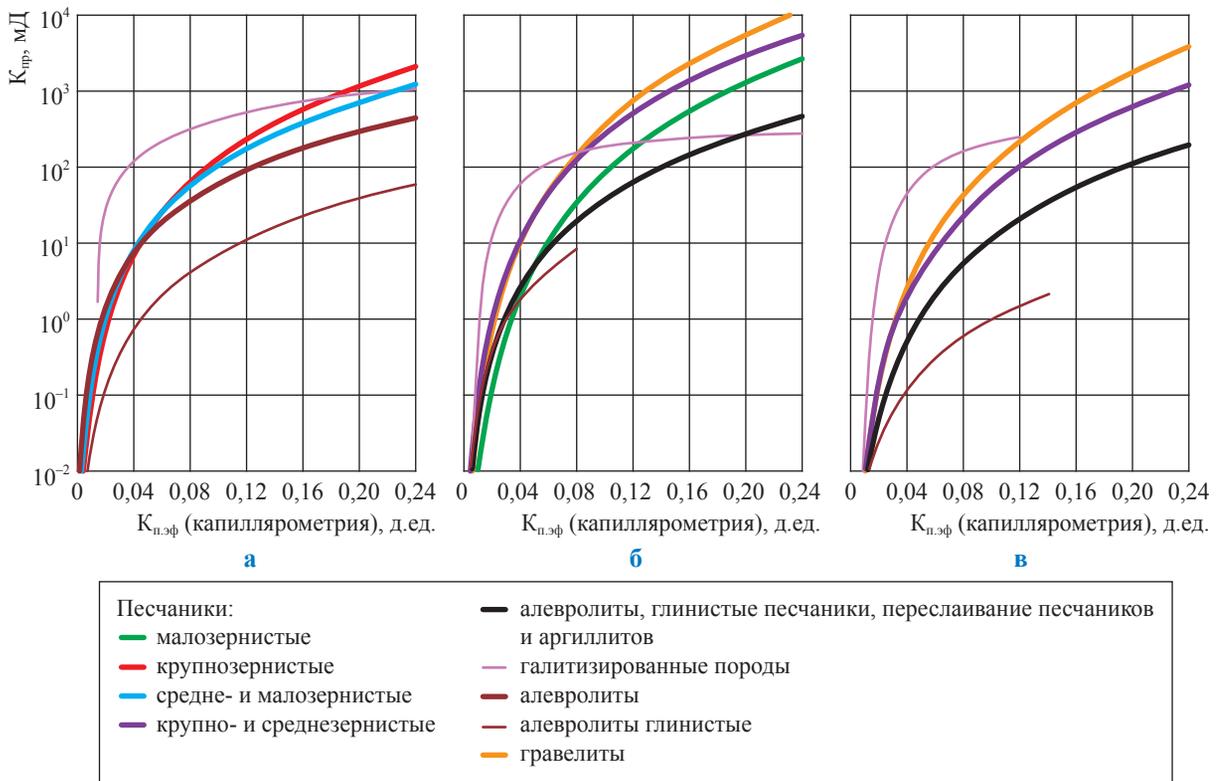


Рис. 7. Зависимости коэффициента абсолютной проницаемости от коэффициента эффективной пористости (по данным капилляриметрии) для литотипов продуктивных горизонтов ЧНГКМ: а – ботубинского; б – хамакинского; в – талахского

Таблица 3

Уравнения зависимостей  $K_{пр} = f(K_{п.эф})$  для коллекторов продуктивных горизонтов ЧНГКМ, дифференцированных по литологии, засолонению и неоднородности

Литологический тип коллектора	Степень неоднородности коллектора	Уравнение регрессии	N	R <sup>2</sup>
Ботубинский горизонт				
Крупнозернистый песок	Средней однородности	$K_{пр} = \frac{66101}{K_{п.эф}^{-2,824}}$	330	0,68
	Средней однородности	$K_{пр} = \frac{66101}{K_{п.эф}^{-2,824}}$		
Средне- и мелкозернистый песок	Однородный	$K_{пр} = \frac{143000}{K_{п.эф}^{-2,828}}$	264	0,56
	Неоднородный	$K_{пр} = \frac{17000}{K_{п.эф}^{-2,828}}$		
Алевролит и глинистый песок	Средней однородности	$K_{пр} = \frac{11233}{K_{п.эф}^{-2,27}}$	30	0,59
	Однородный	$K_{пр} = \frac{19000}{K_{п.эф}^{-2,272}}$		
	Неоднородный	$K_{пр} = \frac{2700}{K_{п.эф}^{-2,272}}$		
Засолоненный песок		$K_{пр} = \frac{4675}{K_{п.эф}^{-64,9}}$	24	0,55

Продолжение табл. 3

Литологический тип коллектора	Степень неоднородности коллектора	Уравнение регрессии	N	R <sup>2</sup>
Хамакинский горизонт				
Крупно- и среднезернистый песчаник	Средней однородности	$K_{np} = \frac{780914}{K_{п.эф}^{-3,474}}$	844	0,66
	Однородный	$K_{np} = \frac{1700000}{K_{п.эф}^{-3,474}}$		
	Неоднородный	$K_{np} = \frac{200000}{K_{п.эф}^{-3,474}}$		
Мелкозернистый песчаник	Средней однородности	$K_{np} = \frac{873903}{K_{п.эф}^{-4,04}}$	480	0,56
	Однородный	$K_{np} = \frac{1350000}{K_{п.эф}^{-3,8}}$		
	Неоднородный	$K_{np} = \frac{180000}{K_{п.эф}^{-3,9}}$		
Гравелит	Средней однородности	$K_{np} = \frac{3227118}{K_{п.эф}^{-3,96}}$	55	0,66
	Однородный	$K_{np} = \frac{3400000}{K_{п.эф}^{-3,7}}$		
	Неоднородный	$K_{np} = \frac{1550000}{K_{п.эф}^{-4,1}}$		
Глинистый песчаник и алевролит	Средней однородности	$K_{np} = \frac{29722}{K_{п.эф}^{-2,91}}$	76	0,68
	Однородный	$K_{np} = \frac{38000}{K_{п.эф}^{-2,7}}$		
	Неоднородный	$K_{np} = \frac{5000}{K_{п.эф}^{-2,8}}$		
Засолоненный песчаник	Средней однородности	$K_{np} = 371 \cdot 0,929^{\frac{1}{K_{п.эф}}}$	111	0,21
Талахский горизонт				
Крупно-среднезернистый песчаник	Средней однородности	$K_{np} = \frac{225056}{K_{п.эф}^{-3,64}}$	897	0,39
	Однородный	$K_{np} = \frac{480000}{K_{п.эф}^{-3,3}}$		
	Неоднородный	$K_{np} = \frac{25000}{K_{п.эф}^{-3,52}}$		
Алевролит, глинистый песчаник, мелкозернистый песчаник	Средней однородности	$K_{np} = \frac{21564}{K_{п.эф}^{-3,28}}$	394	0,19
	Однородный	$K_{np} = \frac{9900}{K_{п.эф}^{-2,4}}$		
	Неоднородный	$K_{np} = \frac{6000}{K_{п.эф}^{-3,3}}$		

Окончание табл. 3

Литологический тип коллектора	Степень неоднородности коллектора	Уравнение регрессии	$N$	$R^2$
Гравелит	Средней однородности	$K_{пр} = \frac{1305382}{K_{п.эф}^{-4,09}}$	347	0,59
	Однородный	$K_{пр} = \frac{1100000}{K_{п.эф}^{-3,5}}$		
	Неоднородный	$K_{пр} = \frac{208000}{K_{п.эф}^{-4,1}}$		
Засоленная порода	Средней однородности	$K_{пр} = 552 \cdot 0,904^{\frac{1}{K_{п.эф}}}$	68	0,1

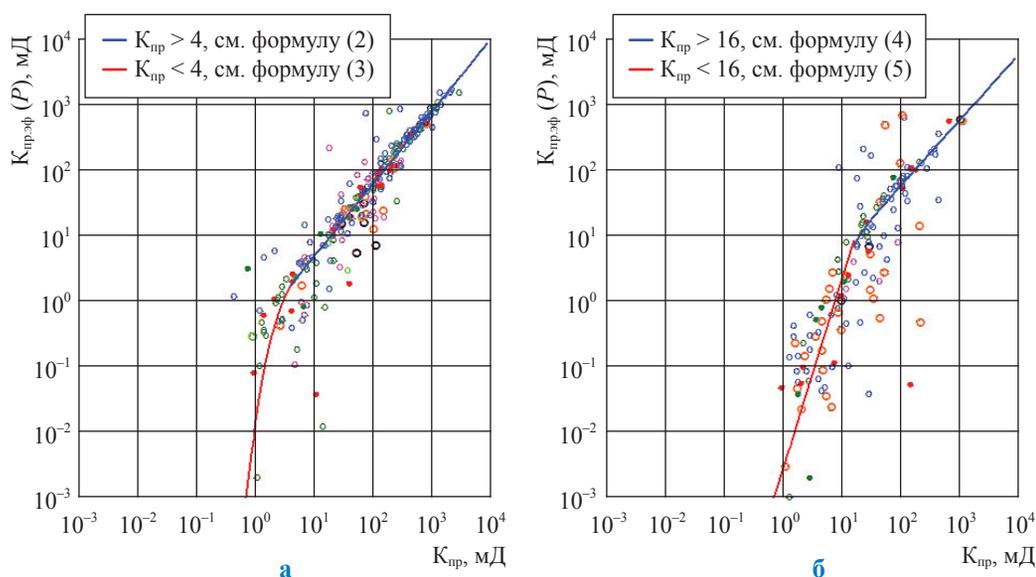


Рис. 8. Зависимость эффективной проницаемости при эффективном давлении от коэффициента абсолютной проницаемости при дифференциации данных по литологии: а – хамакинский горизонт; б – талахский горизонт

исследований (ГДИ) по разведочным скважинам, в которых выполнены качественные ГДИ и промыслово-геофизические исследования (ПГИ) (рис. 9). Отмечается достаточное совпадение параметра  $K_{пр} \cdot H$  по ГИС и ГДИ (где  $H$  – эффективная толщина коллекторов, из которых, согласно результатам ПГИ, наблюдается приток).

Для отложений парфеновского горизонта КГКМ анализ данных исследований ядра показал различие обобщенных зависимостей  $K_{пр} = f(K_n)$  для различных участков месторождения (табл. 4). При этом в отдельных случаях увеличения тесноты зависимостей «кern – kern» удалось добиться при разделении данных для пластов  $P_1$  и  $P_2$ , для выделенных циклитов  $P_{2-1}$  и  $P_{2-2}$ , а также для установленных по ядру литотипов. Поскольку разделение на циклиты требует детальной корреляции, а методика

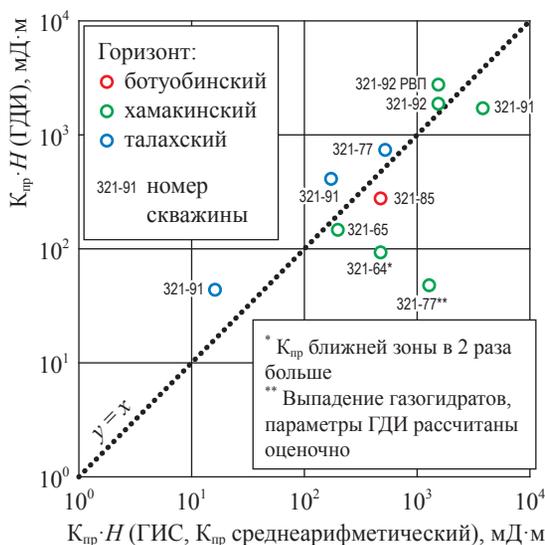


Рис. 9. Разведочные скважины ЧНГКМ: сопоставление  $K_{пр} \cdot H$  по результатам ГДИ и ГИС при учете данных ПГИ

Таблица 4

**Сводная таблица зависимостей  $K_{np} = f(K_n)$  для КГКМ при разделении данных по площади, разрезу и литологии**

Ковыктинский участок	участок целиком	$K_{np} = 10^{20,63K_n-2,1}; R^2 = 0,21; N = 2064$
	пласт П <sub>1</sub>	$K_{np} = 10^{22,6K_n-2,01}; R^2 = 0,48; N = 784$
	пласт П <sub>2</sub>	$K_{np} = 10^{21,9K_n-2,33}; R^2 = 0,21; N = 1254$
	циклит П <sub>2-1</sub>	$K_{np} = 10^{23,5K_n-2,13}; R^2 = 0,38; N = 509$
	циклит П <sub>2-2</sub>	$K_{np} = 10^{20,18K_n-2,36}; R^2 = 0,21; N = 766$
	мелкозернистые песчаники П <sub>2-2</sub>	$K_{np} = 0,025 \cdot 1,026^{(100K_n)^2}; R^2 = 0,75; N = 154$
	среднезернистые песчаники П <sub>2-2</sub>	$K_{np} = 10^{20,2K_n-2,29}; R^2 = 0,21; N = 848$
Хандинский участок	участок целиком	$K_{np} = 0,0307 \cdot (7,467 \cdot 10^{86})^{K_n^2}; R^2 = 0,48; N = 1921$
	пласт П <sub>1</sub>	$K_{np} = 0,0322 \cdot (8,295 \cdot 10^{96})^{K_n^2}; R^2 = 0,30; N = 757$
	пласт П <sub>2</sub>	$K_{np} = 0,0283 \cdot (4,867 \cdot 10^{81})^{K_n^2}; R^2 = 0; N = 1165$
	циклит П <sub>2-1</sub>	$K_{np} = 0,0307 \cdot (7,467 \cdot 10^{86})^{K_n^2}; R^2 = 0,30; N = 386$
	циклит П <sub>2-2</sub>	$K_{np} = 0,0356 \cdot (3,197 \cdot 10^{70})^{K_n^2}; R^2 = 0,21; N = 779$
	мелкозернистые песчаники П <sub>2-2</sub>	$K_{np} = 0,0283 \cdot (4,867 \cdot 10^{81})^{K_n^2}; R^2 = 0,45; N = 310$
	среднезернистые песчаники П <sub>2-2</sub>	$K_{np} = 0,0356 \cdot (3,197 \cdot 10^{70})^{K_n^2}; R^2 = 0,21; N = 432$
Чиканский и Южно-Ковыктинский участки	целиком оба участка	$K_{np} = 10^{16,85K_n-2,04}; R^2 = 0,21; N = 306$
	пласт П <sub>1</sub>	$K_{np} = 10^{16,77K_n-1,92}; R^2 = 0,21; N = 157$
	пласт П <sub>2</sub>	$K_{np} = 10^{15,03K_n-2,02}; R^2 = 0,36; N = 155$
	циклит П <sub>2-1</sub>	$K_{np} = 10^{16,77K_n-1,92}; R^2 = 0,39; N = 20$
	циклит П <sub>2-2</sub>	$K_{np} = 10^{12,09K_n-1,84}; R^2 = 0,44; N = 91$
	гравелиты П <sub>2-2</sub>	$K_{np} = 0,0112 \cdot (7,285 \cdot 10^{187})^{K_n^2}; R^2 = 0,41; N = 18$

\*\*\*

выделения литотипов по ГИС для КГКМ в настоящее время не разработана, то на этапе оперативной интерпретации целесообразно применение зависимостей для участков КГКМ (рис. 10). Далее, на этапе комплексной интерпретации, после детальной корреляции возможно применение отдельных зависимостей для пластов и циклитов.

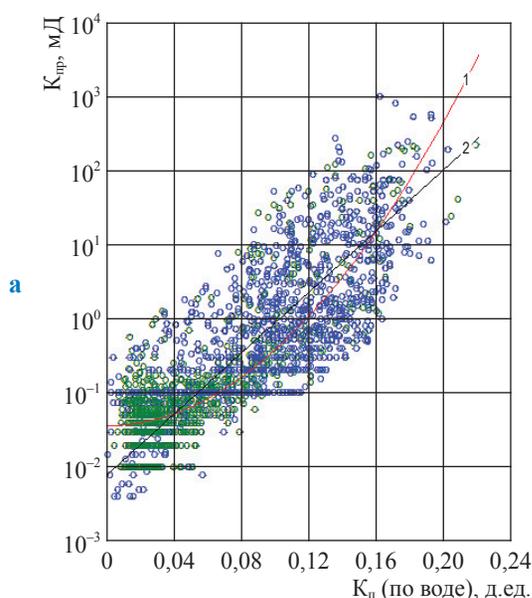
Для большинства скважин средневзвешенное значение  $K_{np}$ , рассчитанное по данным ГИС, отличалось от значения  $K_{np}$ , определенного в результате ГДИ (рис. 11). Это связано с отсутствием учета «работающих» толщин по ПГИ при определении  $K_{np}$  по ГДИ.

Для скважины 75 Ковыктинской, где при определении  $K_{np}$  и по ГДИ, и по ГИС учитывались работающие интервалы, данные значения совпали. Проницаемость по данным ГДИ составила 8,3 мД, ее средневзвешенные значения по данным ГИС для интервалов, работающих через штуцеры 16 и 28 мм, составили соответственно 8,4 и 8,5 мД (рис. 11).

Таким образом, впервые для продуктивных горизонтов (ботуобинского, хамакинско-го, талахского) ЧНГКМ с целью определения пористости коллекторов по данным ГИС зависимости «кern – ГИС» дифференцированы по степени галитизации коллекторов. Рассчитанные по дифференцированным зависимостям значения  $K_{np}$  показали достаточную сходимость с керновыми данными.

Впервые для тех же горизонтов ЧНГКМ зависимости «кern – kern» дифференцированы по литологии, степени галитизации и анизотропии коллекторов для определения их проницаемости по ГИС. Значения  $K_{np}$ , рассчитанные по дифференцированным зависимостям с поправкой на пластовые условия и остаточную водонасыщенность, показали достаточную сходимость с данными ГДИ.

Анализ петрофизических данных для парфеновского горизонта КГКМ показал, что расчет  $K_{np}$  корректно осуществлять по обобщенной

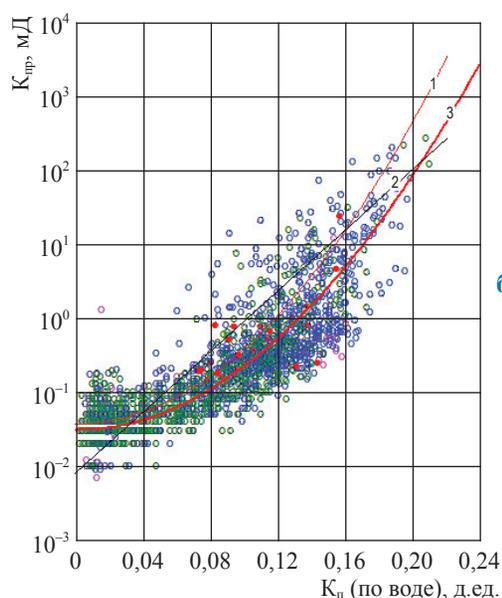


$$- K_{пр} = 0,037 \cdot 1,024^{(100K_p)^2}$$

(оперативный подсчет запасов, ИТЦ «Газпром Недра», 2020 г.)

$$- K_{пр} = 10^{20,63K_p - 2,1}; R^2 = 0,21; N = 2064$$

(зависимость для песчаников Ковыктинского участка, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)



$$- K_{пр} = 0,037 \cdot 1,024^{(100K_p)^2}$$

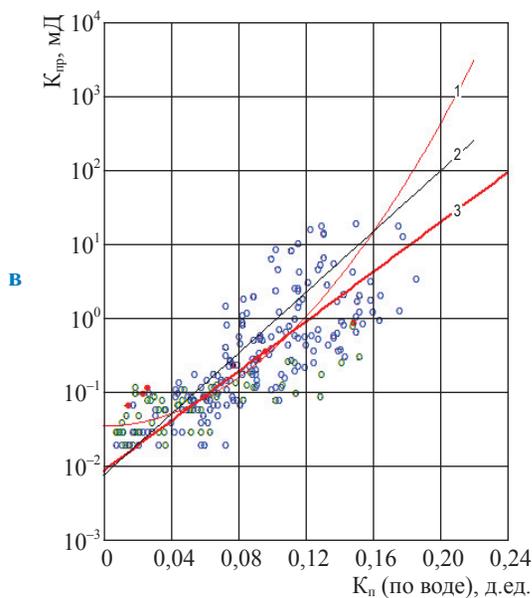
(оперативный подсчет запасов, ИТЦ «Газпром Недра», 2020 г.)

$$- K_{пр} = 10^{21,3K_p - 2,08}; R^2 = 0,21; N = 2315$$

(зависимость для песчаников Ковыктинского участка, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

$$- K_{пр} = 0,0307 \cdot (7,467 \cdot 10^{86})^{K_p^2}; R^2 = 0,48; N = 1921$$

(зависимость для песчаников Хандинского участка, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)



$$- K_{пр} = 0,037 \cdot 1,024^{(100K_p)^2}$$

(оперативный подсчет запасов, ИТЦ «Газпром Недра», 2020 г.)

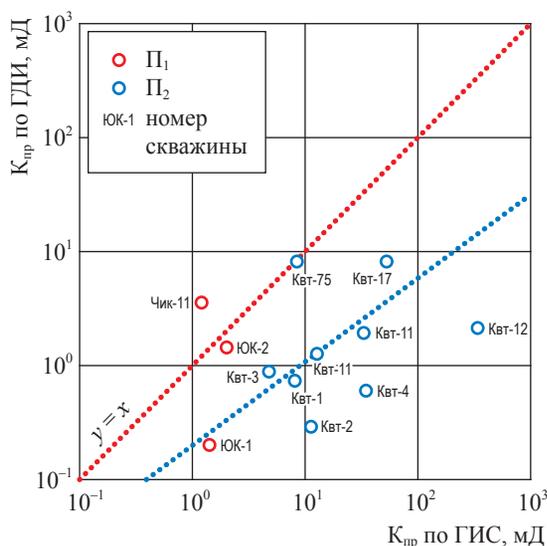
$$- K_{пр} = 10^{21,3K_p - 2,08}; R^2 = 0,21; N = 2315$$

(зависимость для песчаников Ковыктинского участка, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

$$- K_{пр} = 10^{16,85K_p - 2,04}; R^2 = 0,21; N = 306$$

(зависимость для песчаников Южно-Ковыктинского и Чиканского участков, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

**Рис. 10. Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости для парфеновского горизонта КГКМ:**  
**а** – Ковыктинский участок;  
**б** – Хандинский участок;  
**в** – Южно-Ковыктинский и Чиканский участки



**Рис. 11. Парфеновский горизонт КГКМ. Сопоставление коэффициента проницаемости по данным ГДИ и коэффициента абсолютной проницаемости по данным ГИС**

зависимости «кern – kern»  $K_n$  от интервального времени пробега упругой волны  $dt$ , при этом влияние степени галитизации по имеющимся данным не прослеживается.

Применительно к отложениям парфеновского горизонта КГКМ зависимости «кern – kern» для определения проницаемости дифференцированы для участков, пластов и циклитов, а также отдельных литотипов месторождения. При учете работающих интервалов по ПГИ достигается достаточная сходимость значений  $K_{пр}$ , рассчитанных по данным ГИС по установленным алгоритмам, и данных ГДИ.

### Список литературы

- Поляков Е.Е. Решение научных проблем при подсчете запасов углеводородов Чайнинского нефтегазоконденсатного месторождения / Е.Е. Поляков, А.Е. Рыжов, О.В. Ивченко и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 3 (31): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 172–186.
- Изьурова Е.С. Фациально-палеогеографические реконструкции для постгляциальных отложений венда юго-востока Непско-Ботуобинской антеклизы / Е.С. Изьурова, О.В. Постникова, А.В. Постников и др. // Литология и полезные ископаемые. – 2020. – № 5. – С. 419–437.
- Чурикова И.В. Особенности распространения и свойства засоленных коллекторов венда Чайнинского нефтегазоконденсатного месторождения / И.В. Чурикова, Е.А. Пылев, Е.О. Семёнов, Ю.М. Чуриков, Е.В. Семёнова, А.А. Чудина, А.В. Симонов // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 4 (41): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 153–163.
- Чуриков Ю.М. Основные закономерности изменения статистических оценок фильтрационно-емкостных свойств вендских отложений по глубине залегания для месторождений, входящих в газотранспортную систему «Сила Сибири» / Ю.М. Чуриков // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 4 (41): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 91–105.
- Дьяконова Т.Ф. Особенности изучения разреза засоленных типов разрезов методами ГИС на примере месторождений Восточной Сибири / Т.Ф. Дьяконова, Т.Г. Исхакова // Геофизика. – 2012. – Спецвып. к 45-летию Центральной геофизической экспедиции. – С. 85–89.
- Поляков Е.Е. Проблемы определения коэффициента проницаемости по ГИС для сложнопостроенных коллекторов вендского возраста Чайнинского месторождения на этапе эксплуатационного бурения / Е.Е. Поляков, И.В. Чурикова, Е.А. Пылев и др. // Территория нефтегаз. – 2018. – № 10. – С. 30–41.
- Поляков Е.Е. Продуктивность сложнопостроенных терригенных коллекторов венда Чайнинского месторождения в зависимости от литолого-петрофизических свойств и геолого-технических условий вскрытия отложений / Е.Е. Поляков, Е.А. Пылев, И.В. Чурикова и др. // Территория нефтегаз. – 2017. – № 12. – С. 22–32.

## Graded determination of porosity and permeability properties for heterogeneous Vendian reservoirs at Eastern Siberia according to well logging data. Cases of Chayanda and Kovykta fields

I.V. Churikova<sup>1\*</sup>, Ye.A. Pylev<sup>1</sup>, Ye.Ye. Polyakov<sup>1</sup>, Yu.M. Churikov<sup>1</sup>, S.Yu. Romashchenko<sup>1</sup>,  
Yu.A. Dukhnenko<sup>1</sup>, N.A. Nikulnikova<sup>1</sup>

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

\* E-mail: I\_Churikova@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** The Vendian-period hydrocarbon fields of Eastern Siberia exhibit considerable sedimentative and epigenetic heterogeneity both at micro and mezzo levels. To uncover and analyze the named heterogeneities for the productive horizons (Botuoba, Khamaka and Talakh) of Chayanda oil-gas-condensate field, the Gazprom VNIIGAZ LLC specialists graded the “core – well logging” dependencies of the porosity factor ( $K_{por}$ ) according to salinity of the reservoirs. The calculated  $K_{por}$  values demonstrated sufficient convergence with the data of core testing. Also, for the first time, the “core – core” dependencies of the permeability factor ( $K_{perm}$ ) were graded according to lithologic properties, salinity and anisotropic characteristics of reservoirs. The correspondent calculated values of  $K_{perm}$  normalized according to in-situ conditions and residual water saturation demonstrated sufficient convergence with the data of gas-dynamic tests.

Analysis of the petrophysical data for Parfenov horizon of Kovykta gas-condensate field showed that  $K_{por}$  calculation would be correct when it were done according to a muster “core – core” dependency on elastic wave slowness. At that, there was no impact of reservoir salinity. Also, a “core – core”  $K_{perm}$  dependencies were graded according to sites, layers, cyclites and lithotypes of Parfenov horizon. When the working intervals were considered according to the results of the field geophysical tests, the  $K_{por}$  values calculated by the derived algorithms using well logs corresponded to the results of the gas-dynamic tests.

**Keywords:** Vendian deposits, Eastern Siberia, Chayanda oil-and-gas-condensate field, Kovykta gas-condensate field, faults, porosity, permeability, heterogeneity, salinization.

### References

1. 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.).
2. IZYUROVA, Y.S., O.V. POSTNIKOVA, A.V. POSTNIKOV, et al. Facial-paleogeographic reconstructions for post-glacial Vendian sediments at the south-east of Nepa-Botuoba anticline [Fatsialno-paleogeograficheskiye rekonstruktsii dlya postglyatsialnykh otlozheniy venda yugo-vostoka Nepsko-Botubinskoy anteklizy]. *Litologiya i Poleznye Iskopyayemye*, 2020, no. 5, pp. 419–437. ISSN 0024-497X. (Russ.).
3. CHURIKOVA I.V., Ye.A. PYLEV, Ye.O. SEMENOV, et al. Distribution and properties of saline Vendian reservoirs belonging to Chayanda oil-gas-condensate field [Osobennosti rasprostraneniya i svoystva zasolonennykh kollektorov venda Chayandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, no. 4 (41): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 153–163. ISSN 2306-9849. (Russ.).
4. CHURIKOV Yu.M. Consistent patterns for depth variation of statistical estimations of filtration and porosity at Vendian deposits of the fields included into the “Power of Siberia” gas transportation system [Osnovnyye zakonomernosti izmeneniya statisticheskikh otsenok filtratsionno-yemkostnykh svoystv vendskikh otlozheniy po glubine zaleganiya dlya mestorozhdeniy, vkhodyashchikh v gazotransportnyuyu sistemu “Sila Sibiri”]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, no. 4 (41): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 91–105. ISSN 2306-9849. (Russ.).
5. DYAKONOVA, T.F., T.G. ISKHAKOVA. Rock salinization is a specific feature of oil productive deposits relating to Eastern Siberia [Osobennosti izucheniya razreza zasolonennykh tipov razreza metodami GIS na primere mestorozhdeniy Vostochnoy Sibiri]. *Geofizika*, 2012, spec. is. to the centenary of the Central Geophysical expedition, pp. 85–89. 1681-4568. (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 koeffitsiyenta pronitsayemosti po GIS dlya slozhnopolostroyennykh kollektorov vendskogo vozrasta Chayandinskogo mestorozhdeniya na etape ekspluatatsionnogo bureniya]. *Territoriya Neftegaz*. 2018, no. 10, pp. 30–41. ISSN 2072-2745. (Russ.).
7. POLYAKOV, Ye.Ye., Ye.A. PYLEV, I.V. CHURIKOVA, et al. Productivity of complex terrigenous Vendian reservoirs of Chayanda field depending on lithological-petrophysical properties and geological-engineering conditions of deposit uncapping [Produktivnost slozhnopolostroyennykh terrigennykh kollektorov venda Chayandinskogo mestorozhdeniya v zavisimosti ot litologo-petrofizi cheskikh svoystv i geologo-tekhnikeskikh usloviy vskrytiya otlozheniy]. *Territoriya neftegaz*. 2017, no. 12, pp. 22–32. ISSN 2072-2745. (Russ.).

УДК 550.812.14

## Методика выделения мезоанизотропии пород-коллекторов по данным разноглубинных методов электрического каротажа для уточнения фильтрационно-емкостных свойств при эксплуатационном бурении Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения

С.Ю. Ромащенко

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1  
E-mail: S\_Romaschenko@vniigaz.gazprom.ru

**Тезисы.** Продуктивные отложения Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения характеризуются высокой степенью неоднородности (анизотропии), отражающейся в изменчивости их литологического состава, проницаемости и пористости. В связи с этим целесообразны оценка анизотропии по данным геофизических исследований скважин и ее учет при определении расчетных фильтрационных свойств пластов.

Для оценки анизотропии разработана методика, позволяющая разделить продуктивные отложения по степени неоднородности, основываясь на данных разноглубинных электрических методов. С учетом степени анизотропии при оценке проницаемости для литотипов осуществлялась дополнительная дифференциация зависимостей проницаемости пород от пористости и эффективной пористости, что позволило более достоверно определять фильтрационные характеристики пород в эксплуатационных скважинах и, соответственно, корректнее оценивать прогнозные продуктивные характеристики скважин.

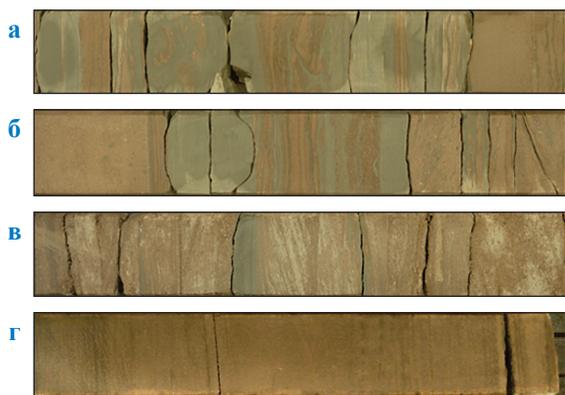
**Ключевые слова:** данные геофизических исследований скважин, анизотропия, фильтрационные свойства.

Продуктивные отложения Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (ЧНГКМ) характеризуются высокой степенью неоднородности (анизотропии), отражающейся в изменчивости литологических характеристик, проницаемости и пористости. В связи с этим целесообразны оценка анизотропии по данным геофизических исследований скважин (ГИС) и ее учет при определении расчетных фильтрационных свойств пластов.

В общем случае по масштабу выделяют микро-, мезо- и макронеоднородности отложений [1]. *Микронеоднородность* продуктивных пластов изучается на образцах керна, выражается в изменчивости структуры порового пространства, наличии вторичного минералообразования, трещинообразования и, соответственно, вариациях фильтрационно-емкостных свойств коллектора. Объектом масштаба микроуровня является образец керна (примерно длиной 40 мм, диаметром 30 мм). *Мезонеоднородность* определяет характеристику слоев породы, отражает границы фациальных зон, текстуру породы. Объектом масштаба мезоуровня является продуктивный интервал-коллектор (от 0,8 до 5...6 м). *Макронеоднородность* отражает морфологию залегания пород-коллекторов в объеме залежи углеводородов, т.е. характеризует распределение в ней коллекторов и неколлекторов. Объектом масштаба макроуровня является месторождение. Для ЧНГКМ характерны все три уровня неоднородности.

Масштаб мезоуровня согласуется с изменчивостью петрофизических и литологических свойств слоя горной породы. Поэтому при изучении мезонеоднородности отложений ЧНГКМ рассматривались литологические характеристики прослоев пород по макроописанию керна. Анализ данных макроописания керна показал, что основные литологические разности, которыми представлены коллекторы

на ЧНГКМ, а именно: песчаник, алевролит, гравелит, имеют литологические неоднородности, связанные с глинистостью. Отмечены следующие неоднородности, отражающие глинистость (рис. 1): отдельные слои и прослой глинистых пород; включения и линзы аргиллитов; рассеянная глинистость; частое чередование и тонкое переслаивание с глинистыми отложениями. Различная степень карбонатизации, ангидритизации, засоления и наличия гравелитов дополняет литологическую неоднородность отложений.



**Рис. 1. Скв. 321-50 ЧНГКМ. Срезы коллекторов с различным процентным содержанием глинистых прослоев [2, 3]: больше 50 (а); 10...50 (б); 1...10 (в); 0 (г)**

При характеристике объектов мезоуровня рассматриваются данные ГИС, а также совокупность образцов, соответствующая прослою горной породы. При этом наиболее информативным является совмещение на графиках результатов лабораторных и промыслово-геофизических исследований, что будет рассмотрено далее.

Для разработки критериев оценки неоднородности по данным ГИС проанализированы результаты обработки динамических микроимиджей по 14 скважинам [4] (табл. 1), которые были увязаны по глубине с данными стандартного и дополнительного комплекса ГИС, а также с литологическим макроописанием керна и результатами петрофизических исследований (рис. 2). Осуществлена качественная интерпретация данных микросканеров, выражающаяся в качественной оценке неоднородности коллекторов, отмечаемой по динамическим имиджам, при этом учитывалась классификация данных, выполненная специалистами Shlumberger. По результатам анализа текстурных особенностей керна и данных микросканеров выделены коллекторы, индексируемые по неоднородности (рис. 3, см. также рис. 2).

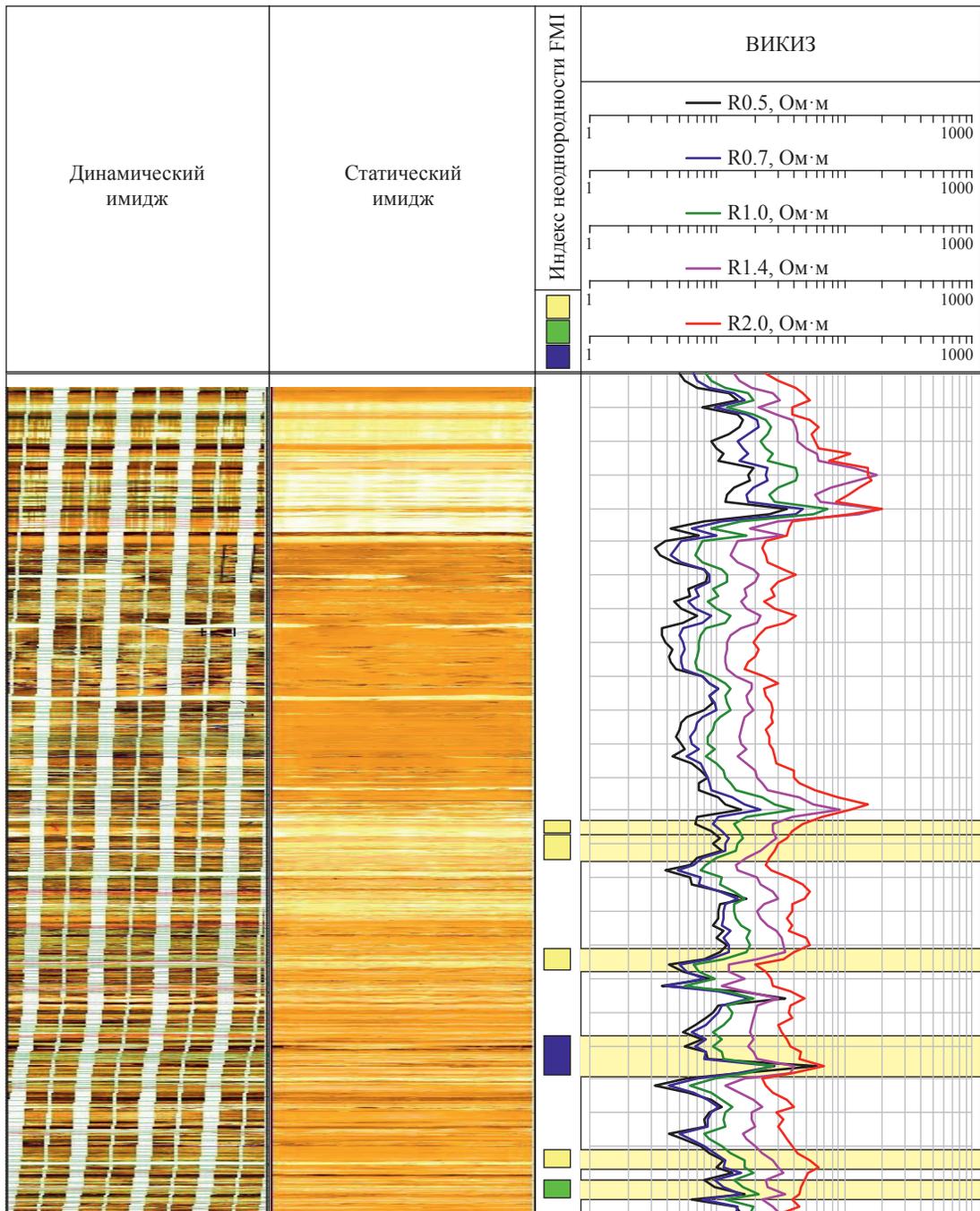
В исследованных микросканерами скважинах в ботубинском горизонте преобладают однородные разности, а доля коллекторов неоднородного строения, по данным

Таблица 1

**Комплекс исследований, выполненных микросканерами в разведочных скважинах ЧНГКМ**

№ п/п	Скважина	Интервал исследования, м			
		Пластовый микроимиджер FMI*	Акустический 3D-сканер Sonic Scanner	Азимутальный электрический микроимиджер DOBMI*	Ультразвуковой скважинный сканер UBI*
1	321-56	1519...1846	1470...1840		
2	321-58	1529...1644			
3	321-64	1624...1793	1500...1788		
4	321-65	1617...1763			
5	321-69	1587...1792	1580...1790		
6	321-76	1522...1850	1455...1846		
7	321-78	1602...1784			
8	321-80	1792...1946	1800...1940		
9	321-81	1859...1951 (FMS)			
10	321-85		1590...1820	1624...1827	1605...1831
11	321-86	1731...1938			
12	321-89	1439...1789	1380...1786		1418...1796
13	321-90	1479...1824			
14	321-91		1550...1885	1559...1901	1541...1906

\* FMI – *англ.* Formation Micro Imager; DOBMI – *англ.* Dual Oil Based Mud Imager; UBI – *англ.* Ultrasonic Borehole Imager.



Коллектор:  
 □ однородный    ■ средней неоднородности    ■ неоднородный

**Рис. 2. Фрагмент планшета с примером оценки неоднородности отложений по данным исследований микросканером: ВИКИЗ – высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование; R0.5...R2.0 – разноглубинные зонды ВИКИЗ**

FMI, существенно ниже, чем средней однородности и однородных. Такие выводы хорошо согласуются с литологическим описанием керна, по которому пропластки аргиллитов и алевролитов чаще толщиной от первых миллиметров до нескольких сантиметров в основном встречаются в подошвенной части

горизонта. Только в отдельных скважинах песчаники нижней части ботубинского горизонта замещаются переслаиванием аргиллитов, песчаников и алевролитов (скв. 321-19, 321-2, 847, 849). Это соответствует условиям формирования горизонта, в основном представленного отложениями барового тела (рис. 4).





	Песчаник м/з, ср/з		Песчаник доломитизированный
	Гравелит		Песчаник кр/з
	Песчаник с включением гравия		Газонасыщенность
	Переслаивание песчаника с аргиллитом		Гравелит ангидритиз. с просл. глин
	Переслаивание гравелита и песчаника		Переслаивание гравелита, песчаника и аргиллита
	Редкие выпоты нефти		Песчаник м/з
	Аргиллит		Песчаник глинистый
	Аргиллит с прослоями песчаника		Аргиллит алевритистый
	Переслаивание песчаника и алевролита		Доломит с включениями ангидрита
	Алевролит с прослоями аргиллита		Алевролит глинистый
	Аргиллит с прослоями ангидрита		Слабый запах УГВ
	Среднеоднородный коллектор		Однородный коллектор
	Песчаник ангидритизированный		Водонасыщенность
	Аргиллит с прослоями алевролита		Песчаник гравелитистый
	Переслаивание доломита и аргиллита		Песчаник алевритистый
	Песчаник с прослоями гравелита и аргиллита		Гравелит с прослоями песчаника и аргиллита
	Песчаник с прослоями аргиллита и алевролита		Аргиллит с прослоями гравелита и песчаника
	Ангидрит с вкл. доломита и прослоями аргиллита		
	Песчаник ср/з, кр/з, разно/з с кремн. цем. с прослоями аргиллита		
	Песчаник с прослоями алевролита		
	Нефтенасыщенность		
	Песчаник с прослоями аргиллита		
	Переслаивание гравелитов, песчаников, алевролитов, аргиллитов		
	Переслаивание песчаника, аргиллита и ангидрита		

Рис. 3. Окончание:

м/з, ср/з, кр/з, разно/з – соответственно мелко-, средне-, крупно- и разнозернистый;  
 УГВ – углеводороды; РЭМ – растровая электронная микроскопия; ДС – диаметр скважины;  
 РК – радиоактивный каротаж; АКШ – широкополосный акустический каротаж;  
 ГГК-п – гамма-гамма каротаж плотностей; СГК – спектрометрический гамма-каротаж

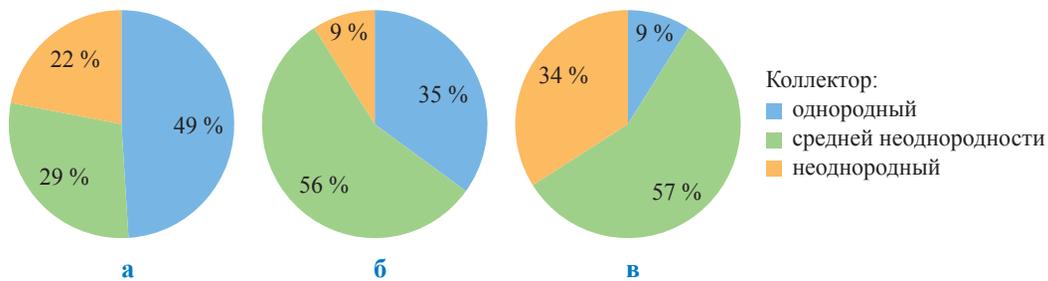


Рис. 4. Процентное соотношение коллекторов разной однородности по продуктивным горизонтам ЧНГКМ – ботубинскому (а), хамакинскому (б), талахскому (в) – по выборке разведочных скважин с проведенным FMI

В хамакинском горизонте, по данным FMI, практически с одинаковой вероятностью встречаются все три типа однородности. Это соответствует особенностям формирования отложений хамакинского горизонта в условиях чередования режимов трансгрессии и регрессии морского бассейна. При этом частое и ритмичное чередование песчаника и алевролита связано с ритмом приливов и отливов, на керне это отражено наличием слоистой глинистости.

В талахском горизонте, по результатам анализа данных FMI, преобладают неоднородные интервалы, однородные разности встречаются достаточно редко. Это соответствует отмеченной по результатам лабораторных исследований керна значительной неоднородности горизонта с точки зрения фильтрационно-емкостных свойств, обусловленной в основном частым переслаиванием тонких пластов и прослоев песчаников, алевролитов и гравелитов, плотных и проницаемых. Такое переслаивание еще более усугубляется наличием тонких и тончайших прослоев аргиллита среди песчаных разностей. Более высокая степень неоднородности талахского горизонта соответствует седиментационной модели, представляющей собой ассоциацию фаций аллювиального конуса обломочных потоков. В пределах горизонта наблюдается постепенная латеральная смена грубых конгломератовых и гравийно-песчаных накоплений в вершинах конуса на тонкозернистые на краях и в периферийных частях.

Результаты индексации коллекторов по однородности (данные FMI) сопоставлены с результатами исследований керна, в том числе с данными дополнительных исследований. Основная сложность изучения неоднородных коллекторов методами ГИС состоит в том, что непроницаемые элементы неоднородности

имеют размеры от десятых долей миллиметра до 20...25 см, а методы ГИС с небольшим вертикальным разрешением регистрируют вертикальные характеристики. В результате пласто-пересечения характеризуются параметрами ГИС, отражающими интегральные свойства текстурно-неоднородных пород.

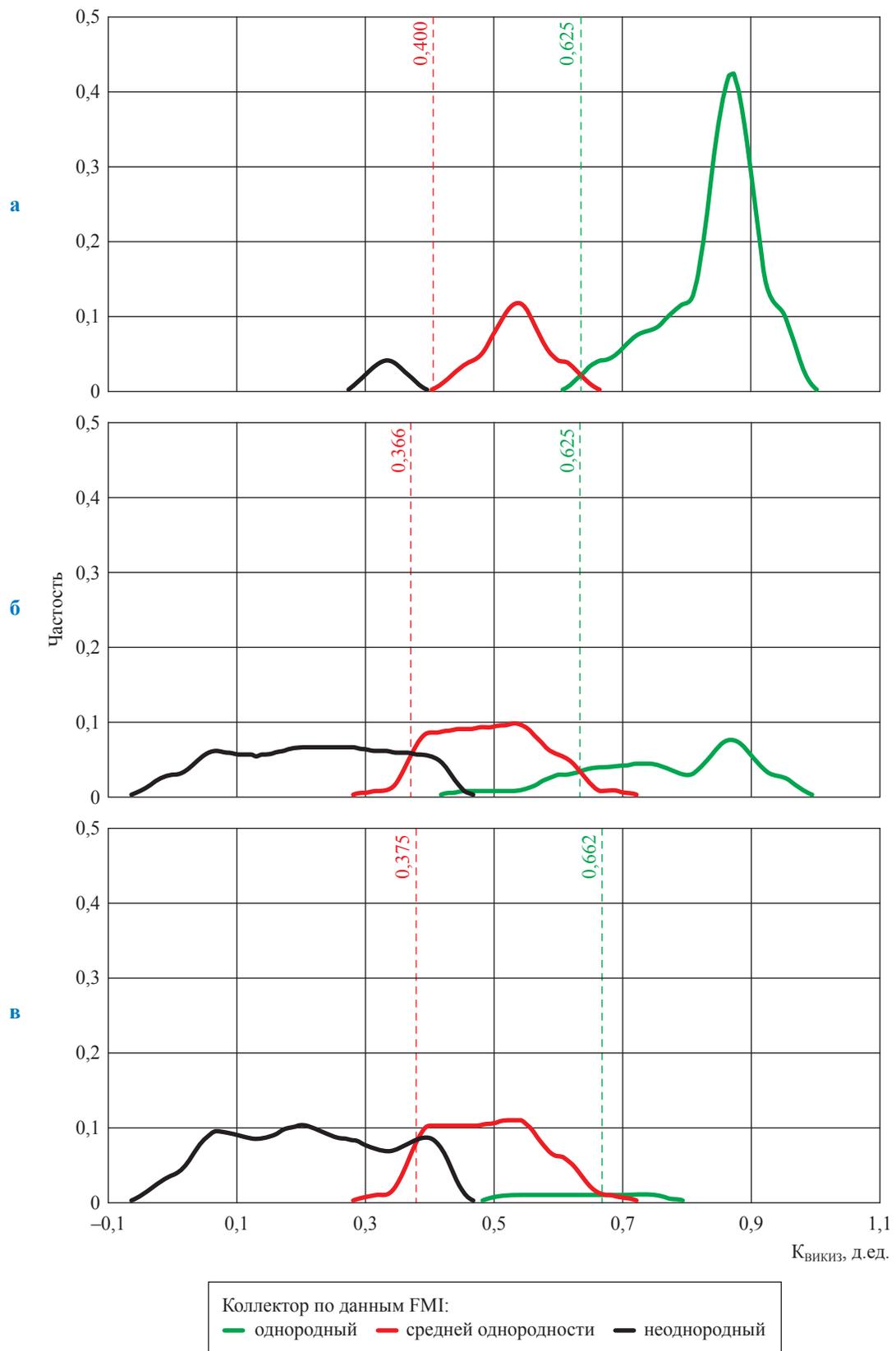
Для установления возможности разделения продуктивного разреза ЧНГКМ по степени однородности проанализирована вся выборка данных ГИС с учетом индексов неоднородности, выделенных по данным микросканеров. Наилучшее разделение по однородности получено при использовании относительного коэффициента (К) изменения УЭС разноглубинных зондов ВИКИЗ, представляющего собой отношение разности значений УЭС согласно показаниям зондов большой и малой глубинности к УЭС зонда большой глубинности:

$$K_{\text{ВИКИЗ}} = \frac{УЭС_{\text{ВИКИЗ.Ro2.0}} - УЭС_{\text{ВИКИЗ.Ro0.5}}}{УЭС_{\text{ВИКИЗ.Ro2.0}}}, \quad (1)$$

где  $УЭС_{\text{ВИКИЗ.Ro0.5}}$ ,  $УЭС_{\text{ВИКИЗ.Ro2.0}}$  – значения кажущегося УЭС по данным зондов ВИКИЗ И<sub>1</sub>0,1И<sub>2</sub>0,4Г малой глубинности (Ro0.5 – длина зонда 0,5 м) и И<sub>1</sub>0,4И<sub>2</sub>1,6Г большой глубинности (Ro2.0 – длина зонда 2 м) соответственно.

Коэффициент однородности  $K_{\text{ВИКИЗ}}$  отражает изменение глубины зоны проникновения в пласте-коллекторе, он увеличивается в однородных пластах и уменьшается в неоднородных, что связано с интегрированным отображением на данных разноглубинного электромагнитного каротажа переслаивания пропластков, отсутствия либо наличия проникновения, глубины проникновения.

Граничные значения  $K_{\text{ВИКИЗ}}$  установлены по дифференциальным распределениям (рис. 5, табл. 2).



**Рис. 5. Распределения значений  $K_{\text{визиз}}$  по типам неоднородности разреза, установленной по данным FMI, для ботубинского (а), хамакинского (б) и талахского (в) горизонтов ЧНГКМ**

Применение ВИКИЗ для оценки неоднородности разреза ЧНГКМ наиболее целесообразно, так как эти исследования были выполнены во всех разведочных скважинах, пробуренных в период 2009–2015 гг. (52 скважины), кроме скв. 321-67, а также в 101 эксплуатационной скважине. Следует отметить, что коэффициент однородности по ВИКИЗ отражает именно мезонеоднородность отложений, т.е. прослой глинистых пород, которые обычные методы ГИС, отражающие интегральные характеристики разреза скважины в соответствии со своей разрешающей способностью, не регистрируют. Мезонеоднородность можно выявить также по изменчивости данных микробокового каротажа и микрозондов, имеющих высокую разрешающую способность.

Для адаптации установленных по ВИКИЗ пределов неоднородности к данным других разноточных электрических методов выбрана скв. 321-86, где в одном интервале проводились ВИКИЗ, боковой каротаж (БК), боковой микрокаротаж (БМК) и боковое каротажное зондирование (БКЗ). Рассчитаны коэффициенты относительного изменения УЭС для разноточных зондов ВИКИЗ ( $K_{\text{ВИКИЗ}}$ , см. формулу (1)), БКЗ ( $K_{\text{БКЗ}}$ ) и относительного изменения БМК и БК ( $K_{\text{БК.БМК}}$ ):

$$K_{\text{БКЗ}} = \frac{УЭС_{\text{БКЗ.GZ5}} - УЭС_{\text{БКЗ.GZ2}}}{УЭС_{\text{БКЗ.GZ5}}}; \quad (2)$$

$$K_{\text{БК.БМК}} = \frac{УЭС_{\text{БК}} - УЭС_{\text{БМК}}}{УЭС_{\text{БК}}}, \quad (3)$$

где  $УЭС_{\text{БКЗ.GZ2}}$ ,  $УЭС_{\text{БКЗ.GZ5}}$  – значения кажущегося УЭС по данным зондов БКЗ А1.0М0.1N (шифр параметра GZ2) и А8.0М1.0N (шифр параметра GZ5) соответственно;  $УЭС_{\text{БК}}$ ,  $УЭС_{\text{БМК}}$  – значения кажущегося УЭС по данным БК и БМК соответственно.

Сопоставление расчетных коэффициентов  $K_{\text{ВИКИЗ}}$ ,  $K_{\text{БКЗ}}$  и  $K_{\text{БК.БМК}}$  позволило установить зависимости между ними и, соответственно, определить критерии для разделения однородных и неоднородных интервалов по  $K_{\text{БКЗ}}$  и  $K_{\text{БК.БМК}}$  (табл. 3):

$$K_{\text{БК.БМК}} = 0,997K_{\text{ВИКИЗ}} - 0,033, \\ КТС = 0,49, \text{ Пог} = 0,16, N = 26, R^2 = 0,74; \quad (4)$$

$$K_{\text{БКЗ}} = 0,843K_{\text{ВИКИЗ}} + 0,205, \\ КТС = 0,48, \text{ Пог} = 0,09, N = 23, R^2 = 0,73, \quad (5)$$

где КТС – коэффициент тесноты связи; Пог – погрешность;  $N$  – количество определений;  $R^2$  – коэффициент детерминации.

По установленным критериям в разведочных скважинах ЧНГКМ, где ранее проводились различные комплексы ГИС, выделены однородные и неоднородные коллекторы (рис. 6).

Результаты оценки однородности продуктивных интервалов предложенным методом согласуются с результатами оценки однородности по данным FMI. В ботубинском горизонте преобладают однородные продуктивные интервалы, хамакинский горизонт пропорционально сложен однородными коллекторами и коллекторами средней однородности.

Таблица 2

**Продуктивные горизонты ЧНГКМ: граничные значения коэффициента однородности, установленные по данным микросканеров и керну**

Горизонт	$K_{\text{ВИКИЗ}}$ , д.ед.		
	Неоднородный коллектор	Коллектор средней однородности	Однородный коллектор
Ботубинский	< 0,4	0,4...0,625	> 0,625
Хамакинский	< 0,366	0,366...0,625	> 0,625
Талахский	< 0,375	0,375...0,662	> 0,662

Таблица 3

**ЧНГКМ: сопоставление расчетных критериев неоднородности по ВИКИЗ, БК-МБК и БКЗ для коллекторов однородных (тип I), средней однородности (тип II) и неоднородных (тип III)**

Горизонт	$K_{\text{ВИКИЗ}}$			$K_{\text{БК.БМК}}$			$K_{\text{БКЗ}}$		
	тип I	тип II	тип III	тип I	тип II	тип III	тип I	тип II	тип III
Ботубинский	0...0,4	0,4...0,625	0,625...1	0...0,366	0,366...0,590	0,590...1	0...0,542	0,542...0,732	0,732...1
Хамакинский	0...0,366	0,366...0,625	0,625...1	0...0,332	0,332...0,590	0,590...1	0...0,514	0,514...0,732	0,732...1
Талахский	0...0,375	0,375...0,662	0,662...1	0...0,341	0,341...0,627	0,627...1	0...0,521	0,521...0,762	0,763...1

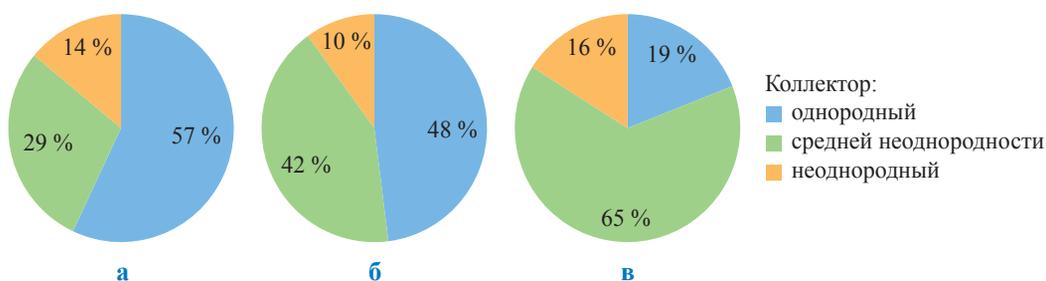


Рис. 6. Процентное соотношение коллекторов разной однородности, по данным ГИС, в разведочных скважинах ЧНГКМ: а – ботубинский горизонт; б – хамакинский горизонт; в – талахский горизонт

Талахский горизонт преимущественно представлен коллекторами средней однородности. Исходя из информации, полученной по исследованным микросканерами скважинам, в талахском горизонте преобладают неоднородные породы, но поскольку выборка таких скважин мала (шесть скважин) по сравнению с общим массивом скважин, вскрывших подошву талахского горизонта (64 скважины), допустимо изменение пропорционального соотношения однородности коллекторов.

В эксплуатационных скважинах ЧНГКМ, пробуренных до 2018 г., геофизические исследования выполнялись с применением аппаратного комплекса «Горизонт-90», в состав которого для целей оценки УЭС входила аппаратура ВИКИЗ. При определении неоднородности в этих скважинах использованы граничные значения  $K_{\text{ВИКИЗ}}$  (см. табл. 3).

После 2018 г. исследования проводились комплексом «Каскад-А» (аппаратура: АПРК-8-НГК, АПРК-ГГК-90, АКГ-АТ, 5ИК-90А, ИФМ-90А). При этом измерения УЭС осуществлялись методом многозондового индукционного каротажа (скважинный прибор 5ИК-90А). Исследования УЭС методами ВИКИЗ ( $U_{\text{ЭС ВИКИЗ}}$ ) и индукционного каротажа ( $U_{\text{ЭС СИК}}$ ) выполнены в одном интервале в пилотном и наклонно-направленном стволах эксплуатационной скв. 2002, куст 29 (2018 г.). Сопоставление этих замеров, выполненное ООО «Газпром ВНИИГАЗ», показало, что в вертикальном стволе наблюдается практически равенство значений  $U_{\text{ЭС ВИКИЗ}}$  и  $U_{\text{ЭС СИК}}$ . Однако параметры зон проникновения ВИКИЗ и индукционного каротажа могут отражаться на данных ВИКИЗ и индукционного каротажа по-разному из-за отличий физических основ методов и зондов. Поэтому выполнены расчет и сопоставление коэффициентов однородности,

рассчитанных по данным ВИКИЗ (см. формулу (1)) и индукционного каротажа ( $K_{\text{СИК}}$ ). К сожалению, в настоящее время замеры ВИКИЗ и 5ИК в одном интервале исследований проведены лишь в одной скважине (скв. 2002, куст 29), имеющей пилотный и наклонно-направленный стволы, поэтому при анализе использованы только данные об этой скважине.

По результатам сопоставления  $K_{\text{ВИКИЗ}}$  и  $K_{\text{СИК}}$  в пилотном стволе скв. 2002, куст 29, выведены следующие уравнения соответствия этих величин, различающиеся для пределов расчетного УЭС<sub>СИК</sub> (табл. 4, рис. 7):

- при УЭС > 60 Ом·м

$$K_{\text{СИК}} = 0,67K_{\text{ВИКИЗ}} + 0,07, N = 8, R^2 = 0,44; \quad (6)$$

- при УЭС < 60 Ом·м

$$K_{\text{СИК}} = 0,783 K_{\text{ВИКИЗ}} - 0,095, N = 6, R^2 = 0,51. \quad (7)$$

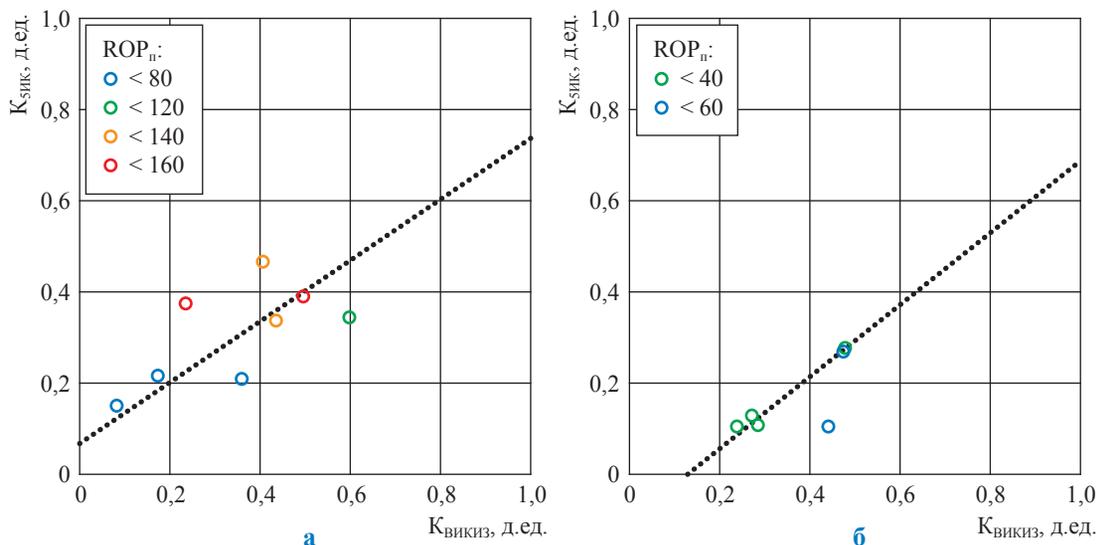
Зависимость, полученная по результатам исследования пилотного ствола эксплуатационной скв. 2002, куст 29, хорошо согласуется с данными для ее наклонно-направленного ствола (рис. 8), что подтверждает возможность использования граничных значений  $K_{\text{СИК}}$  (см. табл. 4) в скважинах с горизонтальным окончанием ствола. Таким образом, установлены критерии для определения мезонеоднородности коллекторов в эксплуатационных скважинах ЧНГКМ, применение которых позволит более точно определять фильтрационные свойства пород.

Анализ образцов зерна отложений разной степени однородности из продуктивных горизонтов ЧНГКМ показал закономерное и равномерное уменьшение коэффициента проницаемости ( $K_{\text{пр}}$ ) при увеличении степени неоднородности коллектора.

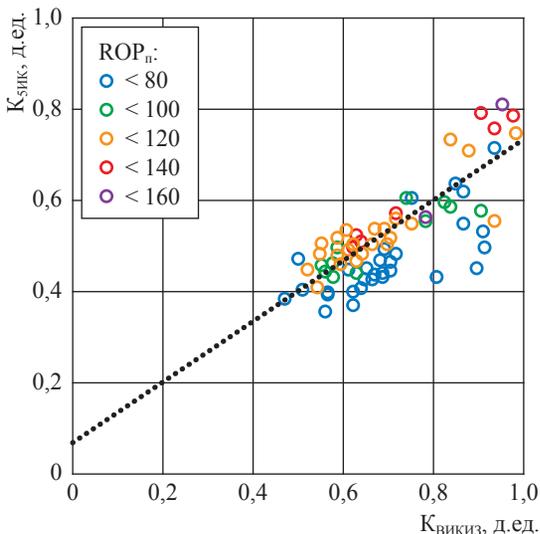
Таблица 4

**Сопоставление критериев неоднородности, рассчитанных по данным ВИКИЗ, и индукционного каротажа для коллекторов ЧНГКМ: типы коллектора см. в табл. 3**

Горизонт	K <sub>ВИКИЗ</sub> , д.ед.			K <sub>СИК</sub> , д.ед.					
				УЭС > 60 Ом·м			УЭС < 60 Ом·м		
	тип I	тип II	тип III	тип I	тип II	тип III	тип I	тип II	тип III
Ботуобинский	0...0,4	0,4...0,625	0,625...1	0...0,338	0,338...0,489	0,489...1	0...0,218	0,218...0,394	0,394...1
Хамакинский	0...0,366	0,366...0,625	0,625...1	0...0,315	0,315...0,489	0,489...1	0...0,192	0,192...0,394	0,394...1
Талахский	0...0,375	0,375...0,662	0,662...1	0...0,321	0,321...0,514	0,514...1	0...0,199	0,199...0,423	0,423...1



**Рис. 7. Сопоставление значений K<sub>ВИКИЗ</sub> и K<sub>СИК</sub> рассчитанных для пилотного ствола скв. 2002, куст 29, при значениях УЭС выше (а, см. формулу (6)) и ниже (б, см. формулу (7)) 60 Ом·м**



**Рис. 8. Сопоставление значений K<sub>ВИКИЗ</sub> и K<sub>СИК</sub> рассчитанных для горизонтального ствола скв. 2002, куст 29, УЭС > 60 Ом·м (см. формулу (6))**

С учетом разработанных критериев в разрезе разведочных и эксплуатационных скважин выделены интервалы, характеризующиеся разной анизотропностью (рис. 9). Процентное соотношение пород разной степени неоднородности, установленное по данным ГИС в разрезе эксплуатационных скважин, согласуется с аналогичными данными о разведочных скважинах.

В зависимости от степени анизотропии при оценке проницаемости для литотипов осуществлялась дополнительная дифференциация зависимостей  $K_{пр} = f(K_n)$  и  $K_{пр} = f(K_{n,эф})$ , где  $K_n$  и  $K_{n,эф}$  – коэффициенты пористости и эффективной пористости соответственно. Это позволило более достоверно определять фильтрационные характеристики пород в эксплуатационных скважинах и корректнее оценивать прогнозные продуктивные характеристики скважин.

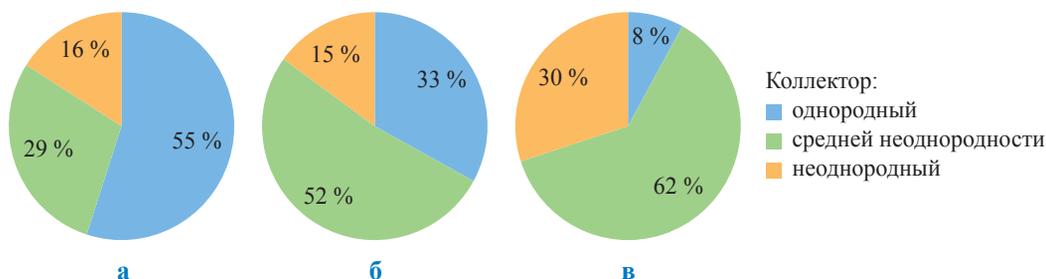


Рис. 9. Процентное соотношение коллекторов разной однородности по продуктивным горизонтам ЧНГКМ – ботубинскому (а), хамакинскому (б), талахскому (в) – по данным эксплуатационных скважин

\*\*\*

Для продуктивных интервалов ЧНГКМ установлено значительное влияние мезонеоднородности на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов.

Впервые на основе методов электрического каротажа разработана методика выделения интервалов коллекторов различной

однородности. Методика адаптирована к условиям эксплуатационных скважин, что позволяет учитывать неоднородности коллекторов при анализе фильтрационно-емкостных свойств в эксплуатационных скважинах и, следовательно, более корректно оценивать продуктивные характеристики скважин.

### Список литературы

1. Страхов П.Н. Исследование неоднородностей нефтегазоносных месторождений / П.Н. Страхов, В.Н. Колосков, О.А. Богданов и др. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2018. – 189 с.
2. 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.
3. Поляков Е.Е. Продуктивность сложнопостроенных терригенных коллекторов венда Чаяндинского месторождения в зависимости от литолого-петрофизических свойств и геолого-технических условий вскрытия отложений / Е.Е. Поляков, Е.А. Пылев, И.В. Чурикова и др. // Территория нефтегаз. – 2017. – № 12. – С. 22–32.
4. Сасина Э.А. Микроимиджеры – прогрессивный метод для исследования карбонатного разреза / Э.А. Сасина, В.А. Федорина, М.З. Исакова // Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли Северо-Кавказского федерального округа. – Ставрополь: Северо-Кавказский федеральный университет, 2018. – С. 56–59.

## Procedure for singling out mesoanisotropy of reservoir rocks according to data of multi-depth electric logging to precise porosity and permeability during production drilling at Chayanda oil-gas-condensate field

S.Yu. Romashchenko

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

**Abstract.** Productive sediments at Chayanda oil-gas-condensate field are notable for high heterogeneity (anisotropy), providing alterability of lithologic characteristics, porosity and permeability. Therefore, it will be reasonable to assess this anisotropy using well logs and to consider it while calculating filtration properties for formations.

To estimate anisotropy, there is a procedure, which enables classifying the reservoirs by the extent of their heterogeneity using the multi-depth electric well logs. Depending on the extent of the lithotype anisotropy, the functional relationships between permeability, porosity and effective porosity were additionally differentiated. It assured more valid determination of rock filtration properties and more correct prediction of well productivity.

**Keywords:** log data, anisotropy, filtration properties.

#### References

1. STRAKHOV, P.N., V.N. KOLOSKOV, O.A. BOGDANOV, et al. *Studying heterogeneities of oil-gas-bearing fields* [Issledovaniye neodnorodnostey neftegazonosnykh mestorozhdeniy]. Moscow: National University of Oil and Gas «Gubkin University», 2018. (Russ.).
2. RYZHOV, A.Ye. Types and properties of the elastic Vendian reservoirs of Chayandinskoe NGKM [Tipy i svoystva terrigennykh kollektorov venda Chayandinskogo mestorozhdeniya]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013, no. 1 (12): Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems, pp. 145–160. ISSN 2306-8949. (Russ.).
3. 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 svoistv i geologo-tekhnicheskikh usloviy vskrytiya otlozheniy]. *Territoriya neftegaz*. 2017, no. 12, pp. 22–32. ISSN 2072-2745. (Russ.).
4. SASINA, E.A., V.A. FEDORINA, M.Z. ISAKOVA. Microimagers as a progressive method for testing carbon-bearing columns [Mikroimidzhery – progressivnyy metod dlya issledovaniya karbonatnogo razreza]. In: *Topical problems of petroleum industry at North-Caucasus Federal District* [Aktualnyye problem neftegazovoy otrasli Severo-Kavkazskogo federalnogo okruga]: collected bk. Stavropol, Russia: North-Caucasus Federal University, 2018, pp. 56–59. (Russ.).

УДК 551.7.02

## Типизация разрезов скважин, вскрывших отложения позднерифейского и вендского возраста в зоне сочленения Предпатомского прогиба и Алданской антеклизы

А.Н. Гумерова<sup>1\*</sup>, А.И. Кошкина<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65

\* E-mail: aipozdnyakova@yandex.ru

**Ключевые слова:** корреляция геологических разрезов скважин, рифей-вендские продуктивные отложения, типизация разрезов.

**Тезисы.** Дальнейшее расширение ресурсной базы страны не представляется возможным без изучения строения перспективных интервалов разрезов на слабоизученных территориях. Сложное тектоническое строение и обусловленные им условия формирования терригенно-карбонатных рифей-вендских отложений определяют неравномерное территориальное распространение нефтегазоперспективных интервалов разреза. Методика детального сопоставления геологических разрезов скважин совместно с результатами керновых исследований и сейсморазведочных работ позволяет проводить типизацию разрезов с целью выявления особенностей строения и залегания рифей-вендских отложений смежных окраин Предпатомского прогиба и Алданской антеклизы. На указанной территории наиболее полно охарактеризованы разрезы 16 скважин. В результате их изучения установлены пять типов геологического разреза, проявляющиеся полнотой разреза или отсутствием ряда стратиграфических подразделений и отвечающие различиям тектонической обстановки территории.

Подготовка условий для развития баз нефтегазодобычи на юго-востоке Сибирской платформы невозможна без выявления особенностей и уточнения деталей геологического строения перспективных отложений рифей-вендского возраста. Слабая степень изученности рифей-вендского комплекса на территории смежных окраин Предпатомского прогиба и Алданской антеклизы (рис. 1), а именно его

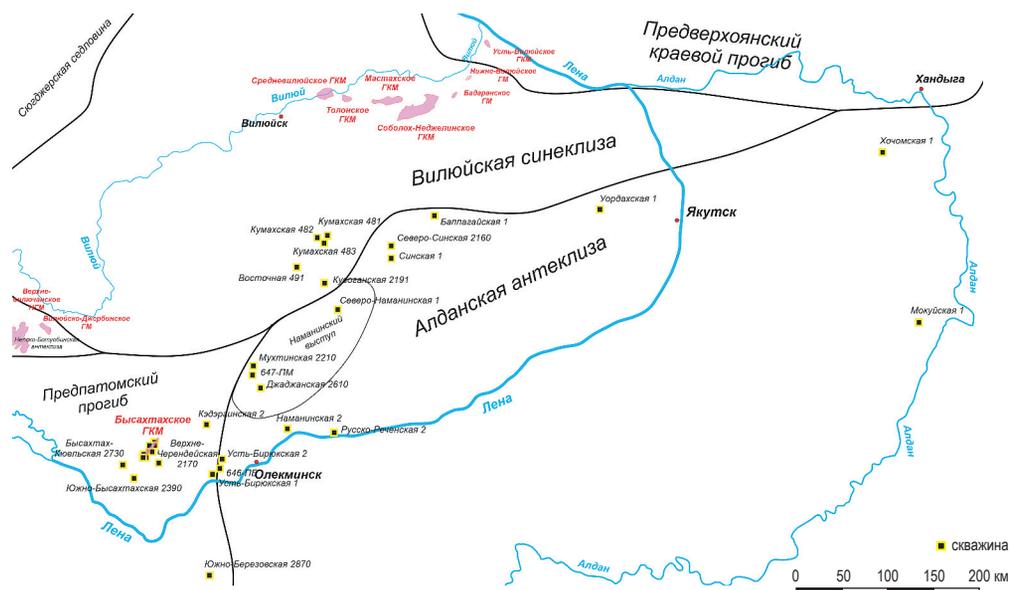


Рис. 1. Зона сочленения Предпатомского прогиба и Алданской антеклизы (скважины, вскрывшие рифей-вендский интервал разреза):

ГКМ – газоконденсатное месторождение; ГМ – газовое месторождение; НГМ – нефтегазовое месторождение

строения, состава и пространственного распространения, не позволяет в полной мере оценить и реализовать углеводородный потенциал рассматриваемого региона.

Фундамент Сибирской платформы имеет древний архейско-раннепротерозойский возраст. Слагают фундамент преимущественно гранито-гнейсы и метаморфические породы [1]. Нижний структурно-тектонический этаж осадочного чехла рассматриваемой

территории сложен отложениями рифейского возраста, представленными *терригенно-карбонатной толщей, дикимдинской серией и торгинской свитой*, которые сформированы преимущественно карбонатными и в меньшей степени терригенно-карбонатными породами. Верхняя граница комплекса определяется поверхностью регионального углового несогласия с вендскими отложениями. Вендские отложения, образующие верхний

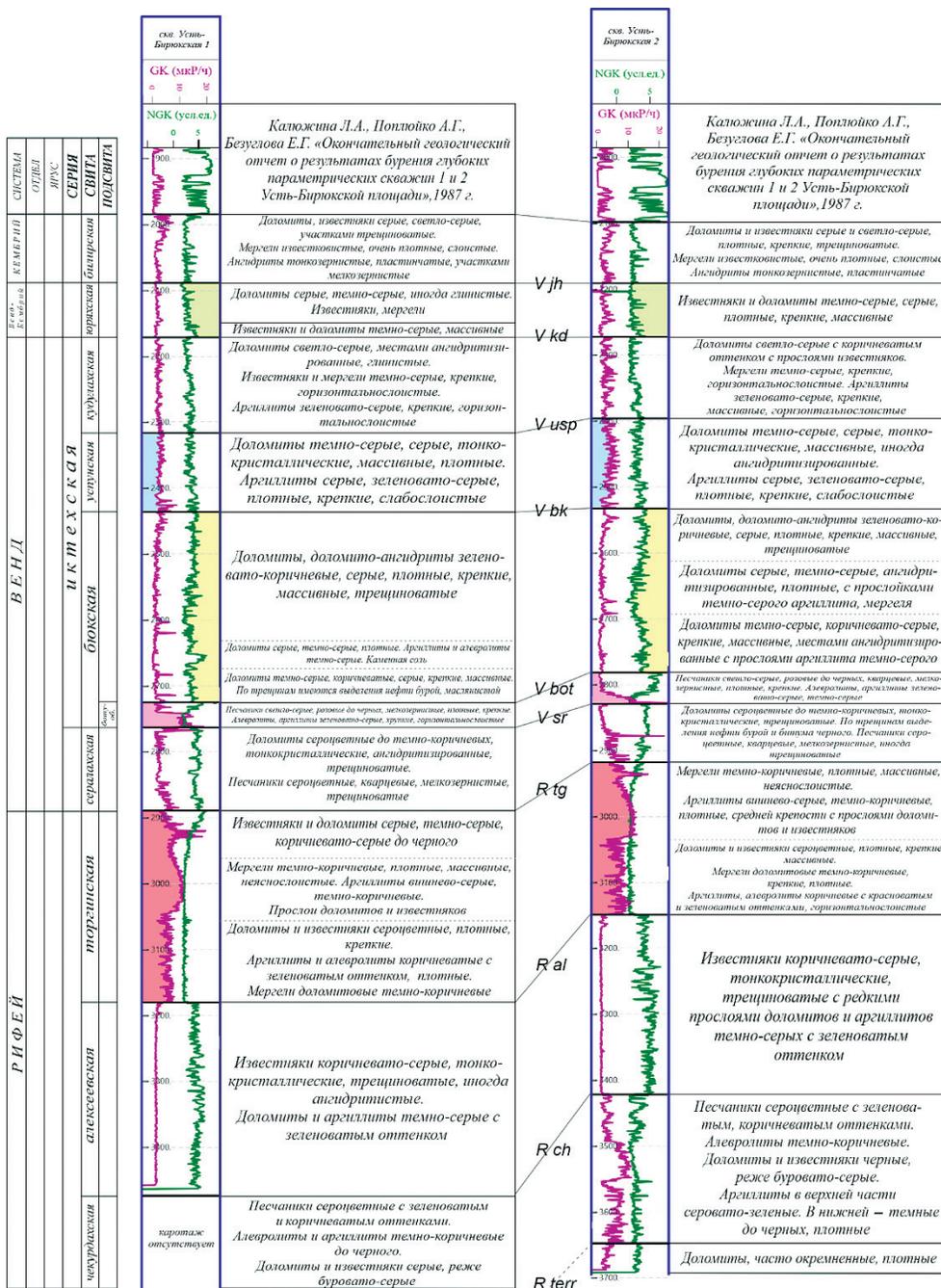


Рис. 2. Геологический разрез скв. 1 и 2 Усть-Бирюковской площади: GK – гамма-каротаж, NGK – нейтронный гамма-каротаж

структурно-тектонических этаж осадочного чехла, состоят из терригенно-карбонатных отложений *сералахской, бюкской, успунской, кудулахской и юряхской свит*.

В рамках исследуемого региона открыто Бысахтахское ГКМ (см. рис. 1), где установлена продуктивность юряхского, кудулахского, успунского и бысахтахского горизонтов, сложенных преимущественно карбонатными отложениями и приуроченных к одноименным свитам, за исключением бысахтахского продуктивного горизонта, представленного терригенными отложениями сералахской свиты нижнего венда. Также в разрезе месторождения отмечены отдельные газопроявления из карбонатных отложений верхнего рифея (торгинская свита).

В связи с наличием наиболее полного разреза рифей-вендских отложений в скважинах (далее – скв.) 1 и 2 Усть-Бирюкской площади именно эти скважины приняты в качестве эталонных для рассматриваемой зоны сочленения Предпатомского прогиба и Алданской антеклизы (рис. 2). По результатам корреляции установлено, что в восточном и западном направлениях от скв. 1 и 2 происходят изменения в толщинах и стратиграфическом объеме как вендского, так и рифейского интервалов разреза, поэтому принято решение отнести разрезы скважин Усть-Бирюкской площади, а также разрез скв. 646-ПБ, находящейся между Усть-Бирюкскими скважинами, к I типу.

Скважины Бысахтахской, Южно-Бысахтахской и Бысытах-Кюельской площадей, расположенных на северной окраине Предпатомского прогиба, представляют II тип разреза (рис. 3). В целом разрез характеризуется увеличением толщины *сералахской свиты* венда  $V_{sr}$  (в среднем 270 м) по сравнению с I типом разреза (200 м), *бюкская свита* венда  $V_{bk}$  (по данным бурения Южно-Бысахтахской скважины) имеет более разнообразный литологический состав: чаще встречаются включения и прослои ангидритов, мергелей и аргиллитов в основной доломитовой массе. Отложения *успунской*  $V_{usp}$ , *кудулахской*  $V_{kd}$  и *юряхской*  $\epsilon$ - $V_{jh}$  свит венда, напротив, сокращены по сравнению с I типом разреза. Литологический состав данных стратиграфических подразделений не имеет существенных различий.

К III типу разреза предложено отнести скважины, приуроченные к главной оси Наманинского выступа Алданской

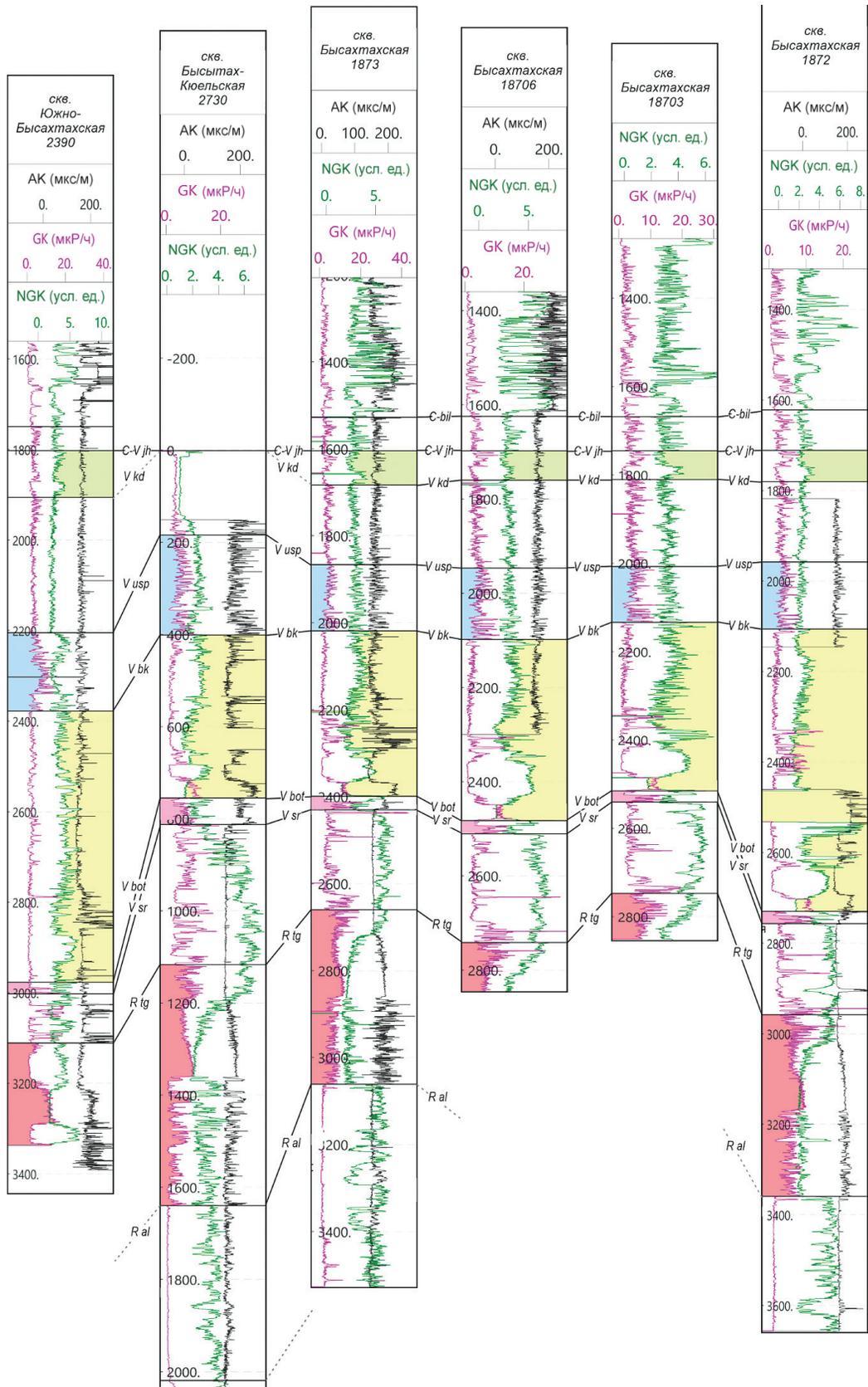
антеклизы, – Джаджанскую 2610 и Северо-Наманинскую 1 (рис. 4). Скв. Северо-Наманинская 1 вскрыла отложения фундамента, на которых с резким угловым несогласием залегают отложения *дикимдинской серии* верхнего рифея: чекурдахская и алексеевская свиты. Принципиальным отличием от предыдущих типов разреза является выпадение из разреза скважин вышележающей *торгинской свиты* рифея. В направлении от Предпатомского прогиба на северо-восток отмечается сокращение толщин и вендских стратиграфических подразделений – *бюкской свиты, ботубинской под-свиты, успунской и кудулахской свиты* венда, причем бюкская свита (250 м) значительно сокращается в объеме по сравнению со скважинами I и II типов разреза (в среднем 400 м).

IV тип разреза представлен в скв. 647-ПМ и Мухтинской 2210, расположенных на северо-западном борте Наманинского выступа (см. рис. 1), граничащего с Вилюйской синеклизой. Из разреза скважин полностью выпадает *сералахская свита* венда. Терригенно-карбонатная *торгинская свита* верхнего рифея имеет неполный состав: отсутствует верхняя подсвита и частично размыта средняя часть.

К V типу разреза отнесены скв. Синская 1, Северо-Синская 2160 и Баппагайская 1, расположенные на северной окраине Алданской антеклизы (см. рис. 1). Скважины вскрыли фундамент, выше которого залегают отложения вендского возраста. В данном разрезе неполный состав имеют все подразделения вендской системы, *сералахская свита* венда в разрезе выпадает. *Ботубинская толща* бюкской свиты, залегающая на фундаменте, имеет терригенно-карбонатный состав, причем терригенная составляющая в отличие от разреза I типа представлена аргиллитами, песчаники отсутствуют. В связи со слабой охарактеризованностью разреза выше *успунской свиты* ядерным материалом в скв. Северо-Синской 2160, отсутствием палеонтологических остатков и наличием осложняющих разрез интрузий выяснение положения стратиграфической границы венда и кембрия затруднительно.

## Выводы

Геолого-геофизические материалы скважин, вскрывших рифей-вендский интервал разреза, позволяют судить об особенностях строения лишь верхнего рифея. Данные отложения сложены карбонатными



**Рис. 3. II тип разреза (северная окраина Предпатомского прогиба):**  
 АК – акустический картаж



и терригенно-карбонатными породами. В результате корреляции установлено, что по мере продвижения от Предпатомского прогиба вдоль северной окраины Алданской антеклизы постепенно сокращаются и выпадают из разреза стратиграфические подразделения верхнего рифея (от скважин I и II типов). В районе северной окраины Алданской антеклизы (V тип разреза) рифейские отложения полностью выпадают из разреза, и на породах фундамента залегают отложения вендского возраста.

Отсутствие отложений рифейского возраста на северной окраине и в центральной части Алданской антеклизы объясняется тем, что в позднем рифее в южном обрамлении платформы возникли значительные поднятия, и потому большая часть южной половины платформы превратилась в устойчивую сушу. Процессы осадконакопления продолжались лишь в некоторых сохранившихся малоамплитудных прогибах платформы и в Предпатомском прогибе [3].

Отложения вендской и венд-кембрийской систем представлены *сералахской*, *бюкской*,

*успунской*, *кудулахской* и *юряхской* свитами и имеют карбонатный, терригенно-карбонатный и терригенный состав с включениями ангидритов, каменной соли и иногда ангидритизированных карбонатных пород. В ранний период венд-раннепалеозойского цикла, охватывающий период от начала венда до границы амгинского и майского веков среднего кембрия, на всей территории платформы распространилась трансгрессия, способствующая повсеместному осадконакоплению. Так, вендские отложения частично или в полном объеме распространены повсеместно в пределах рассматриваемой территории. Нарастание толщины и стратиграфического объема вендского интервала происходит в сторону Березовской впадины Предпатомского прогиба. Сералахская свита венда, полностью отсутствующая в скважинах (V тип) северной окраины Алданской антеклизы и Наманинского выступа (III, IV типы), сохраняется в зоне сочленения надпорядковых тектонических структур (Усть-Бирюкская площадь, I тип) и в Березовской впадине (II тип).

## Список литературы

1. Решения IV Межведомственного регионального стратиграфического совещания по уточнению и дополнению стратиграфических схем венда и кембрия внутренних районов Сибирской платформы. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1989. – 64 с.
2. Вотяков Р.В. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Березовской впадины (восточная часть Предпатомской нефтегазоносной области) / Р.В. Вотяков // Геология нефти и газа. – 2013. – № 2. – С. 15–21.
3. 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: науч.-тех. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 3 (31): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 92–99.

## Typing of well sections uncovering the Late-Riphean and Vendian interval of the Cis-Patom deflection and the Aldan anteklise neighbour margins

A.N. Gumerova<sup>1</sup>\*, A.I. Koshkina<sup>1</sup>

<sup>1</sup> National University of Oil and Gas «Gubkin University», Bld. 65, Leninskiy prospekt, Moscow, 119991, Russian Federation

\* E-mail: aipozdnyakova@yandex.ru

**Abstract.** Further expansion of the country's resource base is not possible without studying the structure of the promising interval of the section in poorly studied areas. The complex tectonic structure and, due to it, the provisions for formation of the terrigenous-carbonate Riphean-Vendian deposits determine the uneven territorial distribution of the oil and gas promising intervals of the section. A method of detailed comparison of geological sections of wells together with the results of core studies and seismic surveys allows for typification of sections in order to identify

the structural features and occurrence of the Riphean-Vendian sediments of the adjacent margins of the Cis-Patom deflection trough and the Aldan anteklise. Within the studied area, the sections for 16 wells are characterized most completely. Using these data, authors selected five types of geological sections according to the completeness of a section or the absence of some stratigraphic subdivisions. Those types manifest the differences in the tectonic environment at the named territory.

**Keywords:** correlation of geological sections of wells, Riphean-Vendian productive deposits, tectonic conditions of a formation, typification of sections.

#### References

1. *Resolution of the 4<sup>th</sup> Cross-sectoral regional stratigraphic meeting on elaboration and enhancement of the Vendian and Cambrian stratigraphic charts referring to the interior regions of Siberian platform* [Resheniya IV Mezhdomstvennogo regionalnogo stratigraficheskogo soveshchaniya po utochneniyu i dopolneniyu stratigraficheskikh skhem venda i kembriya vnutrennikh rayonov Sibirskoy platformy]. Novosibirsk: Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Raw Materials, 1989. (Russ.).
2. VOTYAKOV, R.V. Geological structure and oil and gas potential prospects of Berezovsky depression (eastern part of Pre-Patomsky oil and gas area) [Geologicheskoye stroyeniye i perspektivy neftegazonosnosti Berezovskoy vpadiny (vostochnaya chast Predpatomskoy neftegazonosnoy oblasti)]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2013, no. 2, pp. 15–21, ISSN 0016-7894. (Russ.).
3. 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 gazoneftosnykh 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.).

УДК 553.98(265.53)

## Оценка и освоение углеводородного потенциала недр Охотоморской провинции

Д.А. Астафьев<sup>1</sup>, М.Ю. Кабалин<sup>1\*</sup>, В.А. Скоробогатов<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1

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

**Тезисы.** В статье на основе аналитического обобщения материалов о геологическом строении и нефтегазоносности кайнозойских пород различного генезиса – дельтовых (дельты пра-Амура), прибрежно-морских, вулканогенно-осадочных, континентальных, в том числе угленосных, накопившихся в олигоцен-плиоценовое время в ареале Охотоморского осадочного бассейна (шельф и прилегающая суша, в том числе о. Сахалин), исследованы закономерности размещения разнофазовых углеводородных скоплений (месторождений и залежей свободного газа и нефти) по площади и распространению трех главных свит: дагинской (шельф Центрального Сахалина), окобыкайской (суша острова) и нутовской (север присахалинского шельфа). Проанализированы условия формирования углеводородных скоплений (онтогенез газа и нефти), в том числе генерационные свойства пород, условия миграции, аккумуляции и эволюции с частичным разрушением залежей вследствие дегазации недр по разломам, особенно активным в северном ареале острова (суша и шельф). Проведена качественная оценка перспектив газонефтеносности, и уточнены ресурсы углеводородов. Сделаны выводы о будущих открытиях и новых приростах запасов в ходе дальнейших геологоразведочных работ.

**Ключевые слова:**

Охотское море, углеводороды, нефть, газ, запасы, ресурсы, поиски, разведка, перспективы освоения, шельф.

Сахалино-Охотский ареал (СОА) суши и шельфа образует Охотоморскую нефтегазоносную провинцию (ОНГП) площадью около 1,5 млн км<sup>2</sup>, в том числе до 200 тыс. км<sup>2</sup> занимают о. Сахалин и Западно-Камчатская область суши. Изучение и освоение провинции длится почти 100 лет с открытия первых месторождений углеводородов (МУВ) на севере о. Сахалин (1923–1925 гг.), включая присахалинский шельф (1976 г.). Основные перспективы в части открытия значимых по запасам УВ месторождений связаны с шельфом (рис. 1).

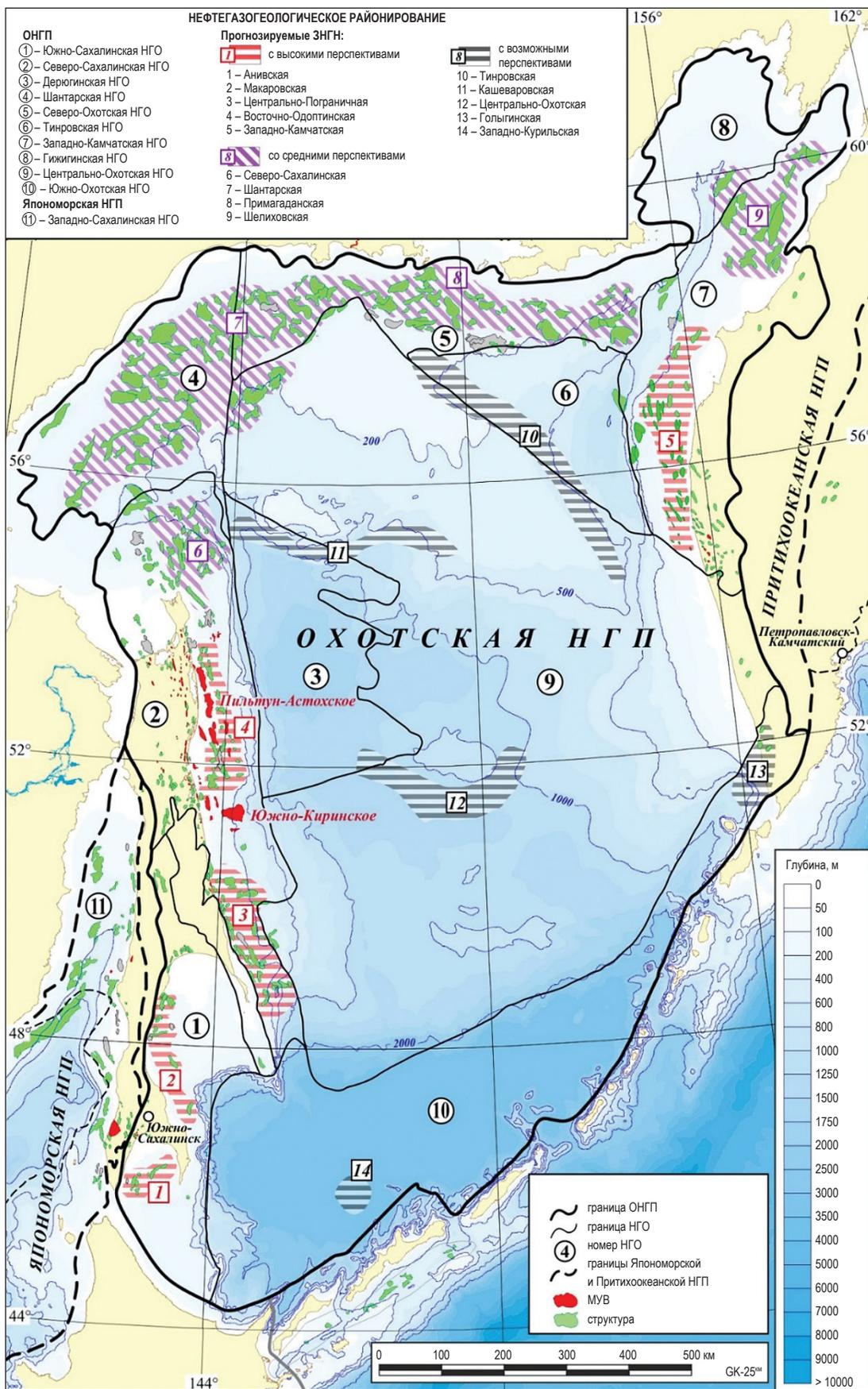
### Геолого-геофизическая изученность

Результатам исследований геологического строения и нефтегазоносности недр ОНГП посвящено большое число публикаций [1–26]. Геологоразведка нефти и газа на суше о. Сахалин началась в 1930-х гг. За почти 100-летнюю историю поисков и разработки МУВ на суше острова выполнен большой объем геолого-съёмочных, геофизических и буровых работ. Построены около 2300 параметрических, поисковых и разведочных скважин глубиной 0,5...3,5 км (палеоген / мел). Разбурены все сколько-нибудь крупные поднятия – локальные структуры. Открыты 65 МУВ.

Нефтегазопроисковые работы на суше Камчатки стартовали еще в начале прошлого века и велись с интенсивностью разной степени, особенно активно – начиная с 1980 г., когда было открыто первое камчатское МУВ – Кшукское газоконденсатное. Плотность сейсморазведочных профилей достигает 2,4 км/км<sup>2</sup> в Колпаковском районе. Построены около 90 параметрических и поисково-разведочных скважин. Открыты четыре мелких МУВ.

Шельф ОНГП характеризуется в целом невысокой и крайне неравномерной изученностью. Наиболее изучен сейсморазведочными работами МОГТ<sup>1</sup>-2D присахалинский шельф, в меньшей степени – западнокамчатский, примагаданский, а также западная часть Охотского моря (Шантарско-Лисянская перспективно нефтегазоносная область (ПНГО)), мало исследованы залив Шелихова и Пенжинская губа, а центральная

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



**Рис. 1. Районирование и перспективы ОНГП:**  
 НГП – нефтегазоносная провинция; НГО – нефтегазоносная область;  
 ЗНГН – зона нефтегазоаккумуляции

и южная части Охотского моря покрыты лишь редкой сетью региональных профилей. Всего на акватории Охотского моря, начиная с советского периода, отработано более 380 тыс. погонных километров (далее – пог. км) сейсморазведочных профилей МОГТ-2D (по данным АО «ВНИГРИ»), большая часть которых сосредоточена на присахалинском и северо-охотском шельфах.

Большая часть сейсморазведочных работ МОГТ-3D проведена на северо-восточном и восточном шельфах Сахалина на открытых МУВ, а также на перспективных структурах, традиционно до поисково-оценочного бурения. Активно работы начали проводиться с момента реализации крупных проектов «Сахалин-1...-9». Объем сейсморазведочных работ МОГТ-3D превышает 20000 км<sup>2</sup>, на одном Киринском перспективном лицензионном участке (ЛУ) ПАО «Газпром» выполнены 4470 км<sup>2</sup>.

На западнокамчатском шельфе сейсморазведку МОГТ-3D, предшествующую поисково-оценочному бурению, выполняли ПАО «НК «Роснефть» (2007 г.) и ПАО «Газпром» (2015 г.) в объеме чуть более 4000 км<sup>2</sup>.

К настоящему времени на шельфе Охотского моря пробурены 98 скважин (далее – скв.) – две параметрические и 96 поисково-разведочных, на шельфе Япономорской НГП – 12 скв. Наиболее изучен бурением северо-восточный шельф о. Сахалин (Северо-Сахалинская НГО), где значительная часть положительных локальных структур уже разбурена большим числом поисково-разведочных скважин. Максимальное число скважин пробурено на месторождениях Одопту-море (15 скв.) и Пильгун-Астохском (17 скв.).

На западнокамчатском шельфе пробурены две поисковые скважины. В 2008 г. компанией «Роснефть» при участии иностранных инвесторов на Западно-Сухановской структуре построена поисковая скважина глубиной 3025 м (Р<sub>1</sub>). По результатам бурения в скважине установлено отсутствие коллекторов, при этом отмечено незначительное углеводородное насыщение пород. В 2011 г. в 380 км к югу от скв. 1-Западно-Сухановская пробурена поисковая скв. 1-Первоочередная на одноименной структуре с привлечением СПБУ «Кольская». В связи с окончанием навигационного периода скважина была остановлена на глубине 3000 м (по проекту – 3500 м), испытания

скважины не проводились. В результате уточнения геологического строения (в частности, уменьшения размеров и амплитуды структуры), а также на основе геологических материалов (анализа керна и данных геофизических исследований скважин) высказано мнение об отсутствии кондиционных коллекторов и принято решение не проводить испытания вскрытых отложений и не продолжать бурение до проектной глубины.

На примагаданском шельфе пробурены пять «пустых» скважин, в том числе три в советский период (1984–1989 гг.): параметрические Магаданская-1 и Хмитевская-2, а также поисковая Магаданская-2. МУВ не были обнаружены, но было существенно уточнено представление о геологическом строении осадочного чехла [9]. В 2016 г. ПАО «НК «Роснефть» пробурило с отрицательным результатом две поисково-оценочные скважины: скв. 1-Ульбериканскую на Лисянском ЛУ и скв. 1-Дукчинскую на ЛУ Магаданском-1. Основная причина отрицательных результатов строительства скважин – отсутствие коллекторов.

### Геологическое строение недр ОНГП

Вопросы литологии, стратиграфии и тектоники ОНГП рассматривались в ряде работ [5, 10, 11, 15, 23, 25, 26]. Остров Сахалин и прилегающий охотоморский шельф являются одной из областей Тихоокеанского кайнозойского складчато-вулканогенного пояса, в которой зоны газо- и нефтенакопления связаны с мощными палеоген-неогеновыми вулканогенно-осадочными образованиями морского, дельтового и континентального генезиса, в том числе и углесодержащими толщами. Как и в большинстве осадочных бассейнов Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР), фундамент имеет преимущественно поздне меловой возраст, осадочный чехол начал формироваться в раннем палеогене.

На западе острова разрез палеогена сложен терригенными пресноводно-континентальными угленосными образованиями – конгломератами, песчаниками, алевролитами, глинами и углями, сменяющимися вверх по разрезу лагунно-континентальными, дельтовыми и прибрежно-морскими субугленосными песчано-глинистыми толщами мощностью 1,2 км и более. Венчают разрез палеогена толщи, сложенные глинами, туфоалевролитами,

туфами и туффитами мощностью до 800 м (олигоцен). В северо-восточной части в течение миоценового времени образовалась ритмично построенная толща переслаивающихся глин, песчаников и алевролитов морского и лагунно-континентального генезиса общей мощностью до 3...4 км (мачигарская, дайехуриинская, уйнинская и дагинская свиты нижнего и среднего миоцена, окобыкайская и нутовская – верхнего миоцена). Угленосность в виде пластов угля мощностью 0,5...3,0 м отмечается только в мачигарской свите и нижней части дагинской свиты. На юго-западе острова синхронные образования представлены туффито-кремнистой формацией нижнего миоцена (2,5 км), туфоугленосной формацией (верхнедуйская свита среднего миоцена, 1,0...1,2 км), формацией черных кремнистых аргиллитов, опок и диатомитов (2,0 км) и песчаной формацией (маруямская свита, верхний миоцен – плиоцен) мощностью до 2,0 км.

Наиболее выдающуюся роль в разрезе кайнозоя Северного Сахалина играют дельтовые осадки пра-Амура, на долю которых вместе с неморскими угленосными и субугленосными толщами приходится до 70...80 % объема кайнозойских пород.

На суше Дальнего Востока – в Удском и Ульяновском прогибах, Пенжинской впадине и других межгорных осадочных бассейнах (ОБ) – на долю континентальных сероцветных толщ и вулканогенно-осадочных образований преимущественно неморского генезиса приходится от 70 до 90 % объема метаморфизованных пород.

Западно-Камчатский ОБ – один из крупнейших в Охотоморском регионе:  $610 \times (100...200)$  км, площадь – более 100 тыс. км<sup>2</sup>. К Западно-Камчатскому бассейну приурочена Западно-Камчатская НГО, промышленная газоносность которой выявлена только в континентальной части Колпаковского прогиба. В геологическом строении изучаемой территории принимают участие вулканогенно-терригенный осадочный чехол кайнозойского возраста и фундамент. Фундамент представлен метаморфизованными и дислоцированными меловыми отложениями. Глубина залегания акустического фундамента достигает 9 км и более на шельфе во впадине ТИНРО. Толщина осадочного чехла в наиболее погруженных сухопутных участках бассейна достигает 5...6 км, на шельфе – 8...9 км. В северном направлении

на суше наблюдаются сокращение осадочного чехла, усиление степени дислоцированности пород, повышение роли вулканогенных образований.

Особенности геологического строения осадочного чехла примагаданской части Охотоморского региона (Северо-Охотский бассейн), центральной погруженной части Охотского моря (Центрально-Охотский бассейн) и глубоководной южной (вдоль Курильских островов) части акватории рассмотрены в ряде работ [26 и др.]. Осадочный чехол Северо-Охотского прогиба толщиной до 10 км залегает на сильнодислоцированном фундаменте, представлен породами терригенного и кремнистого состава позднемиоценового и кайнозойского возрастов. В центральной части акватории осадочный чехол позднекайнозойский, маломощный, на некоторых площадях вероятны выходы метаморфических, осадочных, интрузивных и эффузивных пород фундамента среднепалеозойского и мезозойского возрастов. Предполагаемая толщина осадочного чехла Южно-Охотского бассейна достигает во впадинах 7 км. Толща представлена преимущественно вулканогенно-осадочными терригенными породами.

Следует отметить, что зоны развития пластов-коллекторов на шельфе о. Сахалин установлены в приграничных (прибрежных) участках с областями сноса терригенного материала с континентальной и островной суши. Аналогичные зоны развития пластов-коллекторов могут быть выявлены в прибрежной зоне на расстоянии 150...200 км от берега на примагаданском, хабаровском и западно-камчатском шельфах. В удаленных от континентальной суши районах акватории Охотского моря зональное развитие пластов-коллекторов следует ожидать в окрестностях Центрально-Охотского палеоподнятия с отложениями регрессивного и трансгрессивного циклов седиментации.

Подробный анализ геологического строения осадочного чехла ОНГП выходит далеко за рамки настоящей статьи.

### **Газонефтеносность недр о. Сахалин, Камчатки и охотоморского шельфа**

Нефтегазоносность СОА, как доказанная, так и прогнозируемая, связана исключительно с полосой шириной 200...300 км вдоль побережья Охотского моря (до 50 км в некоторых

частях приагаданского шельфа) с захватом о. Сахалин и незначительных территорий суши Камчатского края и Магаданской области (см. рис. 1). Таким образом, перспективная с точки зрения наличия углеводородов площадь ОНП составляет чуть больше трети от указанных выше 1,5 млн км<sup>2</sup>. Центральная и западная (Курильская) части провинции оцениваются в настоящее время как практически бесперспективные (в районах выхода фундамента), либо малоперспективные (ряд авторов использует термин «неоцененные акватории») в связи с большим удалением от возможных источников сноса обломочного материала, не позволивших сформировать молодую осадочную толщу необходимой мощности и качества коллекторов и покрышек, а также объема и степени преобразованности органического вещества.

Еще с конца XIX в. – времени начала освоения о. Сахалин – известно о многочисленных поверхностных нефтегазопоявлениях в этом районе. История промышленной добычи углеводородов на суше о. Сахалин началась в 1928 г. на Охинском нефтяном месторождении. Следует отметить, что уже за военный период 1941–1945 гг. нефтяники треста «Сахалин-нефть» добыли более 2,9 млн т нефти.

Большинство сахалинских месторождений расположено на северо-востоке острова (рис. 2). На Южном Сахалине выявлены четыре газовых и одно нефтяное месторождения (последнее, по сути, есть микроскопение). Промышленные притоки газа получены из отложений маруямской свиты, залегающих на породах углесодержащей невельской свиты. На севере Сахалина с запада на восток мелкие нефтяные и нефтегазовые скопления сменяются нефтегазовыми и газоконденсатными. Продуктивные горизонты выявлены в дагинской, окобыкайской и нутовской свитах верхнего миоцена и плиоцена. Большинство месторождений многопластовые с небольшими по размерам и запасам залежами углеводородов, приурочены к антиклинальным структурам, разбитым многочисленными дизъюнктивными нарушениями амплитудой от 30...50 до 200 м. Более 90 % выявленных запасов газа Сахалинской НГО (суша) связаны с породами окобыкайской и нутовской свит, около 6 % – с породами дагинской свиты. Для большинства месторождений Сахалина характерна высокая нарушенность разломами и приуроченность газовых и газоконденсатных залежей

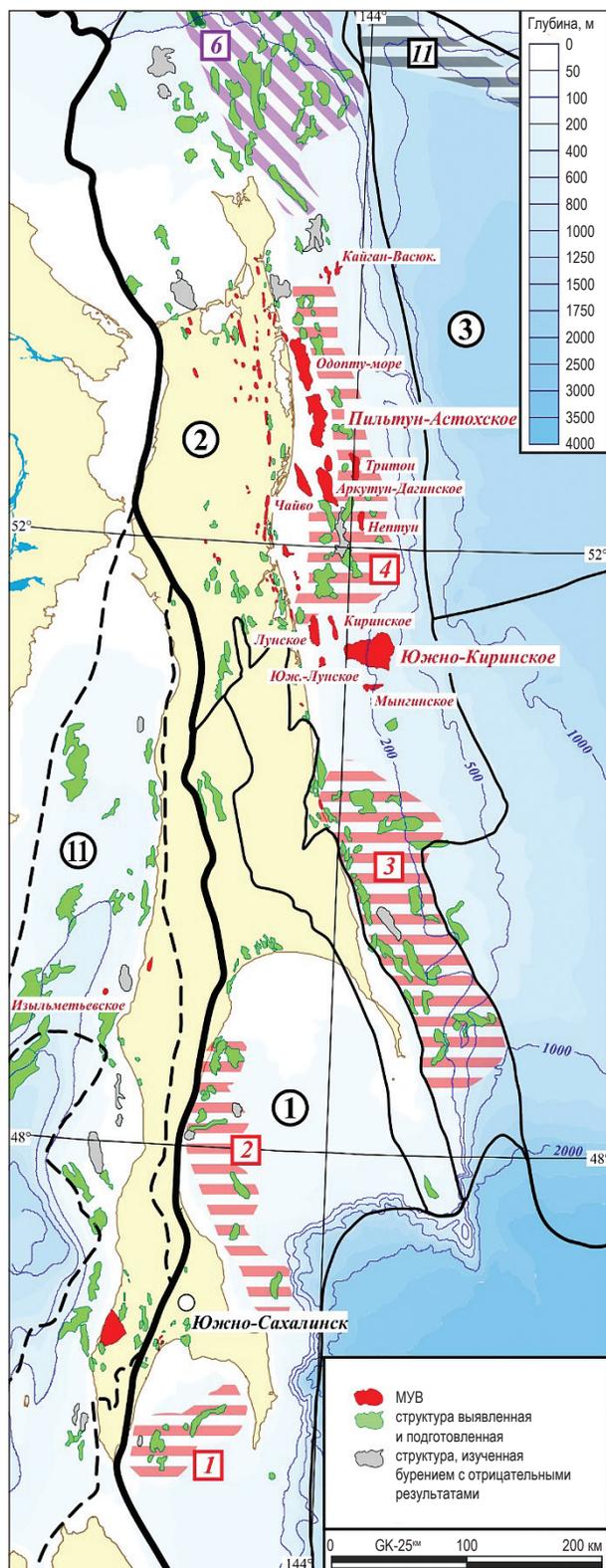


Рис. 2. Обзорная схема и перспективы шельфа о. Сахалин: см. экспликацию к рис. 1

к приподнятым блокам, нефтяных залежей – к опущенным блокам.

По состоянию на 01.01.2019 на о. Сахалин обнаружены 65 МУВ, в том числе 22 газовых и газоконденсатных, 12 нефтяных

Таблица 1

**Формулы нефтяного и газового балансов Северо-Сахалинской НГО (суша)**

Тип флюида	Накопленная добыча	Категория запасов		$\Sigma$ , т у.т.
		$A + B_1 + C_1$	$B_2 + C_2$	
Свободный газ, млрд м <sup>3</sup>	54,8	35,1	10,5	100,4
Нефть, млн т, извлек.	125,8	33,1	16,2	175,1
Конденсат, млн т, извлек.	2,0	1,1	0,6	3,7

и 31 смешанного фазового состояния. На юго-западном шельфе острова известно одно мелкое по запасам Изъльметьевское газовое месторождение.

Знаменательна нефтегазоносность Северо-Сахалинского и угленосность Южно-Сахалинского районов. Безусловно, это объясняется чисто генетическими причинами: онтогенезом углеводородов и парагенезом горючих ископаемых – угля и свободного газа, глини дельтового и прибрежноморского генезиса и нефти [23].

Главная продуктивная толща на Сахалине – окобыкайская песчано-глинистая свита низов миоцена, являющаяся также региональной покрывкой. Месторождения многопластовые (по три-пять и более залежей по разрезу) с залежами углеводородов в тектонически экранированных ловушках. Все залежи нефти и газа на суше средние и мелкие (до 10 млн т у.т.<sup>2</sup>, извлек.) и мельчайшие (до 1,0 млн т у. т.) по начальным разведанным запасам. Самое большое газосодержащее МУВ – Монги (17,1 млрд м<sup>3</sup> свободного газа), нефтесодержащее – Центральная Оха (25,2 млн т, извлек.). В табл. 1 приведена структура начальных запасов углеводородов суши Сахалинской НГО.

Именно вследствие мощной и длительной дегазации недр острова в запасах преобладает нефть в соотношении 5:1.

Пик добычи нефти на Сахалине достигнут в 1983 г. (2,7 млн т), с 2009 г. до настоящего времени годовая добыча неизменно снижается (в последние годы составляет 0,5...0,6 млн т). Накопленная добыча составляет почти 126 млн т. Пик добычи газа достигнут в 1991 г. (1,6 млрд м<sup>3</sup>), в настоящее время также происходит неуклонное снижение добычи газа (0,23 млрд м<sup>3</sup> в 2013 г.) [14].

После 2000 г. промышленная газоносность Западно-Камчатской НГО выявлена только в континентальной части Колпаковского прогиба (Колпаковский нефтегазоносный район). Здесь открыты четыре мелких по запасам

газоконденсатных МУВ с суммарными начальными запасами свободного газа около 16 млрд м<sup>3</sup>. Продуктивными в разрезах месторождений являются горизонты средне-верхнеэоценовый (снатольская + ковачинская свиты), верхнеолигоценый (утхолоская свита) и средне-верхнемиоценовый (этолонская и эрмановская свиты). Промышленная нефть отсутствует. Ежегодная добыча на этих месторождениях, эксплуатируемых дочерней компанией ПАО «Газпром», составляет 300...350 млн м<sup>3</sup>/год. Газ поставляется по газопроводу в Петропавловск-Камчатский, что позволило отказаться от транспорта мазута из Владивостока.

На присахалинском шельфе поиски и разведка нефти и газа начаты в 1975 г. Первое МУВ – Одопту-море – открыто в 1977 г. К настоящему времени государственным балансом учтены 19 морских месторождений, достаточно хорошо разведанных, с залежами преимущественно в отложениях дагинского и нутовского горизонтов, а также окобыкайского (Восточно-Кайганское нефтяное месторождение). Формула газонефтеносности шельфа: одно газовое МУВ, четыре газоконденсатных, 12 нефтегазоконденсатных / газонефтеносных, два нефтяных (мелкие по запасам, что необходимо учитывать при оценке ресурсов углеводородов соседних участков). Как и прогнозировали геологи-газовики еще в 1970-х гг., шельф Охотского моря оказался преимущественно газоносным согласно правилу «ближе к морю – больше газа, дальше в море – нефти нет». Это универсальное правило нефтегазовой геологии мира подтверждается на примере большинства ОБ типа суша-море (в том числе Ямало-Карский регион Западной Сибири, Северный Каспий, Мексиканский залив) и чисто морских (Баренцевоморский, Североморский), а также ряда бассейнов Южно-Китайского моря и др. В этом отношении интересны два самых крупных месторождения в мире: нефтяное Гхавар открыто на суше Арабо-Персидского

<sup>2</sup> у.т. – условное топливо.

мегабассейна, а газовое Северный купол – Южный Парс – в середине залива.

Открытые в 2018–2019 гг. на Аяшском участке компанией ПАО «Газпром нефть» месторождения Нептун и Тритон считаются нефтяными, однако при доразведке, скорее всего, окажутся нефтегазоконденсатными с тем или иным соотношением геологических запасов свободного газа и нефти. Например, запасы газа газовой залежи на месторождении Нептун не учтены Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых, требуется проведение газоконденсатных исследований.

Балансы (табл. 2) указывают на то, что значимость свободного газа на присахалинском шельфе много выше, чем нефти (3:1). Об этом же свидетельствуют и масштабы добычи. В 2016 г. на шельфе Сахалина добыты 29,6 млрд м<sup>3</sup> свободного газа и 18 млн т нефти; в 2018 г. – соответственно 29,3 и 16,6; в 2019 г. – соответственно 29,2 и 17,2. Добыча газа будет увеличиваться, добыча нефти в ближайшие годы начнет падать в силу естественного истощения нефтесодержащих залежей, большинство из которых подгазовые.

Во всех нефтегазоносных регионах мира весьма показательное соотношение начальных запасов месторождений-лидеров. Крупнейшее газосодержащее МУВ присахалинского шельфа – Южно-Кириновское нефтегазоконденсатное – имеет запасы свободного газа 814 млрд м<sup>3</sup>, нефтесодержащее Пильтун-Астохское – запасы нефти 440/120 млн т, геол./извлек.

Интервально усредненный состав свободного газа шельфовых залежей представлен следующими компонентами (об.): CH<sub>4</sub> – 86...88 %, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>...C<sub>4</sub>H<sub>10</sub> – 10...12 %, CO<sub>2</sub> – 1...2 %, N<sub>2</sub> – 0,5...1,0 %. Газ шельфовых месторождений среднеконденсатный (ГКФ в среднем составляет примерно 100 г/м<sup>3</sup>). Конденсат: легкий, бессернистый. Нефти: средние по плотности (0,83...0,87 г/см<sup>3</sup>), практически бессернистые (0,2...0,3 %), малопарафинистые (2...3 %),

с невысоким содержанием смол и асфальтенов (от 4...5 до 10 %), диагностируются как типично дельтовые нефти [23].

В настоящее время на шельфе Сахалина открыты три гигантских газосодержащих месторождения (более 300 млрд м<sup>3</sup> каждое по начальным разведанным запасам), одно крупнейшее (более 100...300 млрд м<sup>3</sup>), четыре крупных (более 30...300 млрд м<sup>3</sup>), два средних (10...30 млрд м<sup>3</sup>), пять мелких и мельчайших (менее 10 млрд м<sup>3</sup>). Среди нефтесодержащих МУВ известны два крупнейших – Пильтун-Астохское (116,4 млн т) и Чайво-море (107,5 млн т), два крупных (30...100 млн т), остальные семь месторождений – средние и мелкие по извлекаемым запасам нефти.

В любых нефтегазоносных / газонефтеносных провинции / области / районе важнейшей проблемой является оценка на качественном и количественном уровнях углеводородного потенциала (УВП) недр, а в его составе – газового и нефтяного потенциалов. Начальные разведанные + предварительно оцененные запасы открытых и разведываемых МУВ и залежей составляют открытую часть начальных потенциальных ресурсов (НПР) нефти и газа. Неоткрытые – предполагаемые с той или иной степенью вероятности и подтверждения – ресурсы углеводородов, а именно: перспективные, локализованные (распределенные по конкретным геологическим объектам – структурам, ловушкам) и нелокализованные (прогнозные), требуют проведения дальнейших поисково-разведочных работ (ПРР) с приростом новых запасов. Главными характеристиками НПР углеводородов является их интегральная величина (исчисляется в метрах кубических и тоннах, геол./извлек.) и структура, т.е. распределение по величине единичных месторождений и залежей открытых и неоткрытых (предполагаемых). Главный вопрос нефтегазовой геологии: сколько еще может

Таблица 2

## Текущие балансовые запасы углеводородов присахалинского шельфа на 01.01.2020

Тип флюида	Накопленная добыча	Категория запасов		Σ, т у.т.
		A + B <sub>1</sub> + C <sub>1</sub>	B <sub>2</sub> + C <sub>2</sub>	
Свободный газ, млрд м <sup>3</sup>	294,7	1319,3	164,8	1778,8
Нефть, млн т, извлек.	188,7	237,7	181,5	607,9
Конденсат, млн т, извлек.	25,6	153,5	13,8	192,8
Растворенный газ, млн м <sup>3</sup> , извлек.	28,2	32,6	26,9	87,7

быть реально открыто МУВ и каковыми будут их запасы после доразведки, суммарные и индивидуальные? Ответ на этот вопрос может быть получен только в результате количественной оценки газо- и нефтеносности недр тех или иных прогностических объектов с подсчетом ресурсов свободного газа и жидких углеводородов (нефти + конденсата), которая, в свою очередь, невозможна без всестороннего анализа условий формирования и эволюции скоплений углеводородов в каждом из автономных генерационно-аккумуляционных комплексов пород, слагающих осадочный чехол областей и провинций нефтегазонакопления [18].

В настоящее время помимо кайнозойских толщ к перспективно нефтегазоносным относят также верхнемеловые отложения в верхах складчатого фундамента (переходного комплекса), представленные преимущественно глинисто-алевролитистыми и угленосными отложениями на вскрытых бурением некоторых площадях Западного Сахалина, а также Западной Камчатки, где получены непромышленные притоки углеводородов [10]. В официальных оценках ресурсов углеводородов породы фундамента (переходного комплекса) во внимание не принимались. Изученность бурением этих отложений практически нулевая. Однако в ОНГП имеются достаточно разветвленные системы рифтов, с которыми связаны высокоамплитудные выступы пород переходного комплекса, перекрытые флюидопорами зонального распространения. Кроме этого, геофизическими методами повсеместно фиксируются вертикальные и субвертикальные метановые газовые потоки (газовые тени, столбы), корни которых уходят в породы акустического фундамента на значительную глубину [2]. Данное направление фактически не изучено и не оценено, в связи с чем рекомендуется к изучению детальной сейсморазведкой и бурением [2].

### Онтогенез, или условия формирования, эволюции и сохранности, углеводородных скоплений в недрах ОНГП

Аналізу онтогенеза углеводородных скоплений в породах неогена и палеогена ОНГП посвящено крайне мало работ [6 и др.]. В этих исследованиях участвовали и геологи ПАО «Газпром», в том числе и авторы настоящей статьи [19].

Генерационные свойства пород кайнозойского возраста приведены в табл. 3. Отметим невысокое содержание рассеянного органического вещества (РОВ), находящегося в катагенетическом диапазоне «нефтяного окна».

В северной части Сахалина с запада на восток в разрезе неогена мощность пласта-эквивалента углей (концентрированное органическое вещество – КОВ), по данным О.К. Баженовой и др., уменьшается с 10 до 2...3 м и практически до нуля на северо-востоке в Охинском районе, где угленосные фации отсутствуют. В неогеновых отложениях Северного Сахалина присутствует различное по составу РОВ – от преимущественно сапропелево-гумусового, а также существенно гумусового в угленосных толщах в западной части до гумусово-сапропелевого в восточной.

Одним из авторов вместе с коллегами из МГУ им. М.В. Ломоносова в полевой сезон 1974 г. детально изучены генерационные свойства вулканогенно-осадочных толщ, выполняющих Удской и Ульинский прогибы, открывающиеся в Охотское море. Содержание органического углерода в морских среднеюрских и келловей-оксфордских породах невысокое: соответственно 0,02...0,27 % (в среднем 0,15 %) и 0,08...0,48 % (в среднем 0,3 %). В разрезе неморской джелонской свиты содержание органического углерода минимально в туфопесчаниках (0,09...0,12 %), в туфоаргиллитах и туфах (0,12...0,25 %), максимально в глинах (1,0...4,5 %), для свиты в целом мода

Таблица 3

#### Содержание и преобразованность РОВ в кайнозойских породах присахалинского шельфа

Свита	Генерационный параметр		
	содержание органического углерода, %		тип РОВ
	глины	песчаники и алевролиты	
Окобыкайская	0,7	0,5	Свободный газ
Дагинская	1,0	0,8	
Уйнинская	0,9	0,6	Нет данных
Дайехуриинская	0,9	1,0	

составляет 0,25...0,55 %. Суммарная мощность сгруженного угля для джелонской свиты составляет 7,0 м (6,0 – угольные пласты). Наиболее детально катагенез органического вещества изучен в отложениях джелонской свиты, где проводилось определение показателя отражения витринита ( $R^o$ ) углистых включений. Степень катагенетической преобразованности органического вещества пород в Удском прогибе отвечает грациям МК<sub>2</sub> (кимериджский и титонский ярусы) и МК<sub>3</sub> (средняя юра). Генерационные свойства пород Ульинского прогиба проанализированы В.И. Ермаковым и др. [5].

В палеоген-неогеновых угленосных формациях Южного Сахалина содержание органического вещества (РОВ + КОВ) составляет в среднем 3...4 % от объема пород.

Угленосная формация верхнеудской свиты (неоген) Южного Сахалина характеризуется повышенным содержанием КОВ – от 12 до 40 м в виде пласта-эквивалента, среди которых присутствуют многочисленные пласты угля (10...18 и более пластов) рабочей мощности. Суммарная сгруженная мощность органического вещества, по расчетам Г.А. Бакаева, достигает 50 м, отношение КОВ/РОВ изменяется в диапазоне от 1,5 до 5.

Катагенез органического вещества кайнозойских толщ Сахалина проанализирован в работах [3, 10, 23]. В частности, А.И. Уткиной (1975 г., 1976 г.) отмечается «растянутость» градаций катагенеза по шкале глубин осадочных толщ Северного Сахалина: градация ПК прослеживается до палеоглубин 1,5...3,0 км, МК<sub>1</sub> – 2,5...4,0 и т.д. То же для всего мегарегиона суши и шельфа Дальнего Востока отмечается в работах Е.К. Карнюшиной, О.К. Баженовой, Ю.К. Бурлина и др.

В вулканогенно-осадочных породах неогена восточной части Охотско-Камчатского ОБ отмечается также пониженное содержание смешанного и гумусового РОВ (обычно менее 1 %), катагенез органического вещества растянут по шкале глубин и современных температур (СТ). На Кшукском газовом месторождении Камчатки границы МК<sub>2</sub>/МК<sub>3</sub> и МК<sub>3</sub>/МК<sub>4</sub> зафиксированы на глубинах 2500, 3500 и 4400 м при СТ 115, 145 и 180 °С. То же наблюдается и в кайнозойских впадинах Калифорнии, в породах неогена ОБ Мексиканского залива и др. В этом ярко проявляется влияние геологического времени на все процессы, происходящие

в недрах, по данным Н.В. Лопатина: малое время – необходимы большие температуры.

В течение палеогенового и неогенового периодов мощное осадконакопление на территории Южного и Северного Сахалина сопровождалось интенсивным проявлением процессов генерации, миграции углеводородов и образованием залежей газа и нефти, однако условия для консервации скоплений УВ в ранние этапы формирования геосинклинальных ОБ Сахалина были крайне неблагоприятными вследствие многократных перестроек структурного плана, инверсии тектонических движений, активной разрывной тектоники и размывов пород. Только на неогеновом этапе осадконакопления возникли условия для сохранности углеводородных скоплений. В течение миоцена и плиоцена были сформированы современные залежи газа и нефти, сингенетичные вмещающим породам за счет углеводородов, генерированных органическим веществом пород угленосной дагинской свиты и терригенных отложений прибрежно-морского и дельтового генезиса окобыкайской свиты. Активизация складкообразующих движений в условиях тангенциального сжатия пород в конце плиоценового времени стимулировала развитие разрывных нарушений и субвертикальную струйную миграцию по ним углеводородов, а также привела к переформированию и частичному разрушению ранее образовавшихся залежей нефти и особенно газа прежде всего в верхних горизонтах, вследствие чего на суше о. Сахалин до глубины 600 м газовые залежи отсутствуют, в то же время отмечается наличие залежей нефти. Несмотря на развитие многочисленных разломов, обусловивших многопластовый (многозалежный) характер месторождений и преимущественно вертикальную миграцию углеводородов, амплитуды субвертикальных перетоков газа и нефти были, по-видимому, небольшими и ограничивались сотнями метров (до 1,0...1,5 км) в продуктивных комплексах при крайне незначительных масштабах горизонтальной миграции (не более 2...2,5 км, по данным С.М. Сапрыгина). Зональность в размещении залежей газа и нефти находится в полном соответствии с типом органического вещества и степенью его катагенеза в материнских толщах. По мнению Г.А. Бакаева, О.К. Баженовой, Ю.К. Бурлина, Е.П. Свистунова и др., в Сахалино-Охотском бассейне газоматеринскими являются угленосные толщи дагинской

свиты, удельная газопродуктивность которых намного выше, чем пород окобыкайской свиты. На угольный генезис газов газоконденсатных и газонефтяных месторождений западной части Северного Сахалина указывает низкое содержание тяжелых углеводородных газов (не более 0,6...1,3 %) и конденсата. Нефте- и газоматеринскими свойствами обладают породы окобыкайской свиты в центральных и восточных зонах Северного Сахалина, где доля сапропелевой компоненты в суммарном органическом веществе значительно увеличивается по сравнению с западными районами. В районе Южного Сахалина, в пределах которого угленасыщенность разреза палеоген-неогеновых пород намного выше, чем в северной части острова, открыты только газовые скопления, образовавшиеся за счет аккумуляции угольных газов. В нефтях Сахалина содержание парафина изменяется от 0,4 до 4,2 %, серы – от 0,1 до 0,5 %, составляя в среднем по большинству нефтяных залежей соответственно 0,9...1,9 и 0,2 %. Исходя из этого можно заключить, что в генерации жидких углеводородов принимало участие смешанное РОВ (типа сапропелево-гумусового / гумусово-сапропелевого) преимущественно неморского (дельтового) генезиса.

Расчет объемов генерации и эмиграции газообразных и жидких углеводородов в палеоген-неогеновых толщах Сахалина с построением соответствующих карт проводился Г.А. Бакаевым, О.К. Баженовой и др. По их данным, в породах палеогена плотности газообразования изменяются от 2500...7300 до 11500 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> в северной половине региона (Бошняково-Ильинский район) и от 600 до 5500 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> в Ильинско-Шебунинском районе. В неогеновой верхнедуйской угленосной свите плотности газогенерации изменяются от 600 до 7300 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>. Всего на территории юго-западного Сахалина образовалось не менее 24 трлн м<sup>3</sup> метана с плотностью газогенерации до 4300 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> для палеогеновых отложений и до 3300 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> для неогена. Плотность газообразования в неогеновых толщах северной части острова изменяется с запада на восток от 5000 до 1000 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> и менее в соответствии с уменьшением угленасыщенности разреза. Максимальными битумогенерирующими (= нефтематеринскими) свойствами, по расчетам О.К. Баженовой и Ю.К. Бурлина, обладают терригенно-кремнистые породы курасийской свиты Южного Сахалина,

плотность эмиграции жидких углеводородов – 1,2...1,4 млрд т/км<sup>2</sup>, и миоценовые терригенно-кремнистые формации Северного Сахалина, плотность эмиграции – 0,5 млрд т/км<sup>2</sup>.

Вообще, сочетание довольно высоких современных геотемператур и пониженных градиций катагенеза органического вещества характерно для кайнозойских прогибов и впадин, где породы «провалились» в области жестких термоглубинных условий геологически недавно – в последние 7...15 млн лет.

Остров Сахалин представляет собой кайнозойский антиклинорий, существенно нарушенный в осевой части вследствие новейшего горообразования (в последние 4...5 млн лет) с многочисленными современными выходами газа и нефти на поверхность земли и мощной дегазацией недр в пределах суши. В сторону шельфа интенсивность дизъюнктивной тектоники уменьшается, и появляются крупные по запасам газоконденсатные МУВ, в которых соотношение газа и нефти близко к генерационно-аккумуляционному в дельтовых толщах со смешанным сапропелево-гумусовым типом органического вещества.

В Северо-Татарском суббассейне газовые скопления ожидаются в верхнедуйском и нижнемаруямском подкомплексах миоцена (Ю.А. Тронов и др., 1987 г.). На юге перспективны главным образом на газ (судя по многочисленным признакам и непромышленным притокам) верхнемеловые и палеоген-миоценовые отложения, в частности нижнедуйская свита, однако, судя по ультрапарафиновому характеру нефтей (содержание парафина – до 48,8 %), практическая значимость вероятных нефтяных оторочек представляется проблематичной: из мировой практики известно, что нефтенакпление во всех угленосных толщах носит «угнетенный» характер и «подавляется» мощным газообразованием.

Таким образом, за позднемиоценовую эпоху в течение последних примерно 8...10 млн лет накопилась мощная терригенная толща (3...4 км) дельтового генезиса (палеодельта р. Амур) в условиях лавинной седиментации, в глинах которой содержание РОВ пониженное, в песчаниках – очень низкое, угли вообще отсутствуют на северо-востоке. РОВ с невысокими генерационными возможностями, малообразованное, вследствие этого суммарные объемы генерации газа и особенно битумоидов были ограничены.

Миграция органических подвижных соединений имела также ограниченные масштабы и расстояния. Ловушки структурного типа были образованы, по-видимому, в плиоцене (3...4 млн лет назад). Аккумуляция углеводородов в залежи происходила также геологически недавно и продолжается до настоящего времени, судя по масштабам дегазации недр по разломам на севере Сахалина, частым землетрясениям (= подвижкам по разломам тектонических блоков), а образование нефтяных оторочек происходило благодаря разноинтенсивным утечкам свободного газа из ловушек, куда стягивались мигрирующие по коллекторским горизонтам струи нефти разной массы и конфигурации.

Общий вывод: нефтенакпление вторично в ареале Северного Сахалина и прилегающего шельфа. Чем больше тектоническая нарушенность отдельных локальных структур, тем выше доля нефти в суммарных геологических запасах (и прогнозных ресурсах). Это видно даже при рассмотрении МУВ Киринского блока и более северных участков (Чайво-море, Аркутун-Даги).

Перспективы газонефтеносности кайнозойских толщ ОНГП в различных ее областях существенно разные. Относительно максимальными возможностями, судя по всем показателям, обладает присахалинский шельф площадью около 50 тыс. км<sup>2</sup> от Кайгано-Васюканского нефтегазоконденсатного месторождения на севере до Киринской группы месторождений на юге. Это своеобразный центр газо- и нефтенасыщения в провинции. Концентрически перспективы экспоненциально снижаются, в том числе и к югу, особенно сильно к востоку и северу. Минимальными перспективами характеризуются центральная часть провинции с малой мощностью осадочного чехла (менее 3 км) и примагаданский шельф.

Два полевых сезона (1974 и 1975 гг.) геологи ВНИИГАЗа совместно со специалистами МГУ им. М.В. Ломоносова изучали береговые разрезы на севере Хабаровского края, сложенные вулканогенно-осадочными породами джелонской свиты (мел) и прорванные базальтовыми телами. В результате исследований сделаны выводы об очень низких перспективах газоносности Удского, Торомского, Ульяновского прогибов и Пенжинской впадины, открывающихся в Охотоморский ОБ [5]. Логичной оказалась и непродуктивность двух поисковых

скважин, пробуренных НК «Роснефть» на примагаданском шельфе. Однако перед постановкой дорогостоящего морского бурения надо советоваться со специалистами, уже сделавшими свое заключение об уровнях геологических рисков неполучения положительных результатов, иначе деньги «народные» уйдут на ветер!

Существует высокая вероятность повторения подобной ситуации и на прикамчатском шельфе, недра которого имеют аномально высокую сложность строения осадочного чехла [10], представленного также вулканогенно-осадочными породами. Открытие гигантов и даже крупнейших по запасам МУВ (более 100 млн т у.т) здесь, по-видимому, исключено, крупных (30...100 млн т у.т.) маловероятно, а нефтесодержащих вообще проблематично.

Таким образом, от 60 до 70 % акватории Охотского моря, по крайней мере вблизи Курильской гряды, в центре и особенно на севере имеют хотя и не нулевые, но невысокие перспективы. Кроме того, вне Северо-Сахалинского ареала суши и шельфа перспективы нефтеносности следует оценить как низкие, что связано прежде всего с малоблагоприятными условиями для битумогенерации на глубинах до 3,5...4,0 км в силу характера органического вещества и недостаточных пластовых температур с учетом малого геологического времени, низкой катагенетической преобразованности органо-минеральных комплексов пород.

Официальные оценки НПП углеводородов для провинции приведены в табл. 4. Видно, что величины НПП растут, но оправданно ли это увеличение?

Можно верить или не верить официальным оценкам ресурсов, однако лучше полагаться на собственные расчеты (= корпоративные оценки): самим себе грех врать.

Для расчета ресурсов углеводородов в недрах провинции авторы применили два метода в рамках экспертной группы методов [18]:

1) *методом прямого прогнозирования* оценены НПП свободного газа в минимальном диапазоне 4,3...5,0 трлн м<sup>3</sup>, из которых начальные

Таблица 4

#### Официальные оценки ресурсов углеводородов в ОНГП

Дата оценки	Свободный газ, трлн м <sup>3</sup>	Нефть, млрд т
01.01.2002	7,0	1,0
01.01.2009	7,5	1,2

подтверждаемые в запасах ресурсы (с учетом доразведки запасов кат.  $B_2 + C_2$ ) составили 2,1 трлн  $m^3$ , прогнозные – до 2,2 трлн  $m^3$  (возможно более);

2) *методом концентрации ресурсов в месторождении-лидере* при среднемировом отношении запасов в месторождении-лидере и ресурсов провинции 1 к 10 НПР газа ОНГП оценены как  $0,5 \cdot 10 = 5$  трлн  $m^3$  или  $0,7 \cdot 10 = 7$  трлн  $m^3$  соответственно исходя из предположения лидерства Лунского или Южно-Кириинского нефтегазоконденсатных месторождений<sup>3</sup>.

В итоге по результатам расчета двумя методами получился следующий набор величин ресурсов: 4,3; 5; 7 трлн  $m^3$ .

Авторы отдадут себе отчет в том, что оценки ресурсов должны быть круглыми во избежание «обмана» геологической общественности и высшего начальства чрезмерно точными цифрами... Поэтому ресурсы газа ОНГП приняты авторами в объеме 5 трлн  $m^3$ , в том числе для СОА – около 4,0...4,2 трлн  $m^3$ , для остальных районов (суша + шельф) – до 0,8...1,0 трлн  $m^3$  (вряд ли более).

Сложнее с оценкой ресурсов нефти. В преимущественно газоносных областях и комплексах пород, а ОНГП преимущественно газоносна, что очевидно, в подобных условиях отношения между геологическими ресурсами свободного газа и нефти укладываются в диапазон 1:(4...8), очень редко в диапазоны 1:(2...3) и 1:10, и никогда не составляет 1:1. Экспертно это отношение принято авторами как 1:(3...4), тогда НПР нефти составят 0,8...1,0 млрд т. В этом случае неоткрытые ресурсы свободного газа оцениваются в 2,9 трлн  $m^3$ , нефти – в 0,3...0,5 млрд т, извлек., хотя и эти значения следует рассматривать, как оценки «сверху» с вероятностью подтверждения не выше 60 %. С вероятностью 80 % (а это хорошая вероятность для подтверждения ресурсов, т.е. перевода их в начальные разведанные/доказанные запасы) НПР углеводородов ОНГП таковы: ресурсы свободного газа – 3,7 (2,1 + 1,6) трлн  $m^3$ , нефти – 0,8 (0,5 + 0,3) млрд т, конденсата –

около 0,4 млрд т, извлек., попутного газа – 0,1 трлн  $m^3$ , суммарно – 5,0 млрд т у.т.

Авторы еще в 2006–2008 гг. предполагали на охотоморском шельфе помимо Лунского месторождения развитие еще двух гигантских газосодержащих месторождений (с запасами более 300 млрд  $m^3$  каждое). Позднее было открыто и разведано одно Южно-Кириинское с запасами 0,8 трлн  $m^3$ . Возможно, оно «вобрало» в себя запасы двух по 330...370 млрд  $m^3$ , хотя вероятность обнаружения еще одного достаточно крупного МУВ (в диапазоне 250...330 млрд  $m^3$ ) существует, но она явно не стопроцентная...

По экспертной оценке авторов, в недрах ОНГП ожидается еще открытие 55...60 МУВ преимущественно смешанного фазового состояния, в том числе одного гигантского (0,3...0,4 трлн  $m^3$ ), трех-четырех крупнейших (с суммарными запасами свободного газа более 0,6...0,7 трлн  $m^3$ ), шести-семи крупных (около 0,4 трлн  $m^3$ ) и 40...50 средних и мелких (в диапазоне 1...30 млрд  $m^3$  с будущими запасами около 0,5 трлн  $m^3$ ), всего – от 1,8 до 2,0 трлн  $m^3$ . Среди вновь открываемых нефтесодержащих месторождений вероятно открытие до 6...7 крупных (однако все менее 100 млн т), 15...18 средних (10...30 млн т каждое) и до 30 мелких и мельчайших – практически все в северной части СОА.

Достаточно активные ПРР на шельфе продолжатся до 2035 г., когда все сколько-нибудь крупные месторождения (крупнее 5 млн т у.т.) будут открыты. При вводе в эксплуатацию большинства наиболее значительных новых открытых на шельфе МУВ добыча свободного газа увеличится к 2030 г. до 43...45 млрд  $m^3$ , к 2035 г. – возможно, до 48...50 млрд  $m^3$ . Производство нефти + конденсата будет, безусловно, постепенно снижаться до 12...13 млн т к 2030–2033 гг. и до 10 млн т к 2040 г.

При газопотреблении острова в 4...5 млрд  $m^3$  (?) и поставках трубопроводом в Приморье 8...10 млрд  $m^3$  газа в год экспортный потенциал ОНГП составит 38...40 млрд  $m^3$  (поставки в КНР, Южную Корею, Японию – свободный + сжиженный газ). В этих расчетах не учитываются вероятные месторождения газа на западнокамчатском шельфе, возможность открытия которых осложняется повышенными геологическими рисками. Вне ареала о. Сахалин к 2035 г. реально открытие 10...12 месторождений свободного газа с будущими разведанными запасами

<sup>3</sup> Конечные запасы газа Южно-Кириинского нефтегазоконденсатного месторождения оценены как 0,7 трлн  $m^3$ , при этом по ряду характеристик данное месторождение – самое несвойственное СОА. Более типично Лунское нефтегазоконденсатное месторождение с начальными подтверждаемыми запасами газа чуть менее 0,5 трлн  $m^3$ .

до 120...150 млрд м<sup>3</sup> (суммарная оценка «снизу»), но возможно – до 220...250 млрд м<sup>3</sup> из неоткрытых ресурсов 0,5 трлн м<sup>3</sup>. Таким образом, освоение УВП ОНГП в первой половине XXI в. в масштабах всей нефтегазовой отрасли России – задача весьма важная, но по масштабности тактическая, однако для регионов Дальнего Востока имеет определяющее значение в силу исключительной «рудоносности» подавляющего числа областей и районов суши к востоку от р. Лены.

Создавшаяся ситуация в регионе Охотоморского нефтегазового бассейна, а именно отсутствие (временное) высокоперспективных и надежных в части новых открытий направлений ПРР требует расширения (диверсификации) направлений поиска новых ЗНГН.

В этой связи первоочередными для проведения ПРР следует считать газонефтеперспективные структуры, расположенные в контурах зон развития прибрежных коллекторов как островной (о. Сахалин), так и материковой суши. Не исключено также развитие пластов-коллекторов, связанных с размывом Центрально-Охотского и других палеоподнятий (см. рис. 1), в окрестностях которых возможны зоны развития ловушек неантиклинальных – литологического, стратиграфического и комбинированного – типов.

Учитывая изложенное, для ОНГП можно предложить три направления продолжения ПРР:

1) наиболее перспективные традиционно прибрежные районы о. Сахалин, где целесобразным и реальным представляется выход с бурением в пределы лицензионных участков проектов «Сахалин-6» (Центрально-Пограничный ЛУ, Центрально-Пограничная ЗНГН, см. рис. 1) и «Сахалин-7» (Анивская и Макаровская ЗНГН, см. рис. 1). Наиболее доступной для ПРР в прибрежной полосе Восточно-Сахалинского шельфа является зона развития ловушек блоково-складчато-надвигового типа, связанных со структурами Керосинной (наиболее перспективная и крупная), Северо-, Восточно- и Южно-Рымникскими, Богатинской, Северо-Богатинской, Нерпичьей, Северо-Нерпичьей, Верблюжьей и Варваринской. Во внешней части шельфа объектом ПРР является поднятие Полевого, в границах которого выявлены относительно крупные локальные структуры Центрально-Пограничная, Озерная, Хузинская и Хойская, а также группа Слоновых структур.

Потенциально нефтегазоносными здесь являются пиленгский, мутновский, люкаминский и дагинский комплексы;

2) зоны развития локальных структур в прибрежных районах западнокамчатского шельфа (см. рис. 1), включая его северную (Шелиховская ЗНГН) и южную (Западно-Камчатская и Голыгинская ЗНГН) части, шельфов Магаданской области (Примагаданская ЗНГН) и Хабаровского края (Шантарская ЗНГН). На шельфе Западной Камчатки с целью повышения достоверности прогноза газонефтеносности выявленных структур и исключения бурения непродуктивных и малоинформативных поисковых и разведочных скважин рекомендуется опережающее выполнение комплекса детальных аэрогеофизических, радарной и геохимической съемок с обязательным охватом площадей с уже открытыми газоконденсатными месторождениями (Кшукским, Нижне-Квакчинским, Северо-Колпаковским и Средне-Кунжикским) и вероятным Первоочередным месторождением и ближайших участков с не подтвердившимися бурением структур и ловушек залежами углеводородов (Западно-Сухановский), а также ближайших непродуктивных структур на суше.

На ЛУ магаданского шельфа как в потенциально возможном районе недропользования в среднесрочной и отдаленной перспективе рекомендуется возобновление ПРР с выполнением комплекса аэрогеофизических работ, радарной и геохимической съемки, высокоразрешающей электроразведки и опережающей сейсморазведки 3D на наиболее крупных структурах, расположенных вблизи береговой зоны, где имеются терригенные пласты-коллекторы;

3) трещинные породы выступов фундамента на доступных глубинах 2...4 км, облекаемых пластами-флюидоупорами (месторождения Южно-Кириновское, Мынгинское, Нептун, Тритон, структуры Восточно-Одоптинская, Ульминская, Центрально-Пограничная и др.).

Альтернативные направления:

- поиски месторождений углеводородов в окрестностях крупных палеоостровов, развитых в северной и центральной частях Охотского моря (Кашеваровская и Центрально-Охотская ЗНГН);

- поиски районов развития коллекторов трещинного типа в тех же кремнисто-глинисто-вулканогенно-осадочных комплексах; вероятно, это зоны относительно высокой тектонической

активности. Во всяком случае, строительство двух-трех поисковых скважин со вскрытием докайнозойских толщ на 150...250 м представляется весьма целесообразным при условии,

однако, что глубины скважин не превысят 4,0...4,2 км.

Освоение УВП ОНГП должно и будет продолжаться!

### Список литературы

1. Астафьев Д.А. Газонефтяная геостатистика недр шельфовых бассейнов Северной Евразии в связи с освоением запасов и ресурсов углеводородов до 2050 г. / Д.А. Астафьев, Е.С. Давыдова, Г.Р. Пятницкая и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 72–80.
2. Астафьев Д.А. Перспективные направления газонефтепоисковых работ на морском шельфе России в XXI веке / Д.А. Астафьев, А.В. Толстикова, Л.А. Наумова и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 4 (36): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – С. 4–18.
3. Баженова О.К. Образование нефти на небольших глубинах / О.К. Баженова // Геология нефти и газа. – 1990. – № 7. – С. 2–7.
4. Гайнаншин Р.Н. Прогноз открытий залежей углеводородов в Северо-Сахалинской нефтегазоносной области на основе статистического анализа / Р.Н. Гайнаншин, Е.А. Жуковская, М.В. Сначев // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 5. – С. 44–47.
5. Ермаков В.И. Геологическое строение Восточной Якутии и Приохотья: науч.-тех. обзор / В.И. Ермаков, Т.И. Хейвин, В.Т. Работнов и др. – М.: ВНИИЭГазпром, 1977. – 51 с. – (Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений).
6. Захаров Е.В. Нефтегазоносность дельтовых отложений и их роль в концентрации ресурсов углеводородов: обзор / Е.В. Захаров, С.Г. Юдин // Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭГазпром, 1994. – № 4 (41). – 34 с.
7. Каминский В.Д. Актуальные проблемы развития геологической науки и основные результаты ГРП на континентальном шельфе РФ / В.Д. Каминский, О.И. Супруненко, Т.Ю. Медведева и др. // Геология нефти и газа. – 2016. – № 5. – С. 61–71.
8. Каминский В.Д. Углеводородный потенциал континентального шельфа России: состояние изученности и перспективы освоения / В.Д. Каминский, О.Н. Зуйкова, Т.Ю. Медведева и др. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2018. – № 1. – С. 4–9.
9. Кропп Э.Я. Состояние и перспективы нефтегазопроисковых работ на шельфе дальневосточных морей / Э.Я. Кропп, А.Г. Будагов, А.В. Савицкий и др. // Геология нефти и газа. – 2012. – № 5. – С. 108–112.
10. Маргулис Л.С. Нефтегазоперспективные толщи Дальнего Востока России / Л.С. Маргулис // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7. – № 4.
11. Маргулис Л.С. Нефтегеологическое районирование и углеводородные ресурсы Дальневосточного региона России / Л.С. Маргулис, Т.А. Андиева, Л.М. Пылина и др. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7. – № 4.
12. Нелюбов П.А. Состояние и перспективы развития сырьевой базы углеводородов Дальнего востока России / П.А. Нелюбов, Л.С. Маргулис // Разведка и охрана недр. – 2016. – № 9. – С. 50–56.
13. Новиков Ю.Н. Достижения и проблемы недропользования на шельфе Сахалина / Ю.Н. Новиков // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – Т. 3. – № 3.
14. Новиков Ю.Н. Территориальный углеводородный потенциал Дальнего Востока в XXI веке: итоги геологоразведочных работ и тенденции недропользования / Ю.Н. Новиков, Л.С. Маргулис, Т.А. Андиева и др. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – Т. 10. – № 2.
15. Нуриев М.Ф. Геологические условия верхней части разреза на месторождениях северо-восточного шельфа Охотского моря / М.Ф. Нуриев, М.Б. Шевелев, Ю.В. Семенов и др. // Газовая промышленность. – 2019. – № 8. – С. 56–65.
16. Петренко В.Е. Ресурсы углеводородов шельфа Охотского моря и результаты их освоения ОАО «Газпром» / В.Е. Петренко, С.Е. Чигай, Б.А. Никитин и др. // Газовая промышленность. – 2014. – № 8 (716). – С. 19–25.
17. Поляков Е.Е. Где искать новые крупнейшие, гигантские и уникальные газосодержащие месторождения в Северной Евразии? / Е.Е. Поляков, В.В. Рыбальченко, А.Е. Рыжов и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 45–57.

18. Потенциальные ресурсы углеводородов: методы и практика оценок величины и структуры, достоверность и подтверждаемость при поисково-разведочных работах: отчет о НИР / В.А. Скоробогатов, Д.А. Соин. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – 166 с.
19. Скоробогатов В.А. Парагенезис горючих ископаемых в осадочных бассейнах и породах различного типа и возраста / В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 4 (41): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 4–17.
20. Строганов Л.В. Газы и нефти ранней генерации Западной Сибири / Л.В. Строганов, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. – 414 с.
21. Толстиков А.В. Запасы и ресурсы углеводородов, перспективы изучения и промышленного освоения недр морей России в XXI в. / А.В. Толстиков, Д.А. Астафьев, Я.И. Штейн и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4с: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 73–85.
22. Толстиков А.В. Новые направления поисково-разведочных работ на северо-восточном шельфе о. Сахалин / А.В. Толстиков, Д.А. Астафьев, М.Ю. Кабалин и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2020. – № 3 (45): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – С. 3–15.
23. Харахинов В.В. Нефтегазовая геология Сахалинского региона / В.В. Харахинов. – М.: Научный мир, 2010. – 276 с.
24. Харахинов В.В. Возможности открытия новых месторождений углеводородов на шельфах Сахалина и Западной Камчатки / В.В. Харахинов, Д.А. Астафьев, М.А. Калита, О.А. Корчагин, В.А. Игнатова, Л.А. Наумова // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – С. 21–35.
25. Харахинов В.В. Геодинамические условия нефтегазоносности Охотоморского региона // Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 25–39.
26. Шеин В.С. Геодинамика и перспективы нефтегазоносности осадочных бассейнов Дальнего Востока / В.С. Шеин, В.А. Игнатова. – М.: ВНИГНИ, 2007. – 296 с.

## Assessment and development of Okhotomorskaya province subsoil potential for hydrocarbon presence

D.A. Astafyev<sup>1</sup>, M.Yu. Kabalin<sup>1\*</sup>, V.A. Skorobogatov<sup>1</sup>

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

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

**Abstract.** On the grounds of the analytical synthesis of the information about the geological structure and oil-gas-bearing capacity of the Cenozoic rocks with diverse genesis, namely: deltoid (the pra-Amur delta), costal-marine, volcanogenic-sedimentary, continental including the coal-bearing ones, which accumulated during the Oligocene-Pliocene time in the area of the Okhotsk-sea sedimentary basin (shelf and adjacent lands including the Sakhalin island), authors studied the patterns for distribution of the multi-phase hydrocarbon agglomerations within the areas of three major suites (formations): Dagi (offshore the central part of Sakhalin), Okobykay (terrestrial Sakhaline), Nutovo (offshore the northern part of Sakhaline). The article examines conditions favorable for hydrocarbon agglomerations (ontogenesis of oil and gas) including the generative properties of rocks, and boosters for their migration, accumulation, and evolution with partial collapse of the deposits due to subsoil degassing through the faults (especially active at north of the island). Author qualitatively estimated the outlooks for oil and gas presence, and refined data on hydrocarbon resources. They made conclusions in regard of future discoveries and new increments of reserves.

**Keywords:** the Sea of Okhotsk, hydrocarbons, oil, gas, reserves, resources, search, prospecting, prospects for development, continental shelf.

### References

1. ASTAFYEV, D.A., Ye.S. DAVYDOVA, G.R. PYATNITSKAYA, et al. In-situ gas-and-oil statistics of the offshore basins in Northern Eurasia in relation to development of hydrocarbon reserves and resources till 2050 [Gazoneftyanaya geostatistika neдр shelfovykh basseynov Severnoy Yevrazii v svyazi s osvoyeniyem zapasov i 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. ASTAFYEV, D.A., A.V. TOLSTIKOV, L.A. NAUMOVA, et al. Promising XXI-century trends of oil and gas prospecting offshore Russia [Perspektivnyye napravleniya gazoneftepoiskovykh rabot na morskoy shelfe Rossii v XXI veke]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 4 (36): Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at Russian continental shelf, pp. 4–18. ISSN 2306-9849. (Russ.).
  3. BAZHENOVA, O.K. Oil generation at shallow depth [Obrazovaniye nefii na nebolshikh glubinakh]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 1990, no. 7, pp. 2–7. ISSN 0016-7894. (Russ.).
  4. GAYNANSHIN, R.N., Ye.A. ZHUKOVSKAYA, M.V. SNACHEV. Forecasting discoveries of hydrocarbon deposits in north Salhalin petroleum region based on statistical analysis [Prognoz otkrytiy zalezhey uglevodorodov v Severo-Sakhalinskoy neftegazonosnoy oblasti na osnove statisticheskogo analiza]. *Neftyanoye Khozyaystvo*, 2019, no. 5, pp. 44–47. ISSN 0028-2448. (Russ.).
  5. YERMAKOV, V.I., T.I. KHEYVIN, V.T. RABOTNOV, et al. *Geological structure of Eastern Yakutia and the Okhotsk Sea basin* [Geologicheskoye stroeniye Vostochnoy Yakutii i Priokhotya]: scientific review. Moscow: VNIIGazprom, 1977, Series: Geology and prospecting of gas and gas-condensate fields [Geologiya i razvedka gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy]. (Russ.).
  6. ZAKHAROV, Ye.V., S.G. YUDIN. *Oil-gas-bearing capacity of deltaic deposits and their role in concentration of hydrocarbon resources* [Neftegazonosnost deltovykh otlozheniy i ikh rol v kontsentratsii resursov uglevodorodov]. Moscow: VNIIGazprom, 1994. Series: Geology and prospecting of gas and gas-condensate fields [Geologiya i razvedka gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy], no. 4 (41). (Russ.).
  7. 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.).
  8. KAMINSKIY, V.D., O.N. ZUYKOVA, T.YU. MEDVEDEVA, et al. Hydrocarbon potential of Russia continental shelf: exploration maturity and outlooks for development [Uglevodorodnyy potentsial kontinentalnogo shelfa Rossii: sostoyaniye izuchennosti i perspektivy osvoyeniya]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*, 2018, no. 1, pp. 4–9. ISSN 0869-3188. (Russ.).
  9. KROPP, E.Ya., A.G. BUDAGOV, A.V. SAVITSKIY, et al. Status and horizons of oil and gas searching in continental sea waters at Far East [Sostoyaniye i perspektivy neftegazopoyiskovykh rabot na shelfe dalnevostochnykh morey]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2012, no. 5, pp. 108–112. ISSN 0016-7894. (Russ.).
  10. MARGULIS, L.S. Oil and gas perspective objects of the Russian Far East [Neftegazoperspektivnyye tolshchi Dalnego Vostoka Rossii]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika* [online], 2012, vol. 7, no. 4, ISSN 2070-5379. (Russ.).
  11. MARGULIS, L.S., T.A. ANDIYEVA, L.M. PYLINA, et al. Geological zonation of oil fields and hydrocarbon resources of Russian Far East region [Neftegeologicheskoye rayonirovaniye i uglevodorodnyye resursy Dalnevostochnogo regiona Rossii]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika* [online], 2012, vol. 7, no. 4, ISSN 2070-5379. (Russ.).
  12. NELYUBOV, P.A., L.S. MARGULIS. Status and development prospects of raw material base of hydrocarbon of the Russian Far East [Sostoyaniye i perspektivy razvitiya syryevoy bazy uglevodorodov Dalnego vostoka Rossii]. *Razvedka i Okhrana Nedr*, 2016, no. 9, pp. 50–56. ISSN 0034-026X. (Russ.).
  13. NOVIKOV, Yu.N. Achievements and problems of using subsurface resources on the Sakhalin shelf [Dostizheniya i problemy nedropolzovaniya na shelfe Sakhalina]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika* [online], 2008, vol. 3, no. 3. ISSN 2070-5379. (Russ.).
  14. NOVIKOV, Yu.N., L.S. MARGULIS, T.A. ANDIYEVA, et al. Regional hydrocarbon potential of the far east in the XXI century: exploration results and trends in subsoil use [Territorialnyy uglevodorodnyy potentsial Dalnego Vostoka v XXI veke: itogi geologorazvedochnykh rabot i tendentsii nedropolzovaniya]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika* [online], 2015, vol. 10, no. 2. ISSN 2070-5379. (Russ.).
  15. NURIYEV, M.F., M.B. SHEVELEV, Yu.V. SEMENOV, et al. Geological conditions of the upper part deposits at the northeast shelf fields of the Sea of Okhotsk [Geologicheskoye usloviya verkhney chasti razreza na mestorozhdeniyakh severo-vostochnogo shelfa Okhotskogo morya]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2019, no. 8, pp. 56–65. ISSN 0016-5581. (Russ.).
  16. PETRENKO, V.Ye., S.Ye. CHIGAY, B.A. NIKITIN, et al. The Sea of Okhotsk: hydrocarbon resources and Gazprom upstream development summary [Resursy uglevodorodov shelfa Okhotskogo morya i rezultaty ikh osvoyeniya OAO “Gazprom”]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2014, no. S(716), pp. 19–25. ISSN 0016-5581. (Russ.).
  17. POLYAKOV, Ye.Ye., V.V. RYBALCHENKO, A.Ye. RYZHOV, et al. Where must the new the biggest, gigantic and unique gas-bearing fields be looked for in Northern Eurasia? [Gde iskat novyye krupneyshiy, gigantskiye i unikalnyye gazosoderzhashchiye mestorozhdeniya v Severnoy Evrazii?] *Geologiya Nefti i Gaza*. 2018, no. 4s: The 70<sup>th</sup> anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 45–57. ISSN 0016-7894. (Russ.).

18. SKOROBOGATOV, V.A., D.A. SOIN. *Potential resources of hydrocarbons: methods and practice to assess amount and structure, authenticity and verifiability during search and prospecting works* [Potentsialnyye resursy uglevodorodov: metody i praktika otsenok velichiny i struktury, dostovernost i podtverzhdayemost pri poiskovo-razvedochnykh rabotakh]: scientific report. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018. (Russ.).
19. SKOROBOGATOV, V.A. Paragenesis of fossil fuels in sedimentary basins and rocks of different types and ages [Paragenezis goryuchikh iskopyayemykh v osadochnykh basseynakh i porodakh razlichnogo tipa i vozrasta]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, no. 4 (41): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 4–17. ISSN 2306-9849. (Russ.).
20. 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.).
21. TOLSTIKOV, A.V., D.A. ASTAFYEV, Ya.I. SHTEYN, et al. Reserves and resources of hydrocarbons, outlooks for exploration and commercial development of the seabed subsoil in Russia in 21st century [Zapasy i resursy uglevodorodov, perspektivy izucheniya i promyshlennogo osvoyeniya neдр morey Rossii v XXI v.]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 4, pp. 73–85. ISSN 0016-7894. (Russ.).
22. TOLSTIKOV, A.V., D.A. ASTAFYEV, M.Yu. KABALIN, et al. New challenges of geological prospecting and exploration at northeast shelf of Sakhalin [Novyye napravleniya poiskovo-razvedochnykh работ na severo-vostochnom shelfe o. Sakhalin]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2020, no. 3(45): Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at Russian continental shelf, 3–15 pp. ISSN 2306-8949. (Russ.).
23. KHARAKHINOV, V.V. *Oil-gas geology of Sakhalin region* [Neftegazovaya geologiya Sakhalinskogo regiona]. Moscow: Nauchnyy mir, 2010. (Russ.).
24. KHARAKHINOV, V.V., D.A. ASTAFYEV, M.A. KALITA, et al. Prospects of new strikes of hydrocarbons at the continental shelves of Sakhalin and Western Kamchatka [Vozmozhnosti otkrytiya novykh mestorozhdeniy uglevodorodov na shelfakh Sakhalina i Zapadnoy Kamchatki]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2015, no. 2 (22): Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at the Russian continental shelf, pp. 21–35. ISSN 2306-8949. (Russ.).
25. KHARAKHINOV, V.V. Geodynamical provisions for oil and gas presence at the region of Okhotsk Sea [Geodinamicheskiye usloviya neftegazonosnosti Okhotomorskogo regiona]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 2, pp. 25–39. ISSN 0016-7894. (Russ.).
26. SHEIN, V.S., V.A. IGNATOVA. *Geodynamics and outlooks for oil-gas-bearing capacity of sedimentary basins at the Far East* [Geodinamika i perspektivy neftegazonosnosti osadochnykh basseynov Dalnego Vostoka]. Moscow: All-Russian Research Geological Oil Institute, 2007. (Russ.).

УДК 553.98:550.822

## Статистический и площадной анализ фильтрационно-емкостных свойств коллекторов танопчинской свиты Тамбейского нефтегазоконденсатного месторождения, определенных на образцах керна

Е.Е. Поляков<sup>1</sup>, И.В. Чурикова<sup>1</sup>, А.В. Чичмарёва<sup>1\*</sup>, Н.А. Махонина<sup>1</sup>,  
Т.Н. Малютина<sup>1</sup>, Е.А. Оглова<sup>2</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1

<sup>2</sup> АО «Кольская ГКМ», Российская Федерация, 184507, Мурманская обл., г. Мончегорск, Никелевое ш., территория «Промплощадка КГМК»

\* E-mail: A\_Chichmareva@vniigaz.gazprom.ru

### Ключевые слова:

танопчинская свита, керн, коллектор, группы пластов, коэффициент пористости, коэффициент проницаемости, дифференциальное распределение.

**Тезисы.** В статье проанализированы результаты определения на керне фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород-коллекторов танопчинской свиты Тамбейского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), откуда отобрано наибольшее количество керна. Для анализа ФЕС пород разрез танопчинской свиты был разделен на группы пластов ТП<sub>17</sub>...ТП<sub>23</sub>, ТП<sub>7</sub>...ТП<sub>16</sub> и ТП<sub>1</sub>...ТП<sub>6</sub>, различающихся строением и условиями образования. Для каждой группы пластов статистические характеристики коэффициентов пористости ( $K_n$ ) и абсолютной проницаемости ( $K_{np}$ ) пород-коллекторов Западно-Тамбейского, Северо-Тамбейского и Тасийского участков месторождения сопоставлены в табличной форме и в виде дифференциальных распределений.

Общим условием достаточности объемов отбора керна для проведения площадного анализа ФЕС коллекторов служит равномерность освещения керновым материалом пласта (группы пластов) по площади и разрезу. Для нахождения средних значений ФЕС фактическая плотность исследований на керне в интервале залегания группы пластов должна превышать 1...5 определений на 1 м эффективной толщины пласта. В результате проведенных работ установлены скважины, где по результатам исследований керна наиболее надежно определены средние значения  $K_n$  и  $K_{np}$ . На основе полученных данных для групп пластов ТП<sub>17</sub>...ТП<sub>23</sub>, ТП<sub>7</sub>...ТП<sub>16</sub> и ТП<sub>1</sub>...ТП<sub>6</sub> построены карты тренда этих параметров, позволившие установить основные закономерности их распространения по площади Тамбейского НГКМ.

В статье представлена зависимость  $K_{np}$  от  $K_n$ , построенная на основе анализа образцов керна Тамбейского, Малыгинского и Южно-Тамбейского месторождений с учетом всех имеющихся новых данных. Эта зависимость близка к зависимости, рассчитанной ООО «Газпром геологоразведка» (2017 г.), что свидетельствует об устойчивости установленной связи.

Тамбейская группа месторождений является одним из стратегических объектов газодобычи ПАО «Газпром» на Ямале, поэтому большое значение имеет получение достоверной информации о геологическом строении этих месторождений, составе и свойствах слагающих их пород. Керновый материал, отбираемый из поисковых и разведочных скважин, является прямым, а следовательно, наиболее достоверным источником информации о фильтрационно-емкостных (ФЕС) и физических свойствах пород, особенно в интервалах залегания продуктивных пластов.

В настоящей работе проанализированы результаты определения на керне ФЕС пород-коллекторов танопчинской свиты Тамбейской группы месторождений, из которых отобрано наибольшее количество керна. Для анализа ФЕС пород разрез *танопчинской свиты* разделен на нижнюю и верхнюю части, которые различаются строением и условиями образования. В нижней части выделяются пласты ТП<sub>17</sub>...ТП<sub>23</sub>, в верхней – пласты ТП<sub>1</sub>...ТП<sub>6</sub>. Последняя группа, в свою очередь, разделена на две группы пластов: ТП<sub>1</sub>...ТП<sub>6</sub> и ТП<sub>7</sub>...ТП<sub>16</sub>. Пласты ТП<sub>1</sub>...ТП<sub>6</sub> выделены в отдельную группу, так как являются основными продуктивными горизонтами крупнейших по запасам месторождений Ямала.

Пласты группы  $ТП_{17}...ТП_{23}$  присутствуют в отложениях нижней части танопчинской свиты, сформировавшихся в мелководно-морском бассейне, и представляют собой чередование песчано-алевритовых пластов и глинистых пачек, которые хорошо прослеживаются по площади.

Пласты групп  $ТП_{7}...ТП_{16}$  и  $ТП_{1}...ТП_{6}$  представлены отложениями аптского возраста, которые формировались в континентальных условиях, поэтому для них характерно неравномерное чередование меняющихся по площади и разрезу песчано-алевритовых и глинистых горизонтов с различными литологическими переходами, фаціальными вариациями и внутриформационными размывами.

На первом этапе для анализа ФЕС горных пород, полученных на образцах керна, из всей коллекции образцов, отобранных из продуктивных (и потенциально продуктивных) пластов Тамбейского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) выделены породы-коллекторы. Затем для каждой группы пластов проведено сопоставление статистических

характеристик коэффициента пористости ( $K_n$ ) и коэффициента абсолютной проницаемости ( $K_{пр}$ ) пород-коллекторов Западно-Тамбейского, Северо-Тамбейского, Тасийского лицензионных участков (ЛУ) этого месторождения (табл. 1–3, рис. 1–3).

$K_n$  применительно к группе пластов  $ТП_{17}...ТП_{23}$  характеризуется одномодальным распределением, причем на различных участках Тамбейского НГКМ практически совпадают как диапазоны изменения  $K_n$ , так и его модальные значения, что говорит о литологической однородности коллекторов, слагающих эти пласты. Дифференциальные распределения  $K_{пр}$  коллекторов пластов  $ТП_{17}...ТП_{23}$  на Западно-Тамбейском и Тасийском ЛУ характеризуются близкими модальными значениями (4 мД) и диапазонами изменения этого параметра. На Северо-Тамбейском ЛУ мода распределения  $K_{пр}$  смещена вправо и составляет 14,6 мД.

Для коллекторов группы пластов  $ТП_{7}...ТП_{16}$  распределение  $K_n$  является одномодальным, а диапазоны изменения этого параметра и его модальные значения практически совпадают

Таблица 1

**Группа пластов  $ТП_{17}...ТП_{23}$ . Статистические характеристики ФЕС пород-коллекторов в пределах ЛУ Тамбейского НГКМ, определенные по керну**

ЛУ	$K_n$ , д.ед.				$K_{пр}$ , мД			
	минимум	максимум	среднее значение	число определений	минимум	максимум	среднее значение	число определений
Западно-Тамбейский	0,115	0,221	0,155	745	0,61	751,0	14,6	545
Северо-Тамбейский	0,115	0,217	0,163	773	0,62	376,0	26,1	623
Тасийский	0,115	0,227	0,157	872	0,62	196,2	15,9	707

Таблица 2

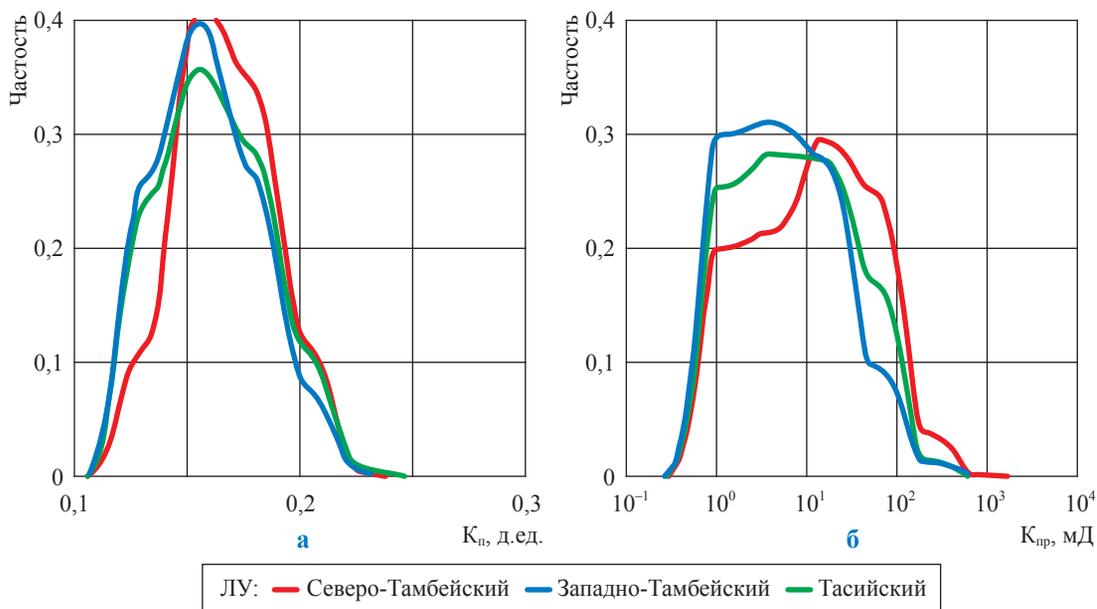
**Группа пластов  $ТП_{7}...ТП_{16}$ . Статистические характеристики ФЕС пород-коллекторов в пределах ЛУ Тамбейского НГКМ, определенные по керну**

ЛУ	$K_n$ , д.ед.				$K_{пр}$ , мД			
	минимум	максимум	среднее значение	число определений	минимум	максимум	среднее значение	число определений
Западно-Тамбейский	0,125	0,268	0,177	890	0,71	298,7	17,8	774
Северо-Тамбейский	0,125	0,251	0,179	496	0,71	381,8	30,1	396
Тасийский	0,125	0,281	0,180	1259	0,71	521,3	25,6	1154

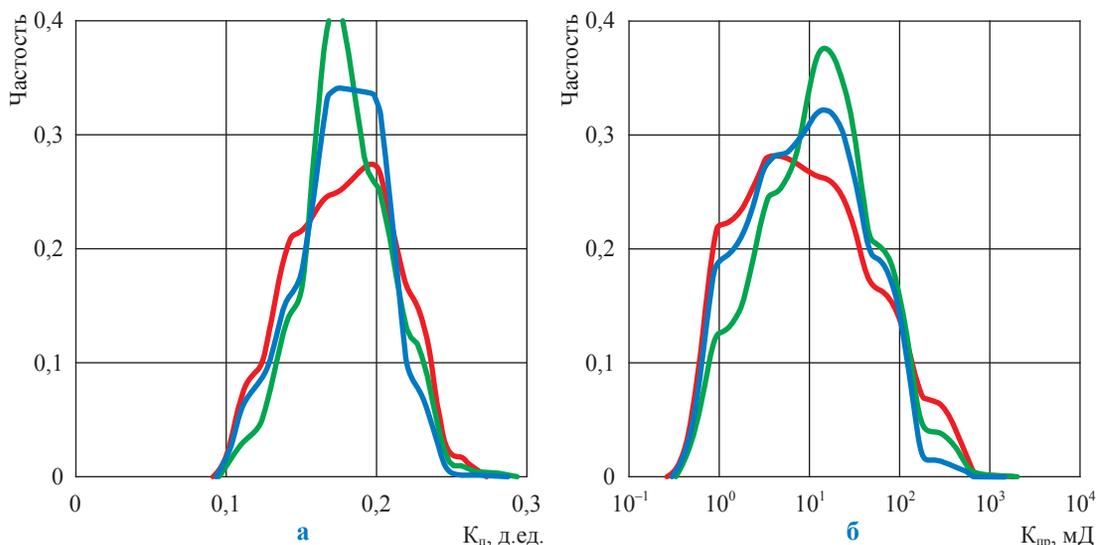
Таблица 3

**Группа пластов  $ТП_{1}...ТП_{6}$ . Статистические характеристики ФЕС пород-коллекторов в пределах ЛУ Тамбейского НГКМ, определенные по керну**

ЛУ	$K_n$ , д.ед.				$K_{пр}$ , мД			
	минимум	максимум	среднее значение	число определений	минимум	максимум	среднее значение	число определений
Западно-Тамбейский	0,125	0,274	0,199	392	0,71	847,2	48,8	321
Северо-Тамбейский	0,126	0,356	0,220	336	0,73	1191,3	182,7	217
Тасийский	0,125	0,317	0,207	760	0,77	5242,85	546,2	657



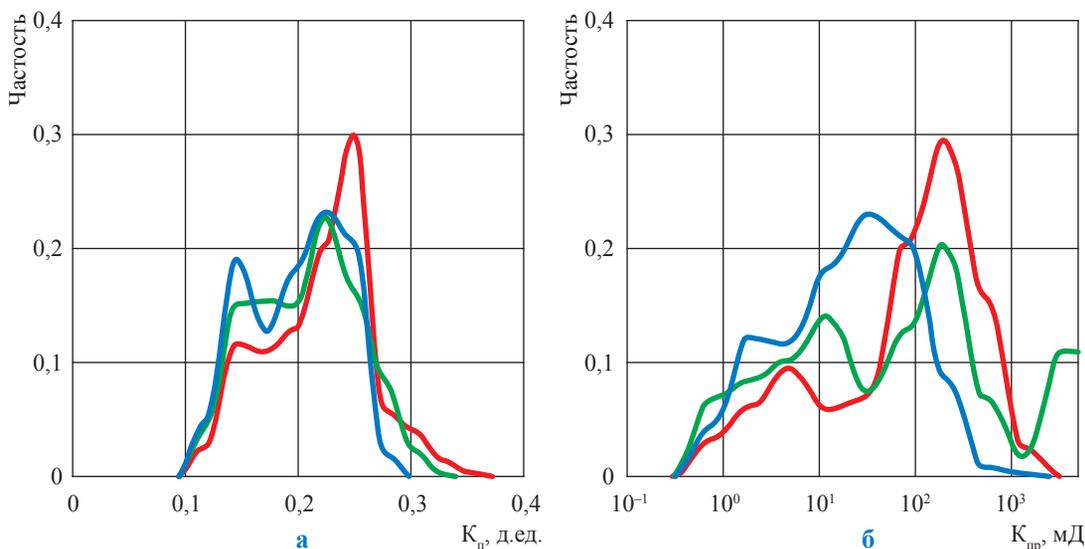
**Рис. 1. Таношчинская свита, группа пластов  $ТП_{17}...ТП_{23}$ .  
Дифференциальные распределения ФЕС пород-коллекторов  
в пределах Западно-Тамбейского, Северо-Тамбейского и Тасийского ЛУ:  
а – коэффициент пористости; б – коэффициент абсолютной проницаемости**



**Рис. 2. Таношчинская свита, группа пластов  $ТП_7...ТП_{16}$ .  
Дифференциальные распределения ФЕС пород-коллекторов  
в пределах Западно-Тамбейского, Северо-Тамбейского и Тасийского ЛУ:  
а – коэффициент пористости; б – коэффициент абсолютной проницаемости:  
здесь и далее на рис. 3 см. экспликацию к рис. 1**

на всех ЛУ месторождения, отличаясь незначительно. Анализ одномодального распределения  $K_{пр}$  пластов  $ТП_7...ТП_{16}$  показал, что моды этого параметра совпадают на Западно-Тамбейском и Тасийском ЛУ, достигая значения 14,6 мД, а на Северо-Тамбейском ЛУ мода смещена влево и соответствует 4 мД.

В пластах  $ТП_1...ТП_6$  для всех ЛУ Тамбейского НГКМ наблюдается двухмодальное распределение  $K_{п}$  с модальными значениями 0,146 и 0,225 для Западно-Тамбейского и Тасийского ЛУ, и модами 0,146 и 0,301 для Северо-Тамбейского ЛУ. Максимальные значения  $K_{п}$  также несколько изменяются: от 0,27



**Рис. 3. Танопчинская свита, группа пластов ТП<sub>1</sub>...ТП<sub>6</sub>.  
Дифференциальные распределения ФЕС пород-коллекторов  
в пределах Западно-Тамбейского, Северо-Тамбейского и Тасийского ЛУ:  
а – коэффициент пористости; б – коэффициент абсолютной проницаемости**

для Западно-Тамбейского ЛУ до 0,32...0,36 для Тасийского и Северо-Тамбейского ЛУ (см. табл. 3).

Распределения  $K_{пр}$  коллекторов группы пластов ТП<sub>1</sub>...ТП<sub>6</sub> также различаются на отдельных участках Тамбейского НГКМ как диапазонами изменения этого параметра, так и его модальными значениями (см. табл. 3, рис. 3). Так, Западно-Тамбейский ЛУ определяется двухмодальным распределением  $K_{пр}$  со значениями мод 1,8 и 31,6 мД. Северо-Тамбейский ЛУ также характеризуется выраженным двухмодальным распределением  $K_{пр}$  с модальными значениями 4,9 и 194,1 мД. В то же время на Тасийском ЛУ просматривается трехмодальное распределение  $K_{пр}$ : 11,9; 194,1 и 3075,4 мД.

Подобное распределение  $K_n$  и  $K_{пр}$  свидетельствует о литологической неоднородности пластов ТП<sub>1</sub>...ТП<sub>6</sub> и присутствии в их составе двух или трех типов коллекторов.

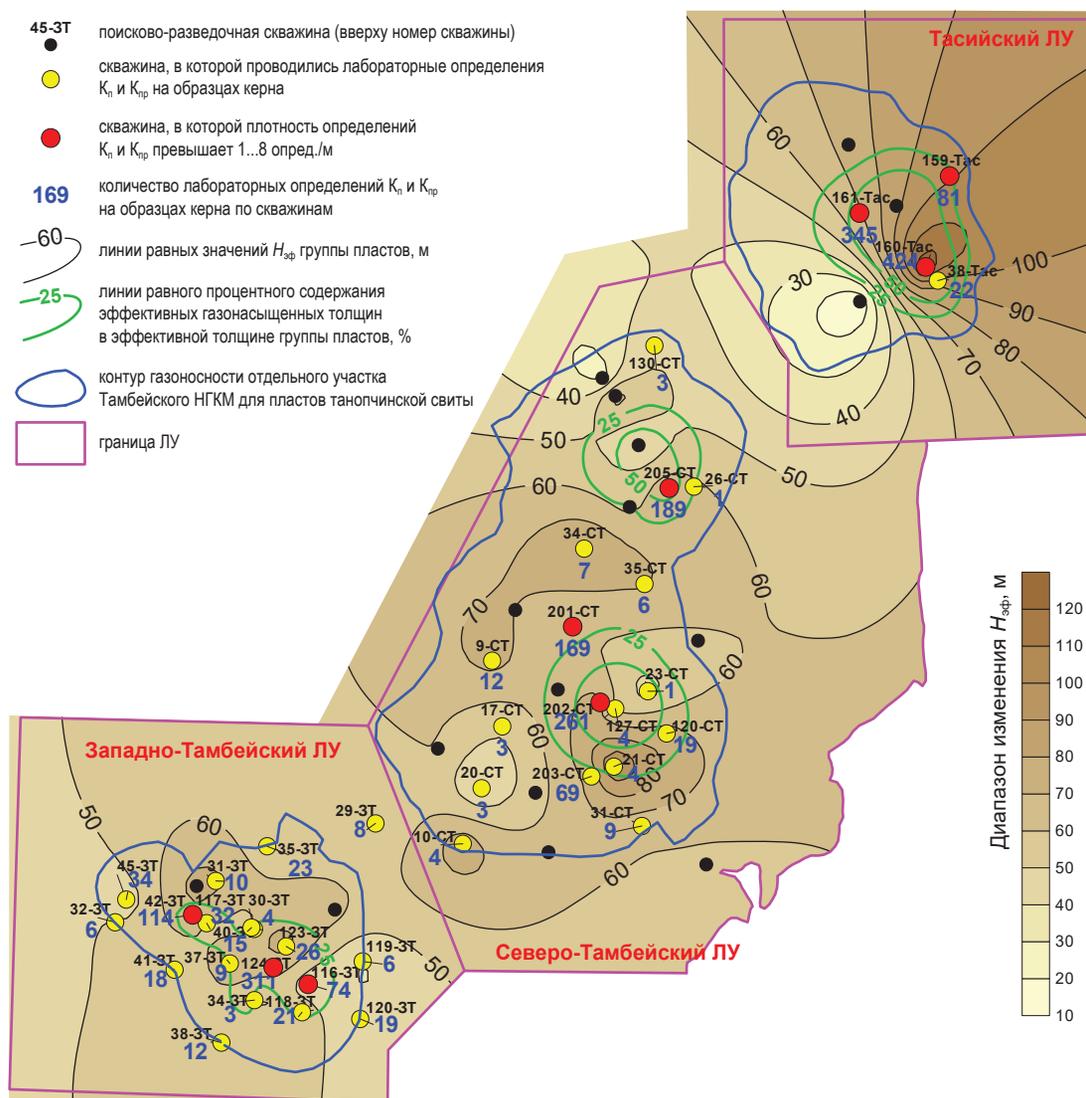
Характер распространения ФЕС пород-коллекторов по площади Тамбейского НГКМ определялся путем построения карт средних значений  $K_n$  и  $K_{пр}$  по керновым данным для групп пластов ТП<sub>1</sub>...ТП<sub>6</sub>, ТП<sub>7</sub>...ТП<sub>16</sub> и ТП<sub>17</sub>...ТП<sub>23</sub> в пределах Западно-Тамбейского, Северо-Тамбейского и Тасийского ЛУ. Значения  $K_n$  и  $K_{пр}$  осреднялись по количеству лабораторных определений этих параметров на керне в каждой скважине, из которой он был отобран.

Общим условием достаточности объемов отбора керна для проведения исследований

и площадного анализа ФЕС коллектора является равномерность освещения керновым материалом пласта (группы пластов) по площади и разрезу. Фактическая плотность образцов (и проведенных на них исследований) в интервале отбора в любом случае должна превышать 1...5 образцов на 1 м вынесенного керна эффективной толщины ( $H_{эф}$ ) [1]. С целью проверки этих условий для каждой группы пластов построены карты эффективных толщин, совмещенные с картами процентного содержания газонасыщенных толщин в их эффективной толщине (рис. 4, 5). На картах рядом с обозначением каждой скважины указано количество определений  $K_n$  и  $K_{пр}$  на образцах отобранного из нее керна для выделенных групп пластов.

### Группа пластов ТП<sub>17</sub>...ТП<sub>23</sub>

На карте эффективных толщин (см. рис. 4) видно, что количества определений на керне параметров  $K_n$  и  $K_{пр}$  в группе пластов ТП<sub>17</sub>...ТП<sub>23</sub> неравномерно распределены по площади Тамбейского месторождения. На Западно-Тамбейском ЛУ эти исследования выполнены в 19 скважинах (скв.). Количество определений  $K_n$  в большинстве скважин изменяется от 3 до 32, чего явно не достаточно для фильтрационно-емкостной характеристики коллекторской толщи пластов ТП<sub>17</sub>...ТП<sub>23</sub>. Плотность исследований значительно меньше одного определения  $K_n$  на метр эффективной толщины пласта (< 1 опред./м).



**Рис. 4. Тамбейское НГКМ. Карта эффективных толщин, совмещенная с картой процентного содержания в них газонасыщенных толщин пород-коллекторов в группе пластов ТП<sub>17</sub>...ТП<sub>23</sub>**

Однако в скв. 42-ЗТ, 116-ЗТ, 124-ЗТ количество определений  $K_n$  возрастает до 114, 74, 311 соответственно ( $> 1$  опред./м), что позволяет надежно определять средние значения  $K_n$  и  $K_{np}$ . Указанные скважины расположены в сводовой и присводовой частях Западно-Тамбейского куполовидного поднятия в области максимальных эффективных и эффективных газонасыщенных толщин пластов ТП<sub>17</sub>...ТП<sub>23</sub>, что позволяет наиболее полно охарактеризовать разрез этой группы пластов результатами исследований керна и получить достоверные средние значения  $K_n$  и  $K_{np}$ . Следует отметить, что в скв. 45-ЗТ, 117-ЗТ и 123-ЗТ коллекторы пластов ТП<sub>17</sub>...ТП<sub>23</sub> не вполне надежно освещены результатами определений  $K_n$  и  $K_{np}$ , однако продуктивная

часть охарактеризована исследованиями ФЕС достаточно полно (плотность исследований керна – 1...4 опред./м).

На *Северо-Тамбейском ЛУ* исследования ФЕС выполнены в 17 скважинах, в большинстве из которых проведены единичные определения (от 1 до 19)  $K_n$  и  $K_{np}$  пород-коллекторов группы пластов ТП<sub>17</sub>...ТП<sub>23</sub>, недостаточные для вычисления средних значений этих параметров. В то же время, в пределах этого участка пробурены разведочные скв. 201-СТ, 202-СТ и 205-СТ, относящиеся к новому фонду, в которых проведены соответственно 169, 261 и 189 определений  $K_n$  и  $K_{np}$  плотностью более 2...3 опред./м, что позволяет получить достоверные данные о средних значениях ФЕС этой группы пластов по керну.

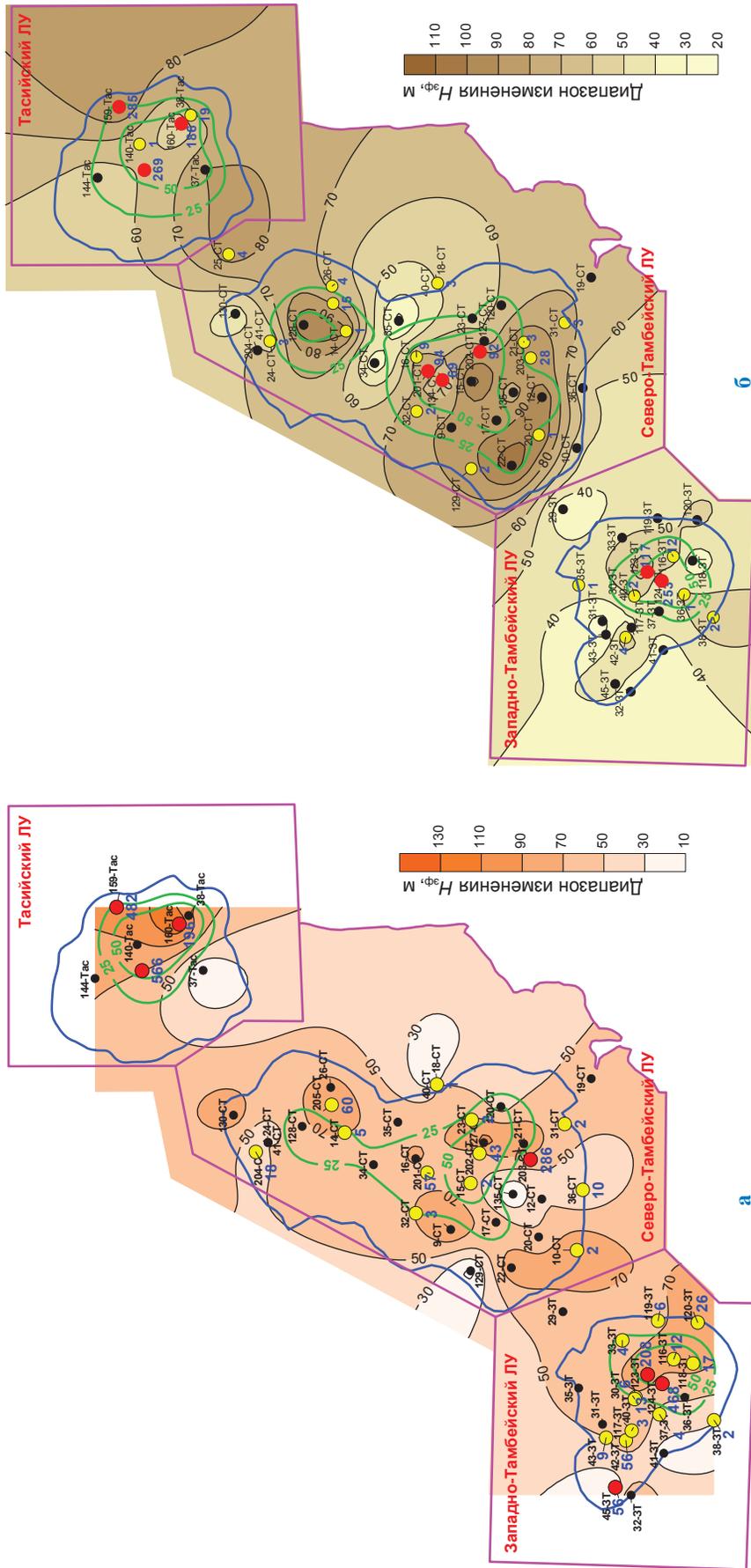


Рис. 5. Тамбовское НКМ. Карты эффективных толщин, совмещенные с картами процентного содержания в них газонасыщенных толщин пород-коллекторов в группах пластов  $T_1...T_{16}$ ,  $T_{1...T_{16c}}$  и  $T_1...T_{16c}$  (а) и  $T_1...T_{16}$  (б): условные обозначения см. на рис. 4

Две скважины (201-СТ, 202-СТ), где проведено максимальное количество исследований, пробурены в сводовой части южного осложнения Северо-Тамбейского куполовидного поднятия и одна скв. 205-СТ – в пределах его северного осложнения. Такое расположение скважин позволяет достаточно полно охарактеризовать разрез группы пластов ТП<sub>17...23</sub> и достоверно оценить средние значения  $K_n$  и  $K_{np}$ .

На *Тасийском ЛУ* из имеющихся в распоряжении авторов материалов по семи разведочным скважинам определения ФЕС коллекторов выполнены на керне в четырех скважинах (38-Тас, 159-Тас, 160-Тас, 161-Тас). В скв. 160-Тас и 161-Тас проведены соответственно 424 и 345 определений  $K_n$  и  $K_{np}$ , что соответствует плотности более 3 опред./м. Скважины расположены в восточной и центральной частях Тасийского поднятия в области повышенных значений эффективных толщин группы пластов ТП<sub>17...23</sub>, где содержание газонасыщенных толщин в эффективных превышает 50 %. Такое расположение скважин при значительной плотности лабораторных исследований керна позволяет получить достаточно полную фильтрационно-емкостную характеристику пластов ТП<sub>17...23</sub>.

### Группа пластов ТП<sub>7...16</sub>

На карте эффективных толщин пластов ТП<sub>7...16</sub> видно, что для всех трех ЛУ Тамбейского месторождения в большинстве скважин выполнены единичные определения  $K_n$  и  $K_{np}$ . На этом фоне выделяются скважины, где проводилось значительно больше исследований ФЕС. На *Западно-Тамбейском ЛУ* присутствуют скв. 123-ЗТ (208 опред.), 124-ЗТ (468 опред.) и 45-ЗТ (56 опред.), в которых плотность исследований  $K_n$  и  $K_{np}$  превышает 2...8 опред./м. Они расположены в своде Западно-Тамбейского поднятия в зоне максимальных значений эффективных и эффективных газонасыщенных толщин пластов ТП<sub>7...16</sub>. Исключение составляет скв. 45-ЗТ, пробуренная в пределах западного осложнения этого поднятия в зоне отсутствия газонефтенасыщенных коллекторов.

*Северо-Тамбейский ЛУ* освещен определениями ФЕС наиболее неравномерно. В его пределах присутствует только одна скв. 203-СТ, в которой выполнены 286 опред.  $K_n$  и  $K_{np}$  и плотность исследований составляет более

4 опред./м. Скважина пробурена на склоне южного купола Северо-Тамбейского поднятия в водонасыщенной зоне пластов. Во всех остальных скважинах плотность определения параметров  $K_n$  и  $K_{np}$  значительно меньше 1 опред./м.

На *Тасийском ЛУ* в группе пластов ТП<sub>7...16</sub> определения ФЕС выполнены на керне из четырех скважин. Из них в скв. 159-Тас, 160-Тас, 161-Тас сделаны соответственно 482, 196 и 566 исследований плотностью от 1,5 до 5 опред./м. Такой существенный объем позволяет достоверно вычислить в этих скважинах средние значения  $K_n$  и  $K_{np}$ .

### Группа пластов ТП<sub>1...6</sub>

На всех трех участках Тамбейского месторождения картина освещенности коллекторов этой группы пластов ТП<sub>1...6</sub> определениями ФЕС аналогична ситуации с нижележащей группой пластов ТП<sub>7...16</sub>. Так, на *Западно-Тамбейском ЛУ* основное число определений ФЕС выполнено в скв. 123-ЗТ и 124-ЗТ, расположенных в своде одноименного поднятия в области максимальных эффективных и эффективных газонасыщенных толщин коллекторов.

На *Тасийском ЛУ* наибольшее число определений выполнено в скв. 159-Тас, 160-Тас, 161-Тас, пробуренных в восточной части структурного поднятия. Плотность исследований в этих скважинах составляет более 3...4 опред./м.

*Северо-Тамбейский ЛУ* характеризуется неравномерностью исследований ФЕС по керну. Скв. 134-СТ, 201-СТ и 202-СТ, в разрезе которых наблюдается высокая плотность определений ФЕС, расположены в сводовой и присводовой частях южного купола Северо-Тамбейского поднятия в области максимальных эффективных и эффективных газонасыщенных толщин коллекторов.

В пределах северного купола поднятия, где эффективные толщины достигают 101 м, а эффективные газонасыщенные толщины превышают 60 м (скв. 128-СТ), стандартные исследования керна проводились в четырех скважинах (14-СТ, 26-СТ, 41-СТ, 205-СТ). При этом в каждой из них выполнены единичные исследования  $K_n$  и  $K_{np}$  плотностью значительно ниже 1 опред./м.

В ходе анализа установлены 13 скважин, где по результатам исследований керна





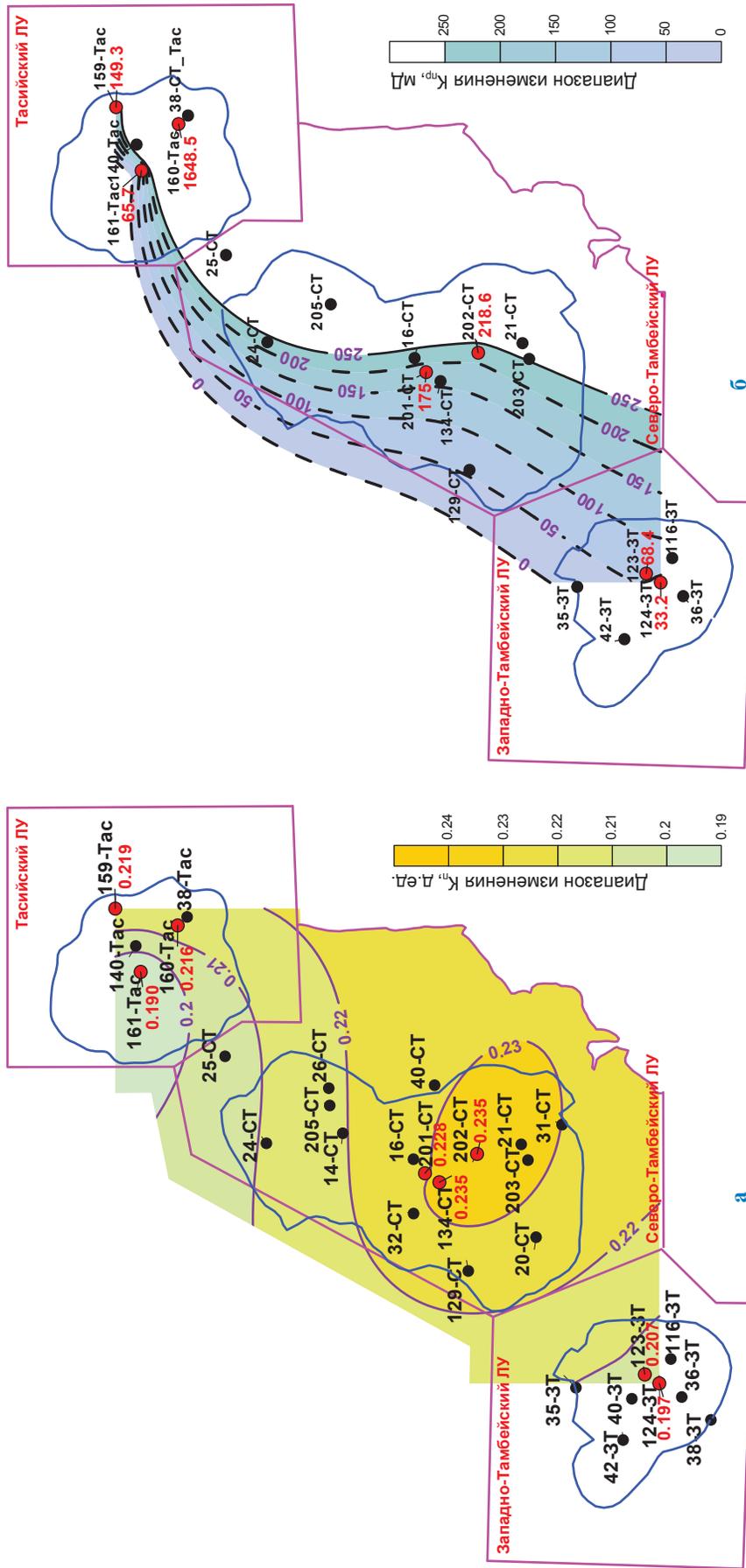


Рис. 8. Тамбейское НГКМ, группа пластов ТП...ТП<sub>6</sub>. Карты открытой пористости (а) и абсолютной проницаемости (б) пород-коллекторов по керну

наиболее надежно определены средние значения  $K_n$  и  $K_{np}$ . На основе полученных данных для каждой группы пластов построены карты трендов этих параметров по площади Тамбейского НГКМ (рис. 6–8).

На карте тренда средних значений  $K_n$  коллекторов группы пластов  $ТП_{17}...ТП_{23}$  по керну (см. рис. 6а) показано, что области максимальной величины  $K_n$ , достигающей 0,165...0,17 д.ед., наблюдаются на Северо-Тамбейском ЛУ в сводовой части южного купола одноименного поднятия, а также в центральной части Тасийского ЛУ (скв. 161). В направлениях на восток и юго-запад от области повышенных средних значений  $K_n$  значение этого параметра уменьшается, достигая 0,15 д.ед. в восточной части Тасийского поднятия и в пределах западного осложнения Западно-Тамбейского поднятия.

На карте тренда средних значений  $K_{np}$  коллекторов пластов  $ТП_{17}...ТП_{23}$  (см. рис. 6б) показано, что наибольшие значения этого параметра также прослеживаются в своде южного купола Северо-Тамбейского поднятия, где достигают 40 мД, и уменьшаются в северо-восточном направлении до 15 мД в районе его северного осложнения. В юго-западном направлении также происходит уменьшение  $K_{np}$  до значений 10...12 мД (скв. 116-ЗТ, 124-ЗТ) в сводовой части Западно-Тамбейского поднятия и до 4 мД в районе его западного осложнения (скв. 42-ЗТ). В своде Тасийского поднятия средний  $K_{np}$  возрастает до 22 мД, а затем постепенно уменьшается в восточном направлении до 8...2 мД (скв. 159-Тас, 160-Тас).

Карта тренда средней пористости группы пластов  $ТП_7...ТП_{16}$  (см. рис. 7а) характеризуется незначительной изменчивостью этого параметра. По всей площади месторождения значение  $K_n$  меняется в пределах от 0,17 до 0,19 д.е. Обращает на себя внимание слабая изученность петрофизическими анализами проницаемых образцов керна Северо-Тамбейского ЛУ. Керна, плотность исследований которого превышает 3 опред./м, представлен только в скв. 203-СТ, пробуренной в пониженной водонасыщенной зоне пластов  $ТП_7...ТП_{16}$ .

На карте тренда средних значений  $K_{np}$  коллекторов группы пластов  $ТП_7...ТП_{16}$  (см. рис. 7б) видно, что этот параметр на большей части площади Тамбейского НГКМ

выдержан по значению, которое попадает в диапазон 17...28 мД. При этом прослеживается тенденция слабого уменьшения  $K_{np}$  в юго-западном направлении: от 27...28 мД в центральной части Тасийского ЛУ до 24 мД в районе южного купола Северо-Тамбейского поднятия и далее от 17...24 мД в пределах свода Западно-Тамбейского поднятия до 7 мД в области его западного осложнения (скв. 45-ЗТ).

Для коллекторов группы пластов  $ТП_1...ТП_6$  также построена карта тренда средних значений  $K_n$  по скважинам, где плотность лабораторных исследований ФЕС на образцах больше 2 опред./м (см. рис. 8а). Выполненные построения показали, что наибольшие средние значения  $K_n$  коллекторов приурочены к своду Северо-Тамбейского поднятия (скв. 134-СТ, 201-СТ, 202-СТ), где достигают 0,235 д.ед. В направлениях на юго-запад и северо-восток от области максимальных значений средняя пористость коллекторов закономерно уменьшается, достигая 0,21 д.ед. в своде Западно-Тамбейского поднятия и 0,19 д.ед. в центральной части Тасийской структуры.

Карта тренда средних значений  $K_{np}$  коллекторов группы пластов  $ТП_1...ТП_6$  (см. рис. 8б) характеризуется наибольшей изменчивостью этого параметра по площади Тамбейского НГКМ. На карте четко прослеживается тенденция уменьшения средних значений проницаемости с северо-востока на юго-запад от аномально высокого значения 1649 мД (скв. 160) на восточном склоне Тасийского поднятия до 33...68 мД в сводовой части Западно-Тамбейского поднятия.

На последнем этапе анализа авторами обобщены данные о фильтрационно-емкостных и петрофизических параметрах коллекторов таноупчинской свиты Тамбейского НГКМ. С учетом всех имеющихся новых данных по лабораторным определениям физических свойств на образцах керна Тамбейского, Малыгинского и Южно-Тамбейского месторождений построены следующие зависимости:  $K_{np}$  от  $K_n$ ,  $K_n$  от объемной плотности,  $K_n$  от интервального времени, акустического импеданса от  $K_n$ , параметра пористости от  $K_n$ . Названные зависимости позволяют перейти от лабораторных определений  $K_n$  и  $K_{np}$  на образцах керна к их попластовым определениям по результатам интерпретации данных геофизических исследований скважин. На рис. 9 и 10 приведена

зависимость  $K_{пр}$  от  $K_n$  для пластов ТП<sub>1</sub>...ТП<sub>26</sub> танопчинской свиты, которая имеет вид:

$$K_{пр} = 0,0015 \exp(49,06 K_n),$$

$$KTC = 0, \text{ Пог} = 1,7, N = 10638, \quad (1)$$

где КТС – коэффициент тесноты связи; Пог – погрешность измерений;  $N$  – количество парных значений  $K_n$  и  $K_{пр}$ , определенных на образцах керна.

При анализе данных зависимости (1) для пластов ТП<sub>1</sub>...ТП<sub>26</sub> выделяется ряд образцов, имеющих повышенную проницаемость при низкой пористости и не соответствующих общей зависимости (см. рис. 9а), что, вероятно, определяет наличие трещиноватых разностей. Раздельный анализ по группам пластов танопчинской свиты показал, что они соответствуют обобщенной зависимости (1) (см. рис. 10а,б,в).

\*\*\*

Таким образом, по результатам проведенного анализа можно сделать следующие далее выводы.

1. Группы пластов ТП<sub>17</sub>...ТП<sub>23</sub> и ТП<sub>7</sub>...ТП<sub>16</sub> характеризуются одномодальными распределениями  $K_n$  и  $K_{пр}$ , статистические характеристики которых на различных ЛУ Тамбейского месторождения (Западно-Тамбейском, Северо-Тамбейском, Тасийском) близки между собой. Это относится как к диапазонам изменения этих параметров, так и к их средним и модальным

значениям, что говорит о литологической однородности коллекторов, слагающих пласты.

2. Группа пластов ТП<sub>1</sub>...ТП<sub>6</sub> характеризуется двухмодальными распределениями  $K_n$  и  $K_{пр}$  с различными модальными значениями на отдельных участках месторождения. В то же время, на Тасийском ЛУ просматривается трехмодальное распределение  $K_{пр}$ , одна из мод которого имеет аномально высокое значение. Это обстоятельство свидетельствует о литологической неоднородности пластов ТП<sub>1</sub>...ТП<sub>6</sub> и присутствии в их составе двух или трех типов коллекторов.

3. В большинстве скважин Тамбейского месторождения наблюдается низкая плотность определений  $K_n$  и  $K_{пр}$  на образцах керна, отобранного из проницаемых пластов танопчинской свиты, что приводит к погрешностям при нахождении средних значений этих параметров в каждой скважине.

4. Наиболее неравномерно определения  $K_n$  и  $K_{пр}$  на образцах керна освещен Северо-Тамбейский ЛУ Тамбейского НГКМ. В северной его части отсутствуют скважины с высокой плотностью исследований керна, что может привести к погрешностям при типизации коллекторов в группах пластов танопчинской свиты.

5. Карты распространения ФЭС проницаемых групп пластов ТП<sub>17</sub>...ТП<sub>23</sub>, ТП<sub>7</sub>...ТП<sub>16</sub>, ТП<sub>1</sub>...ТП<sub>6</sub> по площади Тамбейского НГКМ, построенные по скважинам, где наиболее надежно определены средние значения

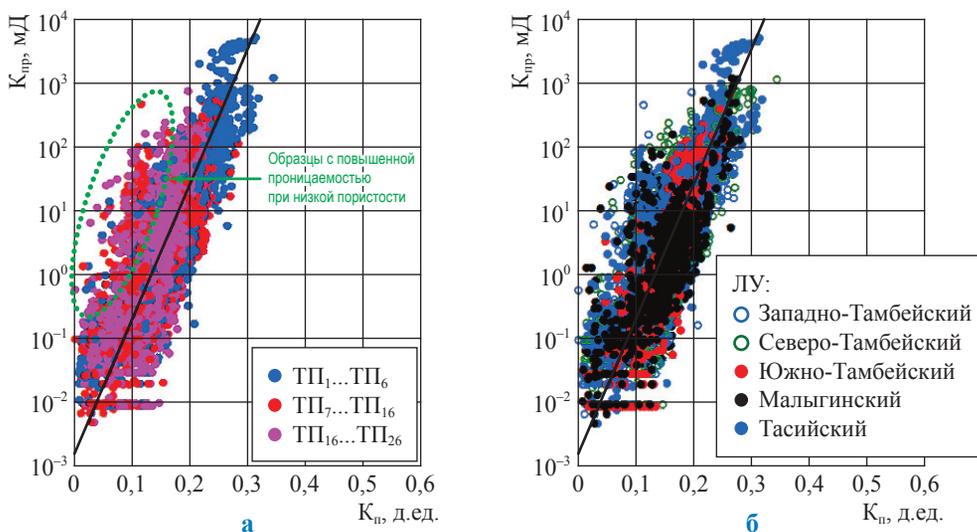
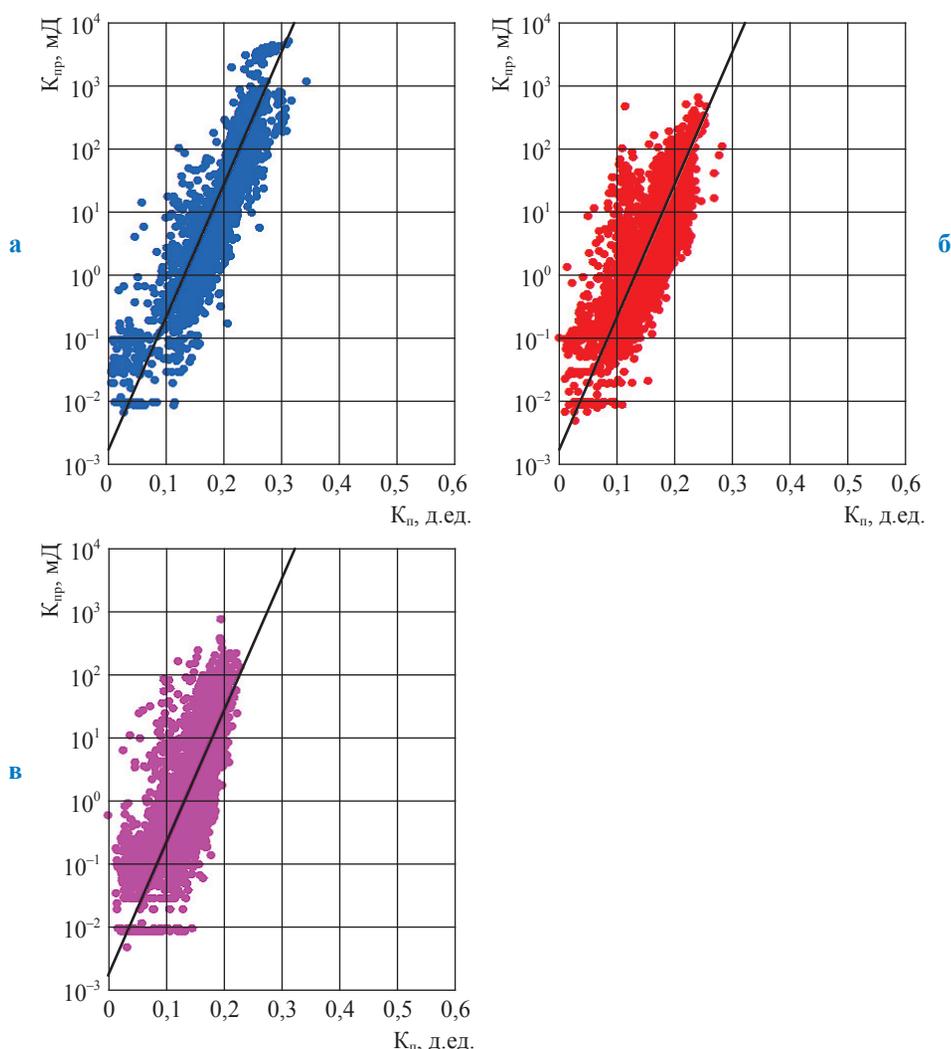


Рис. 9. Обобщенная зависимость (1) для пластов ТП<sub>1</sub>...ТП<sub>26</sub> танопчинской свиты Западно-Тамбейского, Северо-Тамбейского, Малыгинского, Тасийского и Южно-Тамбейского ЛУ: а – по пластам; б – по месторождениям



**Рис. 10. Зависимость (1) для пластов ТП<sub>1</sub>...ТП<sub>6</sub> (а), ТП<sub>7</sub>...ТП<sub>16</sub> (б), ТП<sub>17</sub>...ТП<sub>26</sub> (в) таночинской свиты Западно-Тамбейского, Северо-Тамбейского, Малыгинского, Тасийского и Южно-Тамбейского ЛУ**

$K_n$  и  $K_{пр}$  (плотность исследований превышает 1...8 опред./м), позволили установить следующие закономерности:

- для группы пластов ТП<sub>17</sub>...ТП<sub>23</sub> область высоких значений  $K_n$  и  $K_{пр}$  наблюдается на Северо-Тамбейском ЛУ в сводовой части южного купола одноименного поднятия, где они достигают соответственно 0,165...0,17 д.ед. и 40 мД. В юго-западном и северо-восточном направлениях значения этих параметров уменьшаются;

- коллекторы группы пластов ТП<sub>7</sub>...ТП<sub>16</sub> характеризуются незначительной изменчивостью  $K_n$  и  $K_{пр}$ . По всей площади месторождения их значения меняются в пределах от 0,17 до 0,19 д.ед. и от 17 до 28 мД соответственно;

- для коллекторов группы пластов ТП<sub>1</sub>...ТП<sub>6</sub> наибольшие средние значения  $K_n$

приурочены к своду Северо-Тамбейского поднятия и достигают 0,235 д.ед. К юго-западу и северо-востоку от области максимальных значений средняя пористость коллекторов закономерно уменьшается;

- наибольшей изменчивостью по площади Тамбейского НГКМ характеризуются средние значения  $K_{пр}$  коллекторов группы пластов ТП<sub>1</sub>...ТП<sub>6</sub>. На карте четко прослеживается тенденция уменьшения средних значений этого параметра с северо-востока на юго-запад от аномально высокого значения 1649 мД (скв. 160) на восточном склоне Тасийского поднятия до 33...68 мД в сводовой части Западно-Тамбейского поднятия.

6. Обобщенные зависимости ФЕС от физических параметров коллекторов, установленные на керне для групп пластов таночинской

свиты Тамбейского, Южно-Тамбейского и Малыгинского месторождений, близки к зависимостям, разработанным ООО «Газпром геологоразведка» (2017 г.), несмотря на значительное увеличение исследований на керне (скв. 161-Тас, 51-Малыгинская), выполненных к настоящему времени, что свидетельствует об устойчивости установленных связей.

## Список литературы

1. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – М.: ВНИГНИ; Тверь: Тверьгеофизика, 2003.

## Statistical and areal analysis of core data on porosity and permeability of Tanopchin series reservoirs at Tambey oil-gas-condensate field

Ye.Ye. Polyakov<sup>1</sup>, I.V. Churikova<sup>1</sup>, A.V. Chichmareva<sup>1\*</sup>, N.A. Makhonina<sup>1</sup>, T.N. Malyutina<sup>1</sup>, Ye.A. Oglova<sup>2</sup>

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

<sup>2</sup> Kolskaya GMK JSC, Nikelevoye shosse, Monchegorsk, Murmansk region, 184507, Russian Federation

\* E-mail: A\_Chichmareva@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** The paper examines core tests on porosity and permeability of Tanopchin reservoir rocks at Tambey oil-gas-condensate field, which became a source of most core samples. To analyze filtration behavior of the named rocks, a column of Tanopchin series was distinguished into groups of layers  $\Pi\Pi_{17}\dots\Pi\Pi_{23}$ ,  $\Pi\Pi_7\dots\Pi\Pi_{16}$  and  $\Pi\Pi_1\dots\Pi\Pi_6$  (in Cyrillic lettering), which differ by structure and conditions of origination. Authors compared the statistical characteristics of rock porosity ( $K_p$ ) and absolute permeability ( $K_{pr}$ ) factors for each group of layers at Western-Tambey, Northern-Tambey and Tasiyskiy licensed sites in the forms of tables and differential distributions.

Even areal or vertical coverage of a layer or a group of layers with core material is a general criterion of fair core taking being enough for areal analysis of reservoir filtration properties. To calculate average  $K_p$  and  $K_{pr}$  values, the factual density of core tests within an interval of layers bedding must exceed 1...5 measurement per 1 m of the net thickness. After the fulfilled studies, authors selected few wells where the core tests gave the most valid data on average  $K_p$  and  $K_{pr}$  values. The maps of the  $K_p$  and  $K_{pr}$  trends drawn for  $\Pi\Pi_{17}\dots\Pi\Pi_{23}$ ,  $\Pi\Pi_7\dots\Pi\Pi_{16}$  and  $\Pi\Pi_1\dots\Pi\Pi_6$  groups of layers according to the acquired data enabled authors to determine the main laws of  $K_p$  and  $K_{pr}$  distribution in area of Tambey oil-gas-condensate field.

This article presents a  $K_{pr} = f(K_p)$  dependency based on the state-of-art core data about Tambey, Malyginskoye, South-Tambey fields, and its conformity to a dependency previously (2017) plotted by the Gazprom Geologorazvedka LLC testifies to the consistence of the found relationship.

**Keywords:** Tanopchin series, core, reservoir, groups of layers, porosity factor, permeability factor, differential distribution.

## References

1. PETERSILYE, V.I., V.I. POROSKUN, G.G. YATSENKO (eds.). *Methodical recommendations for volumetric calculation of geological oil and gas reserves* [Metodicheskiye rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefii i gaza obyemnym metodom]. Moscow: All-Russian Research Geological Oil Institute & Tver, Russia: Tvergeofizika, 2003. (Russ.).

УДК 553.98:551.243:550.832

## Оценка проводимости разломов по данным межскважинного гидропрослушивания на Чайядинском нефтегазоконденсатном месторождении

Е.А. Пылев<sup>1\*</sup>, Ю.М. Чуриков<sup>1</sup>, Е.Е. Поляков<sup>1</sup>, И.В. Чурикова<sup>1</sup>, А.А. Чудина<sup>1</sup>,  
Е.В. Семенова<sup>1</sup>, В.М. Пищухин<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1

\* E-mail: E\_Pylev@vniigaz.gazprom.ru

### Ключевые слова:

природный газ, Восточная Сибирь, Чайядинское нефтегазоконденсатное месторождение, вендские отложения, тектонические нарушения, межскважинное прослушивание.

**Тезисы.** Чайядинское нефтегазоконденсатное месторождение (ЧНГКМ) в Непско-Ботуобинской антеклизе является уникальным по запасам углеводородов (УВ) и характеризуется сложным тектоническим и литологическим строением. При подсчете запасов УВ ЧНГКМ была обоснована блоковая геологическая модель на основании данных сейсморазведки 3D с подтверждением изолированности блоков при наличии значимой разницы в отметках межфлюидных контактов. Важным фактором обеспечения максимального соответствия разработанных моделей реальному строению залежей в целях оптимальной разработки вендских залежей ЧНГКМ является определение проводимости тектонических нарушений. Установлено, что метод межскважинного гидропрослушивания (МГП), при котором исследования проводятся в двух или нескольких скважинах, одна из которых является возбуждающей, а остальные – реагирующими, позволяет определить наличие и проводимость разломов на расстояниях до 3,5...4 км между скважинами. Рассмотрены результаты практического применения МГП при определении проводимости разломов на ЧНГКМ.

Впервые установлена эффективность МГП на газоконденсатных месторождениях при больших расстояниях между скважинами, определены направления повышения качества результатов с точки зрения их однозначности.

Чаядинское нефтегазоконденсатное месторождение (ЧНГКМ) является одним из уникальных по запасам углеводородов (УВ) – около 1,3 трлн м<sup>3</sup> газа – в Непско-Ботуобинской антеклизе и характеризуется значительной литологической и тектонической неоднородностью. Залежи УВ приурочены к терригенным отложениям венда ботуобинского, хамакинского и талахского продуктивных горизонтов [1].

В пределах месторождения выделяются пять крупных тектонических блоков: Северный, Южный I, Южный II, Саманчакитский и Восточно-Талаканский. Внутри этих блоков выделены тектонические нарушения (не всегда имеющие сквозной характер по разрезу), которые, в свою очередь, разделяют их на более мелкие блоки [2].

В результате структурных построений на месторождении в пределах ботуобинского, хамакинского и талахского продуктивных горизонтов выявлена 41 залежь. Залежи относятся к ловушкам неантиклинального типа, осложненным тектоническими и литологическими экранами. При подсчете запасов УВ ЧНГКМ обоснована блоковая геологическая модель на основании разломной тектоники по данным сейсморазведки 3D с подтверждением изолированности блоков при наличии значимой разницы в отметках межфлюидных контактов, а именно газоводяного, газонефтяного, водонефтяного. На рис. 1 представлены схемы блокового строения ботуобинского и талахского горизонтов ЧНГКМ. Структурная основа двух тектонических моделей имеет общие черты и геометризацию, различия присутствуют в детальном масштабе. Залежи разделены на блоки, границы которых уточнены с учетом результатов эксплуатационного и разведочного бурения.

Предложенный авторами прогноз гидродинамических барьеров по методике газогидродинамических исследований пробуренных скважин является менее затратной технологией, чем текущий способ уточнения геологической модели в результате эксплуатационной разведки.

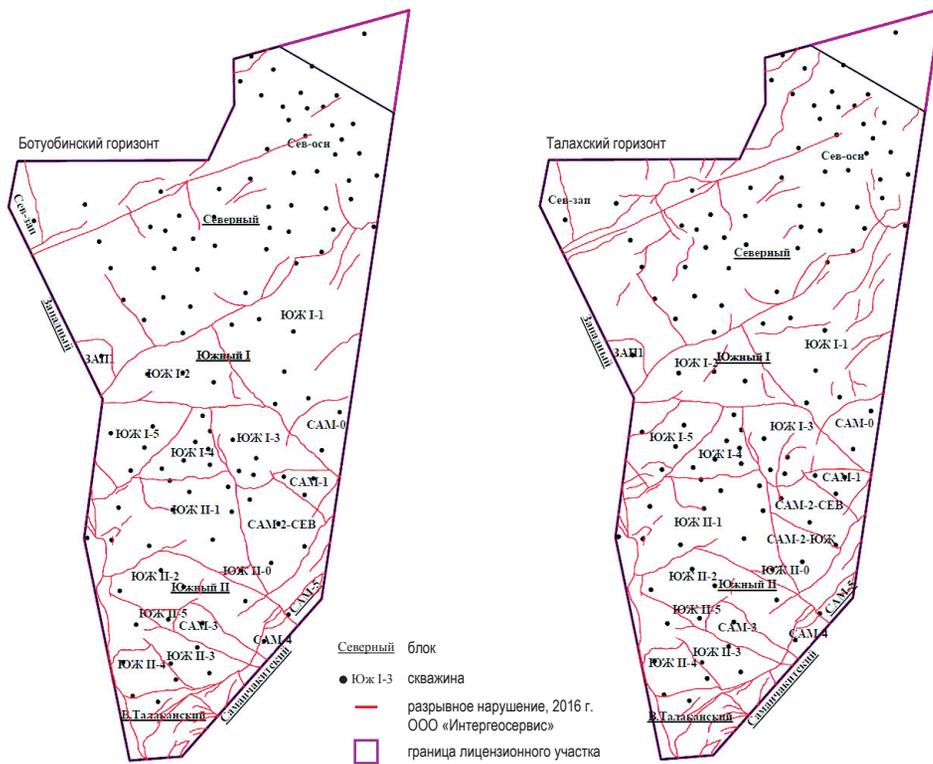


Рис. 1. Схема блокового строения ЧНГКМ

Технология выявления тектонических гидродинамических барьеров состоит из следующих этапов:

- выявления новых или неучтенных тектонических нарушений по результатам переобработки данных 3D-сейсморазведки.
- выявления предполагаемых непроводящих разломов (находящихся не далее 350 м от скважины) по результатам анализа газодинамических исследований (ГДИ) с учетом данных промыслово-геофизических исследований.
- межскважинного гидродинамического прослушивания в предполагаемых выявленных блоках на предмет оценки проводимости или непроводимости зон тектонических нарушений на расстояниях не более 3500 м между реагирующей и возмущающей скважинами.

**Анализ результатов ГДИ.** При испытании продуктивных пластов в разведочных и эксплуатационных скважинах при фиксации тектонического экранирования наблюдается наличие экстремумов на диагностических графиках при обработке кривых восстановления или стабилизации давления. Теоретическая проработка чувствительности методов КСД – КВД<sup>1</sup> [3] показала, что максимальное расстояние

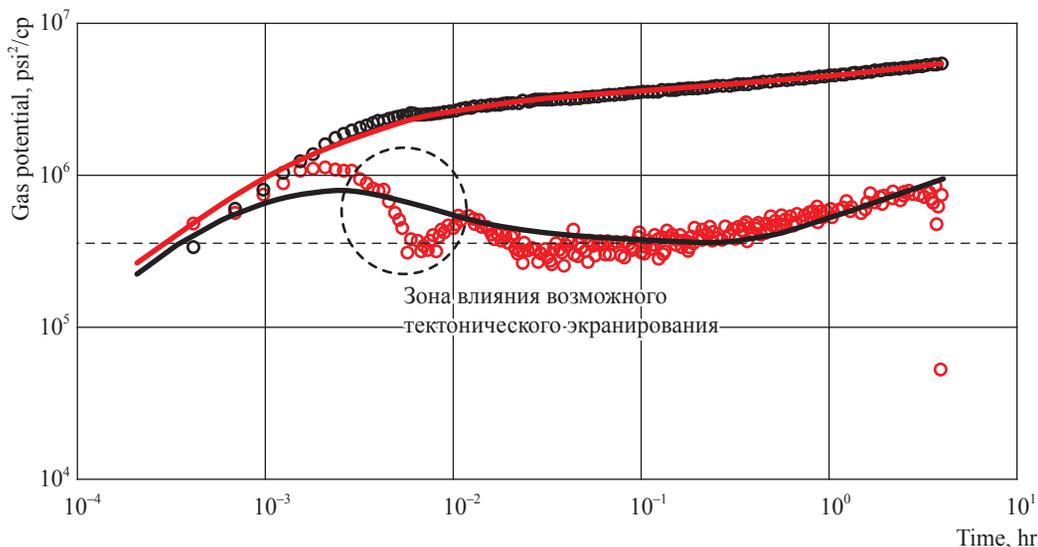
от ствола скважины до разрывного нарушения для его фиксации в условиях ЧНГКМ в коллекторах с лучшими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) не может превышать 300...350 м.

Определен перечень скважин, траектория ствола которых расположена не далее 1000 м от линий подтвержденных тектонических нарушений. По ботубинскому горизонту факт выявления тектонического экранирования по данным ГДИ отмечен в скважине (далее – скв.) 1003 на расстоянии 76 м. По хамакинскому горизонту наличие тектонического экранирования уверенно установлено в двух скважинах (2019 куста 38 и 2055 куста 76), по талахскому горизонту – в скв. 3042 куста 57.

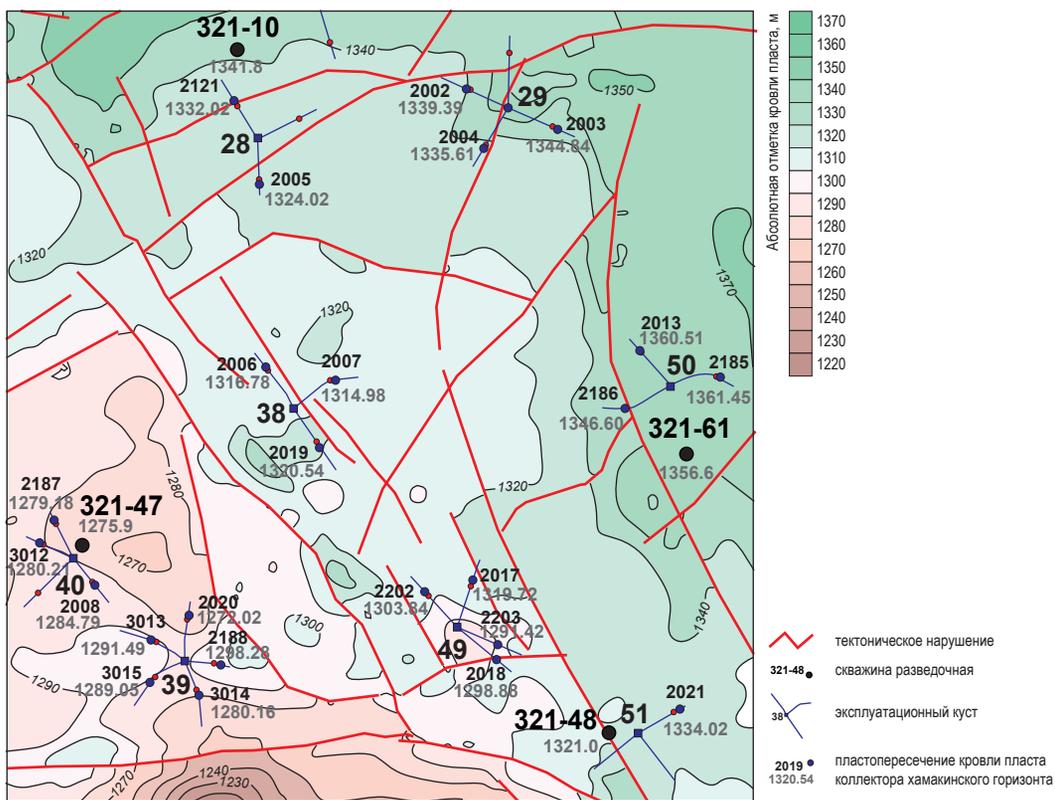
Пример диагностического графика КВД с признаками тектонического экранирования по скв. 2019 приведен на рис. 2, фрагмент структурной карты – на рис. 3.

В результате расчетов и анализа фактических данных односкважинных ГДИ, включая интерпретацию КВД, в газовых скважинах установлено ограничение применимости метода для исследования проводимости разломов ввиду недостаточного радиуса исследования: не более 350 м. В соответствии с этим авторами рекомендовано исследовать проводимость разломов методом межскважинного

<sup>1</sup> КВД, КСД – кривые восстановления и стабилизации давления соответственно.



**Рис. 2. Диагностический график КВД-2 по скв. 2019 с признаками тектонического экранирования**  
(на осях координат использованы обозначения, принятые в программе Каппа-Сапфир)



**Рис. 3. Фрагмент структурной карты в месте бурения скв. 2019 куста 38**

гидропрослушивания, который заключается в резком изменении режима работы в одной скважине (возбуждающей) и наблюдении за давлением в одной или нескольких реагирующих скважинах во времени.

**Межскважинное гидродинамическое прослушивание (МГП)** успешно применяется

на нефтяных промыслах. Этому способствуют более густая сеть расположения добывающих, нагнетательных и наблюдательных скважин на нефтяных месторождениях, возможность создания возмущения как путем понижения давления на забое, так и путем увеличения давления за счет закачки флюида в пласт, а также

гораздо менее сжимаемые флюиды, которыми являются нефть и вода по сравнению с газом. Слабое влияние оказывают изменения забойных и устьевых температур (по сравнению с газовыми скважинами), отсутствуют эффекты гидратообразования, меньше нестабильность работы возбуждающих скважин. В газодобывающей отрасли есть немногочисленные примеры использования этого метода при расстояниях между скважинами до 800 м.

В связи с этим исследована расчетная зависимость изменения давления в реагирующей скважине во времени от расстояния между скважинами, проницаемости пласта и его эффективной толщины путем математических расчетов по уравнению упругого режима. Установлено, что основным определяющим фактором является расстояние между скважинами.

По выбранным для исследований скважинам выполнено численное моделирование изменения давления в реагирующих скважинах в программном комплексе Eclipse на базе трехмерной геологической модели. Моделирование позволило отсеять скважины, прослушивание которых не приведет к получению результата.

**Зависимость изменения давления в реагирующей скважине от расстояния до возбуждающей скважины.** При численном моделировании зависимости снижения давления в реагирующей скважине от расстояния были приняты постоянными следующие параметры:

- депрессия пластового давления в возбуждающей скважине 6 бар;
- проницаемость пласта 45 мД;
- толщина продуктивного пласта 40 м.

Численное моделирование осуществлено путем расчета по основному уравнению упругого режима с помощью комплекса прикладных математических программ SciLab. Из расчетов следует, что при расстояниях между скважинами порядка 3,5...4 км реакция в виде снижения давления в реагирующей скважине наступает на пятнадцатые-двадцатые сутки после начала прослушивания и находится на пределе чувствительности глубинного прибора. Учитывая расположение кустов эксплуатационных скважин на ЧНГКМ по проекту разработки относительно разломов (как правило, не менее 1 км), оптимальным следует считать расстояние между скважинами в пределах 1...2,5 км, при котором изменение давления в реагирующей скважине через 3...7 сут после начала наблюдений в 3...10 раз превышает пороговое значение

чувствительности манометра, стабилизируясь через 15...20 сут.

**Зависимость изменения давления в реагирующей скважине от проницаемости пласта.** Этот параметр также определяет степень изменения давления в реагирующей скважине во времени. Для расчетов в качестве констант были приняты расстояние между скважинами 1000 м, толщина пласта 40 м. Возбуждающая скважина работает с постоянным дебитом 250 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Проницаемость исследовалась в диапазоне от 5 до 125 мД, характерном для коллекторов вендских отложений ЧНГКМ. Установлено, что с увеличением проницаемости пласта величина падения давления в реагирующей скважине уменьшается. При этом при любой проницаемости пласта предел чувствительности глубинных манометров обеспечивает фиксацию изменения давления в реагирующей скважине уже на 3-и сутки наблюдений (на выбранном расстоянии). В диапазоне времен наблюдений от 10 до 20 сут отмечается дифференциация пластов на низкопроницаемые (до 25 мД) и проницаемые (более 45 мД), причем при проницаемости более 50 мД зависимости давления от времени для больших значений проницаемостей все менее дифференцированы. Это создает благоприятные предпосылки для определения наличия разлома между скважинами.

**Зависимость изменения давления в реагирующей скважине от толщины пласта.** Для расчетов зависимости изменения давления в реагирующей скважине во времени от толщины изучаемого пласта постоянными принимались расстояние между скважинами 1000 м, проницаемость пласта 40 мД, дебит скважины 250 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Анализ зависимостей показывает, что с увеличением толщины пласта величина падения давления в реагирующей скважине уменьшается, как и в случае с проницаемостью. Здесь это также объясняется возможностью поддержания необходимого постоянства дебита возбуждающей скважины при меньшей депрессии.

**Численное моделирование МГП** путем инженерных расчетов и моделирования в программных комплексах не дает однозначных результатов по прогнозу времени реагирования при расстояниях между скважинами более 3,5 км. При различных соотношениях пористости и проницаемости прогнозируемое время реагирования при отсутствии

разлома между скважинами составляло от 40 до 90 сут.

Прогнозные уровни перепада давления для скважин, располагавшихся на расстояниях, близких к критическому, находились на грани возможностей современных глубинных манометров (глубинные манометры АЦМ-7-30 100/150 и САФ КАМА-2 с пределами чувствительности 0,001 и 0,002 кгс/см<sup>2</sup> соответственно).

**Технология МГП на стадии эксплуатационного разбуривания ЧНГKM** предполагает одновременное проведение работ в нескольких скважинах при следующей последовательности изменений режима работы возбуждающей скважины (остановка, пуск, изменение дебита):

- 1) освоение скважины;
- 2) проведение ГДИ, ПГИ, интерпретация результатов, установка значений реальных дебитов<sup>2</sup>;
- 3) расчет минимального времени реагирования для каждой из намеченных скважин исходя из максимально возможного стабильного дебита возбуждающей скважины;
- 4) спуск глубинного манометра в реагирующие скважины и регистрация забойного давления (за 7...10 сут);
- 5) пуск возбуждающей скважины в работу на расчетном режиме. Работа продолжается в течение расчетного времени реагирования;
- 6) измерение давления в реагирующих скважинах продолжается в 2 раза дольше расчетного времени реагирования. Идеально, если на кривой реагирования присутствуют точки перегиба, соответствующие реакции как на работу возбуждающей скважины, так и на ее остановку. Это однозначно свидетельствует о проводимости изучаемого разлома. Отсутствие изменения давления в стволе реагирующей скважины в течение двукратного расчетного времени реагирования с большой степенью вероятности свидетельствует о непроводимости разлома. Для реагирующих скважин, удаленных более чем на 3,5 км от возбуждающей, время ожидания реакции может быть увеличено на 30...50 % по сравнению с двукратным расчетным временем реагирования;
- 7) по окончании работы возбуждающей скважины производится остановка скважины

для регистрации КВД, замер забойного давления в реагирующих скважинах продолжается в течение двукратного минимального времени реагирования;

8) выполняется интерпретация кривых реагирования путем анализа формы кривых и сравнения с результатами моделирования, рассчитываются фильтрационные характеристики, обосновываются выводы о проводимости разломов, обрабатывается КВД возбуждающей скважины.

### **Фактические результаты МГП на ЧНГKM**

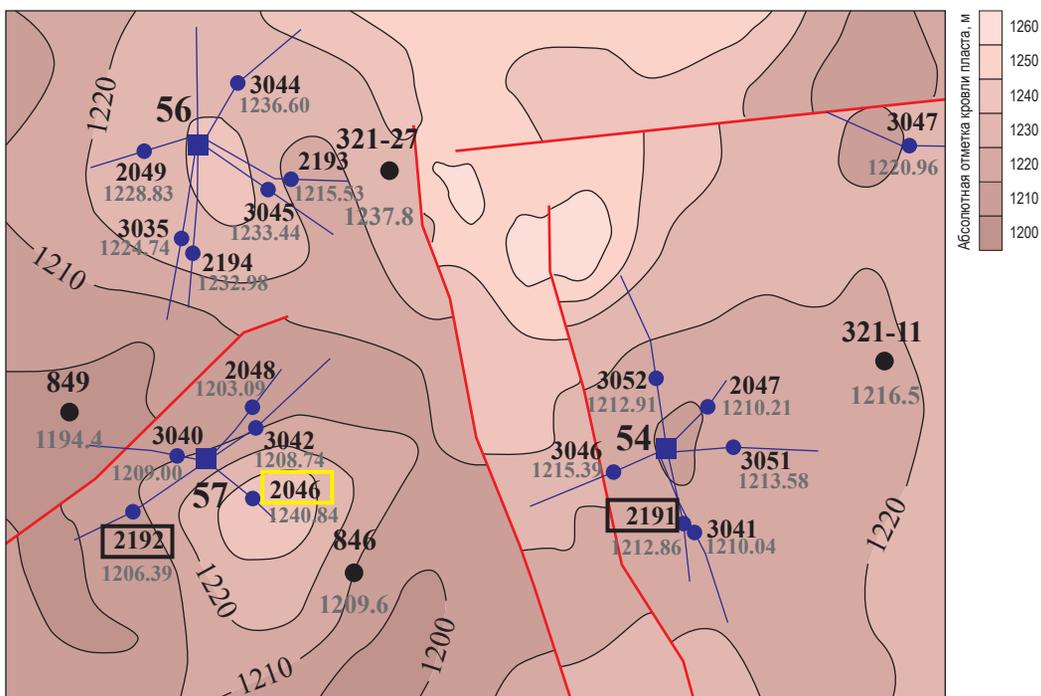
**Хамакинский горизонт.** Реагирующая скв. 2192 куста 57 находится в том же тектоническом блоке, что и возбуждающая скв. 2046. Траектория ствола реагирующей скважины U-образная, включает в себя два субгоризонтальных участка и точку перегиба, после которой ствол скважины направлен в сторону кровли хамакинского горизонта. Эффективная газонасыщенная толщина в скв. 2192 составила 162,7 м, по вертикали – 15,3 м. ФЕС коллекторов хамакинского горизонта ниже, чем в возбуждающей скв. 2046: средневзвешенная пористость составила 11,9 %, эффективная проницаемость – 506,3 мД.

Реагирующая скв. 2191 куста 54 находится за разломом в блоке ЮЖ 1-3. Ствол скважины субгоризонтальный. Общая эффективная газонасыщенная толщина хамакинского горизонта по стволу скважины составила 225,6 м, по вертикали это соответствует 32,5 м. Средневзвешенное значение открытой пористости по вскрытой в скв. 2191 газонасыщенной толщине составило 9,9 %, эффективной проницаемости – 270 мД. Наилучшими ФЕС в разрезе характеризуется интервал 2032,7...2055,6 м, в котором пористость достигает 20,9 %, эффективная проницаемость – 1835 мД.

Расположение скв. 2046 – 2192 – 2191 на кровле хамакинского горизонта представлено на рис. 4.

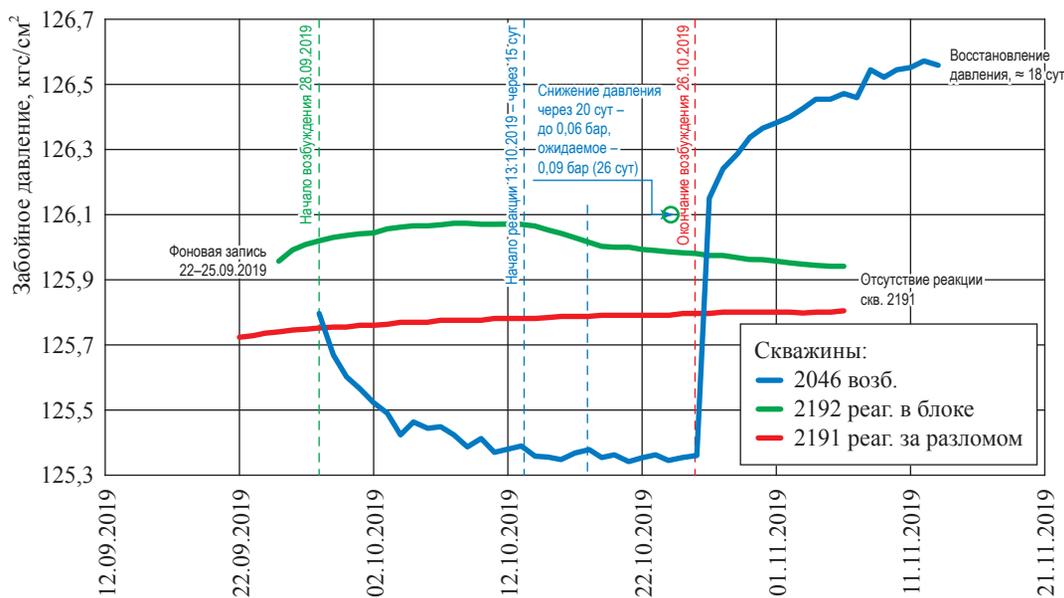
Общий ход МГП-исследований, иллюстрирующий изменение забойных давлений во всех трех скважинах, представлен на рис. 5. Исследования начались с фоновых замеров давления в реагирующих скв. 2191 и 2192 соответственно за 6 и за 3 сут до запуска возбуждающей скважины. Рост давления в реагирующей скв. 2191 продолжался в течение 29 сут после начала замера, давление увеличилось на 0,07 кгс/см<sup>2</sup>, что достаточно много, учитывая

<sup>2</sup> См. Р-Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. Ч. 1. – М.: Газпром, 2011. – 234 с.



**Рис. 4. Фрагмент структурной карты по кровле хамакинского горизонта ЧНГКМ в районе расположения скв. 2046 – 2192 – 2191:**

здесь и далее на рис. 6 условные обозначения см. в экспликации к рис. 3



**Рис. 5. ЧНГКМ, хамакинский горизонт: графики изменения забойных давлений в скв. 2046 (возбуждающая), 2191 и 2192 (реагирующие) в процессе ГДИ по определению проницаемости разломов**

точность использованных глубинных манометров. В скв. 2192 забойное давление росло в течение 13 сут и увеличилось на 0,12 кгс/см<sup>2</sup>. Рост давления в обеих скважинах связан с его неполным восстановлением после пробных запусков и устьевых работ.

*Скв. 2191.* Расстояние до возбуждающей скважины составляет 3750 м. Расположена за разломом относительно возбуждающей скважины, линия разлома проходит примерно по середине между скважинами. Замеры забойного давления проведены глубинными манометрами

АЦМ-7-30 100/150 № 5994 и САФ.КАМА-2 28-100-003-150 № 1112, глубина спуска приборов – 1420 м. Исследования проведены с 22 сентября по 6 ноября 2019 г. С момента начала возбуждения замер осуществлялся в течение 39 сут.

График изменения забойного давления в скважине (см. рис. 5) свидетельствует об отсутствии реакции в реагирующей скв. 2191 на возбуждение, вызванное работой скв. 2046 в течение 28 сут с постоянным дебитом газоконденсатной смеси в среднем 415 тыс. м<sup>3</sup>/сут. С течением времени давление в стволе скважины на глубине наблюдения не уменьшилось, флуктуации значений в пределах точности измерительных приборов. Расчетное уменьшение давления в стволе при отсутствии разлома через 20 сут с начала возбуждения должно было составить 0,05...0,1 бар.

По результатам моделирования в среде Eclipse при отсутствии разлома падение давления должно было составить 0,0003...0,0004 бара через 40 сут, 0,0001...0,0002 бара в случае полупроводящего разлома, что уже находится на уровне точности примененных манометров. *Отсутствие реакции в скв. 2191 свидетельствует о непроницаемости изучаемого разлома по хамакинскому горизонту.*

*Скв. 2192.* Расстояние до возбуждающей скважины – 1700 м. Расположена в одном тектоническом блоке с возбуждающей скважиной. Замеры забойного давления проведены глубинными манометрами АЦМ-7-30 100/150 № 5992 и САФ.КАМА-2 28-100-003-150 № 1361, глубина спуска приборов – 1560 м. Исследования проведены с 25 сентября по 6 ноября 2019 г. С момента начала возбуждения замер осуществлялся в течение 39 сут.

На графике изменения забойного давления в скважине 2192 (см. рис. 5) наблюдаются четыре характерных участка кривой:

- 1-й (с 25.09.2019 по 08.10.2019) характеризуется ростом забойного давления до его стабилизации;
- 2-й (с 08.10.2019 по 13.10.2019) соответствует стабилизированному значению забойного давления (флуктуации на уровне погрешности измерения);
- 3-й (с 13.10.2019 по 19.10.2019) характеризуется снижением забойного давления относительно стабилизированного с повышенным градиентом уменьшения относительно

последнего, 4-го участка, продолжавшегося до самого окончания исследования еще в течение 16 сут с заметной стабилизацией в последние 2 сут.

Начало 3-го участка соответствует времени реагирования, которое составило 15 сут. Наличие на кривой реагирования двух участков с различными градиентами падения давления, вероятно, соответствует различным участкам кривой стабилизации давления в возбуждающей скважине: начальному с резким падением давления в течение первых 5 сут с момента запуска скважины и заключительному до стабилизации в течение 11 сут. Реакция на остановку возбуждающей скв. 2046 в форме увеличения значения забойного давления в скв. 2192 не зафиксирована, возможно, не хватило всего нескольких суток

Сопоставление фактического времени реагирования с расчетным показывает хорошую сходимость прогноза: расчетное снижение давления составляло 0,09 бар, фактическое составило 0,06 бар через 20 сут с момента возбуждения.

**Талахский горизонт.** Расположение скв. 3044 – 3045 – 3042 – 3048 на кровле талахского горизонта представлено на фрагменте структурной карты (рис. 6). По простиранию вскрытый в скв. 3048 разрез является сильно неоднородным: прикровельная часть существенно дифференцирована и представлена на значительном протяжении ствола (с 2483,7 до 2746 м) прослоями с низкими ФЕС. Призабойная часть разреза, напротив, представлена прослоями с высокими значениями пористости – до 26 %, а в среднем около 19 %, и значениями эффективной проницаемости до 611 мД (в среднем 188 мД). Продуктивные характеристики скважины прогнозируются на уровне скв. 3044 и 3042 или несколько выше вследствие наличия достаточно мощных прослоев с высокими ФЕС в призабойной части разреза.

Общий ход МГП-исследований, иллюстрирующий изменение забойных давлений во всех трех скважинах, представлен на рис. 7. Исследования начались с фоновых замеров давления в реагирующих скважинах: 17.11.2019 – в скв. 3042; 22.11.2019 – в скв. 3048; 25.11.2019 – в скв. 3045.

Пуск в работу возбуждающей скв. 3044 состоялся 28.11.2019, однако более-менее устойчиво скважина начала работать с 01.12.2019.



В дальнейшем при исследованиях забойное давление в возбуждающей скважине варьировало в пределах 113,12...114,21 кгс/см<sup>2</sup>. Возбуждающая скважина была остановлена для записи КВД 29.12.2019, исследования в целом завершены 07–09.01.2020.

Скв. 3048 находится за исследуемым разломом на расстоянии 3147 м от возбуждающей скв. 3044. Расстояние до разлома от ствола скв. 3048 примерно в 2 раза больше ( $\approx 2000$  м),

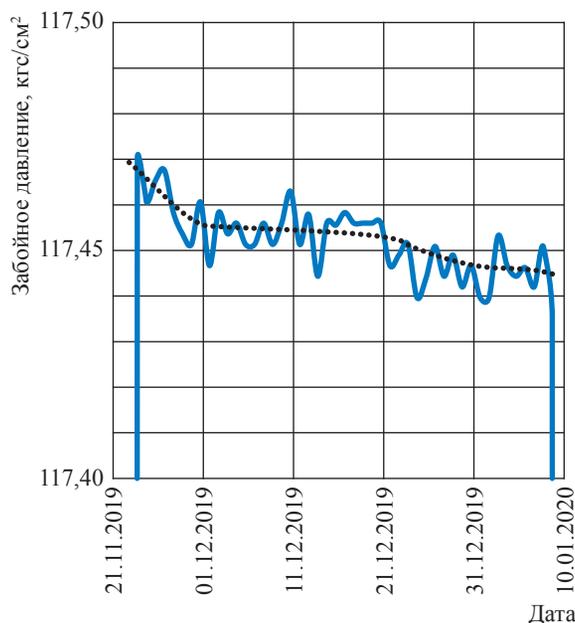


Рис. 8. ЧНГКМ: кривая реагирования по скв. 3048

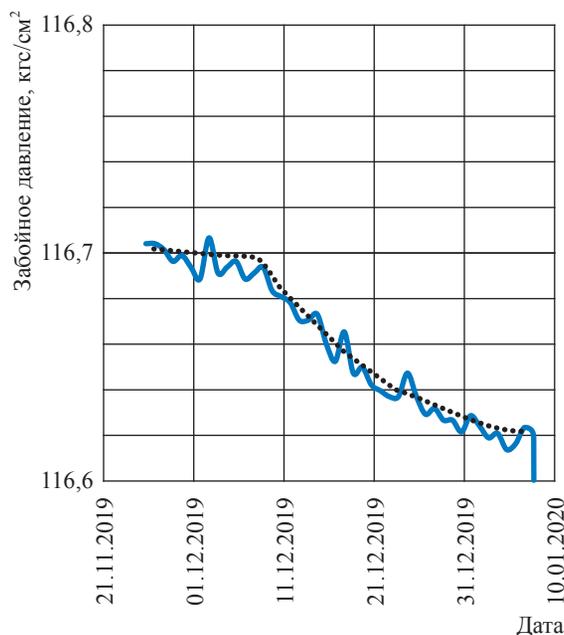


Рис. 9. ЧНГКМ: кривая реагирования по скв. 3045

чем расстояние от разлома до ствола возбуждающей скважины. Глубинные манометры типа АЦМ-7 № 5992 и САФ КАМА-2 № 1361 были спущены на глубину 1630 м.

На кривой реагирования (в сглаженном варианте) отчетливо видна точка перегиба при замере давления 21.12.2019, являющаяся временем реагирования на работу возбуждающей скважины (рис. 8). Далее отмечается постепенное снижение забойного давления до окончания ГДИ. Среднее снижение давления в интервале времени от начала реагирования до окончания замера составило 0,007 кгс/см<sup>2</sup>, таким образом, время реагирования на возбуждение в скв. 3048 составило 21 сут.

Скв. 3045 находится на расстоянии 1400 м от возбуждающей скв. 3044 в одном с ней тектоническом блоке, относится к тому же кусту эксплуатационных скважин. Глубинные манометры типа АЦМ-7 № 5993 и САФ КАМА-2 № 1508 были спущены на глубину 1500 м. Кривая реагирования по скважине приведена на рис. 9.

Фоновые показания глубинных манометров зафиксированы с 25.11.2019 по 09.12.2019, после 09.12.2019 на графике наблюдается снижение забойного давления. С учетом начала воздействия с 28.11.2019 время реагирования составило 11 сут. В дальнейшем забойное давление монотонно снижалось до самого конца

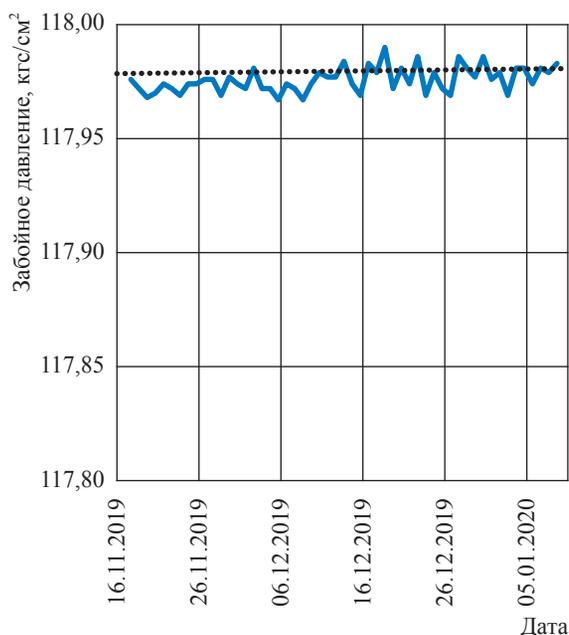


Рис. 10. ЧНГКМ: кривая реагирования по скв. 3042

исследований, общее понижение составило  $0,08 \text{ кгс/см}^2$  за 42 сут с начала возбуждения. Расчетное прогнозное снижение за 20 сут составляло  $0,10 \text{ кгс/см}^2$ , т.е. по факту снижение за 20 сут оказалось в 2 раза меньше ожидаемого – всего  $0,05 \text{ кгс/см}^2$ .

Скв. 3042 находится на расстоянии 3070 м от возбуждающей скв. 3044 в одном с ней тектоническом блоке, относится к 57-му кусту эксплуатационных скважин. Глубинные манометры типа АЦМ-7 № 5994 и САФ КАМА-2 № 1211 были спущены на глубину 1620 м. Кривая реагирования по скважине приведена на рис. 10. Из графика изменения забойного давления в скв. 3042 следует, что реакции на возмущение, вызванное работой скв. 3044, не обнаружено. За время исследований забойное давление немного увеличилось. Отклонения показаний глубинного манометра от среднего измеренного давления за весь период исследований составили не более  $0,014 \text{ кгс/см}^2$ .

Расчетное снижение забойного давления в скв. 3042 за 20 сут оценивалось в  $0,02...0,03$  бар. Причиной отсутствия реакции на снижение давления по пласту в результате работы возбуждающей скв. 3044, вероятно, является наличие непроводящего разлома между скважинами, выделенного по результатам обработки данных 3D-сейсморазведки.

Наиболее представительные результаты получены по группе из четырех скважин для талахского горизонта. Группа состояла из одной возбуждающей скважины, двух реагирующих

скважин в одном блоке на разных расстояниях от возбуждающей и одной реагирующей скважины, находящейся за разломом на расстоянии 3070 м, близком к критическому.

\*\*\*

В результате теоретического моделирования и экспериментальных работ в скважинах впервые установлена принципиальная возможность проведения МГП на ЧНГКМ на расстояниях между скважинами до 3,5 км с учетом чувствительности современных отечественных образцов глубинных манометров. Исходя из чувствительности методов КСД – КВД определено, что для регистрации разрывного нарушения в условиях ЧНГКМ в коллекторах с лучшими ФЕС максимальное расстояние от ствола скважины до разлома не должно превышать 300...350 м.

По результатам МГП доказаны проводимость исследуемого разлома по талахскому горизонту, отсутствие проводимости разлома по хамакинскому горизонту. Подтверждено наличие нового разлома в талахских отложениях в блоке ЮЖ I-4, выявленного по результатам переобработки сейсморазведки 3D.

Впервые в отечественной практике установлено, что метод МГП показал эффективность при определении проводимости / непроводимости разломов и оценке проницаемости в большом объеме пород. Полученные результаты внесены в новую тектоническую модель ЧНГКМ.

## Список литературы

1. Окончательный подсчет запасов углеводородов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения, технико-экономическое обоснование КИН и КИК. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015.
2. Смирнов О.А. Камеральные сейсморазведочные работы на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении: отчет по договору ООО «Ингеосервис» с ООО «Газпром геологоразведка» / О.А. Смирнов, Е.В. Шарифьянова и др. – Тюмень, 2016.
3. Ли Дж. Инжиниринг газовых резервуаров / Дж. Ли, Р.А. Ваттенбаргер. – М.; Ижевск: Институт компьютерных технологий, 2014. – 944 с.

## Assessment of fault conductivity by well pressure interference tests: case of Chayanda oil-gas-condensate field

Ye.A. Pylev<sup>1\*</sup>, Yu.M. Churikov<sup>1</sup>, Ye.Ye. Polyakov<sup>1</sup>, I.V. Churikova<sup>1</sup>, A.A. Chudina<sup>1</sup>,  
Ye.V. Semenova<sup>1</sup>, V.M. Pishchukhin<sup>1</sup>

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

\* E-mail: E\_Pylev@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** Chayanda oil-gas-condensate field located within Nepa-Botuoba arch accumulates unique amount of hydrocarbon reserves and has complicated tectonic and lithologic structure. At estimation of the Chayanda hydrocarbon reserves, a block geological model has been justified on the grounds of 3D seismic data with acknowledgment of blocks apartness in situation of the essential variety of the inter-fluidal contact marks. To provide the best concordance of the named models and the real structure of the deposits, determination of faults conductivity is important. It is ascertained that an inter-well pressure interference testing with two or more wells participating (one acts as an exciter, another act as the registers) identifies existence and conductivity of the faults at the distance of 3,5...4 km between the wells. This article examines practice of the pressure interference tests application for registration of faults conductivity at Chayanda field.

For the first time, the pressure interference testing potency for the gas-condensate fields with long distances between the wells is stated, and the ways to improve unambiguity of results are named.

**Keywords:** natural gas, Eastern Siberia, Chayanda oil-gas-condensate field, Vendian sediments, tectonic dislocation, inter-well pressure interference testing.

### References

1. *Final calculation of hydrocarbon reserves for Chayanda oil-gas-condensate field. Feasibility study of oil and condensate recovery factors* [Okonchatelnyy podschet zapasov uglevodorodov Chayandinskogo neftekondensatnogo mestorozhdeniya, tekhniko-ekonomicheskoye obosnovaniye KIN i KIK]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. (Russ.).
2. SMIRNOV, O.A., Ye.V. SHARIFYANOVA, et al. *Cameral seismic prospecting at Chayanda oil-gas-condensate field* [Kameralnyye seysmorazvedochnyye raboty na Chayandinskom neftegaokondensatnom mestorozhdenii]: report on contract of Ingeoservis LLC and Gazprom Geologorazvedka LLC. Tyumen, 2016. (Russ.).
3. LEE, J., R.A. WATTENBARGER. *Gas reservoir engineering* [Inzhiniring gazovykh rezervuarov]. Translated from Engl. Moscow & Izhevsk: Institute of computer technologies, 2014. (Russ.).

УДК 622.279

## Газ в плотных низкопроницаемых коллекторах – основной резерв освоения газового потенциала недр осадочных бассейнов России в 2031–2070 гг.

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

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1

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

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

**Тезисы.** В статье рассматриваются проблемы изучения и освоения традиционных и нетрадиционных ресурсов газа (в концентрированном – в виде залежей – и рассеянном состояниях). Сделаны выводы об обеспеченности будущей добычи в России традиционным газом (до 2036–2040 гг.) и необходимости изучения, оценки ресурсов и освоения уже с 2030–2031 гг. газа плотных низкопроницаемых коллекторов, прежде всего на севере Западной Сибири.

Углеводородный потенциал недр осадочных бассейнов любого типа и возраста определяется начальными геологическими и извлекаемыми запасами и прогнозными (неоткрытыми) традиционными ресурсами свободного газа (СГ), нефти, конденсата и попутного газа, а также рассеянно-концентрированными формами углеводородов (УВ) – нетрадиционными ресурсами. Первые поддаются расчетам и оценке, вторые точно оценить практически невозможно, в том числе ресурсы угольного (УГ) и сланцевого газа (СлГ), а также сланцевой нефти (СлН) и массы в приповерхностных битумных полях с нетекущими нефтеподобными веществами. Газ и нефть в плотных, практически непроницаемых «бывших» коллекторах на средних и больших глубинах являются по сути псевдонетрадиционными ресурсами (термин В.С. Якушева), их объемы и массы оценить можно, но добывать, по крайней мере в России (Северной Евразии), пока нерационально (экономически невыгодно при дебитах менее 30 тыс. м<sup>3</sup>/сут для газа и 2 т/сут для жидких УВ).

Проблемы оценки величины и структуры традиционных и нетрадиционных ресурсов газа и нефти России и мира раскрыты в ряде публикаций, в том числе и газовых геологов [1–25]. Рассмотрим кратко эти две группы ресурсов, определяющих углеводородный потенциал недр.

### Традиционные запасы и ресурсы УВ осадочных бассейнов Северной Евразии

За все годы поисков, разведки, освоения и разработки месторождений и залежей УВ всех типов накопленная добыча жидких УВ (нефть + конденсат) по состоянию на 01.01.2021 достигла почти 26 млрд т (в том числе конденсата – 0,6 млрд т), природного газа – «перевалила» за 25 трлн м<sup>3</sup> [3, 8, 10, 13, 16, 19, 22]. В ближайшие три-четыре года интегральная добыча природного газа в России превысит добычу жидких углеводородов. Так и должно быть: запасы и традиционные ресурсы СГ в недрах России намного превышают таковые по нефти. Начальные запасы СГ (с учетом недоразведанных запасов кат. В<sub>2</sub> + С<sub>2</sub>) составляют 97 трлн м<sup>3</sup>, нефти – едва превысили 60 млрд т.

В пределах Северной Евразии на 01.01.2021 открыты всего 3720 месторождений УВ. Данные в табл. 1 бесспорно показывают, что Россия – мировая газовая держава и будет оставаться таковой до 2045–2050 гг. Даже современные запасы СГ, но с учетом арктического шельфа, позволяют России (ее добывающим компаниям) производить до 1 трлн м<sup>3</sup> в год газа и более. Однако в старых и традиционных областях и регионах газодобычи на суше запасы СГ сильно истощены, ежегодные уровни добычи

### Ключевые слова:

газ, нефть, запасы, ресурсы, добыча, Западная Сибирь, поиски, разведка, плотные коллекторы.

Таблица 1

## Структура запасов и ресурсов газа (2021 г.)

Число газосодержащих месторождений УВ	980
Разведанные запасы, трлн м <sup>3</sup> , геол./извлек.	48 / 39
Запасы кат. В <sub>2</sub> + С <sub>2</sub> (под доразведку), трлн м <sup>3</sup> , геол./извлек.	24 / 20
Накопленная добыча, трлн м <sup>3</sup>	25
Реальные перспективные и прогнозные ресурсы, трлн м <sup>3</sup> , геол./извлек.	103 / 83
Начальные потенциальные ресурсы (НПР), трлн м <sup>3</sup> , геол./извлек.	200 / 167

*Примечание.* Данные указаны укрупненно, без десятых долей.

падают, а инфраструктура остается: города, газопроводы, заводы по переработке и др. Встает актуальнейшая проблема продления «эксплуатационной жизни» этих регионов. И в этом плане освоение дополнительных нетрадиционных источников производства природного газа в промышленных масштабах выходит на первый план.

Цифры и факты показывают, что прочность сырьевой базы газодобычи России настолько велика, что можно, вроде бы, и не беспокоиться о ней, по крайней мере в первой половине XXI в. Один лишь Ямало-Карский регион чего стоит! Не менее 35...40 трлн м<sup>3</sup> начальных ресурсов СГ! Но все заканчивается, и достаточно быстро. Резервов на суше все меньше, а морской арктический газ – это подарок природы, но далеко не «конфетка» в технологическом и экономическом смыслах. Как, впрочем, и нефть на всех шельфах.

В перспективе прочность минерально-сырьевой базы газодобычи кажущаяся. После 2040 г. в стратегическом плане она становится менее очевидной, поскольку все сколько-нибудь эффективные ресурсы СГ на суше России в виде их открытой части, т.е. текущих запасов, будут освоены, перейдут в накопленную добычу или окажутся «распыленными» по сотням мелких месторождений и залежей (1...3 млрд м<sup>3</sup>) и малому числу средних по запасам (в диапазоне 10...30 млрд м<sup>3</sup>) месторождений, открытых в 2021–2050 гг.

Необходимо отметить, что еще до 1990 г. существовала государственная система изучения и освоения недр осадочных бассейнов Северной Евразии, а объемы поисково-разведочных работ (ПРР) на нефть и газ достигали 5...6 млн м глубоких скважин (в последние годы в России бурилось 1,2...1,3 млн м всеми компаниями-операторами, в том числе менее 0,2 млн м ПАО «Газпром»).

В сложных горно-геологических и жестких термобароглубинных и катагенетических условиях (поздний мезокатагенез, по Н.Б. Вассоевичу, градации катагенеза – МК<sub>3</sub>...МК<sub>5</sub> – жирные, коксовые и отощено-спекающиеся угли в континентальных сероцветных толщах) в ряде скважин вместо промышленных притоков УВ (по газу более 50...70 тыс. м<sup>3</sup>, по нефти 5...10 т/сут) получали непромышленные притоки и многочисленные газо- и нефтепроявления, свидетельствующие о существовании скоплений УВ различной величины геологических запасов, но локализованных в природных резервуарах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, обычно терригенных, часто трещиноватых (в карбонатах все сложнее).

По негласному соглашению нефтяных и газовых геологов в качестве минимальных «промышленных» значений проницаемости были приняты 2 мД для нефти и 0,5 мД для газа [6]. В дальнейшем, по сути, также по молчаливому согласию, эти «критические» значения были понижены до 0,8...1,0 мД для нефти и десятых долей миллиарда для СГ. На эти критерии опирались оценки ресурсов УВ всех последних официальных пересчетов до 1993 г. После 2000 г. о них как-то забыли, и в объем традиционных ресурсов газа и нефти стали попадать оцененные значения пограничных по сути ресурсов с пониженными и низкими добывными возможностями (в поисковых и разведочных скважинах), что существенно увеличивало конечные данные о ресурсах, принимавшиеся путем компромисса как официальные. Заметим, что результаты этих оценок газовыми геологами в качестве реальных (достоверных, доверительных, подтверждаемых в запасах в ходе дальнейших ПРР) в расчет не принимались.

Все оценки традиционных ресурсов – официальные и корпоративные – укладываются

в интервал 300...430 млрд условных тонн (у.т) при отношении  $1000 \text{ м}^3 \sim 1 \text{ т}$ . Критерии разделения ресурсов УВ на традиционные и нетрадиционные приведены в табл. 2, 3.

По СГ все оценки НПП укладываются в интервал от 189...205 до 287...307 трлн  $\text{м}^3$ , в том числе неоткрытые традиционные ресурсы СГ составляют 100...110 трлн  $\text{м}^3$ , при этом значительная их часть прогнозируется в недрах арктических морей.

Оценку нетрадиционных ресурсов газа и нефти не производили, однако в ООО «Газпром ВНИИГАЗ», в отличие от большинства других российских научных институтов, уцелевших к 2020 г., изучение нетрадиционных источников получения газа и нефти (из баженовской свиты – БС – верхней юры Западной Сибири) началось уже на рубеже 1970–1980-х гг. [1, 6, 17] и продолжается до настоящего времени [2, 4, 9, 11, 12, 15 и др.]. Заметим, однако, что серьезных публикаций о ресурсах нетрадиционного газа в последние два десятилетия было немного [4, 5, 7, 20, 21], зато по БС – многие сотни, в том числе и «детские» по смыслу и содержанию... [9, 11, 25 и др.].

Самый реальный вид нетрадиционного (пока) газа для России – «плотный» газ, в плотных (уплотнившихся гравитационно и эпигенетически) резервуарах (проницаемостью менее 0,1 мД). ПлГ может оказаться и наиболее востребованным уже в десятилетие 2031–2040 гг. (УГ и СлГ понадобятся ближе к 2040 г.).

Две формы нетрадиционного газа – СлГ и ПлГ – своеобразные генетические антиподы:

- первая происходит из битумоидов внутри высокопреобразованных глинистых

толщ (сланцев) с существенно сапропелевым органическим веществом (рассеянным / полуконцентрированным);

- вторая – в результате нисходящей (с погружением) эволюции газовых (газоконденсатных) скоплений в коллекторах, которые теряют проницаемость при уплотнении, не изменяя своего фазового состояния.

Генетически и часто пространственно они «соприкасаются» в конце мезокатагенеза (на грациях  $\text{МК}_4 \dots \text{МК}_5$  при показателе отражения витринита  $R^\circ = 1,3 \dots 2,0 \%$ ) в терригенных породах, когда классические коллекторы теряют проницаемость, и, наоборот, в глинисто-сапропелевых толщах начинает образовываться порово-трещинная система «эволюционно-генерационного» типа (БС и др.) [4, 17, 22].

В последних работах геологов «Газпрома» [4, 20, 21] показано, что из трех реально возможных источников нетрадиционного газа (по геологическим и экономическим критериям) – УГ, СлГ и ПлГ – только ресурсы последнего для России имеют промышленное значение... в недалеком будущем...

Формы нахождения и генетической эволюции в недрах УГ, СлГ, а также первоначально промышленных скоплений газа (СГ) показаны на рис. 1, 2. Отдельно микроскопления «нормально» извлекаемого газа ( $< 0,1$  млрд  $\text{м}^3$ ) содержатся в любых формациях и при любых термобароглубинных условиях осадочных бассейнов.

В 2020 г. авторы подсчитали ресурсы СлГ в России – 3...4 трлн  $\text{м}^3$  [15], но привязать их к конкретным зонам и геологическим объектам не удалось. Еще сложнее оказывается

Таблица 2

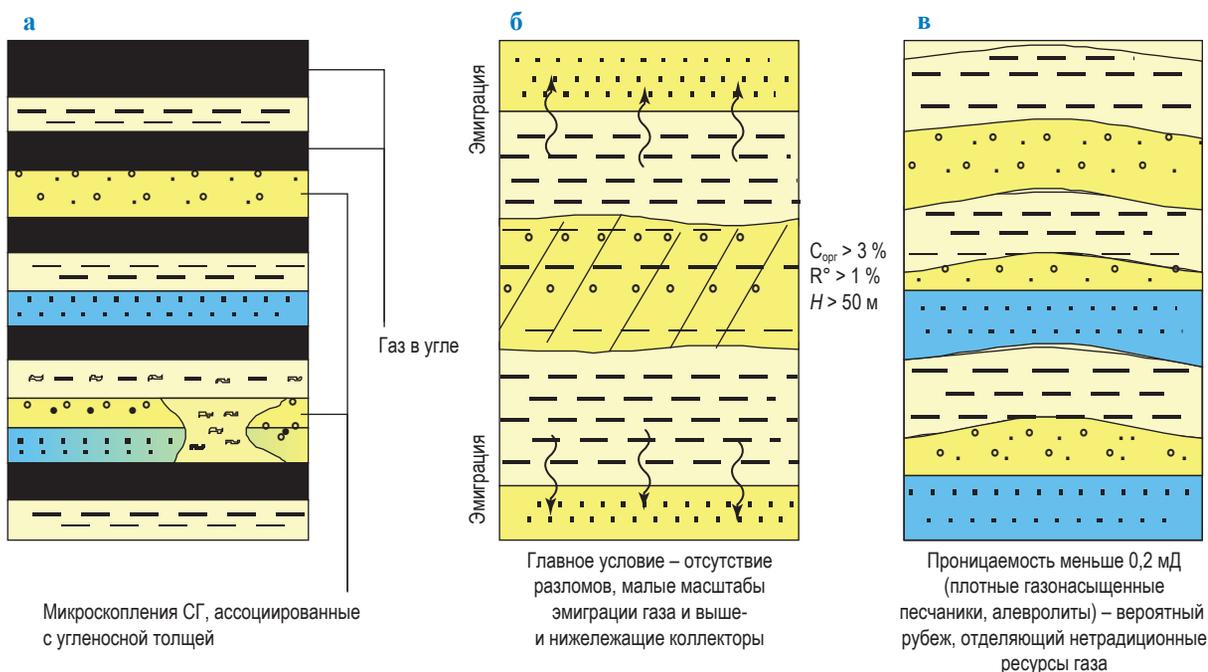
## Традиционные ресурсы УВ

	СГ	Нефть
Геологические запасы отдельных залежей УВ	$> 0,1$ млрд $\text{м}^3$	$> 0,1$ млн т
Дебиты в поисковых скважинах (в разных странах – разный уровень «отсечения», например, в Китае – 10 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ и т.д.) на глубинах 3 / 4 / 5 км	30 / 40 / 50 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$	3 / 6 / 10 т/сут
Глубины погружения УВ-скоплений (средних и малых по запасам), км	$< 7$	$< 6$

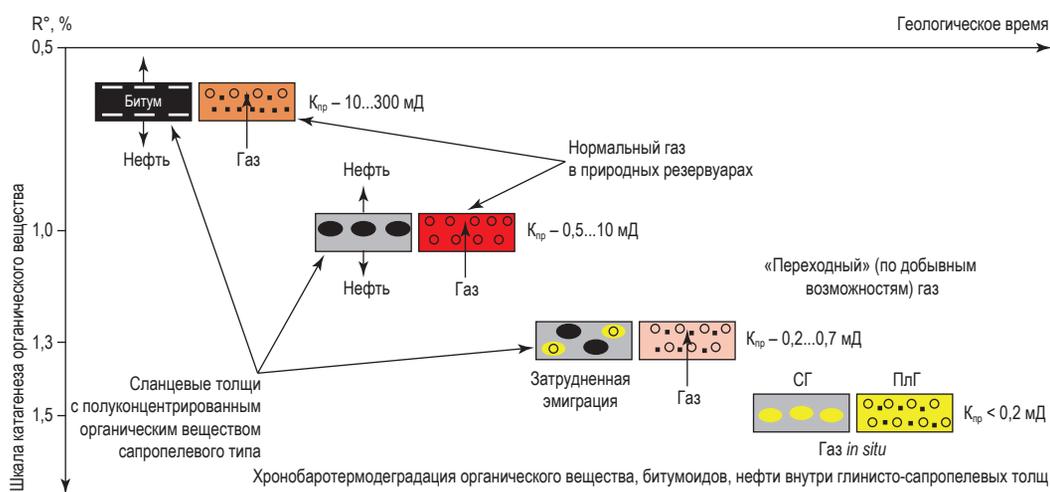
Таблица 3

## Нетрадиционные ресурсы УВ

Газ	Нефть
«Плотный» (ПлГ), проницаемость коллектора $< 0,1$ мД	Нефть в плотных низкопроницаемых коллекторах (ПлН), проницаемость коллектора $< 0,2$ мД
УГ	Угольной нефти нет в промышленных объемах
СлГ	СлН



**Рис. 1. Формы нетрадиционных ресурсов газа в терригенных песчано-глинистых толщах – угленосных (а), сланцевых (б), низкопроницаемых коллекторах (в):  $K_{пр}$  – коэффициент проницаемости;  $C_{орг}$  – содержание органического углерода;  $H$  – мощность пласта**



**Рис. 2. Формирование скоплений СЛГ в сравнении с эволюционным развитием залежей газа в коллекторах, в том числе низкопроницаемых**

проблема с УГ. По мнению специалистов АО «Газпром промгаз» (Н.М. Сторонский и др., 2008 г.), ресурсы УГ России составляют 84 трлн  $\text{м}^3$ ; специалистов АО «ВНИГРИУголь» (2006 г.) – 52 трлн  $\text{м}^3$ ; правда, нигде не оговаривается: это геологические или извлекаемые ресурсы (по-видимому, все же геологические...). Но если для традиционного газа разница между геологическими и реально извлекаемыми запасами и ресурсами невелика (последние составляют 75...90 % по сравнению с геологическими), то даже для нормальной

нефти (при коэффициенте извлечения нефти от 10 до 45 %, редко более) она значительна. И уж тем более эта разница больше для рассеянных форм и газа, и нефти (кроме УВ в плотных коллекторах, где можно добиться извлечения СГ до 50 % и более).

При потенциальных ресурсах угля одной Кемеровской области 470 млрд т и газонасности 10...20  $\text{м}^3$  метана на тонну общие геологические объемы УВ составят от 5 до 10 трлн  $\text{м}^3$ . Но каковы же извлекаемые ресурсы? Большой вопрос, тем более что не все угли годятся для

добычи газа (бурые точно не годятся...). Даже при коэффициенте извлечения газа (КИГ) 20 % (максимум!) вероятные извлекаемые ресурсы УГ составят 2 трлн м<sup>3</sup>. В целом по России (угольный потенциал – 1,8 трлн т, по данным М.В. Логинова и др., 2017 г.) извлекаемые ресурсы УГ не превысят 6...7 трлн м<sup>3</sup>, но более вероятны значения 3...4 трлн м<sup>3</sup>. Для перспективных оценок величина ресурсов УГ России может быть принята за 5...6 трлн м<sup>3</sup>.

Кстати, во многих странах (США, КНР и др.), обедненных изначально и истощивших свои недра в ходе длительной эксплуатации обычных месторождений УВ, ресурсы ПЛГ рассматриваются уже длительное время вместе с традиционным газом. В России сейчас большинство старых газодобывающих областей (европейских) обеднены остаточными ресурсами газа, добыча СГ в каждой из них снизилась до 2...3 млрд м<sup>3</sup>/год и менее. Началось падение добычи даже по такому уникальному региону, как Надым-Пур-Тазовский (НПТР) (по всем сеноманским и большинству неокотских залежей). Практически нетронутыми эксплуатацией остаются запасы СГ залежей ачимовской толщи (АТ) и юрского комплекса, однако разведанные запасы, например юрского нефтегазоносного комплекса, невелики (1,2 трлн м<sup>3</sup>). Их масштабная эксплуатация начнется не ранее 2035–2037 гг., а по объему она не сможет компенсировать падение производства в НПТР. Но есть ли выход? Значительные приросты по новым открытиям в породах мела и АТ исключены в связи с очень высокой изученностью и разбуренностью площадей в Надым-Пурской и Пур-Тазовской областях (на уровне 85...90 % и более). Иссякнет газ в меловых залежах, вероятно, в десятилетие 2031–2040 гг., но чем его заменить? По мнению авторов, выход из будущего «ресурсного коллапса» один – изучение и оценка газового потенциала ПЛГ преимущественно в породах юры, но ниже границы распространения ныне промышленных залежей (гор. Ю<sub>2-3</sub>, реже Ю<sub>4</sub>). Например, в зонах геотермоаномалий эта граница проходит выше юры и в гор. Ю<sub>2-3</sub> уже встречены газонасыщенные практически непроницаемые резервуары в условиях геотемператур более 115...120 °С и глубин 3,3...3,8 км. Яркий пример – Харасавэйское газоконденсатное месторождение на Ямале. То же ожидается и в пределах Южно-Карской области (центральная и приямальская части) [20, 21, 24].

Вообще, проблема освоения ПЛГ скорее технико-технологическая, чем геологическая. Многие страны ее решили и добывают газ из коллекторских пластов с проницаемостью в сотые доли миллиарда (!). Наша проблема – сначала оценить, каковы могут быть *геологические* ресурсы СГ в плотных резервуарах. И далее экспертно определить, каковы же могут быть извлекаемые ресурсы, а в дальнейшем (после проведения ПРП целевым назначением на глубокие газонасыщенные горизонты) – и запасы.

Л.Г. Кузьмуком и В.А. Скоробогатовым в 2013–2014 гг. [4] проведены расчеты объемов СГ в плотных коллекторах юрского литологостратиграфического комплекса на севере Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции (ЗСМП) под газовыми гигантами – Уренгоем, Ямбургским, Харасавэйским и др. Цифры получились впечатляющими – десятки триллионов метров кубических (при пористости 8...12 %, газонасыщенности 50...60 %, но при огромном пластовом давлении – 90...110 МПа и более, коэффициент аномальности пластовых давлений – 1,8...2,05). Безусловно, это были прикидочные цифры, но конкретные (не «среднепоточные»). Кроме вышеуказанных авторов, ресурсы ПЛГ никто толком и не считал... По всей России псевдонетрадиционные ресурсы ПЛГ оцениваются в объеме 180...200 трлн м<sup>3</sup> (без малого в таком же объеме, как и традиционные ресурсы газа, по корпоративной оценке...). Однако, какое значение КИГ уместно взять? Сугубо экспертно – 40...50 % (0,4...0,5). Тогда извлекаемые объемы потенциально составят 75...100 трлн м<sup>3</sup>. В ПЛГ содержится и конденсат в количествах от 10...15 до 80...100 г/м<sup>3</sup> (уменьшается с глубиной с увеличением уровня катагенеза), но при таком разбросе значений считать ресурсы конденсата не вполне корректно... Оставим эту проблему до лучших времен... до обоснованных подсчетов.

В конечном итоге авторская оценка всех видов нетрадиционных ресурсов газа такова, трлн м<sup>3</sup>, извлек.: ПЛГ – 75...100; СЛГ – 3...4; УГ – 5...6. Эти цифры показывают незначительную роль рассеянных форм газа в объеме нетрадиционных ресурсов газа.

Кроме того, по мнению исследователей ООО «Газпром ВНИИГАЗ», геологические ресурсы газа в твердых газогидратах составляют

примерно 500 трлн м<sup>3</sup> [20]. Однако их освоение – громадная проблема.

Таким образом, даже для богатой традиционным газом России изучение нетрадиционных ресурсов газа до 2030–2035 гг. с подсчетом реальных геологических ресурсов в недрах ныне эксплуатируемых месторождений (Уренгойского, Ямбургского, Вынгапуровского и ряда др.) – задача первостепенной важности. Освоение ресурсов ПЛГ должно стартовать в 2028–2033 гг., в активную фазу войти к 2038–2040 гг. Для этого необходимо вновь вернуться к бурению присводовых поисковых (по статусу), параметрически-оценочных (по сути) скважин целевым назначением на юрский комплекс (типа скв. СГ-7, показавшей газоносность на стыке Песцового и Ен-Яхского поднятий всей песчано-алевролитовой части разреза тюменской свиты и нижележащего сероцветного триаса, при этом полученные в ней дебиты СГ от 2 до 10...15 тыс. м<sup>3</sup>/сут достаточно легко будет технологически «расшевелить» до промышленных притоков). Был бы газ, а добывать его, если не сейчас, то в будущем, будет возможно.

Подобные условия наблюдаются и в юрском комплексе Предкавказья, в перми и карбоне Виллюйской впадины (ниже интервала промышленной газоносности (верхняя пермь – триас). Бурение таких скважин глубиной от 4,2...4,5 до 5,5 км и более, отбор керна из газонасыщенных горизонтов для всестороннего изучения фильтрационно-емкостных свойств пород, тщательное опробование по принципу «1 поднятие – 1 скважина» (но только не на дальних склонах – негативных «водоносных» примеров в Западной Сибири предостаточно...) позволят оценить реальные ресурсы ПЛГ и приступить к их промышленному использованию, что обеспечит продление эксплуатационной жизни многих месторождений в НПТР, а в дальнейшем, в 2045–2050 гг., – и в арктических областях суши и шельфа. Сейчас наиболее подготовленный к освоению ресурсов ПЛГ регион России – Надым-Тазовское междуречье, от Надымского до Заполярного, Южно-Русского и др. месторождений. С него и следует начинать уже в ближайшее десятилетие, а не «гоняться» по лесотундре НПТР за небольшими по запасам юрскими залежами УВ в гор. Ю<sub>2-3</sub>. Опыт последних

40 лет ПРР (с начала массового опоскования юры) и аналитические данные [6, 13, 22] показывают: крупных новых открытий в кровельных горизонтах юры не будет, а малые особю и не нужны, по крайней мере, для таких компаний-операторов, как ПАО «Газпром».

Авторы позволили себе «экспертные фантазии» в плане объемов и структуры добычи природного газа в России к 2040 г., млрд м<sup>3</sup>: всего – 1100...1150 (до 1200); традиционный газ – 900...950 (до 1000); попутный нефтяной газ – 45...50; нетрадиционный газ – 150...160, в том числе ПЛГ – 100...110 (до 120); УГ – 40...45 (трудно достигаемый максимум); СЛГ – 5...10 (?); гидратный газ (здесь объемы реальной добычи количественно оценить трудно). Безусловно, эти цифры показывают всего лишь тенденции. Вряд ли они будут выполнены точно и в срок, но плюс-минус – да!

\*\*\*

Таким образом, газовый потенциал недр осадочных бассейнов Северной Евразии (Россия, суша и шельф), в составе традиционных запасов и ресурсов СГ и нетрадиционных источников его производства по факту и предположениям (ресурсы) – самый значительный в мире. Его освоение обеспечит производство газа в России на уровне 850...1150 млрд м<sup>3</sup>/год еще многие десятилетия. Однако в старых, традиционных, районах газодобычи величина и структура *остаточной* минерально-сырьевой базы газодобычи уже сейчас внушает опасения. Необходимы поиск и освоение новых источников производства газа.

Из четырех видов нетрадиционного газа – гидратного, угольного, сланцевого и «плотного» – только последний в России обладает *реальными* возможностями для добычи после 2030 г, однако необходимы значительные ресурсно-геологические исследования, расчеты, уточнения по распространению и величине ресурсов СЛГ, прежде всего в северных областях Западной Сибири. Эти исследования нужно начать, точнее, продолжить немедленно (в ближайшие два-три года). В качестве полигонов для подобных исследований рекомендуются Уренгойский, Вынгапурский (газ кончается!), Ямбургский в ЗСМП, Средневиллюйский в Якутии.

## Список литературы

1. Афанасенков А.П. Сланцевая нефть России: от мифов к реальности / А.П. Афанасенков, В.И. Пырьев, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – С. 87–101.
2. Билибин С.И. К оценке запасов и ресурсов сланцевой нефти / С.И. Билибин, Г.А. Калмыков, Н.С. Балушкина и др. // Недропользование XXI век. – 2015. – № 1. – С. 34–45.
3. Высоцкий В.И. Нефтегазовая промышленность мира: информационно-аналитический обзор / В.И. Высоцкий. – М.: ВНИИЗарубежгеология, 2017. – С. 59.
4. Гулев В.Л. Нетрадиционные ресурсы газа и нефти / В.Л. Гулев, Н.А. Гафаров, В.И. Высоцкий и др. – М.: Недра, 2014. – 284 с.
5. Данилова Е.М. О перспективах газовой сланцевой революции в России / Е.М. Данилова, М.Н. Попова, А.М. Хитров // Недропользование XXI век. – 2019. – № 4. – С. 144–149.
6. Ермаков В.И. Термоглубинные условия газонефтеносности юрских отложений северных районов Западной Сибири / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 1988. – № 11. – С. 17–22.
7. Жарков А.М. Оценка потенциала углеводородов / А.М. Жарков // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2011. – № 3. – С. 16–21.
8. Карнаухов С.М. Эра сеноманского газа: «от рассвета до заката» / С.М. Карнаухов, В.А. Скоробогатов, О.Г. Кананыхина // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России до 2030 г.: сб. науч. статей. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С. 15–25.
9. Лимбергер Ю. Загадки баженовской свиты. Остались ли на Земле гигантские месторождения нефти? / Ю. Лимбергер // Нефтегазовая вертикаль. – 2017. – № 12. – С. 70–73.
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 регионов России. – С. 33–45.
11. Немченко-Ровенская А.С. Баженовская свита и месторождения на больших глубинах – основной источник пополнения углеводородной базы Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / А.С. Немченко-Ровенская, Т.Н. Немченко // Недропользование XXI век. – 2017. – № 8. – С. 136–140.
12. Оганесян Л.В. Проблемы сланцевых углеводородов: за и против / Л.В. Оганесян // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2016. – № 3. – С. 24–27.
13. 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 регионов России. – С. 86–104.
14. Рыбальченко В.В. Поиски и разведка месторождений и залежей углеводородов предприятиями ПАО «Газпром» в России / В.В. Рыбальченко, А.Е. Рыжов, В.А. Скоробогатов и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – С. 46–57.
15. Скоробогатов В.А. А есть ли сланцевый газ в недрах осадочных бассейнов России? / В.А. Скоробогатов // Деловой журнал NEFTEGAZ.RU. – 2020. – № 5. – С. 66–74.
16. Скоробогатов В.А. Изучение и освоение углеводородного потенциала недр Западно-Сибирского осадочного мегабассейна: итоги и перспективы / В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – 2014. – № 3 (19). – С. 8–26.
17. Скоробогатов В.А. Некоторые критерии перспектив нефтеносности баженовской свиты Западной Сибири / В.А. Скоробогатов, С.Г. Краснов // Геология нефти и газа. – 1984. – № 3. – С. 15–19.
18. Скоробогатов В.А. О соотношении традиционных и нетрадиционных ресурсов газа в осадочных бассейнах России (суша и арктический шельф) в связи с обоснованием перспективных направлений поисков и разведки до 2020 и 2030 гг. / В.А. Скоробогатов, С.Н. Сивков, В.С. Якушев // XV Координационное геологическое совещание. – М.: Газпром экспо, 2010. – С. 236–255.

19. Скоробогатов В.А. Опыт оценок потенциальных ресурсов свободного газа осадочных бассейнов России и их подтверждаемость при поисково-разведочных работах / В.А. Скоробогатов, Г.Р. Пятницкая, Д.А. Соин и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4с: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 59–65.
20. Скоробогатов В.А. Потенциальные ресурсы нетрадиционного газа недр России (суша и шельф) и перспективы их промышленного освоения до 2050 г. / В.А. Скоробогатов, Е.В. Перлова // Геология нефти и газа. – 2014. – № 5. – С. 48–57.
21. 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.
22. Скоробогатов В.А. Юрский продуктивный комплекс Западной Сибири: прошлое, настоящее, будущее / В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: науч.-тех. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 3 (31): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 36–58.
23. Скоробогатов В.А. Традиционные и нетрадиционные ресурсы природного газа России / В.А. Скоробогатов, В.А. Истомин, В.С. Якушев // Газовая промышленность. – 2000. – № 4. – С. 29–30.
24. Соин Д.А. Термобарические условия газонефтеносности северных районов Западной Сибири (суша и шельф) / Д.А. Соин, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5(16): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – С. 59–65.
25. Цветков Л.Д. Сланцевая нефть России / Л.Д. Цветков, Н.Л. Цветкова // Вести газовой науки. – 2013. – № 5 (16). – С. 219–230.

## Gas in tight low-permeable reservoirs as a major reserve for development of subsoil gas potential at sedimentary basins of Russia in 2031–2070

S.A. Leonov<sup>1</sup>, V.A. Skorobogotov<sup>1\*</sup>, D.Ya. Khabibullin<sup>2</sup>

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

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

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

**Abstract.** The article summarizes challenges related to exploration and development of the traditional and the alternative gas resources (in the concentrated like deposits and dispersed states). Authors concluded that Russia is secured by traditional gas resources till 2036–2040, and onward 2030–2031 studying, assessment and development of gas bedding in the tight low-permeable reservoirs will be needed, especially at north of Western Siberia.

**Keywords:** gas, oil, reserves, resources, production, Western Siberia, search, prospecting, tight reservoirs.

### 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. BILIBIN, S.I., G.A. KALMYKOV, N.S. BALUSHKINA, et al. Revisited to the assessment of reserves and resources of oil shale [K otsenke zapasov i resursov slantsevoy nefti]. *Nedropolzovaniye XXI vek*, 2015, no. 1, pp. 34–45. ISSN 1998-4685. (Russ.).
3. VYSOTSKIY, V.I. *Global petroleum industry in 2010–2016* [Neftegazovaya promyshlennost mira v 2010–2016 gg.]: analytical review. Moscow: VNIIZarubezhgeologiya, 2017. (Russ.).
4. 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.).
5. DANILOVA, Ye.M., M.N. POPOVA, A.M. KHITROV. Prospects of the shale gas revolution in Russia [O perspektivakh gazovoy slantsevoy revoliutsii v Rossii]. *Nedropolzovaniye XXI vek*, 2019, no. 4, pp. 144–149. ISSN 1998-4685. (Russ.).
6. YERMAKOV, V.I., V.A. SKOROBOGATOV. Thermoabyssolithic provisions for gas and oil presence in Jurassic deposits at northern regions of Western Siberia [Termoglubinnyye uslovia gazoneftenosnosti yurskikh otlozheniy severnykh rayonov Zapadnoy Sibiri]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 1988, no. 11, pp. 17–22. ISSN 0016-7894. (Russ.).

7. ZHARKOV, A.M. Assessment of hydrocarbon potential [Otsenka potentsiala uglevodorodov]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*, 2011, no. 3, pp. 16–21. ISSN 0869-3188. (Russ.).
8. 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.).
9. LIMBERGER, Yu. Enigmas of Bazhenov suite. Are there any gigantic oil fields under foot? [Zagadki bazhenovskoy svity. Ostalis li na Zemle gigantkiye mestorozhdeniya nefiti?]. *Neftegazovaya Vertikal*, 2017, no. 12, pp. 70–73. (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 Rossii 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. NEMCHENKO-ROVENSKAYA, A.S., T.N. NEMCHENKO. Bazhenov formation and deposits at great depths – the main source of replenishment of the hydrocarbon base of the West Siberian oil and gas province [Bazhenovskaya svita i mestorozhdeniya na bolshikh glubinakh – osnovnoy istochnik popolneniya uglevodorodnoy bazy Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy provintsii]. *Nedropolzovaniye XXI vek*, 2017, no. 8, pp. 136–140. ISSN 1998-4685. (Russ.).
12. OGANESYAN, L.V. Challenges of shale hydrocarbons: pro and contra [Problemy slantsevyykh uglevodorodov: za i protiv]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*, 2016, no. 3, pp. 24–27. ISSN 0869-3188. (Russ.).
13. 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.).
14. RYBALCHENKO, V.V., A.Ye. RYZHOV, V.A. SKOROBOGATOV, et al. Searching and prospecting of hydrocarbon fields and deposits by the enterprises of the Gazprom PJSC in Russia [Poiski i razvedka mestorozhdeniy i zalezhey uglevodorodov predpriyatiyami PAO “Gazprom” v Rossii]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 3 (35): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 46–57. ISSN 2306-9849. (Russ.).
15. SKOROBOGATOV, V.A. Is there any shale gas in sedimentary basins of Russia? [A yest li slantsevyy gaz v nedrakh osadochnykh basseynov Rossii?] *Delovoy Zhurnal NEFTEGAZ.RU*, 2020, no. 5, pp. 66–74. ISSN 2410-3837. (Russ.).
16. 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.).
17. SKOROBOGATOV, V.A., S.G. KRASNOV. Few criteria of outlooks for oil presence at Bazhenov suite in Western Siberia [Nekororye kriterii perspektiv neftenosnosti bazhenovskoy svity Zapadnoy Sibiri]. *Geologiya Nefiti i Gaza*, 1984, no. 3, pp. 15–19. ISSN 0016-7894. (Russ.).
18. SKOROBOGATOV, V.A., S.N. SIVKOV, V.S. YAKUSHEV. On ratio of traditional and alternative gas resources within sedimentary basins of Russia (dry lands and Arctic shelf) regarding substantiation of promising leads for search and prospecting till 2020 and 2030 [O sootnoshenii traditsionnykh i netraditsionnykh resursov gaza v osadochnykh basseynakh Rossii (susha i arkticheskiy shelf) v svyazi s obosnovaniyem perspektivnykh napravleniy poiskov i razvedki do 2020 i 2030 gg.]. *XV Coordinating geological meeting*. Moscow: Gazprom expo, 2010, pp. 236–255. (Russ.).
19. SKOROBOGATOV, V.A., G.R. PYATNITSKAYA, D.A. SOIN, et al. Practice of estimation of potential resources of the free gas in sedimentary basins of Russia and their validation during prospecting works [Opyt otsenok potentsialnykh resursov svobodnogo gaza osadochnykh basseynov Rossi i ikh podtverzhdayemost pri poiskovo-razvedochnykh rabotakh]. *Geologiya Nefiti i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70<sup>th</sup> anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 59–65. ISSN 0016-7894. (Russ.).
20. SKOROBOGATOV, V.A., Ye. V. PERLOVA. Potential in-situ resources of alternative gas in Russia (onshore and offshore), and outlooks for their industrial development before 2050 [Potentsialnyye resursy netraditsionnogo gaza nedr Rossii (susha i shelf) i perspektivy ikh promyshlennogo osvoyeniya do 2050 g.]. *Geologiya Nefiti i Gaza*. 2014, no. 5, pp. 48–57. ISSN 0016-7894. (Russ.).

21. SKOROBOGATOV, V.A., V.A. KUZMINOV, L.S. SALINA. Gas resources in the low-permeable reservoirs of the sedimentary basins of Russia, and outlooks for their industrial development [Resursy gaza v nizkopronitsayemykh kollektorakh osadochnykh basseynov Rossii i perspektivy ikh promyshlennogo osvoyeniya]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2012. Spec. is.: Alternative resources of oil and gas [Netraditsionnyye resursy nefti i gaza], pp. 43–47. ISSN 0016-5581. (Russ.).
22. SKOROBOGATOV, V.A. Jurassic productive complex of Western Siberia: past, present and future [Yurskiy produktivnyy kompleks Zapadnoy Sibiri: proshloye, nastoyashcheye, budushcheye]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017, no. 3 (31): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 36–58. ISSN 2306-9849. (Russ.).
23. SKOROBOGATOV, V.A., V.A. ISTOMIN, V.S. YAKUSHEV. Traditional and alternative resources of natural gas in Russia [Traditsionnyye i netraditsionnyye resursy prirodnogo gaza Rossii]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2000, no. 4, pp. 29–30. ISSN 0016-5581. (Russ.).
24. SOIN, D.A., V.A. SKOROBOGATOV. Pressure and temperature conditions of gas-and-oil occurrence of northern regions of Western Siberia (land and shelf) [Termobaricheskiye usloviya gazoneftenosnosti severnykh rayonov Zapadnoy Sibiri (susha i shelf)]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013, no. 5 (16): Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030, pp. 59–65. ISSN 2306-8949. (Russ.).
25. TSVETKOV, L.D., N.L. TSVETKOVA. Slate oil of Russia [Slantsevaya neft Rossii]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013, no. 5 (16): Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030, pp. 219–230. ISSN 2306-8949. (Russ.).

УДК 558.981

## Новое в теории формирования и развития минерально-сырьевой базы газо- и нефтедобычи крупных регионов и компаний

**Д.Я. Хабибуллин**ПАО «Газпром», Российская Федерация, 190900, г. Санкт-Петербург, BOX 1255  
E-mail: D.Khabibullin@adm.gazprom.ru

**Тезисы.** В статье на основании предыдущих исследований автора (2017–2020 гг.) уточнены законы развития нефтегазовой геологии (НГГ) и минерально-сырьевой базы (МСБ) газо- и нефтедобычи России, ее крупных регионов и компаний. Предложены новые понятия в рамках теории развития НГГ и МСБ.

Запасы и ресурсы углеводородов (УВ), а именно свободного (СГ) и попутного (ПГ) газа, конденсата (К) и нефти (Н), – начальные, текущие (без накопленной добычи – НД) и конечные, когда все переходит в НД и больше ни искать, ни добывать нечего, – составляют так называемую минерально-сырьевую базу (МСБ) газа и нефти стран, регионов, отдельных компаний (в недрах контролируемых ими лицензионных участков) и мира в целом. Это сумма газового и нефтяного потенциалов недр тех или иных геологических объектов – осадочных бассейнов (ОБ) и нефтегазоносных провинций, приуроченных к ним нефтегазоносных областей, районов, комплексов пород, т.е., по сути, это потенциальные ресурсы УВ (ПГ + СГ + Н + К), начальные, текущие, за вычетом добычи и результирующие – конечные, истинные, когда НД становится равной подсчитанным ранее начальным потенциальным ресурсам (НПР), если конечно они были подсчитаны близко к истине.

На протяжении длительной истории человеческой цивилизации все науки возникали и развивались по собственным, присущим только данному научному направлению законам. Физика и математика – по физическим и математическим законам и правилам, медицина – по медицинским, астрономия – по космологическим и т.д. Все это относится и к такой науке о Земле, как геология, внутри которой существует много направлений, в том числе нефтегазовая геология (НГГ) и сопровождающие ее геофизика и геохимия, а в составе НГГ – учение (теория) о минерально-сырьевой базе (МСБ) газа и нефти. Формулировке, описанию и обозначению основных законов НГГ и, в частности, МСБ посвящено немного работ, опубликованных в последние два десятилетия (1991–2020 гг.) [1–10].

Большинство геологов-газовиков и геологов-нефтяников – и ученых, и практиков – особенно не озадачивались проблемами создания и развития теории формирования МСБ УВ; они просто искали, разведывали и осваивали УВ-скопления в разнообразных геологических условиях разновозрастных ОБ мира.

Настоящая статья продолжает и конкретизирует предыдущие исследования, в том числе в рамках такой еще молодой науки, как ресурсология, впервые выделенной А.Н. Истоминым в 1980-е гг. ввиду того, что запасы суть открытая часть НПР.

Любая теория в рамках конкретного направления науки должна сформировать «фундамент», т.е. сформулировать и обосновать понятийный аппарат, терминологию, а также на их основе собственные законы и правила. Автор делает различие между законами и закономерностями газо- и нефтенакпления в земных недрах: первые представляют собой нечто необходимое, непреложное в едином процессе формирования УВ-скоплений (месторождений, отдельных залежей); последние же фиксируют часто повторяющиеся в разномасштабных геологических объектах явления, вторичные по значимости и вовсе необязательные к выполнению в любых геологических

**Ключевые слова:**газ,  
нефть,  
добыча,  
запасы,  
ресурсы,  
теория,  
геология,  
закон,  
минерально-сырьевая база.

условиях разновозрастных ОБ. Применительно к НГГ фундаментальные законы должны иметь общезначимый, универсальный характер и выполняться во всех нефтегазоносных ОБ и автономных генерационно-аккумуляционных комплексах пород, разделенных покровными.

Ранее были выделены шесть основных законов, относящихся в целом к НГГ, а также частично к теории формирования и развития МСБ газо- и нефтедобычи [4, 6]. Предлагается уточнить понятийную базу некоторых законов, действующих в любых геологических условиях ОБ, сложенных серо-, пестро- и красноцветными терригенными и карбонатными породами, а также вулканогенно-осадочными толщами.

1. *Закон непрерывности и повсеместности газообразования в земных недрах и ограниченности в пространственно-временном континууме процессов битумогенерации в материнских породах и последующего нефтенакопления* в ловушках внутри коллекторских толщ. УВ-газы образуются во всех сероцветных породах в огромном диапазоне их термокатагенетической преобразованности – от торфяной и бурогоугольной стадии углефикации до начального метагенеза (вплоть до антрацитовой стадии). Фаза битумогенерации ограничена поздним протокатагенезом ПК<sub>2</sub> (позднебурогоугольной стадией при показателе отражения витринита  $R^o = 0,45 \dots 0,50 \%$ ) и ранним катагенезом до жирных углей ( $R^o = 1,20 \dots 1,30 \%$ , редко более). Выше этих уровней продуцирующая органика еще незрелая, ниже она перезрела по отношению к генерации битумоидов, хотя усиливается газогенерация – первичная в гумусовом органическом веществе и вторичная в сапропелевом.

2. *Закон литолого-формационного контроля* масштабов и особенностей газо- и нефтенакопления в недрах осадочных бассейнов. В сероцветных терригенных неморских толщах преобладают газосодержащие месторождения и залежи, в морских и озерных терригенных и особенно карбонатных формациях – нефтяные с малой долей СГ в суммарных запасах. Этот закон выполняется во всех бассейнах осадконакопления и имеет немного исключений (средняя юра арктических областей Западной Сибири, нижний венд Сибирской платформы и др.)

3. *Закон неравномерности газо- и нефтенакопления*. В большинстве нефтегазоносных

ОБ общая площадь распространения месторождений и отдельных залежей УВ (их проекции на поверхности земли) невелика, обычно от первых до 10...15 %, редко более, что связано с условиями аккумуляции УВ в залежах, весьма неравномерной в пространстве, а также ограниченным коллекторским потенциалом большинства автономных генерационно-аккумуляционных комплексов пород: объем ловушек всегда меньше, чем объемы и массы мигрирующих УВ внутри коллекторских толщ. В мире найдется мало примеров (межгорные бассейны Сан-Хуан в Скалистых горах – газ, и Маракайбо в Венесуэле – нефть), когда суммарная площадь всех месторождений внутри бассейна достигала бы 20...30 % общей площади ОБ. Даже в таких предельно разбуренных регионах, как Северный Кавказ (Скифская плита и предгорные альпийские прогибы), обширные пространства лишены УВ-скоплений и водоносны, а суммарная площадь открытых месторождений составляет менее 10 % площади ОБ.

4. *Закон разделения в пространстве газа и нефти*, в соответствии с действием которого формируются и сохраняются до наших дней преимущественно и часто даже исключительно нефтеносные или газосодержащие регионы, провинции, области и автономные комплексы пород. С этим законом связано и установленное правило: что хорошо для нефти, то плохо для газа, и наоборот. Яркие примеры – нефтеносная Среднеобская область Западно-Сибирской мегапровинции (ЗСМП) и газосодержащие Ямальская, Гыданская и Енисей-Хатангская области и др.

5. *Основопологающий закон УВ-накопления* в преимущественно газосодержащих (генетически) областях и комплексах пород: чем сложнее тектонодинамическое и литолого-фациальное развитие и современное геологическое строение, выше глинистость разреза и его пористость, интенсивнее нарушение разломами ОБ, тем хуже для газа и лучше для нефти, тем меньше доля газа в суммарных запасах и ресурсах УВ, тем меньше крупность газосодержащих месторождений и залежей. Газосодержащие как бы распылены в пространстве. Именно мощная дегазация областей, районов, отдельных месторождений УВ и комплексов пород – первопричина вторичного нефтенакопления в нарушенных ловушках, откуда СГ ушел (обычно по разломам) и куда пришла нефть. Исключительно газосодержащие по генетическим причинам геологические

объекты, не только отдельные месторождения, но даже районы и зоны, трансформируются подчас в нефтеносные с малой остаточной газоносностью залежей (типа нефтегазоконденсатных и нефтегазовых). Более того, выпавший из газовой фазы конденсат пополняет запасы нефтяных залежей: многие нефти даже в самостоятельных залежах конденсатоподобны.

6. *Закон дискретности залежей и повсюдности рассеянных форм УВ.* Если скопления, или залежи, обычных нефти и газа расположены в пространстве дискретно (по определению), то сланцевые нефть и газ, а также угольный газ распространены повсеместно в объеме генерационных комплексов материнских пород, в том числе угленосных толщ, вне зависимости от тектонического положения того или иного участка, или зоны, и их массы и объемы зависят только от условий генерации и эмиграции УВ.

7. *Закон конечности запасов и реальных ресурсов УВ в недрах крупных геологических объектов* (нефтегазоносных провинций, областей и др.). Все когда-нибудь заканчивается, в том числе ресурсы СГ и нефти после тотальной разведки недр тех или иных перспективных территорий. Если первоначально подсчитанные НПП были близки к геологической истине, то их перевод в начальные разведанные запасы на уровне 85...90 % знаменует собой близкое исчерпание неоткрытых ресурсов, когда уже нечего открывать и разведывать, а в последствии и добывать. Все! Конец поискам. То же относится и к запасам, которые постепенно и неизбежно переходят в НД (на 90...95 %). Ошибки счета и обоснования ресурсов и запасов неизбежны. Лучше бы эти ошибки были поменьше (для ресурсов не более  $\pm 20...25\%$ , для запасов  $\pm 10...15\%$ ). Ошибки бывают минимальными, если эксперты в области оценки ресурсов и промысловые геологи ответственно подходят к своим обязанностям: без обмана общественности (и начальства) и излишнего лукавства. По опыту известно, что хороший эксперт ошибается редко и на немного, экономя время и деньги своих компаний-операторов.

Отметим также, что в НГГ часто важнее порядок цифр, интервально-ориентировочные, а не точные значения, которые при ближайшем рассмотрении оказываются и не так уж точны. Прежде всего это относится к числу открытых месторождений и залежей, запасам УВ, особенно извлекаемым, НПП газа и нефти и др.

8. Один из главнейших, универсальных законов НГГ: *чем проще, тем лучше*. Всегда, везде, во всем! Чем сложнее, тем хуже. Примеров по России и миру множество. Достаточно сравнить альб-сеноманский (уникально газоносный и по запасам, и по ресурсам) и юрский нефтегазоносный (с малыми запасами и неопределенными ресурсами) комплексы ЗСМП.

9. *Закон непрерывности развития* МСБ УВ. Как и добыча газа и нефти не должна, а значит, и не может прерываться (когда есть еще достаточные запасы и прогнозные ресурсы под поиски и разведки), так и процесс прироста новых запасов за счет поисково-разведочных работ (главным образом) не должен останавливаться даже на короткие отрезки времени (два-три года), иначе сначала стагнация, а затем и упадок неизбежны. В этой гонке за новыми «свежими» запасами выигрывают только те компании-операторы, деятельность которых направлена на открытие по возможности большего числа месторождений УВ различной величины (в идеале – крупнейших) и разного фазового состояния. Например, даже в кризисном 2020 г. (пандемия и спад активности) такая компания, как «Роснефть» открыла 20 месторождений (17 на суше и 3 на шельфе, из них ряд достаточно крупных – более 30 млн т условного топлива).

10. *Закон оптимального освоения текущих запасов* крупных геологических объектов и компаний. Если компания-недровладелец не хочет исчерпать МСБ газа и нефти на своих лицензионных участках в виде месторождений и залежей и разориться (в конечном итоге), она должна рационально (бережно) осваивать МСБ, эксплуатировать скопления УВ оптимально, не превышая определенных уровней ежегодных отборов из недр. Естественно, они зависят от НД, остаточных извлекаемых запасов и уровня их сложности. Для СГ этот темп не должен превышать 3...5 % в год от текущих геологических запасов, для нефти – 2...4 % от извлекаемых. Конечно, можно руководствоваться принципом «Рванем, ребята!», однако это всегда очень плохо для недр. Тогда неизбежны потери (выпадение конденсата в пласте и т.д.). Должен соблюдаться некоторый оптимум: слишком малые темпы (1...2 % в год) – не очень хорошо, но они хотя бы увеличивают конечные коэффициенты извлечения газа и нефти до нескольких абсолютных процентов (соответственно до 85...90 % и до 42...48 %).

Здесь приведен, вероятно, не весь перечень законов развития НГГ и МСБ добычи УВ (в дополнение к ранее сформулированным). Исследования проблемы продолжают. Продолжит их и автор настоящей работы...

Главная цель НГГ – предсказать (правильно), открыть, разведать и освоить

месторождения и залежи УВ, запасы которых вместе с неоткрытыми, прогнозируемыми, ресурсами составляют МСБ газо- и нефтедобычи. В этом плане эволюция НГГ подчинена созданию и развитию МСБ добычи газа и нефти. А знание законов и закономерностей, по которым развивается МСБ добычи УВ, помогает в этом сложном деле.

## Список литературы

1. 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.
2. Поляков Е.Е. Где искать новые крупнейшие, гигантские и уникальные газосодержащие месторождения в Северной Евразии? / Е.Е. Поляков, В.В. Рыбальченко, А.Е. Рыжов и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 45–57.
3. 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.
4. Скоробогатов В.А. Основопологающие законы, закономерности и правила нефтегазовой геологии России и мира (в порядке полемического обсуждения) / В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 4 (41): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 214–226.
5. Скоробогатов В.А. Газовый потенциал недр осадочных бассейнов Северной и Восточной Евразии: стратегия освоения / В.А. Скоробогатов, С.М. Карнаухов // Газовая промышленность. – № 3. – 2007. – С. 16–21.
6. Скоробогатов В.А. Основы теории формирования минерально-сырьевой базы газодобычи крупных регионов и компаний / В.А. Скоробогатов, Д.Я. Хабибуллин // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 58–71.
7. Старосельский В.И. История развития и современное состояние сырьевой базы газовой промышленности России: науч.-тех. обзор / В.И. Старосельский, Г.Ф. Пантелеев, В.П. Ступаков и др.; под ред. А.Д. Седых. – М.: ИРЦ Газпром, 2000. – 117 с.
8. Хабибуллин Д.Я. Новая парадигма ведения поисково-разведочных работ в России в 2021–2040 гг. для развития минерально-сырьевой базы газодобычи / Д.Я. Хабибуллин, В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2018. № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 67–73.
9. Хабибуллин Д.Я. Современная парадигма ведения геологоразведочных работ на газ и нефть предприятиями ПАО «Газпром» в России / Д.Я. Хабибуллин // Вести газовой науки: науч.-технический сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 81–85.
10. Черепанов В.В. Минерально-сырьевая база газодобычи России и ПАО «Газпром»: современное состояние и перспективы развития в XXI веке / В.В. Черепанов, Д.В. Люгай // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 17–30.

## Novelty in theory about forming and promoting raw materials for gas and oil production at big regions and by major operators

D.Ya. Khabibullin

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

E-mail: D.Khabibullin@adm.gazprom.ru

**Abstract.** On the grounds of own previous studies (2017–2020), author elaborates the laws which refer to development of petroleum geology and a base of raw materials for production of oil and gas in Russia, in its major regions and by its main operators. Few original concepts are suggested.

**Keywords:** gas, oil, production, reserves, resources, theory, geology, law, mineral resource base.

### References

1. LYUGAY, D.V., V.V. RYBALCHENKO, A.Ye. RYZHOV, et al. Developing a base of raw materials for gas industry of Russia and the Gazprom PJSC: overall results, issues, outlooks [Razvitiye mineralno-syryevoy bazy gazovoy otrasli promyshlennosti Rossii i PAO "Gazprom": itogi 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.).
2. 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.).
3. 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.).
4. SKOROBOGATOV, V.A. Principal laws, patterns and rules of World and Russian petroleum geology (in a polemical manner) [Osnovopolagayushchiye zakony, zakonomernosti i pravila neftegazovoy geologii Rossi i mira (v poryadke polemicheskogo obsuzhdeniya)]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, no. 4 (41): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 214–226. ISSN 2306-9849. (Russ.).
5. 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.).
6. SKOROBOGATOV, V.A., D.Ya. KHABIBULLIN. Fundamentals of building a base of mineral resources and raw materials for gas production in large regions and by big companies [Osnovy teorii formirovaniya mineralno-syryevoy bazy gazodobychi krupnykh regionov i kompaniy]. *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. 58–71. ISSN 2306-9849. (Russ.).
7. 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.).
8. 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.).
9. 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 neft 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.).
10. 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.).

УДК 550.812.1

## Энергетический мир в 2040 году. Взгляд из две тысячи двадцатого

**В.А. Скоробогатов**

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1  
E-mail: V\_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

**Ключевые слова:**

прогноз, горючие ископаемые, газ, нефть, уголь, запасы, ресурсы, добыча, осадочный бассейн, мир, Россия, топливно-энергетический комплекс, баланс, энергопотребление, тенденции.

**Тезисы.** В статье на основе ретроспективного анализа изменений величины и структуры минерально-сырьевой базы добычи горючих ископаемых, топливно-энергетического комплекса и баланса (ТЭК, ТЭБ) ряда ведущих стран и мира в целом (в 2000, 2010, 2020 гг.) сделаны выводы о развитии энергетики мира и России в предстоящие два десятилетия и ее вероятном состоянии в 2040 г., в том числе долях различных видов энергоносителей, включая минеральные, в ТЭК и ТЭБ, лидирующем положении России в производстве и поставках различных видов «вещества и энергии», прежде всего природного (свободного) газа, малом значении возобновляемых источников энергии для таких стран, как Россия, Канада, Австралия и др., недра которых богаты углем и углеводородами (на суше и на шельфе прилегающих морей).

Предсказание будущего – всегда и во всем – дело чаще всего неблагодарное, но благородное и во многих случаях просто необходимое, особенно в науке, а также в прогнозировании промышленного развития стран, регионов, крупных компаний, в том числе и в энергетике, которая последние три столетия была, есть и будет фундаментом, материальной основой эволюции вообще всей человеческой цивилизации. И кому, как не геологам-специалистам в области разведки и добычи горючих полезных ископаемых, прежде всего нефти, газа и угля, владеющим знаниями в области историографии минерально-сырьевой базы и добычи горючих ископаемых, данными о сложившихся тенденциях поисков и разведки нефти и газа (запасов угля подготовлено достаточно во всех странах мира) и их добычи, текущих промышленных запасах (под добычу в ближайшие восемь-десять лет) и прогнозных (= неоткрытых) ресурсах углеводородов (УВ), которые могут быть реально подготовлены в виде будущих запасов в ходе поисково-разведочных работ, не предсказывать ход дальнейших событий в области энергетики по отдельным странам, регионам и миру в целом. Если не геологам, так кому? Не политикам же, а экономисты многого не «нагадают», поскольку не могут предсказать конъюнктуру мирового и региональных рынков минеральных энергоносителей даже на текущий год. (Хороший, яркий пример – обвал нефтяных цен в первые месяцы 2020 г., которого никто не ожидал, а если и представлял, то... затаился, как банкир Ротшильд в день битвы при Ватерлоо в 1814 г., мгновенно скупивший почти все упавшие акции серьезных компаний в Англии по дешевке, когда первым узнал о победе англичан. Потом цена этих акций взлетела до небес.)

### Периодизация энергетики мира

Прошлое энергетического комплекса России и мира (за последние два столетия) и его будущее обсуждаются в большом числе публикаций [1–30], в том числе подробно изложена история развития газовой и нефтяной отраслей до 2000 г. [1, 8, 12, 13, 17, 22, 28]. Покажем основные вехи, оставив для краткости за рамками такой «вечный» энергоноситель, как дрова, которые, используются человеком несколько тысячелетий и, как известно, по сей день включительно:

- 1801–1850 гг. – начало и быстрое увеличение объемов угледобычи (Англия, Германия, Франция, Россия, США и др.);
- 1851–1900 гг. – уголь, появление нефти (Россия, США);

Таблица 1

## Типы и виды современных энергоносителей

Тип: виды	Особенности	Ограничения
Минеральные горючие ископаемые: газ, нефть, уголь	Вещество и энергия; конечность ресурсов в недрах	–
Гидро- и атомная энергия	Чистая энергия	Ограничение по площади сооружения, экологии и рискам (синдром Чернобыля и Фукусимы... Что дальше?)
ВИЭ: ветровая (КПД 20...40 %), солнечная, биологическая энергия	Импульсное действие (получение энергии)	Дорого сооружать и эксплуатировать. Действие непостоянное. В ряде стран неприменимы
Приливные и геотермальные станции	Экзотика	–

• 1901–1950 гг. – уголь, нефть, появление газа. Увеличение нефтегазодобывающих стран в мире до 50;

• 1951–2000 гг. – постепенное вытеснение угля углеводородами, снижение его роли в топливно-энергетическом балансе (ТЭБ) ряда стран, в том числе и России. Во многих странах добыча газа превысила добычу нефти. Резкий рост использования газа во всех сферах. Число стран, добывающих УВ, выросло до 85;

• 2001–2020 гг. – диверсификация источников получения энергии (табл. 1). Начало освоения и промышленного использования нетрадиционных ресурсов газа и нефти (НТРГ/Н) в США, Китае, Австралии и др. странах, прежде всего сланцевых УВ и угольного газа. Начало масштабного использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Дальнейшее усиление роли газа. Производство и поставки сжиженного природного газа (Катар, Австралия, Индонезия, Россия, США). В 2020 г. нефть и/или газ добывали уже 102 страны.

Прогнозами развития энергетики занимаются многие эксперты и коллективы исследователей на государственном и корпоративном уровнях, а также в частном порядке. В мире ежегодно публикуются многие десятки прогнозов, при этом авторы ссылаются друг на друга, а первоисточник и резюме чаще всего у них одинаковые, а именно не отличающиеся объективностью прогнозы Администрации по информации в области энергетики при Министерстве энергетики США (*англ.* Energy Information Administration – EIA), British Petroleum, экономических институтов<sup>1</sup> системы Российской академии наук и компаний.

Чего стоят эти прогнозы? А ничего! В подавляющем большинстве. Деньги «пакушали»

(как говорили в Грузинской ССР), прогнозы не подтвердились... Примеров множество. И у современных планирующих органов, и у департаментов по развитию крупных компаний-операторов. «Легкий» пример – НК «Роснефть»: в 2016 г. планировали добывать в 2020 г. 100 млрд м<sup>3</sup> природного газа, а в 2019 г. добыли 67 млрд м<sup>3</sup>. Скачок на треть за один год невозможен). То же и по Группе Газпром: планировалось (в 2017–2018 гг.) добывать 100 млн т нефти к 2020 г., в 2019 г. добыли чуть более 60 млн т. Скачка и здесь не произошло... Отметим, что очень часто при прогнозах не учитываются реальные возможности добычи. Это же относится и к расчетам развития отдельных видов энергетики в топливно-энергетическом комплексе (ТЭК), их соотношений внутри ТЭБ стран, регионов и мира в целом.

В качестве вводного упомянем, что земные недра национальных территорий и прилегающих акваторий – главный источник получения «вещества и энергии» для существования и развития человеческой цивилизации уже 5 тысячелетий: от меди и золота в Древнем Египте, Нубии и Двуречье, до железа, бронзы и других металлов в I тысячелетии до н.э., а с конца XVII в. н.э. – и горючих ископаемых (сначала угля, затем нефти и природного газа). А производство, национальное потребление, международная торговля и поставки полностью определяются богатством недр тех или иных территорий, стран и регионов, теми или иными полезными ископаемыми. Чего нет в недрах страны, того не произведешь: надо покупать или сокращать до минимума потребление.

### Минеральная самодостаточность стран и крупных регионов мира

Прямо зависит от богатства их недр разнообразными полезными ископаемыми, в том

<sup>1</sup> ИНЭИ РАН и др.

числе горючими. Чем больше территория страны и площадь прилегающего шельфа, тем, как правило, выше ее возможности самообеспечения за счет национальной добычи. Максимально обеспечена почти всеми видами металлов, нерудного сырья (алмазами и др.) и горючими ископаемыми Россия (площадь суши – 17,1 млн км<sup>2</sup>, шельфа – около 5,5 млн км<sup>2</sup>, в сумме – 22,6 млн км<sup>2</sup>). Высоко обеспечены многими видами полезных ископаемых такие страны, как Канада, США, Китай, Австралия, Бразилия (площадью от 5 до 10 млн км<sup>2</sup> каждая). Мало обеспечены ими все страны Европы (Западной, Центральной и Восточной), кроме Норвегии (богатейший газонефтеносный шельф) и Нидерландов (изначально много свободного газа), однако недра многих европейских стран (Германии, Польши, Украины и др.) богаты углем, который в силу ряда причин все менее востребован как энергоноситель.

Россия занимает I место в мире по запасам и ресурсам газа, угля, платиноидов, I/II место по алмазам, I место по ресурсам золота (третье по добыче).

Рассмотрим энергетические показатели на рубеже веков, т.е. в 2000 г. (результатирующем в развитии в XX в. и отправной точке для прогнозов на XXI в.), а также в 2010 и 2021 гг. – ближайший прогноз на текущий год. Тенденции

таковы: сокращались доли нефти и «атома» в ТЭБ, увеличивались – угля (как ни странно) и ВИЭ, не изменились доли газа и гидроэнергии (табл. 2, 3).

Уже в 2010 г. самая прогрессивная структура ТЭБ была у России. Наименее благоприятная – в Китае. Идея фикс китайских властей: в структуре потребления энергии в стране довести долю природного газа до 10...12 %, а лучше до 15 %, что будет сделать очень трудно, хотя и возможно за счет массивированного, агрессивного импорта.

Структура потребления различных энергоносителей за 2017 г. отражена в табл. 4.

Перегибы с газом наблюдались только в странах, недра которых уже истощены или с самого начала были обеднены нефтью и углем: Туркмении, Узбекистане, Бангладеш, Нидерландах. И для разнообразия ТЭБ они вынуждены покупать на мировом и региональных рынках другие виды энергоносителей и УВ-сырья. Да! Газ – это хорошо, но разнообразие – лучше и чаще всего необходимо.

Современное состояние минерально-сырьевой базы добычи природного газа и нефти отражено в табл. 5, 6. Кроме того, НД конденсата – 0,6 млрд т, запасы текущие – 4,1 млрд т, всего 4,7 млрд т; нефтеразтворенный (попутный) газ: НД – 2,0 трлн м<sup>3</sup>, запасы 5,2 трлн м<sup>3</sup>. Всего начальные запасы

Таблица 2

## Сравнение структуры мирового потребления в 2000 и 2010 гг.

	2000 г.	2010 г.
Всего, млрд т нефтяного эквивалента (далее – н.э.), в том числе, %:	9,4	12,0
Нефть	38,1	33,6
Газ	23,2	23,8
Уголь	25,6	29,6
Атом	6,2	5,2
Гидроэлектроэнергия	6,4	6,5
ВИЭ	0,5	1,3

Таблица 3

## Структура ТЭБ крупнейших потребляющих стран (2010 г.)

Страна	Энергопотребление в 2010 г., млн т н.э.	Доля в ТЭБ, %					
		нефть	газ	уголь	атом	гидроэлектроэнергия	ВИЭ
Китай	2432	18	4	69,8	0,7	7	0,5
США	2286	37	27	23	8	3	2
Россия	691	21	53,5	14	6	5	< 0,5
Индия	524	30	10	53,5	1	5	0,5
Япония	501	40	17	25	13	4	1

Таблица 4

## Потребление\* первичных энергоресурсов в 2017 г.\*\* ведущими странами мира

Страна	Всего, млрд т н.э.***	Из них, %:					
		газ	нефть	уголь	атомная энергия	гидроэнергия	ВИЭ
КНР	3,13	6,6	19,4	60,5	1,8	8,3	3,4
США	2,23	28,4	40,9	14,9	8,6	3,0	4,2
Индия	0,75	6,2	29,4	56,3	1,1	4,1	2,9
Россия	0,70	52,4	21,9	13,2	6,6	5,9	0,0
Япония	0,46	22,1	41,3	26,4	1,4	3,9	4,9
Германия	0,34	23,1	35,8	21,3	5,1	1,3	13,4
Бразилия	0,30	11,2	46,1	5,6	1,2	28,4	7,5
Республика Корея	0,30	14,3	43,7	29,2	11,4	0,2	1,2
Иран	0,28	67,1	30,7	0,3	0,6	1,3	0,0
Саудовская Аравия	0,27	35,7	64,3	–	–	–	–
Мир в целом	13,51	23,4	34,2	27,6	4,4	6,8	3,6

\* За счет собственных ресурсов и импорта.

\*\* Источник: BP Statistical Review of World Energy, июнь 2018 г.

\*\*\* н.э. – нефтяной эквивалент.

Таблица 5

## Современное состояние минерально-сырьевой базы газо- и нефтедобычи России (2020 г.):

## НД – накопленная добыча

	Свободный газ, трлн м <sup>3</sup>				Газосодержащие месторождения, ед.	Нефть, млрд т				Нефтеосодержащие месторождения, ед.
	Всего	НД	запасы			всего	НД	запасы		
			кат. А + В <sub>1</sub> + С <sub>1</sub>	кат. В <sub>2</sub> + С <sub>2</sub>				кат. А + В <sub>1</sub> + С <sub>1</sub>	кат. В <sub>2</sub> + С <sub>2</sub>	
Всего по России, в том числе:	96,9	24,3	49	23,6	976	55,6	24,8	18,7	12,1	3229
Уральский федеральный округ	61,6	20,1	28,6	12,9	216	29,7	13	10,7	6	660
Сибирский федеральный округ	6,6	0,2	3,3	3,1	90	5,3	0,8	1,6	2,9	181
Приволжский федеральный округ	2,6	1,6	0,9	0,1	234	13,2	8,4	3,8	1	1655
Шельф	15	0,7	10,1	4,2	49	1,6	0,2	0,6	0,8	40

Таблица 6

## Запасы УВ мира на 01.01.2020 (по В.И. Высоцкому)

	НД	Текущие запасы	Всего
Природный газ, трлн м <sup>3</sup>	147	209,2	356,2
Жидкие УВ, млрд т	189,3	234,1	423,4

природного газа – 101,8 трлн м<sup>3</sup>, жидких УВ – 60,8 млрд т.

Всего в мире открыты примерно 77 тыс. месторождений УВ (в России – около 3,7 тыс.). Текущие разведанные запасы России: свободный газ – 49,8 трлн м<sup>3</sup>; нефть + конденсат – 22,8 млрд т. Целесообразно остановиться на оценках ресурсов УВ – официальных и корпоративно-авторских

(табл. 7–9) [5, 10, 27]. Наиболее приемлемая реально подтверждаемая величина ресурсов нефти, извлек., – 70 + 5 млрд т, в том числе в Западной Сибири – 42 ± 3. Неоткрытые ресурсы традиционной нефти – 27...30 млрд т, но где их искать?

Наиболее приемлемая величина НПТР газа Северной Евразии – 200±10 трлн м<sup>3</sup>.

Таблица 7

**Авторская оценка суммарного газового потенциала недр осадочных бассейнов России, арктических и дальневосточных морей**

Оценка начальных потенциальных традиционных ресурсов (НПТР), трлн м <sup>3</sup>	Вероятность подтверждения в конечных разведанных запасах, %
200	80
230	60
260	40
290	20

Таблица 8

**Нефтяной потенциал недр Северной Евразии**

Оценка начальных потенциальных традиционных ресурсов (НПТР), млрд т	Вероятность подтверждения в конечных разведанных запасах, %
70	80
80	70
90	60
100	50
110	40

Таблица 9

**Прогноз углеводородного потенциала недр России (традиционные ресурсы), млрд т условного топлива (у.т.)**

	Официальная оценка	Усредненная авторская оценка
Свободный газ	288	205
Нефть	111	72
Конденсат	~18	15
Попутный нефтяной газ	12	8
Всего	429	300

Современное состояние энергетического комплекса отражено в табл. 10–13.

Глобальная ситуация в мировой энергетике в 2019–2020 гг. [3, 6, 30 и др.] (учитывается последний пятилетний период):

1) постепенное, но неуклонное *увеличение добычи УВ* большинством стран мира, несмотря на картельные соглашения по сдерживанию добычи нефти. Естественное снижение производства в «старых» добывающих странах (Англии, Нидерландах, Китае и др.);

2) стремление ряда стран к отказу от использования угля в качестве энергоносителя, а также от дальнейшего развития атомной энергетики (Западная Европа и др.);

3) увеличение во многих странах производства ВИЭ, особенно в европейских, в США, Канаде, Китае и др., *в значительной степени исчерпавших запасы и ресурсы традиционных источников.*

В 2020 г. добыча УВ и приросты новых запасов снизились по большинству стран мира

на 5...12 %, запасы и ресурсы практически не изменились ( $\pm 3...6$  %).

В течение всего минувшего столетия происходило соревновательное противостояние твердого, жидкого и газообразного видов минеральных энергоносителей – угля, нефти и газа, появлялись новые или затухали традиционные источники энергии. К последним относятся дрова (вечный всемирный источник получения энергии, но уже в микроколичествах), торф, горючие сланцы и бурый уголь приповерхностных скоплений и др.

Современное положение в энергетическом мире:

1) всемерное сдерживание добычи нефти многими странами-производителями ради справедливых цен, которые скатились в марте 2020 г. с 65 до 25...23 \$ за бочку, и только в конце мая – начале июня 2020 г. стали медленно восстанавливаться (39...42 \$ в начале июня) до 68...73 \$ в первой половине 2021 г. Автор в 2020 г. считал справедливой цену нефти на мировом рынке 75 \$ за бочку или около

Таблица 10

## Роль России в современном ТЭК (данные 2019 г.)

		Нефть, млрд т	Природный газ, трлн м <sup>3</sup>	Уголь, млрд т
Добыча	мир	4,5	4,0	6,0
	Россия	0,566	0,739	0,446
Поставки на экспорт	мир	2,2	1,3	1,2 (экспертная оценка)
	Россия	0,286	0,257	0,31

Таблица 11

## Энергетический мир в 2019/2020 гг. (минеральная компонента)

Регион	Добыча за 2019 г.		Разведанные запасы (2020 г.)		Начальные потенциальные ресурсы		Экспорт		Импорт	
	природный газ, млрд м <sup>3</sup>	нефть, млн т	природный газ, трлн м <sup>3</sup>	нефть, млрд т	природный газ, трлн м <sup>3</sup>	нефть (+ конденсат), млрд т	природный газ, млрд м <sup>3</sup>	жидкие УВ, млн т	природный газ, млрд м <sup>3</sup>	жидкие УВ, млн т
Мир в целом	4,0	4,5	198,8	244,6	684 (свободный газ – 556**)	572 (~500**)	1287	2240	1287	2240
Россия	679* (739)	566	38* (50)	14,5* (18,5)	288* (205**)	111...129* (74...86**)	257	286	27***	–
США	921	747	12,9	8,2	65,5* (сильно завышено)	50,4*	123	138	75	338
Саудовская Аравия	114	557	6,0	40,9	19,8	71,0	–	358	–	0,1
Китай	178	191	8,4	3,6	12,5 (18**)	~25	–	0,4	133	507

\* Данные ЗАО «Зарубежгеология» и др.

\*\* Корпоративная оценка ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

\*\*\* Из Прикаспийской впадины Казахстана и др.

Таблица 12

## Стартовые позиции развития энергетического комплекса России и мира

	Добыча	
	2019 г.	2020 г. (прогноз / факт)
Россия: природный газ, млрд м <sup>3</sup>	739	750 / 694
Россия: жидкие УВ, млн т	566	550 / 512
Россия: уголь, млн т	450	460 / 398
Россия: общее производство всех видов энергоресурсов, млрд т н.э.	1,5	1,55 / 1,50
Мир в целом, млрд т н.э.	14,0	14,2 / нет данных
США, млрд т н.э.	2,1	2,15 / нет данных
Китай, млрд т н.э.	2,6	2,7 / нет данных
Саудовская Аравия, млрд т н.э.	0,7	0,7 / нет данных
Канада, млрд т н.э.	0,6	0,6 / нет данных

555 \$ за 1 т. Таковой она стала в середине июля 2021 г. Но что дальше? Нефтяная конъюнктура трудно предсказуема;

2) постепенное планомерное снижение энергогенерации за счет угля и атомной энергии в Европе, Китае, Японии. Увеличение производства электроэнергии за счет ВИЭ (Дания – 40 %).

Неизменный лидер по ежегодным поставкам минеральных энергоносителей – Россия: в 2010 г. – 570 млн т. н. э.; в 2019 г. – 0,8 млрд т у.т. при близких объемах экспорта нефти (290 млн т), газа (260 млн т), угля (230 млн т). Ни одна страна в мире не может себе позволить такого значительного валового экспорта;

Таблица 13

**Стартовые позиции России в области развития газовой отрасли промышленности и ее сырьевой базы (01.01.2020\*)**

Общее число газосодержащих МУВ	980 (± 2...3)
Текущие разведанные (= доказанные) запасы, трлн м <sup>3</sup>	50,5
в том числе ПАО «Газпром» (свободный газ)	34,8
Предварительно оцененные запасы кат. В <sub>2</sub> + С <sub>2</sub> , трлн м <sup>3</sup>	24* (оценка, безусловно, завышенная за счет Ямала)
в том числе реальные подтверждаемые за счет разведки и доразведки	10,5...12,5*
Текущий потенциал запасов за счет их открытой части, трлн м <sup>3</sup>	61...63
Неоткрытые (перспективные и прогнозные) традиционные ресурсы газа недр Северной Евразии (кат. D <sub>0</sub> , D <sub>1</sub> , D <sub>2</sub> ), трлн м <sup>3</sup>	90...95 (оценка «снизу»); 180...190** (оценка «сверху» от официальной величины начальных потенциальных ресурсов)
Максимально возможные приросты разведанных запасов до 2050/2060 гг., трлн м <sup>3</sup>	50 / 60**

\* Экспертная оценка.

\*\* Разница в оценках – 100 трлн м<sup>3</sup> (!).

3) увеличение производства нефти и газа за счет нетрадиционных ресурсов УВ: тяжелой и сланцевой нефти, угольного, сланцевого и «плотного» газа и др. Снижение себестоимости производства сланцевых УВ до приемлемого уровня в США, Канаде, Китае, Австралии. Разработка национальных программ освоения нетрадиционных ресурсов газа и нефти во многих странах (Алжире, Индии, Аргентине и др.);

4) истощение возможностей масштабного увеличения производства гидроэнергии во многих странах мира, но стремление ряда азиатских и африканских стран к строительству атомных электростанций.

Безусловно, анализ состояния недр (запасов, ресурсов горючих ископаемых) и развития разнообразных источников получения энергии – первостепенные, основополагающие элементы прогноза, но не стоит забывать и о конъюнктуре.

В работах автора и коллег-геологов «Газпрома» последние годы (2017–2020 гг.) уделялось достойное внимание развитию энергетики России и мира с прогнозом развития ТЭК в XXI в. [14, 25, 26, 30]. Предварительные замечания таковы.

При всех раскладах в тактическом горизонте прогноза важна нефтегазовая конъюнктура мирового и региональных рынков энергоносителей. «Ее величество» конъюнктура – важнейшее, но не определяющее полностью условие развития производства и поставок любых товаров и услуг, а также цен на них. Она управляет этими процессами (изменением

их параметров) только в ближней перспективе (три-пять лет). В средней (10...15 лет) и дальней (20...30 лет) перспективе развитие энергетики и ее состояние по годам и периодам зависят только от возможностей и потребностей стран и регионов производить, поставлять, потреблять все виды энергоносителей: минеральных и природно-возобновляемых, а также вторично-искусственных. Использование двух последних групп (видов) имеет целый ряд ограничений: экономических, экологических, природно-ресурсных, геополитических и др.

### Специфика развития энергетики России в XXI в.

Географо-экологические и социальные ограничения производства, использования и дальнейшего развития различных природно-минеральных видов получения энергии:

- уголь – некоторые *экологические* ограничения в европейских районах. В Сибири они отсутствуют;
- нефть – *ресурсные* ограничения. Высокоэффективные запасы и ресурсы истощены на суше и не предполагаются на шельфе (по крайней мере, в больших объемах);
- гидроэнергетика – *географические и экологические* ограничения;
- атомная энергетика – *синдром Чернобыля и Фукусимы*, дальнейшее развитие ограничено малонаселенными районами Сибири;
- ВИЭ – *только местное развитие* в европейских областях в ограниченных объемах;
- газ – нет ограничений.

Газ для России – «больше», «выше», чем нефть (как, впрочем, и в недрах, где свободный газ залегает всегда выше нефти, «на уровне», но и ниже – в глубоких горизонтах). Последние три десятилетия объем добычи газа (свободного + нефтяного) был неизменно больше производства жидких УВ в силу ряда причин, и ресурсно-геологических не в последнюю очередь.

Новая парадигма развития энергетического комплекса России в 2021–2040 гг. (авторский вариант):

- непрерывный *рост добычи газа* с 700...710 млрд м<sup>3</sup> в 2021 г. (оценка) до 1000...1050 в 2040 г. и до 1100...1150 млрд м<sup>3</sup> в 2050 г. с одновременным увеличением производства из нетрадиционных источников;

- *удержание добычи жидких УВ* после 2030 г. на уровне не ниже 480 (460) млн т/год при снижении роли нефти во многих отраслях промышленности и на транспорте, но при сохранении (увеличении?) экспортных квот;

- *постепенное увеличение добычи угля* в восточных, малонаселенных, регионах страны для угольной генерации тепловой энергии и для увеличения экспорта дефицитных сортов в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. По-видимому, оптимальные уровни национального производства угля – 500 млн т в 2040 г. и 530 млн т – в 2050 г.;

- *медленное увеличение доли ВИЭ* в энергетическом балансе преимущественно европейских областей (в Сибири они попросту не нужны, по крайней мере, для масштабного производства);

- после медленного роста *стабилизация квот производства атомной и гидроэнергии в структуре ТЭБ*.

Главное в развитии ТЭК России:

- сохранение и поддержание Россией статуса великой энергетической державы мирового значения за счет производства природных (минеральных) энергоносителей (газа, нефти, угля);

- неуклонное увеличение национальной добычи газа и производства электроэнергии;

- по возможности поддержание добычи нефти (без учета конденсата) на достигнутом уровне 510...520 млн т/год при минимальных темпах снижения за счет освоения ее традиционных и нетрадиционных ресурсов (сланцевая нефть) на территории России до 2035 г. и далее;

- увеличение экспортного потенциала, диверсификация направлений и регионов экспортных поставок энергоресурсов, прежде всего газа.

После 2030 г. окончательно сформируется стратегический Евро-Азиатский союз стран-производителей (и экспортеров) и импортеров природного газа (нефтяной пул уже сложился к 2020 г.):

1) Россия + Иран + Катар, Европа + Турция + АТР + Индия / Китай, Япония, Корея – главные страны-поставщики / потребители в Евразии (останутся надолго). Потенциальные добыча / потребление в 2030 г. по первым трем странам соответственно – 1,6...1,8, экспорт 0,8...1,0 трлн м<sup>3</sup>, в 2040 г. – 1,9...2,0, экспорт – до 1,2 трлн м<sup>3</sup>. Страны Центральной Азии вряд ли преодолют рубеж экспорта в 250...280 млрд м<sup>3</sup> в год даже к 2038–2040 гг. Поставки газа вне Евразии будут минимальны, как и импорт с других континентов (0,3/0,4 трлн м<sup>3</sup>), менее 1/3...1/4 суммарного потребления природного газа;

2) собственная добыча газа в большинстве стран, достигнув максимума в 2030–2032 гг., неизбежно станет снижаться, за исключением России и Туркмении, возможно, США и Австралии.

Главные прогнозируемые тенденции развития энергетики в России в 2021–2040 гг. (табл. 14):

1) постепенное увеличение доли газа и его роли в национальных ТЭК и ТЭБ с технологической заменой нефти для поддержания ее экспортного потенциала (продавать нефть за рубеж всегда было и будет выгоднее, чем природный газ);

Таблица 14

**Экспертная оценка структуры потребления энергоносителей в 2040 г. в России в н.э.**

	2018 г. (факт), %	2040 г., %
Газ	54,3	55...57
Нефть	21,2	19...18
Уголь	12,2	12...11
Гидро- и атомная энергетика	11,8	9...8
ВИЭ	0,4	5...4 (максимальная оценка)
Всего	100	100

2) некоторое увеличение углепотребления на фоне значительного роста добычи угля (увеличение экспортного потенциала);

3) стабилизация роли «экологически чистых» отраслей энергопроизводства (атом и гидроэнергия);

4) очень медленное увеличение производства энергии за счет ВИЭ (ветер, солнце).

### Энергетика мира: XXI в.

Развитие производства и мирового энергетического рынка в целом, а также отдельных стран и регионов в ближайшие годы (до 2025 г.), в средней (2030 г.) и дальней (2040, 2050 гг.) перспективе будет определяться следующими факторами:

- потребностями в природных энергоносителях: нефти, газе и угле;
- возможностями их производства для удовлетворения все возрастающих потребностей;
- геополитическими условиями и конкуренцией между странами – производителями и потребителями энергоресурсов (Россия, США, Саудовская Аравия, Катар и др. арабские страны, Иран, Туркменистан, Австралия и др., с одной стороны, и Западная Европа, Китай, Япония, с другой);

• давлением «зеленой» энергетики (ВИЭ) на традиционные способы получения энергии.

Оптимальная структура ТЭБ мира в 2040 г. в н.э., % (вариант 2020 г.)

- газ – 30...35;
- нефть – 23...25;
- уголь – 18...20;
- гидро- и атомные станции – 10...12 (примерно по 5...6 % на каждое направление);
- ВИЭ – 12...13.

В 2050 г. доля газа может возрасти до 36...38 (~40) % в ТЭБ мира. Только в этом случае газ будет иметь право именоваться главным мировым энергоносителем XXI в.

Газовый мир в 2040 г.:

- общемировая добыча из традиционных и нетрадиционных источников: 5,8...6,0 трлн м<sup>3</sup>; Россия – 1050...1150 млрд м<sup>3</sup>, США – 900...1000<sup>2</sup> млрд м<sup>3</sup> (соревновательное противостояние будет продолжаться);

• крупные объемы добычи ожидаются в регионах Центрально-Азиатском

и Арабо-Персидского залива, в Африке, возможно, на шельфе Австралии. Морская добыча в России будет постепенно увеличиваться (с 2035–2040 гг.) в Баренцевом и Карском морях до 300...350 млрд м<sup>3</sup> к 2050 г. Объем мировой торговли прогнозируется на уровне 1,8...2,0 трлн м<sup>3</sup>, в том числе применительно к России – до 500...550 млрд м<sup>3</sup>, США – 100...150 (вряд ли более). Газосланцевый «пузырь» США «сдуется» уже к 2035 г. Недр страны, особенно в Техасе, превратятся в «решето» (!).

В 2040 г. мегацентры производства энергии в мире останутся прежними:

- Россия – до 13...14 % мирового производства;
- Северная Америка (США + Канада) – 10–12 %;
- Ближневосточный мегарегион – до 14...15 %.
- Региональные центры:
- Китай – 9...10 % за счет продолжающейся добычи угля;
- Австралия – 3...4%.

Эти центры произведут 55...60 % требуемой человечеству энергии, из них на долю ископаемых минеральных энергоносителей будет приходиться не менее 80...82 % в относительном выражении.

В странах и регионах мегаконтинента Евразия в 2040 г. будет производиться не менее 75 % промышленной энергии мира, Северная Америка будет «отдыхать». Эти же тенденции сохранятся до 2050 г., мало изменятся к 2060 г.

### Экспортные возможности России

Увеличение к 2040 г. экспортных квот:

- угля до 75...80 % (от валового объема производства);
- нефти до 60 %;
- газа до 48...50 % (внутренние потребности в газе вряд ли превысят 500...520 млрд м<sup>3</sup>), сейчас они составляют 450...460 млрд м<sup>3</sup>/год.

При этом главным национальным энергоносителем (как и сейчас) останется природный газ. В настоящее время продавать за рубеж нефть во всех отношениях выгоднее, чем газ, который лучше использовать внутри страны, усиливая тенденцию замены нефти газом во всех возможных сферах их использования (кроме нефтехимии).

<sup>2</sup> Это потолок производства природного газа для Америки, иначе – геоэкологический коллапс.

\*\*\*

1. Недра осадочных бассейнов мегаконтинента Евразия, в том числе его эпиконтинентальные моря, максимально обогащены минеральными энергоресурсами в виде традиционных скоплений нефти, газа и угля, а также всеми видами нетрадиционных ресурсов. Наиболее значительные потенциальные и неоткрытые традиционные ресурсы УВ предполагаются в осадочных мегабассейнах: Западно-Сибирском, Арабо-Персидском (Галф-Кост, суша и шельф), Восточно-Сибирском, Мексиканского залива, газа – в арктических шельфовых бассейнах. *Универсальным по содержанию всех видов горючих ископаемых является Западно-Сибирский бассейн* (газ, нефть, уголь всех марок).

Вообще, недра бассейнов Восточного полушария Земли обогащены углем, газом и традиционной нефтью, Западного – углем и ресурсами нетрадиционных УВ (сланцевых газа и нефти, сверхтяжелых нефтей).

2. Основой развития мировой энергетики в будущем станет дальнейшее изучение и освоение УВ-потенциала осадочных бассейнов Земли, открытие и разведка новых месторождений (многих сотен), прирост новых запасов газа и нефти.

3. Дальнейшее развитие минерально-сырьевой базы газо- и нефтедобычи будет происходить в XXI в. в большинстве стран, обладающих реальными прогнозными традиционными и нетрадиционными ресурсами УВ.

4. Большинство стран и регионов мира обеспечены, частично или полностью, каким-либо одним из видов горючих ископаемых, редко – двумя, чрезвычайно редко – всеми видами, особенно традиционных запасов и ресурсов. К последним относится только Россия, а с учетом нетрадиционных ресурсов газа и нефти, еще и США, Канада, возможно, Австралия (однако, в недрах последней нефти мало). Все они обладают самыми значительными территориями и богатейшими шельфом, в том числе в Арктике. *Именно за счет масштабного освоения циркумарктических бассейнов получит дальнейшее развитие, по крайней мере, газовая промышленность* России, США и Канады.

5. Евразийское геопространство энергетически самодостаточно и самообеспечено на многие десятилетия XXI в.: страны и регионы, потребляющие минеральные энергоресурсы (с минимальным, недостаточным

собственным производством), географически сопряжены с регионами, производящими нефть, газ и уголь в объемах, значительно превосходящих их внутренние потребности.

6. Текущие разведанные традиционные запасы природного газа в мире при ежегодном увеличении добычи от 4 до 5...6 трлн м<sup>3</sup> (2021–2050 гг.) и приростах новых запасов 6...7 трлн м<sup>3</sup>/год (в том числе по России 0,8...1,5 трлн м<sup>3</sup>/год) будут постепенно расти (с 203 трлн м<sup>3</sup> в 2017 г.) и достигнут «потолка» (260...270 трлн м<sup>3</sup>) в 2048–2050 гг. Дальнейшая динамика изменения минерально-сырьевой базы газа характеризуется полной неопределенностью.

Текущие запасы извлекаемой нефти в мире также будут постепенно и медленно возрастать за счет новых открытий, увеличения коэффициента извлечения нефти и перевода части запасов и ресурсов из категории нетрадиционных в промышленные. В России текущие запасы традиционной нефти уже никогда не превысят 20 млрд т (извлеч.).

7. Мировое производство природного газа в 2040 г. реально достигнет 6 трлн м<sup>3</sup>. Газ перегонит нефть по валовому производству.

8. В предстоящие 20 лет энергетический комплекс мира будет динамично развиваться за счет увеличения производства минеральных энергоносителей, оптимизации национальных ТЭБ, развития энергосберегающих отраслей производства. Лидером производства первичной энергии останется Россия, как уже неоднократно происходило в XX – начале XXI вв.

9. Природный газ в мире имеет все возможности и предпосылки стать к середине XXI в. доминантным природным энергоносителем. Анализ ресурсных возможностей обеспечения добычи показывает, что российский газ имеет прекрасное будущее, российская нефть – хорошее (среднее), российский уголь – удовлетворительные условия для развития (по запасам и ресурсам – великолепные!). Это и будет определять развитие ТЭК России до 2040 г. и далее.

10. Мировая торговля нефтью, газом, углем к 2041 г. увеличится в 1,4...1,5 раз по сравнению с 2020 г.

Россия, в отличие от подавляющего числа стран в мире, самообеспечена и самодостаточна в плане производства всех видов энергоресурсов в течение практически всего XXI в. Это во многом и будет определять развитие

ее промышленности и экономики в целом, по крайней мере, до 2050 г.

Новая парадигма развития мировой энергетики в период 2021–2040 гг., по мнению автора, состоит в многополярности, т.е. многокомпонентности структуры мирового и региональных ТЭК и ТЭБ при ведущей

(но не определяющей всецело, физически) роли природного газа, преимущественно свободного, а также «искусственного» – из угля, нефти, органики и др. Энергетический мир к 2040 г. изменится... но без кардинальных новаций. По-прежнему определяющими остаются горючие ископаемые.

## Список литературы

1. Байбаков Н.К. Вчера, сегодня, завтра нефтяной и газовой промышленности России / Н.К. Байбаков, Н.М. Байков, К.С. Басниев и др. – М.: ИГИРГИ, 1995. – 200 с.
2. Белонин М.Д. Состояние и воспроизводство сырьевой базы нефте- и газодобычи на востоке России / М.Д. Белонин, Ю.Н. Григоренко, Л.С. Маргулис и др. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2004. – № 1. – С. 19–32.
3. Варламов А.И. Состояние и перспективы развития сырьевой базы нефти Российской Федерации в свете существующих проблем / А.И. Варламов // Геология нефти и газа. – 2016. – № 4. – С. 14–23.
4. 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)
5. Варламов А.И. Ресурсный потенциал углеводородов – основа развития топливно-энергетического комплекса России / А.И. Варламов, А.П. Афанасенков, М.И. Лоджевская и др. // Геология нефти и газа. – 2016. – № 3. – С. 3–13.
6. Высоцкий В.И. Нефтегазовая промышленность мира: инф.-аналит. обзор / В.И. Высоцкий. – М.: ВНИИЗарубежгеология. – 2017. – 59 с.
7. 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.
8. 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.
9. 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.
10. Гулев В.Л. Нетрадиционные ресурсы газа и нефти / В.Л. Гулев, Н.А. Гафаров, В.И. Высоцкий и др. – М.: Недра, 2014. – 284 с.
11. Карнаухов С.М. Развитие минерально-сырьевой базы газовой промышленности / С.М. Карнаухов, В.С. Коваленко, В.С. Парасына и др. // Газовая промышленность. – № 3. – 2007. – С. 22–25.
12. Коржубаев А.Г. Нефтегазовый комплекс России в глобальной энергетике: перспективы развития, реализация национальных интересов / А.Г. Коржубаев // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 8. – С. 10–15.
13. Крылов Н.А. Главные вехи истории нефтедобычи в России / Н.А. Крылов // Газовая геология России. Вчера, сегодня, завтра: сб. науч. тр. – М.: ВНИИГАЗ, 2000. – С. 12–17.
14. 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.
15. Мастепанов А.М. МЭА: прогноз добычи нетрадиционных видов газа / А.М. Мастепанов // Научный журнал Российского газового общества. – 2018. – № 3–4. – С. 3–21.
16. Мастепанов А.М. Прогнозы развития мирового нефтегазового комплекса как отражение глобальных проблем и тенденций энергопотребления / А.М. Мастепанов // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 5. – С. 6–11.
17. Минерально-сырьевая база топливно-энергетического комплекса России. Состояние и прогноз / под ред. В.З. Гарипова, Е.А. Козловского. – СПб.: Ин-т геол.-эконом. проблем, 2004. – 548 с.

18. 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.
19. Подюк В.Г. Стратегические задачи и геологические возможности развития сырьевой базы газодобычи в России / В.Г. Подюк, Н.А. Крылов, В.А. Скоробогатов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – С. 8–12.
20. Поляков Е.Е. Где искать новые крупнейшие, гигантские и уникальные газосодержащие месторождения в Северной Евразии? / Е.Е. Поляков, В.В. Рыбальченко, А.Е. Рыжов и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 45–57.
21. Попов А.И. Состояние сырьевой базы нефти и газа Российской Федерации / А.И. Попов, И.А. Плесовских, А.И. Варламов и др. // Геология нефти и газа. – 2012. – Т. 1. – № 5. – С. 4–26.
22. 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.
23. 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. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 46–57.
24. Салманов Ф.К. Нефть и газ Арктики – энергетика мира будущего / Ф.К. Салманов, И.С. Грамберг, К.А. Клещев и др. // Геология нефти и газа. – 1994. – № 3. – <http://www.geolib.ru/OilGasGeo/1994/03/Stat/stat01.html>
25. Скоробогатов В.А. Будущее российского газа и нефти / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 31–43.
26. 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.
27. Скоробогатов В.А. Опыт оценок потенциальных ресурсов свободного газа осадочных бассейнов России и их подтверждаемость при поисково-разведочных работах / В.А. Скоробогатов, Г.Р. Пятницкая, Д.А. Соин и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 59–65.
28. Старосельский В.И. История развития и современное состояние сырьевой базы газовой промышленности России: науч.-тех. обзор / В.И. Старосельский, Г.Ф. Пантелеев, В.П. Ступаков и др.; под ред. А.Д. Седых. – М.: ИРЦ Газпром, 2000. – 117 с.
29. Старосельский В.И. Структура запасов и ресурсов природного газа России / В.И. Старосельский, Г.Ф. Пантелеев и др. // Перспективы развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности России: сб. науч. трудов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2008. – С. 33–44.
30. Черепанов В.В. Минерально-сырьевая база газодобычи России и ПАО «Газпром»: современное состояние и перспективы развития в XXI веке / В.В. Черепанов, Д.В. Люгай // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 17–30.

## Global power industry in 2040. Vision from 2020

V.A. Skorobogatov

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

**Abstract.** Basing on the retrospective analysis of transformations in the mineral resource base of the global fossil fuels production, as well as the fuel and power balances of few leading countries (in 2000, 2010, 2020), author predicts trends in development of the domestic and the world power industries in the nearest 20 years and their probable statuses in 2040 including the quotas of different energy carriers in the energy balances. Author supposes the leadership of Russia in production and supply of various types of energy, especially of the natural (free) gas, and poor significance of the alternative energy sources for such countries as Russia, Canada, Australia, etc., which offshore and onshore subsoil is rich of coal and hydrocarbons.

**Keywords:** forecast, fossil fuels, gas, oil, coal, reserves, resources, production, sedimentary basin, world, Russia, fuel & energy sector, balance, power consumption, tendencies.

## References

1. BAYBAKOV, N.K., N.M. BAYKOV, K.S. BASNIYEV, et al. *Yesterday, today, tomorrow of oil and gas industry in Russia* [Vchera, segodnya, zavtra neftyanoy i gazovoy promyshlennosti Rossii]. Moscow: Institute of Geology and Mining of Fossil Fuels, 1995. (Russ.).
2. BELONIN, M.D., YU.N. GRIGORENKO, L.S. MARGULIS, et al. Status and reproduction of mineral resources for oil and gas production at the east of Russia. [Sostoyaniye i vosproizvodstvo syryevoy bazy nefte- i gazodobychi na vostoке Rossii]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*, 2004, no. 1, pp. 19–32. ISSN 0869-3188. (Russ.).
3. 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 nefti Rossiyskoy Federatsii v svete sushchestvuyushchikh problem]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2016, no. 4yu, pp. 14–23. ISSN 0016-7894. (Russ.).
4. 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)
5. VARLAMOV, A.I., A.P. AFANASENKOV, M.I. LODZHEVSKAYA, et al. Resource potential of hydrocarbons as a foundation of the fuel & energy industry in Russia [Resursnyy potentsial uglevodorodov – osnova razvitiya toplivno-energeticheskogo kompleksa Rossii]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2016, no. 3, pp. 3–13. ISSN 0016-7894. (Russ.).
6. VYSOTSKIY, I.V., S.L. FELDMAN. *Global petroleum industry in 2014* [Neftegazovaya promyshlennost mira v 2014 г.]. Moscow: VNIIZarubezhgeologiya, 2015. (Russ.).
7. GAVRILOV, V.P., S.M. KARNAUKHOV, V.A. SKOROBOGATOV, et al. Status and prospects for further exploration of subsoil gas potential in Western Siberia [Sostoyaniye i perspektivy doosvoyeniya gazovogo potentsiala nedr Zapadnoy Sibiri]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2010, no. 1, pp. 12–16. ISSN 0016-5581. (Russ.).
8. 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-Biznestsentr, 2000. (Russ.).
9. GUDYMOVA, T.V., V.A. SKOROBOGATOV. Gas potential of sedimentary basins in Russia [Gazovyy potentsial osadochnykh basseynov Rossii]. In: *Gas resources of Russia in XXI century* [Gazovyye resursy Rossii v XXI veke]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2003, pp. 73–82. (Russ.).
10. 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.).
11. 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.).
12. KORZHUBAYEV, A.G. Russia oil-and-gas industry in global energy supply system: prospects of development, realization of national interests [Neftegazovyy kompleks Rossii v globalnoy energetike: perspektivy razvitiya, realizatsiya natsionalnykh interesov]. *Neftyanoye Khozyaystvo*, 2008, no. 8, pp. 10–15. ISSN 0028-2448. (Russ.).
13. KRYLOV, N.A. Main milestones of oil production in Russia [Glavnyye vekhi istorii neftedobych 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.).
14. LYUGAY, D.V., V.V. RYBALCHENKO, A.Ye. RYZHOV, et al. Developing a base of raw materials for gas industry of Russia and the Gazprom PJSC: overall results, issues, outlooks [Razvitiye mineralno-syryevoy bazy gazovoy otrasli promyshlennosti Rossii i PAO "Gazprom": itogi 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.).
15. MASTEPANOV, A.M. International Energy agency: prediction for alternative gas production [MEA: prognoz dobychi netraditsionnykh vidov gaza]. *Nauchnyy zhurnal Rossiyskogo gazovogo onshchestva*, 2018, no. 3–4, pp. 3–21. ISSN 2412-6497. (Russ.).
16. MASTEPANOV, A.M. Forecasts for evolution of global oil-gas complex as reflection of global problems and tendencies of power consumption [Prognozy razvitiya mirovogo neftegazovogo kompleksa kak otrazheniye globalnykh problem i tendentsiy energopotrebleniya]. *Neftyanoye Khozyaystvo*, 2018, no. 5, pp. 6–11. ISSN 0028-2448. (Russ.).
17. GARISOV, V.Z., Ye.A. KOZLOVSKIY (eds.). *Mineral resources of Russian fuel & energy industry. Contemporary state and prediction* [Mineralno-syryevaya baza toplivno-energeticheskogo kompleksa Rossii. Sostoyaniye i prognoz]. St. Petersburg: Institute of Geological Economic Problems Ltd, 2004. (Russ.).

18. 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.).
19. 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, Geofizika i Razrabotka Neftnykh i Gazovykh Mestorozhdeniy*, 2004, pp. 8–12. ISSN 2413-5011. (Russ.).
20. 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 krupneyshie, 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.).
21. POPOV, A.I., I.A. PLESOVSKIKH, A.I. VARLAMOV, et al. State of in-situ resources for oil and gas production in Russian Federation [Sostoyaniye syryevoy bazy nefti i gaza Rossiyskoy Federatsii]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2012, vol. 1, no. 5, pp. 4–26. ISSN 0016-7894. (Russ.).
22. REMIZOV, V.V., V.I. REZUNENKO, A.I. GRITSENKO, et al. Challenges of gas resource development at Siberia and the Far East [Problemy osvoiniya resursov gaza Sibiri i Dalnego Vostoka]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2000, no. 9, pp. 9–13. ISSN 0016-5581. (Russ.).
23. 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.).
24. SALMANOV, F.K., I.S. GRAMBERG, K.A. KLESHCHEYEV, et al. Arctic oil and gas as global power industry of future [Neft i gaz Akrtiki – energetika mira budushchego] [online]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 1994, no. 3. ISSN 0016-7894. (Russ.). Available from: <http://www.geolib.ru/OilGasGeo/1994/03/Stat/stat01.html>
25. SKOROBOGATOV, V.A. Future of Russian gas and oil [Budushcheye rossiyskogo gaza i nefti]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70<sup>th</sup> anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 31–43. ISSN 0016-7894. (Russ.).
26. 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 [Krupneyshie, 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.).
27. SKOROBOGATOV, V.A., G.R. PYATNITSKAYA, D.A. SOIN, et al. Practice of estimation of potential resources of the free gas in sedimentary basins of Russia and their validation during prospecting works [Opyt otsenok potentsialnykh resursov svobodnogo gaza osadochnykh basseynov Rossii i ikh podtverzhdayemost pri poiskovo-razvedochnykh rabotakh]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70<sup>th</sup> anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 59–65. ISSN 0016-7894. (Russ.).
28. 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.).
29. STAROSELSKIY, V.I., G.F. PANTELEYEV, et al. Structure of natural gas reserves and resources in Russia [Struktura zapasov i resursov prirodnogo gaza Rossii]. In: *Outlooks for development of mineral resources for gas industry of Russia* [Perspektivy razvitiya mineralno-syryevoy bazy gazovoy promyshlennosti Rossii]: collected scientific papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2008, pp. 33–44. (Russ.).
30. CHEREPANOV, V.V., D.V. LYUGAY. Mineral resource base of gas production by Russia and the Gazprom PJSC: modern status and outlooks for development in the XXI century [Mineralno-syryevaya basa gazodobychi Rossi ii 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.).

УДК 553.98 (571.1)

## Геология и газонефтеносность юго-востока Западно-Сибирской мегапровинции. Итоги семи десятилетий исследований (1951–2020 гг.). Проблемы и перспективы

**В.А. Скоробогатов<sup>1\*</sup>, В.Н. Ростовцев<sup>2</sup>, М.С. Паровинчак<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1

<sup>2</sup> ООО «Сибнефтегазинновация 21 век», Российская Федерация, 634041, г. Томск, пр. Комсомольский, д. 70/1

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

### Ключевые слова:

нефть,  
газ,  
месторождение,  
залежь,  
поиски,  
разведка,  
запасы,  
ресурсы,  
добыча,  
Томская область.

**Тезисы.** На основании ретроспективного анализа результатов поисково-разведочных работ на юго-востоке Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции (Томская административная область), исследований геологического строения, нефтегазоносности, запасов углеводородов (УВ), геохимических характеристик УВ-флюидов, генерационных свойств терригенных пород и углей, уровня катагенеза органического вещества проведен анализ онтогенеза газа и нефти в залежах юрского нефтегазоносного комплекса. Сделаны выводы о малых масштабах миграционных перемещений УВ, частичном разрушении первичных юрских залежей и перетоках части УВ в неокомские горизонты. Дана авторская оценка неоткрытых ресурсов и числа новых месторождений, которые реально могут быть открыты в Томской области до 2040 г.

*Всем геологам, участвовавшим в поисках, открытии, разведке и освоении месторождений углеводородов в недрах юго-восточных районов Западной Сибири, посвящаем...*

Западно-Сибирская нефтегазоносная мегапровинция (ЗСМП), приуроченная к одноименному осадочному мегабассейну, начиналась с юры в Березовском районе Приуралья. Юрой она и «закончится» примерно в 2060–2070 гг. на шельфе Карского моря. Однако сейчас, в 2021 г., уже немногие помнят и еще меньше тех, кто знает, что настоящей «альма-матер» нефтегазовой геологии юрского литолого-стратиграфического и продуктивного комплекса Западной Сибири, самого сложного и таинственного, была юра Томской административной области (ТО)... Многие нефтегазовые геологи учились профессии на примере изучения геологического строения и нефтегазоносности тюменской и васюганской (науанской) свит нижней-средней юры и келловей-оксфорда Васюганской, Каймысовской и Пайдугинской нефтегазоносных областей (НГО) на юго-востоке ЗСМП.

И вся мегапровинция начиналась с низов юры, точнее, с зоны контакта юрского продуктивного комплекса и доюрского фундамента в Березовском газоносном и Шаимском нефтегазоносном районах (НГР) Приуральской области в 1953–1960 гг., однако исторически первая нефть (непромышленный приток), кстати, высокопарафиновая, бессернистая, типично гумусово-континентального облика, была получена в 1952 г. в ТО из низов угленосной юры в Колпашевской опорной скважине, а именно из пласта песчаника, залегающего под глинами тогурской пачки озерного генезиса, а значит, со смешанным гумусово-сапропелево-лейптинитовым органическим веществом.

Изучение нефтегазовой геологии Западной Сибири происходило снизу вверх, т.е. от базальных горизонтов юры и нефтегазоносной зоны контакта (НГЗК) к верхним горизонтам юрского нефтегазоносного комплекса (ЮК), к неоком-аптскому и далее к альб-сеноманскому комплексу: все нефтегазоносные комплексы были открыты

в десятилетие 1953–1962 гг., самый верхний – в Тазовской опорной скважине в Пур-Тазовской НГО. Поиски проводили целенаправленно на локальные поднятия (хотя хватало и «диких кошек»), однако опорные скважины (Пудинская, Нововасюганская и др.) бурились вблизи поселков вне структурных условий.

Более трех десятилетий в прошлом веке после 1960 г. в ТО поисково-разведочные работы (ПРР) проводили нефтегазоразведочные экспедиции и партии глубокого бурения ПО «Томск нефтегазгеология» (гл. геологи Г.П. Худорожков, Т.А. Пастухова): Каргасокская (В.И. Биджаков), Александровская (Ю.С. Миндигалеев, В.И. Волков), Западная (Н.М. Одинцов), Средне- и Ново-Васюганская (Н.Е. Некрасов и др.), Тымская (В.А. Бычков). Геофизические исследования недр проводил трест в г. Колпашево (А.С. Миндигалеев и др.). Авторы настоящей статьи знали многих из них, встречи и плодотворные профессиональные контакты длились многие годы, особенно в семидесятых – начале восьмидесятых. В конце 1990-х гг. поиски и разведку углеводородов (УВ) продолжили созданные к тому времени газо- и нефтедобывающие предприятия (компании-недропользователи – владельцы лицензионных участков недр) – «Томскнефть», «Томскгазпром» и др.

Авторы прикоснулись к проблемам нефтегазовой геологии юго-востока в 1968–1972 гг. (в разной последовательности), и с тех пор, где бы они ни работали как геологи-нефтяники и газовики, их интерес к ТО не угасал... Не пропадает он и сейчас.

По проблемам нефтегазовой геологии ТО за 70 лет исследований, предварявших и сопровождавших поиски и разведку нефти и газа, опубликованы 450 статей и монографий (не считая тезисов докладов) [1–35 и др.]. Отдали дань им и авторы настоящей работы [18, 22, 29, 31 и др.]. Однако все крупные обобщения по нефтегазовой геологии ЗСМП в целом или ее центральных, юго-восточных и южных областей включали разделы и по ТО, точнее, ТОН-областям (Томской, Омской, Новосибирской) [3, 10, 11, 31 и др.]. Современные представления о нефтегазовой геологии ТО формировались постепенно, десятилетиями. Всего в пределах ТО в глубокое бурение введены 280 перспективных площадей (оценка авторов), преимущественно положительных локальных структур. Пробурены

1200 опорных, параметрических, поисковых и разведочных скважин общим метражом 2 млн м (по экспертной оценке).

В прогнозировании, научном обеспечении и сопровождении ПРР на нефть и газ в ТО участвовали геологи ряда научно-исследовательских институтов Новосибирска и Томска, а также Москвы (Мингео СССР). Результаты их исследований опубликованы [7, 8, 17, 33, 35 и др.].

Генерализованно геологическое строение осадочного чехла юго-востока ЗСМП представляется следующим. Мощность осадочного чехла мезозойско-кайнозойского возраста увеличивается от 0,8...1,2 км в окраинных зонах до 2,5...2,7 км в сводовых частях крупных положительных структур и до 3,3...3,5 км в осевых зонах прилегающих впадин и прогибов. В тектоническом плане в пределах области выделяются Васюганский, Пудинский, Александровский своды, юго-восток Нижневартовского свода, центр и восток Каймысовского свода, Парабельский, Пайдунгинский мегавалы, Колтогорский прогиб, Нюрольская, Усть-Тымская, Парбигская, Чулымская и др. впадины. По старой геологической традиции названия в большинстве своем даны соответственно рекам – Васюгану, Тыму, Чулыму и др. Кроме того, географически выделяются Левобережье и Правобережье р. Оби (примерно 55 и 45 % от площади ТО – 343 тыс. км<sup>2</sup>).

Выше фундамента герцинского возраста (на западе области) залегает осадочный чехол, который слагают сероцветная песчано-глинистая угленосная толща нижней-средней юры мощностью от 30...50 до 200...350 м (тюменская свита), в Чулымской впадине – итатская и макаровская свиты (в сумме до 500 м), относительно маломощная (10...35 м) также песчано-глинистая васюганская свита (на востоке ее аналог – науанская) континентального и прибрежно-морского генезиса с пластами углей (келловой-оксфорд), тонкая глинистая георгиевская свита кимериджа (2...10 м), глинисто-кремнистая баженовская свита (БС) морского генезиса (волжский ярус, 20...35 м), глинистая тарская (100...150 м, берриас – низы валанжина), песчано-глинистые мегионская и вартовская свиты неокома, покурская свита апта-сеномана общей мощностью 1,5...1,7 км и глинисто-кремнистая толща турона – нижнего олигоцена – верхняя региональная

покрышка (0,5...0,7 км). На востоке ТО эти свиты имеют другие названия.

Юрский литолого-стратиграфический и нефтегазоносный комплекс, перекрытый региональной покрышкой кимериджа – нижнего валанжина мощностью 160...200 м (БС входит в ее состав), имеет общую мощность от 100...150 до 250 м, редко более (на юго-востоке). Его средняя и нижняя проницаемые части сложены чередованием пластов песчаников, алевролитов, глин единичной толщиной от 1...5 до 20...25 м, а также углей (0,1...5 м) – типично угленосная формация, на западе – субугленосная, в составе тюменской и васюганской / наунакской свит. Помимо тектонических структур I и II порядка строение осадочного чехла осложняет большое число локальных поднятий – положительных структур III порядка площадью от первых десятков до первых сотен километров квадратных (3...5×15...25 км и более). Кроме пликативной тектоники породы юры и мела осложняют дизъюнктивные нарушения – разломы. Обычно это субвертикальные разломы небольшой протяженности (первые десятки километров) и разной амплитуды смещения пород – от 10 м и менее до 25...30 м и более (но преобладают среднеамплитудные разломы – от 10 до 30 м). Они осложняют строение ряда локальных поднятий в ареале Васюганского и Пудинского сводов, в Колтогорском мегапрогибе и др. [6, 9, 32 и др.].

Главные черты геологического строения юго-восточных районов ЗСМП проанализированы в многочисленных публикациях. Они таковы:

1) невысокая мощность ЮК (обычно от 150...200 до 350...400 м) с вариациями по области вплоть до 5...10 м в присводовых частях Парабельского и Александровского мегавалов;

2) угленосность келловей-оксфорда и нижней-средней юры с угленасыщенностью разреза тюменской свиты от 2...3 до 10...16 %, т.е. на 100 м разреза макроуглисто-сть, или толщина «сгруженного угля», достигает 10...12 м и более [10, 29]. Это рекорд для Западно-Сибирского мегабассейна: в других НГО – Среднеобской, Надым-Пурской и даже Ямальской (в апте) – эта величина не превышает 5...8 % [25]. По расчетам авторов, содержание концентрированного органического вещества (КОВ) – макроуглей – в юрском комплексе

изменяется в диапазоне 10...20 т/м<sup>2</sup> (тюменская + васюганская свиты, 200...350 м). Это значит, что в проницаемой части ЮК современная масса углей составляет в левобережной части области 2...2,8 трлн т – то, что осталось от «выгорания» в процессе углефикации в течение мелового и палеогенового периодов;

3) очень высокая литологическая неоднородность толщи тюменской свиты. Наблюдается переслаивание пластов и линз терригенных пород с углями, обычно небольшой протяженности – от первых километров до 12...15 км. При этом горизонты группы Ю<sub>1</sub> (Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>...Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и др.) прибрежно морского генезиса хорошо прослеживаются на десятки километров. То же относится и к угольным пластам васюганской свиты;

4) наличие разноамплитудных разломов различных морфологии, генезиса и периодов активности: большинство разломов осложняют фундамент и юрский комплекс и не проникают в нижнемеловую толщу, т.е. являются конседиментационными, затухающими. До земной поверхности они почти не дотягиваются. Исключение – Северная и, возможно, Черемшанская площади [10, 11, 32];

5) «редуцированный» характер БС. В отличие от большинства центральных и западных районов мегапровинции БС в ее классическом варианте (породы черного цвета) прослеживается только в западных районах, да и то здесь ее толщина уменьшается до 10...12 м (на Первомайской и др. площадях). В восточных районах распространены ее сероцветные аналоги (марьяновская и др. свиты): содержание рассеянного органического вещества (РОВ) в БС снижается от 8...10 % в Каймысовском районе до 5...4 % и менее в Парабельском районе и к востоку от Пудинского районов.

В нефтегазовой геологии главное – *изучить условия формирования УВ-скоплений*, т.е. единичных залежей нефти и свободного газа (СГ) и их ассоциаций, месторождений УВ, *установить закономерности их пространственного распространения* (локализации) по площади и разрезу осадочных продуктивных комплексов, *предсказать* новые открытия и параметры еще не открытых месторождений УВ и залежей, *сопровождать* длительный процесс их поисков, разведки, освоения и эксплуатации.

Отметим сразу, что по отдельным районам Левобережья область находится

в конце III – начале IV (заключительного) этапов изучения и освоения УВ-потенциала недр, Правобережье – на этапе I<sup>a</sup>, отдельные погруженные зоны на севере – также на начальных этапах I<sup>b</sup>, II [5]. Особенности геологического строения недр ТО посвящено очень большое число работ, поэтому подробное описание авторы опускают.

### Нефтегазоносность недр и нефтегазовая геостатистика Томской области

Первое промышленное по запасам и добычным возможностям месторождение УВ в области – Северное (на границе ТО и Ханты-Мансийского автономного округа) – открыто в 1962 г. Оно оказалось, кстати, и самым нехарактерным для области (залежи УВ в меловых комплексах). Период массового открытия месторождений приходится на 1970-е гг. Начальные разведанные запасы СГ (кат. А + В<sub>1</sub> + С<sub>1</sub>) в области составляли на 01.01.1980 уже 316 млрд м<sup>3</sup> и далее очень медленно увеличивались в динамике прироста, списания по ПРР и пересчета. В течение трех десятилетий активного ведения ПРР на территории ТО (до 1991 г.) обнаружены все крупные (более 30 млн у.т – условных тонн) и средние (3...30 млн у.т), а также большинство мелких и мельчайших (менее 3 и 1 млн у.т) месторождений. В последние три десятилетия открываются месторождения УВ запасами менее 1 млн у.т, нефте- и газосодержащие, обычно одно-, редко двух-трехзалежные. Формулы газового и нефтяного балансов ТО приведены в табл. 1.

За все годы проведения ПРР по извлекаемым начальным разведанным запасам нефти в ТО открыты одно крупнейшее месторождение (Советское), 5 крупных (30...100 млн т), 9 средних (10...30 млн т), 23 мелких (3...10 млн т), 36 мельчайших, 45 наимельчайших (менее 0,3 млн т), 9 фактически непромышленных (0,07...0,1 млн т) – всего 128 нефтесодержащих.

Среди газосодержащих известны 2 крупных (64...97 млрд м<sup>3</sup>), 3 средних, 9 мелких, 6 мельчайших, 9 наимельчайших (0,1...1,0 млрд м<sup>3</sup>) месторождений, одно с запасами СГ 0,04 млрд м<sup>3</sup> – Гураринское нефтегазоконденсатное. Чкаловское месторождение по газу не является промышленным, так как запасы СГ – 0,7 млрд м<sup>3</sup> – оценены только по кат. С<sub>2</sub>; но по нефти это «нормальное» – для ТО – месторождение (начальные запасы по кат. А + В<sub>1</sub> – 6,7 млн т, по кат. В<sub>2</sub> – 0,04 млн т) (табл. 2).

За все годы эксплуатации месторождений УВ в ТО добыты всего 9,6 млн т конденсата, текущие разведанные запасы составляют 22,6 млн т, предварительные – 5,5 млн т. Попутного газа извлечено 36,7 млрд м<sup>3</sup>, разведанные запасы – 40,1 млрд м<sup>3</sup>, по кат. В<sub>2</sub> + С<sub>2</sub> – 14 млрд м<sup>3</sup>.

Безусловно, в промышленном плане нефть в ТО существенно более значима, чем газ, что объясняется генетическими причинами: прежде всего великолепными условиями для эмиграции части битумоидов из глин верхней юры и хорошими миграционными условиями в рамках

Таблица 1

#### Структура запасов газа и нефти ТО (2019 г.)

	Накопленная добыча	Запасы кат. А + В <sub>1</sub> + С <sub>1</sub>	Запасы кат. В <sub>2</sub> + С <sub>2</sub>	Всего
СГ, млрд м <sup>3</sup>	92,7	186,9	37,7	327,1
Нефть, млн т	391,2	336,9	121,7	849,8

Таблица 2

#### Геостатистика газосодержащих месторождений ТО

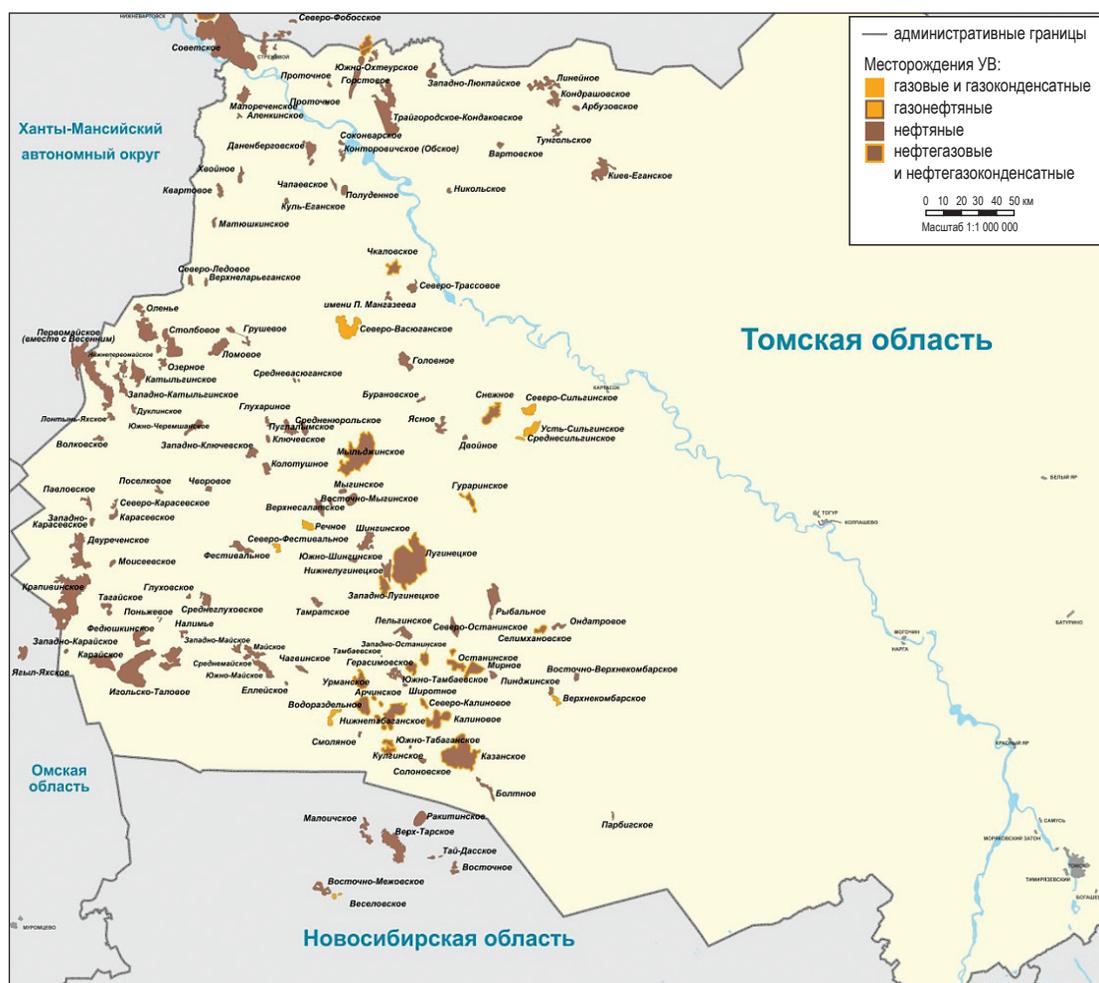
	2014 г.	2019 г.
Всего месторождений с залежами СГ, ед., в том числе:	29	31
• полностью выработанных (начальные запасы были невелики)	1	1
• с запасами только кат. С <sub>2</sub>	1	1
Начальные разведанные запасы, млрд м <sup>3</sup> , в том числе месторождения:	~300	290
• крупные	2	4
• средние	19	4
• мелкие, мельчайшие	8	9

собирающей миграции-аккумуляции по протяженным коллекторам васюганской свиты.

Отметим, что многие месторождения УВ представлялись первоначально как довольно крупные (по сути, средние) по запасам. При доразведке большинство из них превратились в мелкие и мельчайшие или их запасы были списаны с государственного баланса. Многие месторождения то появлялись = открывались, то исчезали = закрывались. Характерный пример – Аленкинское нефтяное месторождение на юго-востоке Вартовского свода, которое было обнаружено в 1965 г. с запасами (первоначальными) несколько миллионов тонн (извлек.). Сейчас его запасы кат. А + В<sub>1</sub> + С<sub>1</sub> составляют 7 тыс. т (!?) при добыче 2 тыс. т. Все практически списано, однако стоит подчеркнуть, что списание запасов – это не всегда фактическое исчезновение залежей из природы...

Схема расположения МУВ на территории ТО приведена на рисунке (2018 г.).

Большинство месторождений расположено в пределах сводов и мегавалов, немногие (менее 10 % общего числа, обычно с небольшими запасами) – во впадинах и прогибах. По состоянию на 1.01.2020 всего открыты 137 месторождений: в том числе 119 чисто нефтяных, 12 типа нефтегазоконденсатных и газоконденсатонефтяных, 6 газоконденсатных (без нефти) (Северо-Васюганское, группа Сильгинских месторождений и др.). Залежи СГ в верхних горизонтах мела встречаются только на одном Северном месторождении. Наибольшее число УВ-скоплений локализовано в гор. Ю<sub>1</sub> васюганской свиты на 130 месторождениях УВ. Породы тюменской свиты продуктивны на 30 месторождениях, в зоне контакта сформировались залежи на 15 месторождениях. Неоком нефтегазоносен на Советском, Мыльджинском, Южно-Мыльджинском, Средневасюганском,



Карта размещения месторождений УВ в ТО

Южно-Черемшанском и др. месторождениях (всего на десяти), как правило, осложненных разломами. На безразломных структурах вне юго-востока Нижневартовского свода продуктивен только юрский нефтегазоносный комплекс. Нефть в БС известна только на одном – Федюшкинском – месторождении (0,2 млн т, извлеч., по кат. А + В<sub>1</sub> + С<sub>1</sub>), кстати, многозалежном с разведанными запасами в песчано-алевролитовых горизонтах 4,9 млн т.

В пределах ТО выделяются Каймысовская нефтеносная и Васюганская нефтегазоносная области. Пайдугинская область представляется как перспективно газоносная. Многие разбуренные площади оказались водоносными, или в поисковых скважинах были зафиксированы только непромышленные притоки УВ или нефтегазопроявления. Несмотря на бурение большого числа скважин целевым назначением на палеозой, залежей УВ ниже НГЗК не обнаружено. Из осадочного триаса получен приток нефти 2 т/сут на Толпаровской площади (мелкая непромышленная залежь, не учтенная в балансе).

Геологические запасы нефти существенно превышают запасы СГ. В неокомских залежах ТО начальные открытые запасы УВ невелики. Исключение – Советское нефтяное месторождение. Запасы УВ наиболее крупных месторождений представлены в табл. 3.

Развитие МСБ газо- и нефтедобычи, в том числе динамика запасов и добычи, обсуждается в ряде работ [21, 23 и др.]. В частности,

за 11 лет (2003–2013 гг.) всего в ТО обнаружены 35 новых месторождений УВ, в том числе три газоконденсатных, 32 нефтяных (ни одного смешанного...), в среднем по три новых месторождения в год с разведанными запасами СГ 5,8 млрд м<sup>3</sup>, по кат. С<sub>2</sub> – 8,9 млрд м<sup>3</sup>, запасами нефти соответственно 39,3 (накопленная добыча уже 4,9 млн т) и 58,4 млн т, в том числе одно среднее, два мелких по газу, но все более 1 млрд м<sup>3</sup>. Среди нефтяных (по разведанным запасам): одно крупнее 10,0 млн т (10,2 млн т, Майское на юге области); одно крупнее 3,0 млн т; семь мелких от 1 до 3 млн т; 23 мельчайших (менее 1 млн т каждое), в том числе три – менее 100 тыс. т, т.е., по сути, уже непромышленные по величине начальных запасов, в их числе месторождение им. П. Мангазеева (0,011 млн т). Кстати, многие открытые нефтяные месторождения практически немедленно сдавались в эксплуатацию (9 из 35), в том числе на Майском месторождении с 2006-го по 2013 г. было уже добыто 1,9 млн т нефти (из 10,2 млн т начальных). Конечно, все объясняется тем, что ПРП проводились в преимущественно нефтеносных районах или во впадинах, предрасположенных более к нефтенакплению. Всего открытые запасы УВ новых месторождений составили чуть более 100 млн у.т. В 2017 г. открыты два новых нефтяных месторождения – Восточное Майское и Мелимовское – с суммарными запасами 0,445 и 1,05 млн т по кат. С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub> соответственно. Прирост запасов

Таблица 3

**Извлекаемые запасы нефти и газа крупнейших месторождений  
с залежами УВ в породах юры\* (выборочно)**

Месторождение УВ	Нефть, млн т				СГ, млрд м <sup>3</sup>			
	накопленная добыча	запасы кат. А + В <sub>1</sub> + С <sub>1</sub>	запасы кат. В <sub>2</sub> + С <sub>2</sub>	всего	накопленная добыча	запасы кат. А + В <sub>1</sub> + С <sub>1</sub>	запасы кат. В <sub>2</sub> + С <sub>2</sub>	всего
1. Первомайское	39,3	20,3	–	59,6	–	–	–	–
2. Лугинецкое	20,1	24,9	6,1	51,1	25,1	39,1	0,5	64,7
3. Мылдзинское	–	0,6	0,4	1,0	47,0	50,1	5,2	102,3
4. Северо-Васюганское	–	–	–	–	10,0	15,5	0,2	25,7
5. Игольско-Таловое	28,8	6,7	–	35,5	–	–	–	–
6. Казанское	9,5	16,3	1,9	27,7	–	7,8	–	7,8

\* Крупнейшее по запасам УВ в неокме Советское нефтяное месторождение на границе двух административных областей тяготеет более к Среднеобской НГО: 2/3 его площади находятся в Ханты-Мансийском автономном округе.

составил +7,0 млн т, в том числе по новым залежам (8) – 1,1 млн т. За 2018–2019 гг. обнаружены три новых месторождения УВ. Год от года снижается число вновь открываемых месторождений и новых залежей на известных месторождениях. Напрашивается вывод: или компании-операторы не там либо не так ищут, или... Заканчиваются неоткрытые ресурсы УВ в районах поиска на западе ТО.

В пределах области ПРР проводились на многих перспективных площадях, но открыты менее 140 месторождений УВ. Коэффициент успеха поисков – менее 0,5. Большое число площадей выведено из глубокого бурения с отрицательными результатами (одна-три водоносные скважины). Однако во многих скважинах отмечались нефте- и газопроявления и притоки нефти и газа – сотни литров и 1...5 тыс. т/сут соответственно, свидетельствующих о развитии очень большого числа микроскоплений УВ с запасами в тысячи и первые миллионы тонн нефти и СГ. Характерный пример: в Пудинской опорной скважине в неструктурных условиях при тщательном испытании юрских проницаемых горизонтов были получены по всему разрезу притоки нефти в десятки-сотни литров в сутки (естественно, непромышленные). Создается впечатление, что в любом месте можно пробурить скважину до фундамента и получить из юры признаки нефте- и газоносности. Все говорит о том, что в Левобережной части области юрский нефтегазоносный комплекс насыщен множеством непромышленных по массе и объему микроскоплений УВ, так и не соединившихся (в ходе миграции) в залежи с геологическими запасами более 0,1 млн у.т (промышленные). Именно скопления с извлекаемыми запасами СГ более 80 млн м<sup>3</sup> и нефти 40...50 тыс. т можно считать для ТО нижним пределом промышленной продуктивности, хотя, например, в Татарии добыча (немедленная) производится из вновь открытых нефтяных залежей с запасами даже 20...30 тыс. т, и это рентабельно... (конечно, до глубин 2,2...2,5 км).

Главные закономерности размещения месторождений и залежей УВ в юго-восточных районах:

1) нефтегазоносный доминант-комплекс в ТО – юрский: залежи УВ распределены по всему разрезу проницаемой части юры и на 60 % ее территории. Нефтяные скопления в БС – исключение (одна промышленная

мельчайшая залежь и нефтепроявления на Саймовской и Восточно-Моисеевской площадях в Колтогорском мегапрогибе, где БС изолирована от поровых коллекторов глинистыми перемычками от 5 до 10 м, а геотемпературы в кровле юры превышают 95...100 °С. Однако недостаточное содержание РОВ (менее 7 %) не позволило образоваться скоплениям баженской нефти собственно в БС [27, 31];

2) в западных районах области распространены исключительно нефтяные залежи и только в гор. Ю<sub>1</sub>, залегающем непосредственно под битумогенерирующими породами БС. Наиболее характерно Первомайское нефтяное месторождение. В породах маломощной субугленосной тюменской свиты (менее 150 м) и в НГЗК залежей УВ не обнаружено (тонкое чередование терригенных пород, что неблагоприятно для миграции и аккумуляции УВ);

3) наибольший диапазон газо- и нефтеносности (от НГЗК до неокома) наблюдается на юго-востоке Васюганской области и в восточной части Нюрольской впадины: залежи типа газоконденсатных, газоконденсатнонефтяных и нефтегазоконденсатных, кроме чисто газовых, существование которых здесь генетически запрещено (температуры 60...95 °С и более, длиннопламенные и газовые – в низах юры – угли, градации катагенеза МК<sub>1</sub>...МК<sub>2</sub>). Здесь помимо УВ-скоплений в васюганской свите (гор. Ю<sub>1</sub>) встречены залежи в гор. Ю<sub>2</sub>, Ю<sub>3</sub>, Ю<sub>4</sub>, однако с глубиной по разрезу тюменской свиты геологические запасы экспоненциально снижаются. Вновь достаточно крупные залежи появляются в гор. М (НГЗК) под локальными и зональными глинистыми покрывками нижней юры, в частности тогурской пачки мощностью 10...30 м (Арчинское и др. месторождения). Первая томская нефть была генетически связана именно с тогурскими глинами;

4) скопления УВ в неокомских горизонтах ТО развиты только на разломных структурах – везде, кроме Нижневартовского свода, где в неокоме залегают, скорее всего, «свои» по генезису нефти (из глинистых пластов – генераторов валанжина). Нет разломов – нет УВ-скоплений выше юрского комплекса [9, 11, 32];

5) в северных районах области на юге Александровского свода вновь единственно продуктивным остается гор. Ю<sub>1</sub> в связи с утонением мощности тюменской свиты и даже ее отсутствием на присводовых

структурах (Чебачьей и др.). Исключение составляет небольшая нефтяная залежь в гор. Ю<sub>6</sub> Вартовского месторождения;

6) в восточных районах (Пылькарминский мегавал, Ажарминский свод и др.) месторождения УВ отсутствуют, хотя в низах юры фиксируются газопроявления. Здесь отсутствует БС, опесчанен разрез тюменской свиты и др., пласты углей не перекрыты покрывками: свободная дегазация недр;

7) единственная газоносная зона обнаружена в пределах Парабельского мегавала (три газоконденсатных месторождения Сильгинской группы без нефти). Здесь развита континентальная наунакская угленосная свита – аналог васюганской прибрежно-морской более западных районов;

8) по суммарным выявленным запасам УВ резко превалирует верхнеюрский подкомплекс (гор. Ю<sub>1</sub> – более 80 %).

Интересно первоначально представлявшееся (по первым присводовым скважинам) газоконденсатнонефтяным Казанское месторождение с открытыми запасами 19,6 млрд м<sup>3</sup> в гор. Ю<sub>1</sub>, Ю<sub>2</sub>, Ю<sub>3-4</sub> и незначительными запасами нефти в тонких оторочках. Современные запасы СГ на месторождении составляют 7,8 млрд м<sup>3</sup> по кат. А + В<sub>1</sub> + С<sub>1</sub> (газ подтвердился только частично), зато нефть увеличилась по начальным запасам до 27,7 млн т (воистину, свято место пусто не бывает, особенно в недрах). Запасы СГ юрских залежей Казанского месторождения снижаются с глубиной: в гор. Ю<sub>1</sub> расположена самая крупная газоконденсатная залежь, в гор. Ю<sub>2...Ю<sub>4</sub></sub> – менее 2 млрд м<sup>3</sup> (эффект зонтика). И наоборот, нефть встречена только в верхневасюганской подсвите (гор. Ю<sub>1</sub>) – ниже БС. Здесь толща тюменской свиты с углями – типично газогенерирующая формация.

Важнейшее значение для изучения онтогенеза УВ имеют данные о составе и свойствах газа и нефти в залежах. Состав и физико-химические свойства нефтей и газов ТО изучены подробно [3, 4, 31, 33] (табл. 4 и 5). Отметим, что газ в залежах области демонстрирует удивительную схожесть по УВ-составу и содержанию неуглеводородных компонентов и конденсата.

Отношение пр/ф – генетический показатель типа генерирующего РОВ. Если пр/ф > 1,8...2,0, нефти диагностируются как континентальные гумусового облика. То же и при содержании твердых УВ – парафина (П) и серы – более 5 % и менее 0,3 % соответственно [10, 11, 31]. Интересно, что при П > 5...6 % значение пр/ф всегда превышает 2,0...2,1, вплоть до 6...7 в ультрапарафиновых нефтях (П > 12...15 %).

### Генетические условия формирования скоплений УВ

Авторы принимали участие в исследованиях онтогенеза УВ в породах юры, палеозоя и неоккома ТО [10, 11, 20, 22, 29, 31]. Особенно детально изучены условия генерации органических подвижных соединений (ОПС) в континентальных толщах тюменской и наунакской свит и в морских толщах верхней юры. Для этого использованы 750 определений содержания органического углерода (С<sub>орг</sub>, %), 220 определений типа ОВ, 180 определений уровня его катагенеза по показателю отражения витринита в воздухе (R<sup>a</sup>, %) и масле (R<sup>o</sup>, %), обнаруженных в ряде углепетрографических исследований (работы 1970–1980-х гг.) [10, 12, 24 и др.].

Необходимо отметить, что по степени изученности генерационных параметров нефтегазосности в целом по Западной Сибири лидируют ЮК и тюменская свита

Таблица 4

Состав СГ в залежах ТО

Месторождение УВ	Залежь (гор.)	Содержание, %, об.				Содержание конденсата, г/млрд м <sup>3</sup>
		СН <sub>4</sub>	С <sub>2...С<sub>4</sub></sub>	СО <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	
1. Лугинецкое	Ю <sub>1</sub>	84	13	1,8	1,2	179
2. Мыльджинское	БВ <sub>10</sub>	82	14	2,2	1,8	102
	Ю <sub>1</sub>	82	14	2,2	1,8	102
3. Северо-Васюганское	Ю <sub>1</sub>	83	12	2,5	2,5	220
4. Казанское	Ю <sub>1</sub>	82,5	9,4	0,5	4,2	69 (в гор. Ю <sub>2-3</sub> )
4. Усть-Сильгинское	Ю <sub>1</sub>	85	12	1,5	1,5	96
Фоновое содержание		80...86	9...14	2...3	1...4	100...180

Таблица 5

## Физико-химические свойства и состав нефтей ТО

Месторождение УВ или площадь (пл.)	Горизонт	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Содержание, %				Генотип нефти
			сера	парафин	смолы + асфальтены	соотношение пристана и фитана (пр/ф)	
1. Первомайское	Ю <sub>1</sub>	0,850	0,45	3,5	6,5	1,2	Сапропелево-морская (СМ)
2. Мыльджинское	Ю <sub>1</sub>	0,860...0,846	0,1	16...20	4,0	> 2,0	Лейптинито-гумусовая континентальная (ЛГК)
3. Лугинецкое	Ю <sub>1</sub> ...Ю <sub>2</sub>	0,834	0,4	4,5	5,6	1,6	Смешанная
4. Южно-Мыльджинское	Неоком	0,817	0,06	19	5,8	Нет данных	ЛГК
5. Верхне-Салатское	Ю <sub>1</sub>	0,815	0,06	23	4,2		ЛГК
6. Вартовское	Ю <sub>6</sub>	0,819	0,15	10	19,0		ЛГК
7. Сенькинская пл. (проявлен.)	Юра	0,846	0,09	43...44	7		Континентальная угленосная
8. Колпашевская пл.	Низы юры	0,843	0,06	31	3,1		«Угольная»

Красноленинского нефтегазоносного района Фроловской НГО на западе ЗСМП, хотя по числу анализов  $C_{орг}$  и  $R^\circ$ , сделанных по одной площади, безусловно доминируют Уренгой и Новопортовское месторождение Ямала [25]. Вообще, юра ЗСМП геохимически изучена просто великолепно [29], чего не скажешь о неоком-аптском и альб-сеноманском нефтегазоносных комплексах центральных и северных областей мегабассейна. Впрочем, чем сложнее геологический объект, тем большее он привлекает внимание и геологов, и особенно геохимиков.

Один из авторов настоящей работы в 1970–1980-х гг. увлекался проблемами геохимии и геотермии юрского комплекса ТО, в частности тюменской свиты [10, 29, 31]. Были отобраны 1200 образцов керна по большинству площадей, находившихся в разведке по всей территории области, во ВНИГНИ и ВНИИГАЗе проведены 550 определений  $C_{орг}$ . Средние значения  $C_{орг}$  для пород тюменской свиты по районам и тектоническим структурам I порядка приведены в табл. 6.

В васюганской = наунакской свитах Левобережья глины содержат органический углерод в диапазоне 1,50...2,40 %, на востоке – 1,35 %. Высокой угленасыщенностью отличаются васюганская и верхи тюменской свиты. Удельное содержание КОВ (углей) превышает 10...12 т/м<sup>2</sup>. Отношение КОВ/РОВ находится в диапазоне 1,8...2,5, т.е. концентрированная органика превалирует, что указывает

на преимущественную газогенерацию в породах нижней-средней юры.

В тюменской свите распространено РОВ гумусового, реже сапропелево-гумусового и лейптинито-гумусового типов, а также угли-гумолиты (с гумусовой составляющей). Степень катагенеза в породах юры соответствуют углям марок  $D_{1-2}...G_{1,2}$  (в диапазоне  $R^\circ$  от 0,50...0,52 до 0,75...0,80, градации катагенеза  $MK_1...MK_2$ , по Н.Б. Вассоевичу). Авторы умышленно опускают проблему генерационных свойств БС, хотя она изучена подробно, причем по всем областям ЗСМП, в том числе и по юго-востоку [2, 10, 27]. Объясняется просто: породы свиты участвовали в масштабном нефтенакплении в недрах ТО на площади, составляющей всего около 20 % от общей площади области, в крайних западных районах. Типично баженовские по генезису нефти в гор. Ю<sub>1</sub>...Ю<sub>2</sub> распространены только в ареале Каймысовского свода и Колтогорского мегапрогиба на Первомайском, Крапивинском и др. нефтяных месторождениях. Восточнее все УВ имеют смешанный генезис.

По данным А.С. Фомичева и др. (1973 г.),  $C_{орг}$  в глинах тюменской свиты юго-востока ЗСМП увеличивается от 0,8...1,5 % в районах Правобережья р. Оби до 1...2 % на юге и северо-востоке ТО и до 2,0 % и более в центральных районах (Пудинский свод, Парабельский мегавал и окружающие их впадины и прогибы). При этом число анализов и площади определений не приводятся: все очень обтекаемо.

Карты-схемы содержаний РОВ, угленосности и катагенеза органо-флюидо-минеральных комплексов пород юрского возраста приведены в работах авторов [10]. Фоново-интервальные значения параметров для западной половины ТО приведены в табл. 7.

В ареале Нюрольской впадины замечено следующее. В зонах, где развита тогурская пачка озерного генезиса раннеюрского возраста с повышенным содержанием РОВ (до 2,8...3,2 %), смешанного типа (сапропелево-гумусового и гумусово-сапропелевого), а именно в низах тюменской свиты и особенно в гор. М (НГЗК и трещиноватый палеозой), локализованы скопления СГ и парафиновой нефти (на Арчинском, Калиновом и многих других месторождениях УВ). Там, где мощность тогурской пачки снижается до 10 м, УВ-скопления отсутствуют или малы по запасам (Лугинецкое, Останинское, Казанское месторождения и др.). В юго-западных районах ТО тогурская пачка выступает и в качестве битумогенерирующей толщи, и в качестве покрывки для залежей в гор. М.

Вообще говоря, материнские свойства БС по отношению к нефтебитумоидам (микро-нефти, по Н.Б. Вассоевичу, что не совсем верно... [2]) реализуются только при сочетании ряда великолепных онтогенетических условий, контролируемых триединством факторов литологии + геохимии + геотермии (катагенез органо-минеральных комплексов), а также тектоники (отсутствие среднеамплитудных – более 10 м – разломов при мощности свиты 30...40 м) [29]. На территории ТО они не выполняются, даже в Колтогорском прогибе.

Нефтегазогеологические возможности не всегда воплощаются в природные реальности, например, нефтеносность БС возможна на огромной территории ЗСМП (0,7...0,9 млн км<sup>2</sup>), а реализована (в виде скоплений нормальной нефти) только в Салымско-Правдинском районе Среднеобской НГО.

Перечислим (сверху вниз) битумогенерирующие толщи в объеме осадочного чехла:

- 1) волжские «глины» (БС);
- 2) нижневасюганская глинистая подсвита мощностью 8...12 м;

Таблица 6

#### Содержание рассеянной органики в породах нижней-средней юры ТО, %

Район		Глины и глинистые алевролиты	Песчаники и алевролиты
Каймысовский		2,40	1,70
Нюрольский (ареал впадины)		2,77	2,00
Парабельский		2,77	2,00
Васюганский		2,70	1,76
Пудинский		2,62	1,35
Правобережье р. Оби	восток	1,17...1,90	1,74
	юг	1,00	1,11

Таблица 7

#### Обобщенные генерационные параметры юрских отложений юго-востока ЗСМП, %

Параметр	Свита (возраст пород)		
	тюменская (нижняя-средняя юра)	васюганская (келловой-оксфорд)	БС (волжский)
Содержание РОВ:			
• в глинах и глинистых алевролитах	2...3	1,5...2,2	3...9 (обычно 5...7)
• в песчаниках и алевролитах	0,7...1,0	0,5...0,8	–
• в том числе в углистых разностях песчаников	до 3...4	до 1,5	–
Генотип	Г – СГ/ЛГ	СГ/ЛГ	С/ГС
R°, %	0,50...0,80	0,48...0,72	0,45...0,70**
Градации катагенеза ОВ	МК <sub>1</sub> ...МК <sub>2</sub> *	ПК <sub>3</sub> ... МК <sub>1</sub>	ПК <sub>3</sub> ... МК <sub>2</sub> (во впадинах)

\* «Нефтяное окно» для всех типов ОВ при R° от 0,45...0,55 до 1,20...1,30 %.

\*\* Недостаточно для сингенетичной нефтеносности [27].

3) отдельные глинистые и алевроглинистые пласты единичной толщиной 5...15 м (от 5...7 до 10...12 в разрезе);

4) тогурская пачка глин озерного генезиса (15...25 м).

До последнего времени появляются статьи, посвященные генерационным проблемам онтогенеза УВ, и работы по проблемам БС области [15, 16], в том числе с авторскими коллективами из пяти-семи и более фамилий, объединенных (?) идеей изучения БС. Зачем? Давно было ясно, что БС участвовала в накоплении нефти в природных резервуарах (Ю<sub>1</sub>) только крайних западных зон области в ареале Каймысовского и юго-востока Вартовского свода, а также Колтогорского прогиба, а «автонефтенакопление» внутри объема БС отсутствовало (одна-две залежи в 0,2...0,3 млн т – это не серьезно даже для ТО).

В качестве газогенерирующей = материнской по отношению к СГ следует рассматривать всю толщу тюменской свиты, а также васюганскую/наунакскую свиты: парагенезис угля и газа в ТО вполне очевиден [10, 12, 28]. Авторами по отдельным площадям рассчитаны объемы и массы газо- и битумогенерации: сначала в миллионах метров кубических на тысячу тонн на километр квадратный, далее в целом по нефтегазоносным районам и НГО. Числа получились существенно разными для разновозрастных пород в различных зонах и районах запада ТО. В породах БС объем битумогенерации в районах, где  $C_{орг} > 5\%$ , оценивается в 5 млрд т с максимумом в ареале Каймысовского свода с прилегающими зонами Колтогорского мегапрогиба. В келловей-оксфордской толще углеводородных газов генерировано больше, чем битумоидов: соответственно 2 трлн м<sup>3</sup> и 0,8 млрд т (объем и масса – геологические). В нижне-среднеюрской угленосной толще масштабы газогенерации за счет огромной массы углей значительно превышали массу битумоидов – соответственно 12 трлн м<sup>3</sup> и 2 млрд т. Оценивать масштабы генерации ОПС в доюрских породах бессмысленно по ряду причин...

«Очагов» генерации (кстати, неверный термин) как таковых не было: эти процессы происходили во всех зонах, где материнские глины и угли достигли «продуцирующей» степени зрелости по  $R^\circ = 0,45...0,55\%$  (градации катагенеза ПК<sub>3</sub>...МК<sub>1</sub>), причем генерация битумоидов бессернистых с высоким

содержанием парафина в гумусовом РОВ и КОВ континентальных пород начиналась несколько позже, чем в БС с сапропелевым РОВ, и на сводах, и в прогибах, тем более что перепад геотемператур между ними не превышал 6...7 °С и не имел почти никакого значения (генерационно-неуловимая разница). Эти процессы в юрской толще ТО происходили в поздне меловое – палеогеновое время, так как в неогене произошло снижение палеотемператур на 12...17 °С (воздымание с небольшим размывом и климатическое похолодание в плиоцене) [11].

Эмиграция ОПС из глин и углей происходила сопряженно в пространстве-времени по мере пересыщения пород вновь образованными подвижными соединениями. В связи с относительно небольшой полутолщиной пластов глин и глинистых алевролитов (5...10 м) в разрезе тюменской и васюганской свит эмиграция углеводородных газов и битумоидов происходила достаточно полно (до 80 % и более для газа, 50...60 % для жидких УВ), даже из БС на западе эмигрировало до 65...70 % генерированных битумоидов, которые на границе покрышки и коллектора – гор. Ю<sub>1</sub> – сразу превращались в подвижную нефть, которая скапливалась в структурных ловушках, окончательно сформировавшихся в конце палеогена. То же относится к газу и нефти внутри песчано-глинистых толщ. Вместе с тем отсутствие внутри ЮК протяженных пластов глин, не нарушенных в своей массе разломами, благоприятствовало ступенчатой субвертикальной миграции и накоплению УВ в самых верхних проницаемых горизонтах (Ю<sub>2</sub> и Ю<sub>1</sub>). Расстояния горизонтальной коллекторской миграции не превышали 15...20 км, редко доходили до 25...30 км (и то для СГ) из впадин к сводовым частям крупных структур-сводов и мегавалов. Расстояния субвертикального подъема УВ не превышали первых десятков метров (редко достигали 100 м и более). Более того, масштабы генерационных процессов в объеме тюменской свиты были настолько грандиозны, что не требовалось дальней миграции на многие десятки километров, чтобы осуществились процессы аккумуляции УВ, для полного заполнения ловушек всех типов газом и/или нефтью. Было много всего и *in situ*. При этом часть УВ в залежах гор. Ю<sub>1</sub> имеет явно «тюменский» генезис.

По расчетам авторов, коэффициенты аккумуляции газа и нефти, рассчитанные

по отдельным газо- и нефтесборным районам и зонам, изменяются от 0,8...1,0 до 2...3 %. Но тогда встает вопрос: а куда же делись грандиозные объемы и массы генерированных УВ? Ответа нет... Рассеяться в волжское море вследствие отсутствия покровов в поздней юре они не могли: масштабы генерации УВ были еще крайне малы (протокатагенез ПК<sub>1</sub>...ПК<sub>2</sub>). Скорее всего, они так и остались в неассоциированном состоянии в виде микроскоплений вследствие высокой литологической неоднородности тюменской свиты.

Последние эпизоды длительной истории формирования УВ-скоплений в породах юры и мела юго-востока ЗСМП происходили в кайнозой, особенно в неогеновое время. ТОН-области – единственный субрегион ЗСМП, где достоверно установлены вторичные по генезису залежи УВ в породах мела (от ачимовской толщи до неокома и выше) с доказанными субвертикальными перетоками преимущественно газа (нефть обычно отстает и рассеивается по меловому разрезу) [12, 32].

В ТО характерные месторождения, частично или полностью дегазированные по разломам, – Мыльджинское, Соболиное (Гурариевское), Южно-Мыльджинское, Верхне-Салатское, Средневазюганское, Черемшанское и др. (всего до 18 месторождений УВ): поступление СГ и частично нефти из пород юры (из юрских «донорских» залежей) в меловые толщи. В других регионах подобное явление остается недоказанным, а по мнению авторов, и неверным, хотя некоторые исследователи неокон-аптские нефти Среднего Приобья и УВ в целом на севере считают юрскими по генезису, что противоречит многим фактам [12, 26, 29].

Малопарафиновые сернистые нефти гор. Ю<sub>1</sub> (в своем большинстве детище БС) – это баженские нефти, скопившиеся в поровых коллекторах, а для нефтенакопления за счет трещиноватости внутри БС условия были мало- или вовсе неблагоприятные, в отличие от Салымского нефтегазоносного района Среднего Приобья. Вообще, скапливается и сохраняется внутри ловушек в течение десятков миллионов лет лишь то, что было генерировано в материнских породах, толщах. Если больше газа, то и образуются газоконденсатные скопления, больше битумоидов (и мало углеводородных газов) – и процессы нефтенакопления преобладают над газонакоплением [24, 30].

Высокопарафиновые практически бессернистые нефти южных районов Васюганской НГО имеют генетические корни в сероцветных глинах неморского происхождения и углях с гумусовой органикой, но и с повышенной (более 10...15 %) долей лейптинитовых микрокомпонентов (восков, кутикулы, споропыльцевых), которые и дают в конечном итоге нефти «благородного состава» – легкие, метановые (в объеме УВ бензин-керосиновых фракций). Смешанное ОВ сапропелево-гумусового и гумусово-сапропелевого типов дало нефти Пудинского свода (в оторочках под мощными газовыми шапками) на Лугинецком, Останинском и др. месторождениях УВ.

Интересен генезис нефтей в гор. М (трещиноватых доюрских породах), который для них служит только коллектором-вместилищем, а сами нефти имеют нижнеюрское происхождение (материнские битумогенерирующие глины с лейптинито-гумусовым РОВ с примесью сапропелевой компоненты, накопившиеся в озерных водоемах ранней юры).

Перспективы нефтегазоносности осадочного чехла и доюрских комплексов пород юго-востока ЗСМП обсуждаются во многих работах [3, 10, 11, 14, 17, 20, 29, 31, 34, 35]. В.Н. Ростовцевым еще в конце 1960-х – начале 1970-х гг. установлена значительно более высокая перспективность васюганской свиты келловей-оксфорда по сравнению с тюменской свитой. Много публикаций посвящено палеозойскому комплексу пород («коренному» палеозою, ниже НГЗК) [1, 3, 20, 22 и др.], однако промышленная нефтегазоносность в доюрских толщах отсутствует, несмотря на бурение многих десятков поисковых скважин ниже подошвы юры на 250...500 м и более (прогнозы не оправдались).

### **Величина и структура ресурсов УВ**

Оценки начальных потенциальных ресурсов (НПР) УВ области проводятся с начала 1970-х гг., когда основные месторождения УВ уже были открыты и разведаны. Оценки газового потенциала недр ТО доходили до 2,5...4,0 трлн м<sup>3</sup> (геол.), потом стали снижаться. Даже авторы настоящей работы оценивали НПР газа в 1999 г. в интервале 0,9...1,3 трлн м<sup>3</sup> при начальных открытых запасах менее 0,4 трлн м<sup>3</sup>. Надежды были большие... на новые открытия. За последние два десятилетия объемы ПРП позволили открыть

и прирастать лишь малые запасы СГ по мелким месторождениям УВ.

Официальная оценка НПР нефти на 01.01.2009 составляет 1,6 млрд т (извлек.) с прогнозной частью 0,8 млрд т. Изученность УВ-потенциала недр центрально-западных и северных районов области до гор. Ю<sub>1</sub> и Ю<sub>2</sub> достигает 80...85 % и более, до фундамента – 75...80 %, восточных (правобережье р. Оби) – не более 15...20 %. При подобной изученности равновеликость открытой и неоткрытой частей ресурсов нефти попросту невозможна (!). Вывод: официальная оценка ресурсов сильно завышена. Неоткрытые ресурсы нефти, по мнению авторов, составляют 370...380 млн т. Они «распылены» по большому числу месторождений и залежей, причем не только в гор. Ю<sub>1</sub>, но и во всем объеме проницаемой части юрско-го комплекса.

А.С. Ефимовым и др. [13] приводится официальная оценка НПР газа – 670 млрд м<sup>3</sup> с прогнозной частью около 350 млрд м<sup>3</sup>. Вероятно, самой реальной оценкой является объем ресурсов УВ-газов в 550...600 млрд м<sup>3</sup> с их неоткрытой частью 200 млрд м<sup>3</sup>. С учетом вероятной величины прогнозных ресурсов СГ в интервале 180...220 млрд м<sup>3</sup> авторы экспертно оценили число и распределение еще неоткрытых газосодержащих месторождений УВ в недрах области (табл. 8).

Всем компаниям-недропользователям необходимо бурить все больше поисковых скважин до фундамента, и не только в пределах Левобережья ТО. Не стоит забывать, что одна удачная поисковая скважина в условиях ТО, обнаружившая месторождение УВ даже с небольшими запасами (~ 0,1 млн у.т), при эксплуатации покроет расходы на бурение двух-трех неудачных скважин.

В перспективе при 90%-ном опосковании территорий области до НГЗК со вскрытием доюрских пород на 150...200 м ниже подошвы юры в будущем в западной половине области будут открыты многие десятки месторождений УВ, возможно, до 160...180 ед. в объеме юрско-го нефтегазоносного комплекса, но преимущественно мелких и мельчайших (менее 3 млн у.т), реже мелкосредних (3...10 млн у.т) и как исключение средних по геологическим запасам, но не более 15...18 млн у.т, и нескольких небольших газосодержащих в восточных районах, преимущественного в низах юры.

Нефтедобывающая отрасль промышленности ТО началась с вводом в эксплуатацию гигантского по запасам нефтяного месторождения Советского (с нефтеносным неоккомом и малыми юрскими залежами), совершенно геологически нетипичного месторождения для юго-востока мегапровинции. Территориально и генетически оно тяготеет к Среднему Приобью.

Газовая промышленность ТО берет свое начало с пуска 20 мая 1999 г. крупного Мыльджинского газоконденсатнефтяного месторождения [19]. Добыча нефти, достигавшая 12,5 млн т/год на рубеже столетий, постепенно снижается. В частности, в 2013 г. в ТО было добыто 11,3 млн т нефти, 4,6 млрд м<sup>3</sup> газа, 0,5 млн т конденсата, в 2016 г. – 10,6 млн т и 4,5 млрд м<sup>3</sup> соответственно. В 2019 г. добыча снизилась до 9,8 млн т, всего жидких УВ добыто около 10,5 млн т, газа в последние годы добывается стабильно 4,4...4,5 млрд м<sup>3</sup>/год (СГ + нефтяной попутный газ).

Авторы в 1999 г. [5, 18, 19] прогнозировали, что в 2010 г. в области ТО будут добывать 14...15 млн т нефти и 9...10 млрд м<sup>3</sup> газа, включая попутный и свободный газ Лугинецкого

Таблица 8

#### Структура прогнозных ресурсов газа в ТО

Интервал крупности, млрд м <sup>3</sup>	Число месторождений УВ (газоконденсатных, нефтегазоконденсатных), которые реально открыты	Вероятные запасы в классе крупности, млрд м <sup>3</sup>	Оценка вероятности события
10...30	2...3	30...55	Пониженная
3...10	8...10	53...60	Средняя
1...3	22...25	45...52	Повышенная
0,3...1	35...45	18...22	Высокая
0,1...0,3	75...82	14...16	Высокая
< 0,1	Много	20...25	Очень высокая
Всего	142...165	160...195	–

месторождения. Это с большой долей вероятности казалось реальностью, однако прогноз подтвердился только наполовину по разным причинам, главной из которых является практически многолетнее замораживание газовой шапки крупного Лугинецкого месторождения из-за опережающей разработки нефтяной части. Второй основной причиной является неполная реализация проектного фонда горизонтальных скважин Мыльдзинского месторождения, из-за чего оно с первых лет опытно-промышленной эксплуатации не было выведено на проектную годовую производительность в объеме 4...4,5 млрд м<sup>3</sup>/год.

Аналогичная ситуация имеет место по большинству крупных и средних нефтяных и нефтегазовых месторождений, где за 30...40 и более лет промышленной разработки отобраны менее половины начальных извлекаемых запасов нефти и попутного газа, что неоправданно увеличивает сроки окупаемости капитальных вложений на обустройство месторождений, снижает основные технико-экономические показатели их разработки, занижает первоначально рассчитанные коэффициенты извлечения нефти. Такое состояние объясняется длительным систематическим отклонением фактических показателей разработки от проектных, в первую очередь это касается фонда добывающих скважин, который по некоторым месторождениям отличается почти наполовину. Такие несоответствия имеют место на самом крупном в ТО месторождении Советском, это же повторяется на Первомайском, Оленьем, Вахском месторождениях, которые находятся в промышленной разработке многие десятки лет, но по ним остаточные извлекаемые запасы еще очень значительны, и на их извлечение понадобится еще почти столько же десятилетий. В частности, очередной уточненный проект разработки Советского месторождения предусматривает добычу остатков извлекаемых запасов до 2105 г., т.е. предлагается растянуть общий срок его разработки более чем на 150 лет! В то же время согласно общепринятой российской и мировой практике самые оптимальные технико-экономические показатели разработки любых месторождений достигаются в течение 20...25 лет, за этот же период добывается основная часть извлекаемых запасов. Для

крупных и гигантских месторождений этот период может увеличиваться до 40...50 лет, что имеет особое социально-экономическое значение для сохранения рабочих мест и повышения жизненного уровня населения определенной территории. Объясняется отставание объемов эксплуатационного бурения и ввода новых добывающих скважин высокой обводненностью добываемой продукции на поздних стадиях разработки, хотя специалистам-геологам хорошо известно, что это не причина, а следствие таких «перекосов» и исправить такое положение по истечении 30...50 лет практически невозможно. Вызывает удивление отношение к названным несоответствиям проектных институтов, которые в прежние годы осуществляли авторский надзор за соблюдением проектных показателей и в соответствующих отчетах выдавали официальные заключения и рекомендации по устранению допущенных нарушений основных показателей, утвержденных вышестоящими инстанциями и согласованных с контролирующими органами проектов, а в последние годы принята трудно объяснимая практика составления новых проектов и утверждения фактически достигнутых ущербных показателей. Видимо, по этой же причине в настоящее время фактически исчезло понятие авторского надзора за разработкой нефтяных месторождений, и эти вопросы формально каждые 3...5 лет включаются в новый проектный документ без достаточного обоснования их необходимости и актуальности. Изложенная практика приводит к фактическому недостижению ранее рассчитанных и обоснованных коэффициентов извлечения нефти, что равнозначно списанию существенных объемов извлекаемых запасов или закрытию многочисленных средних и мелких месторождений.

Итак, сейчас наблюдаются «ранние сумерки» эксплуатационного этапа освоения недр при современной добыче нефти до 9...10 млн т и природного газа 4,0...4,5 млрд м<sup>3</sup> в год. Они продлятся еще не менее 15...20 лет (до 2036–2040 гг.). Новые открытия даже мелких по запасам месторождений УВ и приросты в первые миллионы условных тонн, в том числе и за счет пересчета и увеличения коэффициентов извлечения нефти и газа, будут способствовать продолжению добычи и за пределами

2040 г., однако на уровне 3...4 млн т/год жидких УВ и 2,0...2,5 млрд м<sup>3</sup> газа (свободного + попутного)<sup>1</sup>.

Юго-восток Западной Сибири занимает особое и достойное место в процессе изучения и освоения УВ-потенциала недр мегапровинции, которое продолжается уже семь десятилетий. Он служил и будет служить нефтегазовой отрасли России, хоть и в областных масштабах. Большая и искренняя профессиональная любовь и привязанность авторов к геологии ТО неизменна, безусловна. Надеемся, что ее почувствовали и читатели настоящей статьи.

\*\*\*

В изучении и освоении нефтегазоносности ЗСМП начиная с рубежа 1940–1950-х гг. по 2020 г. ТО сыграла достаточно весомую, но тактическую роль (по числу открытий, приростам запасов и добыче). Большая стратегия по нефти осуществлялась в центрально-западных областях, по газу – в северных и арктических (Ямал, Гыдан, Обская губа). Во многом это была и «обучающая роль», особенно в отношении юрского комплекса пород, а также в плане познания онтогенеза УВ и влияния разломов на газонефтеносность осадочного чехла мегапровинции (юра, нижний мел).

В юго-восточных районах были установлены общие тектонические условия (= закономерности) нефтегазоносности / УВ-накопления:

- нет ловушки – нет скоплений газа и нефти (впадины, прогибы и их склоны, юрский комплекс);
- нет резервуара с удовлетворительными фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов – нет промышленной нефти (зато многочисленны нефтепроявления);

<sup>1</sup> P.S. В Западной Сибири была хорошая традиция – давать названия новым и переименовывать старые месторождения в честь славных и достойных геологов и разработчиков, сделавших действительно многое для освоения недр ЗСМП (Бованенковское и Ростовцевское на Ямале, Фахировское и Яровое в Пур-Тазовской нефтегазоносной области, Муравленковское, Тяновское, Косухинское и Наумовское в Среднем Приобье, Гурариевское в ТО и др.). Мы знали этих выдающихся геологов, во многом учились у них. Они поддерживали нас... Однако примеры переименования некоторых месторождений с красивыми, благозвучными названиями (к примеру, Обского) на имена ныне здравствующих ученых не являются самыми удачными. Это не рекомендуется авторами к дальнейшему использованию... поскольку, некорректно.

- есть средне- и высокоамплитудные разломы – минимальны запасы нефти и часто нет газа (в виде залежей).

Потенциальные ресурсы и запасы УВ в области в целом невелики, но для долгосрочного социально-экономического развития территории ТО они существенны, а их прогнозная часть еще далеко не исчерпана. Открытия месторождений УВ продолжатся, однако при существующих методиках прогноза, обоснования и поисков, а также, особенно, при существующих объемах поисковых и буровых работ вероятность открытия крупных и даже средних по запасам месторождений УВ невелика.

Давно известно среди российских геологов: два геолога – три мнения, три геолога – пять мнений по любой проблеме нефтегазовой геологии, но только одно из них возможно ведет к истине. Так и у авторов настоящей работы существенно разные мнения о перспективности разновозрастных комплексов и подкомплексов в пределах ТО, в частности сеномана, зоны контакта и особенно «коренного» палеозоя. Едины они в одном: только существенное увеличение объемов поисково-разведочного бурения при научном обосновании точек заложения поисковых скважин с использованием принципиально новых методик прогноза, включая современные дистанционные технологии, позволит реализовать возможности открытия новых нефтегазоносных комплексов и прироста запасов месторождений. Однако юрский комплекс так и останется главенствующим на всей территории ТО еще на многие годы и десятилетия.

Авторы настоящей обзорно-аналитической статьи едины также в том, что никакие самые большие научные авторитеты, реальные и эфемерные (раздутые), не имеют права «заливать серым цветом» районы восточной половины ТО (как и любого другого региона Сибири или европейской части страны), т.е. провозглашать полную бесперспективность этих территорий, деморализуя потенциальных инвесторов, многие из которых готовы идти на риск и финансировать поиски УВ и недр. Эти территории должны иметь не статус бесперспективных, а статус временно неизученных, ожидающих дополнительных исследований.

Изучение и освоение недр Западной Сибири, в том числе ее традиционных областей, продолжается... Продолжат эти исследования и авторы данной работы.

## Список литературы

1. Алексеева М.А. Проблема нефтегазоносности палеозоя на юго-востоке Западно-Сибирской низменности / М.А. Алексеева, О.И. Богуш, О.П. Вышемирская и др. – Новосибирск: Наука, 1976. – 236 с.
2. Брехунцов А.М. Нефтегазовая геология Западно-Сибирской Арктики / А.М. Брехунцов, Б.В. Монастырев, И.И. Нестеров и др. – Тюмень: МНП Геодата, 2020. – 464 с.
3. Геология нефти и газа Западной Сибири / под ред. А.Э. Конторовича, И.И. Нестерова, Ф.К. Салманова и др. – М.: Недра, 1975.
4. Гончаров И.В. Генетические типы нефтей Томской области / И.В. Гончаров, С.В. Носова, В.В. Самойленко // Материал V Международной конференции «Химия нефти и газа». – Томск, 2003. – С. 124–127.
5. Гудымова Т.В. Потенциальные ресурсы углеводородов Томской области и перспективы их освоения / Т.В. Гудымова, В.А. Скоробогатов // Труды Востокгазпрома: науч.-тех. сб. – Томск, 2000. – Материалы Юбилейной научно-практической конференции «Проблемы и пути эффективного освоения минерально-сырьевых ресурсов Сибири и Дальнего Востока». – С. 156–160.
6. Гурари Ф.Г. Дизъюнктивная тектоника Западно-Сибирской плиты / Ф.Г. Гурари, К.И. Микуленко, В.С. Старосельцев и др. // Труды СНИИГиМС. – 1970. – Вып. 97. – С. 193.
7. Гурари Ф.Г. Закономерности размещения углеводородных залежей в нижнесреднеюрских отложениях Западно-Сибирской плиты / Ф.Г. Гурари, А.Е. Еханин // Геология нефти и газа. – 1987. – № 10. – С. 19–26.
8. Даненберг Е.Е. О времени формирования залежей нефти в мезозойских отложениях западных районов Томской области / Е.Е. Даненберг, А.С. Фомичев // Время формирования залежей нефти и газа. – М.: Наука, 1976. – С. 122–127.
9. Ермаков В.И. Геолого-геохимические и тектонические факторы прогноза газоносности севера Западной Сибири: обзор / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов, Н.Н. Соловьёв. – М.: Геоинформмарк, 1997. – 134 с. – (Геология, методы поисков, разведки и оценки месторождений топливно-энергетического сырья).
10. Ермаков В.И. Образование углеводородных газов в угленосных и субугленосных отложениях / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра, 1984.
11. Ермаков В.И. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра, 1986. – 221 с.
12. Ермаков В.И. Формирование зон газонефтенакопления в континентальных формациях Западной Сибири / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов // Тектоническая цикличность и нефтегазоносность. – М.: ВНИГНИ, 1985.
13. Ефимов А.С. Состояние и перспективы развития сырьевой базы углеводородов / А.С. Ефимов, Ю.Л. Зайцева, М.А. Масленников и др. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2017. – № 3. – С. 19–40.
14. Золотова О.В. Перспективы нефтегазоносности нижнесреднеюрских отложений северной части Усть-Тымской впадины / О.В. Золотова // Геология нефти и газа. – 1999. – № 3–4. – С. 12–16.
15. Исаев В.И. Очаги генерации нефтей баженовского и тогурского типов в южной части Нюрольской мегавпадины / В.И. Исаев, А.Н. Фомин // Геология и геофизика. – 2006. – Т. 47. – № 6. – С. 734–745.
16. Конторович В.А. Модель строения и генерационный потенциал волжских отложений в зоне сочленения Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины / В.А. Конторович, А.М. Калинина // Геология нефти и газа. – 2009. – № 1. – С. 34–44.
17. Паровинчак М.С. Качественный прогноз газонефтеносности пород осадочного чехла и фундамента Томской области / М.С. Паровинчак, В.Н. Ростовцев, В.А. Скоробогатов // Прогноз газоносности России и сопредельных стран. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2000. – С. 12–24.
18. Паровинчак М.С. Перспективы газоносности Томской области / М.С. Паровинчак, В.Н. Ростовцев, В.А. Скоробогатов // Труды Востокгазпрома: науч.-тех. сб. – Томск, 2000. – Материалы Юбилейной научно-практической конференции «Проблемы и пути эффективного освоения минерально-сырьевых ресурсов Сибири и Дальнего Востока». – С. 136–139.
19. Паровинчак М.С. Техническое моделирование месторождений на примере Мыльджинского газоконденсатнонефтяного месторождения Томской области / М.С. Паровинчак, В.И. Лунев, В.М. Зыков и др. // Труды Востокгазпрома: науч.-тех. сб. – Томск, 2000. – Материалы Юбилейной научно-практической конференции «Проблемы и пути эффективного освоения минерально-сырьевых ресурсов Сибири и Дальнего Востока». – С. 318–325.

20. Пашкевич Е.И. Перспективы газоносности палеозойских угленосных отложений юго-восточной части Западной Сибири (в пределах Томской области) / Е.И. Пашкевич, В.А. Скоробогатов // Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. – 1977. – № 9. – С. 3–8.
21. Ремизов В.В. Состояние и перспективы развития сырьевой базы газовой промышленности России / В.В. Ремизов, В.А. Пономарев, В.А. Скоробогатов и др. // Минеральные ресурсы России. – 1998. – № 4. – С. 11–17.
22. Ростовцев В.В. Палеозойская нефтегазоносная область Западной Сибири / В.В. Ростовцев, Е.Ю. Липихина, А.М. Афанасьев и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 4 (340). – С. 14–22.
23. Сапьяник В.В. Перспективы освоения юго-востока Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в рамках наращивания ресурсной базы ВСТО / В.В. Сапьяник, Ю.Л. Зайцева, В.М. Тищенко и др. // Геология нефти и газа. – 2012. – № 1. – С. 43–54.
24. Скоробогатов В.А. Генерационные аспекты онтогенеза газа и нефти в континентальных и дельтовых толщах / В.А. Скоробогатов // Современные проблемы геологии нефти и газа. – М.: Научный мир, 2001. – С. 309–316.
25. Скоробогатов В.А. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов, В.Д. Копеев. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 352 с.
26. 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.
27. Скоробогатов В.А. Некоторые критерии перспектив нефтеносности баженовской свиты Западной Сибири / В.А. Скоробогатов, С.Г. Краснов // Геология нефти и газа. – 1984. – № 3. – С. 15–19.
28. Скоробогатов В.А. Парагенезис горючих ископаемых в осадочных бассейнах и породах различного типа и возраста / В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 4 (41): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 4–17.
29. Скоробогатов В.А. Перспективы газоносности южных районов Томской области // Труды ВНИИГАЗа. – М.: Недра, 1975. – Вып. 47/55. – С. 48–53.
30. Скоробогатов В.А. Термобарогеохимическая эволюция скоплений углеводородов / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 1991. – № 8. – С. 23–29.
31. Скоробогатов В.А. Юрский продуктивный комплекс Западной Сибири: прошлое, настоящее, будущее / В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 3 (31): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 36–58.
32. Скоробогатов В.А. Роль разломов в формировании, эволюции и разрушении скоплений газа и нефти в осадочном чехле северных и юго-восточных районов Западной Сибири / В.А. Скоробогатов, Н.Н. Соловьёв, В.А. Фомичев // Прогноз газоносности России и сопредельных стран. – М.: ВНИИГАЗ, 2000. – С. 112–131.
33. Стасова О.Ф. Типы нефтей юрских резервуаров юго-восточной части Западно-Сибирской плиты / О.Ф. Стасова, А.И. Ларичев, Н.И. Ларичкина // Геология нефти и газа. – 1998. – № 7. – С. 4–11.
34. Сурков В.С. Залежи углеводородов в нижней-средней юре Обь-Иртышской нефтегазоносной области Западной Сибири / В.С. Сурков, Ф.Г. Гурари, В.П. Девятков и др. // Геология и геофизика. – 1995. – № 6. – С. 60–69.
35. Устинова В.Н. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности юрских отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты / В.Н. Устинова, И.А. Вылцан, В.П. Парначев // Труды Востокгазпрома: науч.-тех. сб. – Томск, 2000. – Материалы Юбилейной научно-практической конференции «Проблемы и пути эффективного освоения минерально-сырьевых ресурсов Сибири и Дальнего Востока». – С. 153–155.

## Geology and oil & gas presence towards the south-east of West-Siberian Megaprovince. Summarizing seven decades of studies (1951–2020). Challenges and outlooks

V.A. Skorobogatov<sup>1\*</sup>, V.N. Rostovtsev<sup>2</sup>, M.S. Parovinchak<sup>2</sup>

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

<sup>2</sup> Sibneftegazinnovation 21st century LLC, Bld. 70/1, Komsomolskiy prospect, Tomsk, 634041, Russian Federation

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

**Abstract.** Using the previous search and prospecting background regarding the south-eastern areas of West-Siberian Oil-Gas-Bearing Megaprovince (Tomsk administrative region), namely: the data on its geological structure, oil-and-gas-bearing capacity, hydrocarbon reserves, geo-chemical characteristics of the hydrocarbon fluids, generation ability of the terrigenous rocks and coal, and the catagenetic level of organic matter, authors analyze the ontogenesis of oil and gas in the Jurassic deposits. They conclude that the hydrocarbon migration was small-scale, the primary Jurassic deposits partially collapsed, and there were the fragmentary crossflows of hydrocarbons into the Neocomian horizons. Authors suggest their own assessment of not-discovered resources and the quantity of the new fields which could really be discovered in Tomsk region before 2040.

**Keywords:** oil, gas, field, deposit, search, prospecting, reserves, resources, production, Tomsk region.

### References

1. ALEKSEYEVA, M.A., O.I. BOGUSH, O.P. VYSHEMIRSKAYA, et al. *Problem of oil and gas presence in Paleozoic deposits at southeast of Western Siberian Lowland* [Problema neftegazonosnosti paleozoya na ujuo-vostoke Zapadno-Sibirskoy nizmennosti]. Novosibirsk, USSR: Nauka, 1976. (Russ.).
2. BREKHUNTSOV, A.M., B.V. MONASTYREV, I.I. NESTEROV, et al. *Petroleum geology of Western-Siberian Arctic* [Neftegazovaya geologiya Zapadno-Sibirskoy Arktiki]. Tyumen, Russia: MNP Geodata, 2020. (Russ.).
3. KONTOROVICH, A.E., I.I. NESTEROV, F.K. SALMANOV et al. *Petroleum geology of Western Siberia* [Geologiya nefti i gaza Zapadnoy Sibiri]. Moscow: Nedra, 1975. (Russ.).
4. GONCHAROV, I.V., S.V. NOSOVA, V.V. SAMOYLENKO. Genetic types of oils in Tomsk Region [Geneticheskiye tipy neftey Tomskoy oblasti]. In: *Proc. of the 5<sup>th</sup> International conference "Chemistry of oil and gas"*, Tomsk, 2003, pp. 124–127. (Russ.).
5. GUDYMOVA, T.V., V.A. SKOROBOGATOV. Potential hydrocarbon resources at Tomsk Region and outlooks for their development [Potentsialnyye resursy uglevodorodov Tomskoy oblasti ii perspektivy ikh osvoyeniya]. In: *Transactions of Vostokgazprom* [Trudy Vostokgazproma]: collected bk. Tomsk, 2000. Proc. of the Jubilee scientific-practical conference "Problems and ways of effective development of mineral resources at Siberia and Far East" [Problemy i puti effektivnogo osvoyeniya mineralno-syryevykh resursov Sibiri i Dalnego Vostoka], pp. 156–160. (Russ.).
6. GURARY, F.G., K.I., MIKULENKO, V.S. STAROSELTSEV, et al. Disjunctive tectonics of Western-Siberian plate [Dizyunktivnaya tektonika Zapadno-Sibirskoy plity]. *Transactions of Siberian Scientific and Research Institute of Geology, Geophysics and Raw Minerals* [Trudy SNIIGGiMS], 1970, is. 97, p. 193. (Russ.).
7. GURARI, F.G., A.Ye. YEKHANIN. Patterns of hydrocarbon deposits location in Lower-Middle-Jurassic sediments of Western-Siberian plate [Zakonomernosti razmeshcheniya uglevodorodnykh zalezhey v nizhnesredneyurskikh otlozheniyakh Zapadno-Sibirskoy plity]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 1987, no. 10, pp. 19–26. ISSN 0016-7894. (Russ.).
8. DANENBERG, Ye.Ye., A.S. FOMICHEV. On numerical age of oil deposits in Mesozoic sediments at western areas of Tomsk Region [O vremeni formirovaniya zalezhey nefti v mezozoykskikh otlozheniyakh zapadnykh rayonov Tomskoy oblasti]. In: *Period of origination of oil and gas deposits* [Vremya formirovaniya zalezhey nefti i gaza]: collected bk. Moscow: Nauka, 1976, pp. 122–127. (Russ.).
9. 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 toplivnoenergeticheskogo syrya]. Moscow: Geoinformmark, 1997. ISSN 0235-554X. (Russ.).
10. 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.).
11. YERMAKOV, V.I., V.A. SKOROBOGATOV. *Thermal field of the young plates in the USSR* [Teplovoye pole molodykh plit SSSR]. Moscow: Nedra, 1986. (Russ.).

12. YERMAKOV, V.I., V.A. SKOROBOGATOV. Generation of oil and gas accumulation zones in continental formations of Western Siberia [Formirovaniye zon gazoneftenakopleniya v kontinentalnykh formatsiyakh Zapadnoy Sibiri]. In: *Tectonic rhythm and oil-gas presence* [Tektonicheskaya tsiklichnost i neftegazonosnost]. Moscow: All-Union Research Geological Oil Institute, 1985. (Russ.).
13. YEFIMOV, A.S., Yu.L. ZAYTSEVA, M.A. MASLENNIKOV et al. Present state of raw hydrocarbon resource base and outlooks for its development [Sostoyaniye i perspektivy razvitiya syryevoy bazy uglevodorodov]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*. 2017, no. 3, pp. 19–40. ISSN 0869-3188. (Russ.).
14. ZOLOTOVA, O.V. Outlooks for oil and gas presence at Lower-Middle-Jurassic sediments in northern part of Ust-Tymskaya depression [Perspektivy neftegazonosnosti nizhn sredneyurskikh otlozheniy severnoy chasti Ust-Tymskoy Vpadiny]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 1999, no. 3–4, pp. 12–16. ISSN 0016-7894. (Russ.).
15. ISAYEV, V.I., A.N. FOMIN. Centers of generation of Bazhenov- and Togur-type oils in the southern Nyurol'ka megadepression [Ochagi generatsii neftey bazhenovskogo i togurskogo tipov v yuzhnoy chasti Nyurol'skoy megavpadiny]. *Geologiya i Geofizika*, 2006, vol. 47, no. 6, pp. 734–745. ISSN 0016-7886. (Russ.).
16. KONTOROVICH, V.A., A.M. KALININA. Model of structure and generation potential of Volgian sediments nearby the conjunction of Kaymysovskiy arching and Nyurol'skaya megadepression [Model stroyeniya i generatsionnyy potentsial volzhskikh otlozheniy v zone sochlenniya Kaymysovskogo svoda i Nyurol'skoy megavpadiny]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2009, no. 1, pp. 34–44. ISSN 0016-7894. (Russ.).
17. PAROVINCHAK, M.S., V.N. ROSTOVTSEV, V.A. SKOROBOGATOV. Qualitative forecast of gas-and-oil-bearing capacity of rocks belonging to sedimentary apron and foundation of Tomsk Region [Kachestvennyy prognoz gazoneftenosnosti porod osadochnogo chekhla i fundamenta Tomskoy oblasti]. In: *Forecast of gas presence in Russia and contiguous countries* [Prognoz gazonosnosti Rossi i sopedelnykh stran]: collected bk. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2000, pp. 12–24. (Russ.).
18. PAROVINCHAK, M.S., V.N. ROSTOVTSEV, V.A. SKOROBOGATOV. Outlooks for gas presence in Tomsk Region [Perspektivy gazonosnosti Tomskoy oblasti]. In: *Transactions of Vostokgazprom* [Trudy Vostokgazproma]: collected bk. Tomsk, 2000. Proc. of the Jubilee scientific-practical conference “Problems and ways of effective development of mineral resources at Siberia and Far East” [Problemy i puti effektivnogo osvoyeniya mineralno-syryevykh resursov Sibiri i Dalnego Vostoka], pp. 136–139. (Russ.).
19. PAROVINCHAK, M.S., V.I. LUNEV, V.M. ZYKOV, et al. Technical modelling of fields as exemplified by Myldyzhinskoye gas-condensate-oil field at Tomsk Region [Tekhnicheskoye modelirovaniye mestorozhdeniy na primere Myldyzhinskogo gazokondensatnoneftyanogo mestorozhdeniya Tomskoy oblasti]. In: *Transactions of Vostokgazprom* [Trudy Vostokgazproma]: collected bk. Tomsk, 2000. Proc. of the Jubilee scientific-practical conference “Problems and ways of effective development of mineral resources at Siberia and Far East” [Problemy i puti effektivnogo osvoyeniya mineralno-syryevykh resursov Sibiri i Dalnego Vostoka], pp. 318–325. (Russ.).
20. PASHKEVICH, Ye.I., V.A. SKOROBOGATOV. Outlooks for gas-bearing capacity of Paleozoic carboniferous sediments in southeastern part of Western Siberia (within the margins of Tomsk Region) [Perspektivy gazonosnosti paleozoyskikh uglenosnykh otlozheniy yugo-vostochnoy chasti Zapadnoy Sibiri (v predelakh Tomskoy oblasti)]. *Geologiya i Razvedka gazovykh i Gazokondensatnykh mestorozhdeniy*: referative collected bk., 1977, no. 9, pp. 3–8. (Russ.).
21. REMIZOV, V.V., V.A. PONOMAREV, V.A. SKOROBOGATOV et al. State and development trends of mineral resource base for gas industry in Russia [Sostoyaniye i perspektivy razvitiya syryevoy bazy gazovoy promyshlennosti Rossii]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*. 1998, no. 4, pp. 11–17. ISSN 0869-3188. (Russ.).
22. ROSTOVTSEV, V.V., Ye.Yu. LIPIKHINA, A.M. AFANASYEV, et al. Paleozoic oil and gas-bearing region of the Western Siberia [Paleozoyskaya neftegazonosnaya oblast Zapadnoy Sibiri]. *Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftnykh i Gazovykh Mestorozhdeniy*, 2020, no. 4 (340), pp. 14–22. ISSN 2413-5011. (Russ.).
23. SAPYANIK, V.V., Yu.L. ZAYTSEVA, V.M. TISHCHENKO, et al. Development trends of the South-East of west Siberian oil and gas province within the scope of the ESPO resource base increase [Perspektivy osvoyeniya yugo-vostoka Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy provintsii v ramkakh narashchivaniya resursnoy bazy VSTO]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2012, no. 1, pp. 43–54. ISSN 0016-7894. (Russ.).
24. 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 tolshchakh]. In: *Modern challenges of oil and gas geology* [Sovremennyye problem geologii nefti i gaza]: collected papers. Moscow: Nauchnyy mir, 2001, pp. 309–316. (Russ.).
25. 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.).
26. 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.).

27. SKOROBOGATOV, V.A., S.G. KRASNOV. Some criteria of prospects for oil presence in Bazhenovo series of Western Siberia [Nekotoryye kriterii perspektiv neftenosnosti bazhenovskoy svity Zapadnoy Sibiri]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 1984, no. 3, pp. 15–19. ISSN 0016-7894. (Russ.).
28. SKOROBOGATOV, V.A. Paragenesis of fossil fuels in sedimentary basins and rocks of different types and ages [Paragenesis goryuchikh iskopayemykh v osadochnykh basseynakh i porodakh razlichnogo tipa i vozrasta]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, no. 4 (41): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 4–17. ISSN 2306-9849. (Russ.).
29. SKOROBOGATOV, V.A. Prospects for gas presence in south districts of Tomsk Region [Perspektivy gazonosnosti yuzhnykh rayonov Tomskoy oblasti]. *Trudy VNIIGAZa*. Moscow: Nedra, 1975, is. 47/55, pp. 48–53. (Russ.).
30. SKOROBOGATOV, V.A. Thermobaric-geochemical evolution of hydrocarbon agglomerations [Termobarogeokhimicheskaya evolyutsiya skopleniy uglevodorodov]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 1991, no. 8, pp. 23–29. ISSN 0016-7894. (Russ.).
31. SKOROBOGATOV, V.A. Jurassic productive complex of Western Siberia: past, present and future [Yurskiy produktivnyy kompleks Zapadnoy Sibiri: proshloye, nastoyashcheye, budushcheye]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017, no. 3 (31): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 36–58. ISSN 2306-9849. (Russ.).
32. SKOROBOGATOV, V.A., N.N. SOLOVYEV, V.A. FOMICHEV. Role of faults in origination, evolution and destruction of gas and oil agglomerations in a sedimentary cover of northern and south-eastern areas of Western Siberia [Rol razlomov v formirovanii, evolutsii i razrushenii skopleniy gaza i nefti v osadochnom chekhle severnykh i yugo-vostochnykh rayonov Zapadnoy Sibiri]. In: *Forecast of gas presence in Russia and contiguous countries* [Prognoz gazonosnosti Rossii i sopredelnykh stran]: collect. bk. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2000, pp. 112–131. (Russ.).
33. STASOVA, O.F., A.I. LARICHEV, N.I. LARICHKINA. Types of oils in Jurassic reservoirs at southeastern part of Western-Siberian plate [Tipy neftey yurskikh rezervuarov yugo-vostochnoy chasti Zapadno-Sibirskoy plity]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 1998, no. 7, pp. 4–11. ISSN 0016-7894. (Russ.).
34. SURKOV, V.S., F.G. GURARI, V.P. DEVYATOV, et al. Hydrocarbon deposits in Lower-Middle Jurassic sediments at Ob-Irtysh oil-gas-bearing region of Western Siberia [Zalezhi uglevodorodov v nizhney-sredney yure Ob-Irtyshskoy neftegazonosnoy oblasti Zapadnoy Sibiri]. *Geologiya i Geofizika*, 1995, no. 6, pp. 60–69. ISSN 0016-7886. (Russ.).
35. USTINOVA, V.N., I.A. VYLTSAN, V.P. PARNACHEV. Special features of geological structure and outlooks for oil and gas presence at Jurassic sediments located in south-east of Western-Siberian plate [Osobennosti geologicheskogo stroyeniya i perspektivy neftegazonosnosti yurskikh otlozheniy yugo-vostoka Zapadno-Sibirskoy plity]. In: *Transactions of Vostokgazprom* [Trudy Vostokgazproma]: collected bk. Tomsk, 2000. Proc. of the Jubilee scientific-practical conference “Problems and ways of effective development of mineral resources at Siberia and Far East” [Problemy i puti effektivnogo osvoyeniya mineralno-syryevykh resursov Sibiri i Dalnego Vostoka], pp. 153–155. (Russ.).

УДК 622.279.5.001.42; 622.143.1; 622.245.723

## Определение депрессий разрушения породы скважин Чайядинского месторождения

М.В. Пятахин<sup>1\*</sup>, С.О. Оводов<sup>1</sup>, С.А. Шулепин<sup>1</sup>, Ю.М. Гайдаш<sup>2</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1

<sup>2</sup> ООО «Нильсен Дейта Фэктори», Российская Федерация, 125362, г. Москва, ул. Тушинская, д. 17, этаж 6, пом. I

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

**Ключевые слова:** скважина, пласт-коллектор, призабойная зона пласта, порода, керн, сцепление, угол внутреннего трения, предел прочности на растяжение, предел прочности на сжатие.

**Тезисы.** В работе предполагалась упругая деформация всех горизонтов Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения вдали от скважин. Учитывалась нелинейность фильтрации газа в призабойной зоне пласта. Методика определения депрессии разрушения породы основывалась на исследованиях керна, анализе результатов газодинамических исследований скважин и математическом моделировании напряженно-деформированного состояния породы. Для измеренных показателей прочности пород Ботубинского и Хамакинского горизонтов депрессия разрушения не достигается. Депрессия разрушения породы может быть достигнута для низко- и среднедебитных скважин Талахского горизонта.

### Анализ горно-геологических условий Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения

Методика определения депрессий разрушения породы эксплуатационных скважин Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения (ЧНГКМ) с растрескиванием породы в призабойной зоне пласта (ПЗП) основывается на трех составляющих. Во-первых, на анализе горно-геологических условий в плане определения механических свойств и показателей прочности породы пласта-коллектора по испытаниям керна. Во-вторых, на анализе результатов газодинамических исследований (ГДИ) скважин. И, в-третьих, на математическом моделировании напряженно-деформированного состояния породы в ПЗП и трещинообразования пласта.

Проанализируем горно-геологические условия ЧНГКМ с акцентом на объемную прочность породы в ПЗП, воспользовавшись данными, полученными на образцах керна из одной разведочной скважины месторождения. Прочностные показатели породы, в том числе показатели объемной прочности – сцепление ( $C$ ) и угол внутреннего трения ( $\varphi$ ), определялись методом раскалывания сферическими инденторами [1–3] (рис. 1). Испытаны по четыре образца керна для каждого продуктивного горизонта ЧНГКМ – Ботубинского, Хамакинского и Талахского.

Результаты определений пределов прочности на растяжение ( $\sigma_p$ ) и на сжатие ( $\sigma_{сж}$ ) образцов пород пластов-коллекторов ЧНГКМ приведены в табл. 1. Видно, что по результатам этой серии испытаний образцы песчаников ЧНГКМ демонстрируют сравнительно небольшой разброс показателей для каждого из горизонтов. Результаты усреднялись по образцам, взятым из одинаковых горизонтов: для Ботубинского, Хамакинского и Талахского горизонтов средние значения  $\sigma_p$  и  $\sigma_{сж}$  составили соответственно 5,4; 2,67 и 1,03 МПа и 107,97; 53,41 и 20,51 МПа. Таким образом, наиболее прочной является порода Ботубинского горизонта, и наименее прочной из рассмотренных – порода Талахского горизонта.

Зависимости сцепления монолитных образцов породы пласта-коллектора от прочности на растяжение приведены на рис. 2 для разных горизонтов, прямые на графиках соответствуют расчетам по формуле для сцепления слабосцементированного песчаника [2]:

$$C = \left( \sqrt{6} + \frac{3}{\sqrt{2}} \right) \sigma_p \approx 4,6 \sigma_p. \quad (1)$$



**Рис. 1. Прибор-пробник ИСМ 190 «Викинг» для определения механических показателей пород при раскалывании сферическими инденторами**

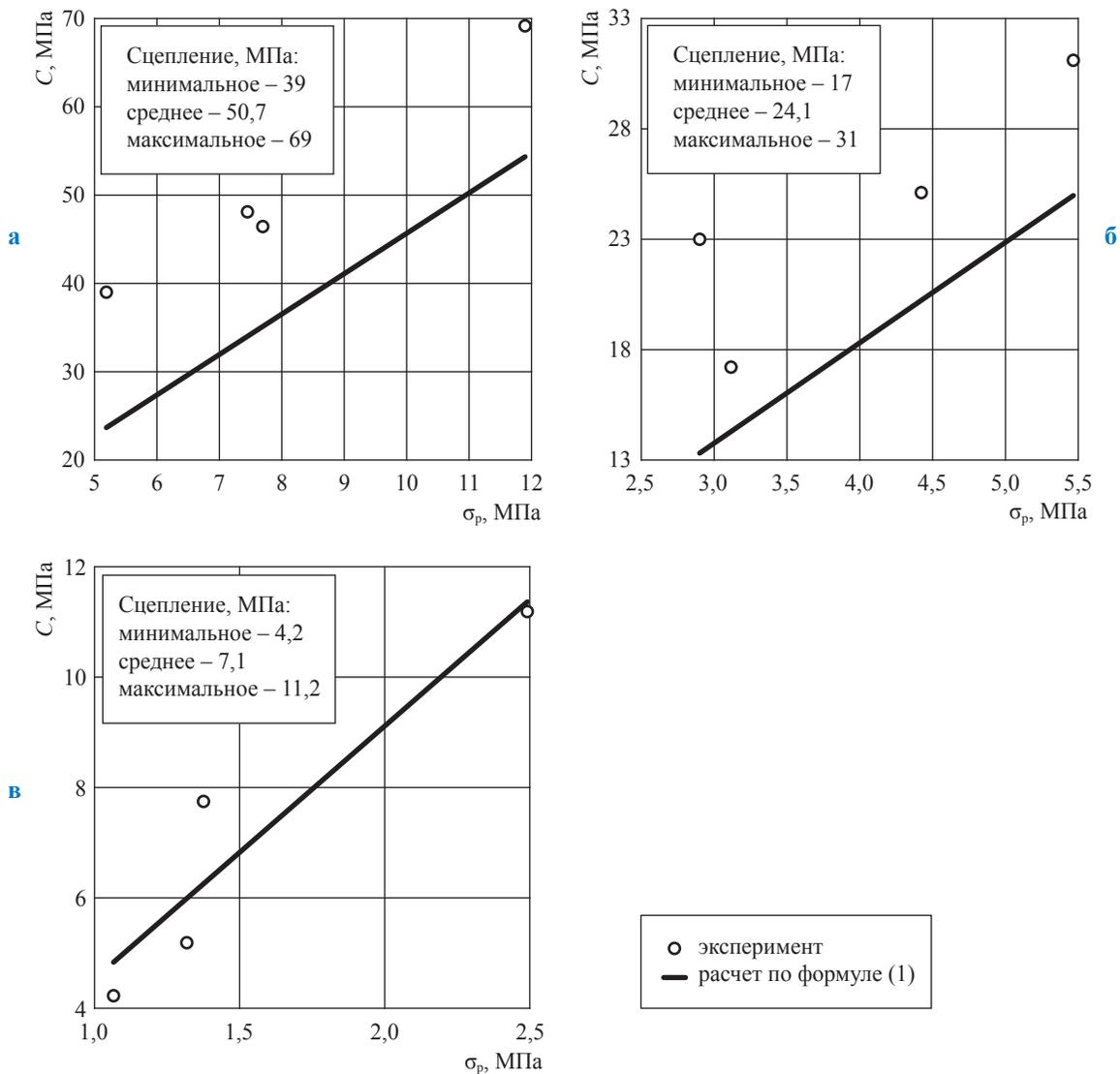
На рис. 2 видно, что порода Ботуобинского горизонта хорошо сцементирована и обладает высокой объемной прочностью: среднее значение  $C$  «в монолите» составило 50,7 МПа, что подтверждает отнесение породы пласта-коллектора Ботуобинского горизонта к разряду прочных (см. рис. 2а). Порода Хамакинского горизонта также хорошо сцементирована и обладает высокой объемной прочностью: среднее значение  $C$  «в монолите» составило 24,1 МПа, это позволяет отнести породу пласта-коллектора Хамакинского горизонта к разряду прочных (см. рис. 2б). Порода Талахского горизонта хуже сцементирована по сравнению с Хамакинским и особенно с Ботуобинским горизонтами и обладает средней объемной прочностью: среднее значение  $C$  «в монолите» составило 7,1 МПа, что и позволяет отнести породу пласта-коллектора Талахского горизонта к разряду среднечных (см. рис. 2в). Видно хорошее согласие результатов экспериментов для Талахского горизонта с аналитической зависимостью для слабосцементированных песчаников (см. формулу (1)).

Для образцов пород всех трех горизонтов зависимости угла внутреннего трения  $\varphi$

Таблица 1

**Механические свойства образцов песчаника из ПЗП скважин ЧНГКМ**

Объект	Глубина отбора, м	Показание динамометра (полное), мм	Разрушающая нагрузка, Н	Площадь поверхности сквозного разрыва образца, $m^2 \cdot 10^{-6}$	Коэффициент Масштабный	$\sigma_{pr}, H/m^2 \cdot 10^6$				$\sigma_{сжк}, H/m^2 \cdot 10^6$			
						Частный	Средний	Среднеквадратичное отклонение	Коэффициент вариации, %	Частный	Средний	Среднеквадратичное отклонение	Коэффициент вариации, %
Ботуобинский горизонт	1492,20	8,65	10814,2494	908,12	0,88	7,83	156,66	107,97	34,40	32			
	1493,30	5,79	6771,27509	907,92	0,88	4,91	98,11						
	1493,65	5,95	6997,45547	907,92	0,88	5,07	101,38						
	1493,80	5,99	7054,00057	1357,2	0,97	3,79	75,74						
Хамакинский горизонт	1542,35	3,88	4071,24682	919,8	0,88	2,92	58,42	53,41	14,62	27			
	1545,90	3,01	2841,39101	911,04	0,88	2,05	41,06						
	1546,90	3,78	3929,88408	1352,85	0,97	2,11	42,29						
	1547,25	4,50	4947,69579	905,01	0,88	3,59	71,86						
Талахский горизонт	1671,05	1,84	1187,44699	901,68	0,88	0,86	17,29	20,51	8,34	41			
	1671,40	1,68	961,26661	904,8	0,88	0,70	13,96						
	1672,95	1,88	1243,99208	904,8	0,88	0,90	18,07						
	1674,75	2,59	2247,66751	901,9	0,88	1,64	32,73						



**Рис. 2. Сцепление образцов пород Ботубинского (а), Хамакинского (б) и Талахского (в) горизонтов ЧНГКМ**

от прочности на разрыв приведены на рис. 3. Для математической модели определялся угол разрушения

$$\alpha = \frac{\pi}{4} + \frac{\varphi_{\text{ср}}}{2}, \quad (2)$$

где  $\varphi_{\text{ср}}$  – среднее значение угла  $\varphi$  по данным эксперимента. Рассчитанные по формуле (2) углы  $\alpha$  для Ботубинского, Хамакинского и Талахского горизонтов составили  $65,54^\circ$ ,  $65,13^\circ$  и  $62,4^\circ$  соответственно.

Как показали результаты ранее проведенных экспериментов, для угла  $\varphi$  образцов слабосцементированных пород можно использовать полученный ранее [2] результат – близость  $\varphi$  к значению  $35^\circ$ . Этот вывод подтверждается результатами испытаний образцов

пород пласта-коллектора Талахского горизонта ЧНГКМ (см. рис. 3в), где среднее значение  $\varphi$  составило  $34,8^\circ$ .

Для учета структурного ослабления прочностных свойств породы всех горизонтов использовался минимальный для песчаника коэффициент 0,08 [3, 4]. Значение было выбрано с учетом выраженной слоистости пластов-коллекторов для повышения надежности и уменьшения рисков. Результирующие значения сцепления образцов породы пласта-коллектора с учетом структурной нарушенности ( $C_{\text{стр.н}}$ ) приведены на рис. 4. Для Ботубинского горизонта коэффициент  $C_{\text{стр.н}}$  неравномерно распределен от минимального значения 3,13 МПа до максимального значения 5,5 МПа, среднее значение  $C_{\text{стр.н}}$  пород пласта-коллектора

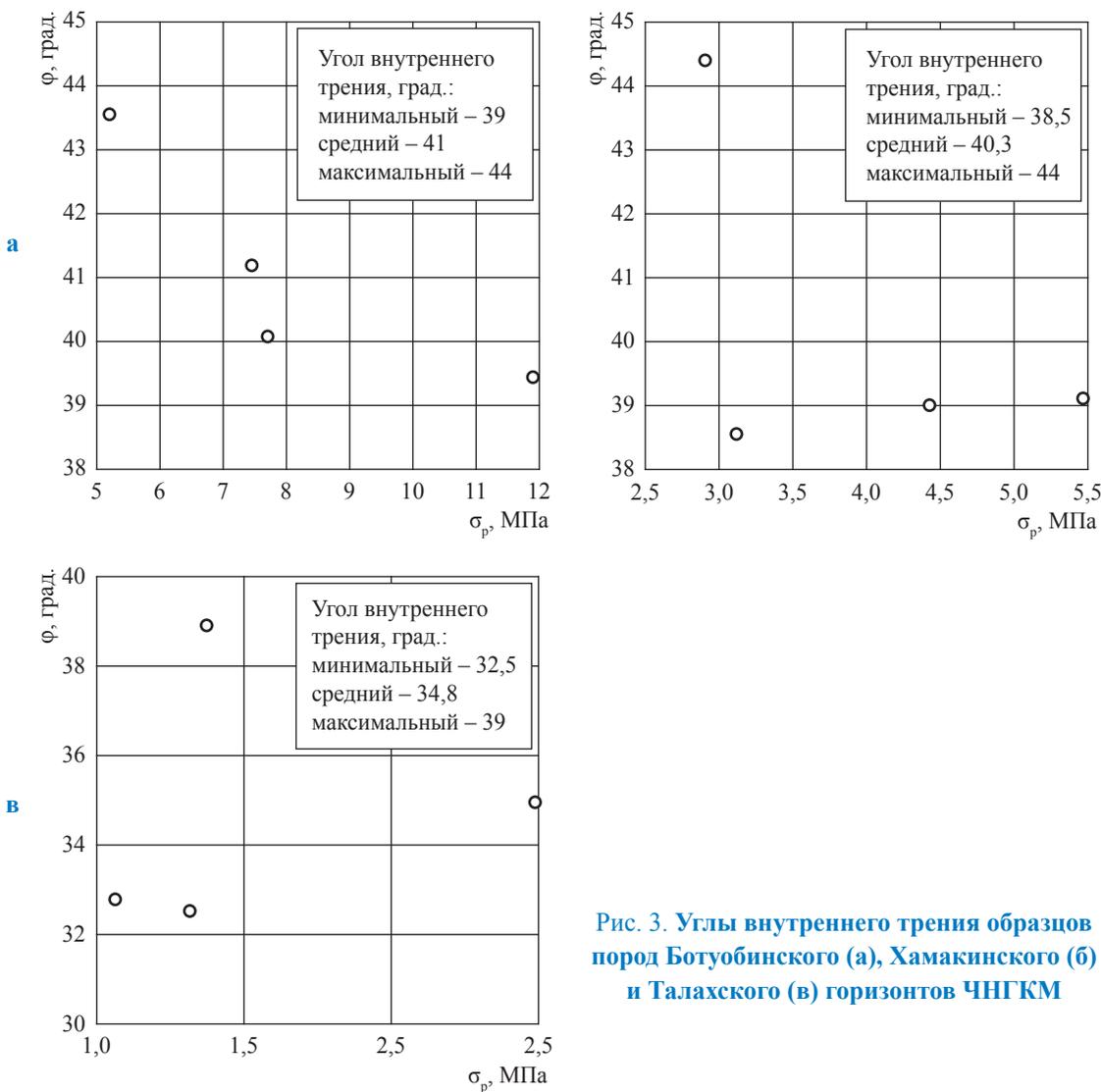


Рис. 3. Углы внутреннего трения образцов пород Ботубинского (а), Хамакинского (б) и Талахского (в) горизонтов ЧНГКМ

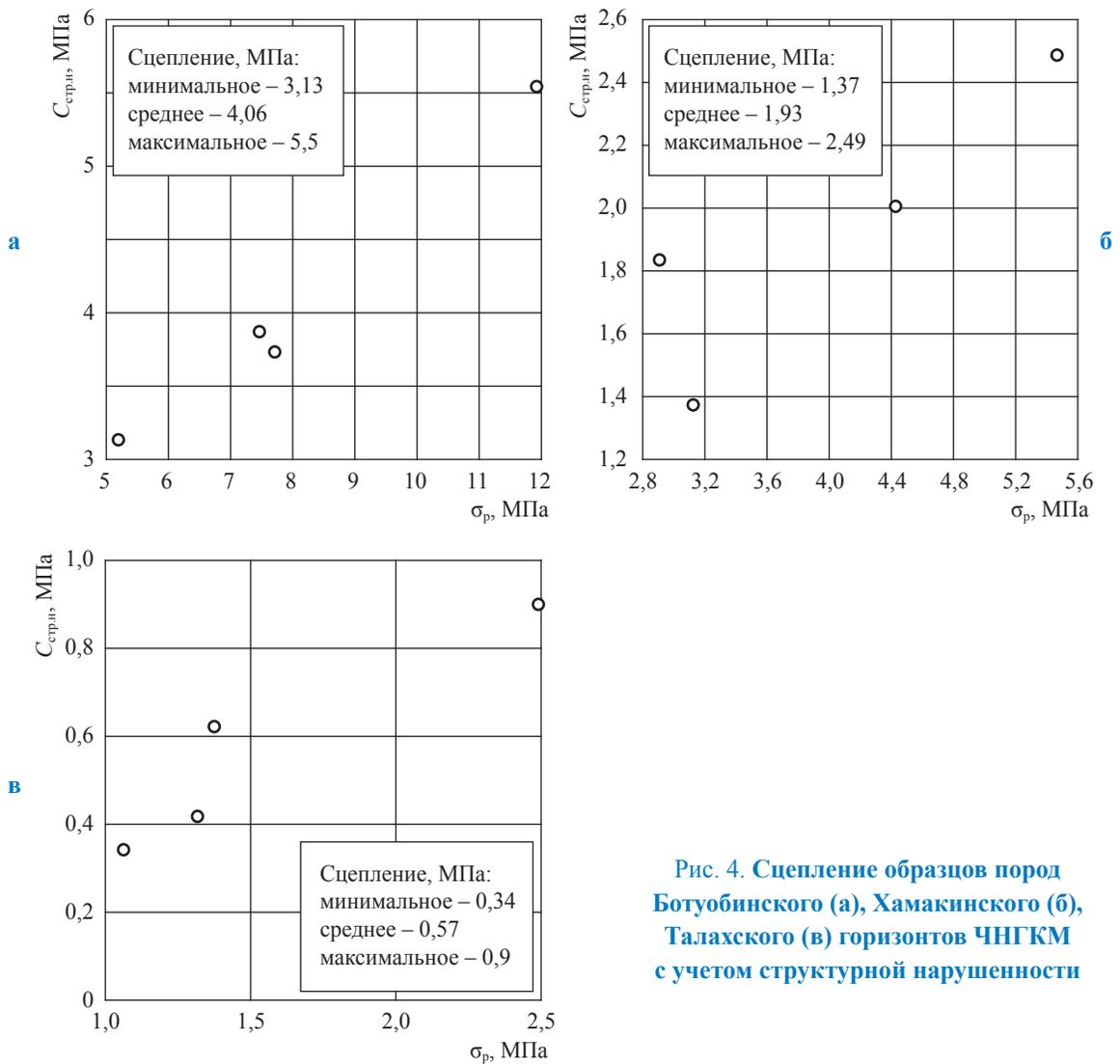
Ботубинского горизонта ЧНГКМ составило 4,06 МПа (см. рис. 4а). Для Хамакинского горизонта  $C_{стр.н}$  неравномерно распределен от минимального значения 1,37 МПа до максимального значения 2,49 МПа, среднее значение  $C_{стр.н}$  составило 1,9 МПа (см. рис. 4б). Результаты определения  $C_{стр.н}$  для Талахского горизонта показывают, что он неравномерно распределен от минимального значения 0,34 МПа до максимального значения 0,9 МПа, среднее значение  $C_{стр.н}$  составило 0,57 МПа (см. рис. 4в).

В дальнейшем расчеты депрессий разрушения породы проводились для каждого горизонта и, соответственно, трех наборов показателей объемной прочности. С целью моделирования использовались средние по результатам экспериментов для Ботубинского, Хамакинского и Талахского горизонтов значения  $\phi$  и  $C$ . Анализ результатов исследования

керна ЧНГКМ показал следующее: порода Ботубинского горизонта обладает наибольшей объемной прочностью; прочность породы Хамакинского горизонта высокая, но в среднем примерно в 2 раза ниже, чем у породы Ботубинского горизонта; прочность породы Талахского горизонта более чем в 3 раза ниже прочности породы Хамакинского горизонта и в 7 раз ниже прочности породы Ботубинского горизонта.

**Результаты анализа ГДИ скважин ЧНГКМ**

Результаты ГДИ скважин ЧНГКМ приведены в табл. 2 (А и В – коэффициенты фильтрационного сопротивления скважин). Для каждого горизонта были выбраны по три скважины с большой, средней и небольшой производительностью (для Талахского горизонта обозначим скважины через Т1, Т2 и Т3,



**Рис. 4. Сцепление образцов пород Ботубинского (а), Хамакинского (б), Талахского (в) горизонтов ЧНГКМ с учетом структурной нарушенности**

**Таблица 2**

**Результаты газодинамических исследований скважин ЧНГКМ**

Скважина	$A$ , атм <sup>2</sup> /(тыс. м <sup>3</sup> /сут)	$B$ , атм <sup>2</sup> /(тыс. м <sup>3</sup> /сут) <sup>2</sup>	Абсолютно свободный дебит, тыс. м <sup>3</sup> /сут	Пластовое давление, атм
T1	2,429	0,0002	4471,1	122,3
T2	0,73	0,0048	1680	121,62
T3	3,9783	0,0712	425,6	122,37
X1	0,2785	0,0017	3022	128,4
X2	0,2	0,0088	1359,4	128,6
X3	5,5097	0,0161	873	130,7
Б1	0,9904	0,0003	6260,8	134,1
Б2	0,1862	0,0013	3569,8	133,7
Б3	8,6153	0,0138	843	135,7

для Хамакинского – через X1, X2 и X3, для Ботубинского – через Б1, Б2 и Б3).

Согласно данным табл. 2 существует довольно большой разброс значений  $A$  и  $B$  даже в пределах одного горизонта. Расчеты

проводились также для модельной скважины с наихудшими по показателю разрушения породы по всем горизонтам коэффициентами фильтрационного сопротивления, а именно:  $A = 0,2$  и  $B = 0,1$ .

### Определение депрессий разрушения породы скважин ЧНГКМ

На основе результатов исследования керна и анализа результатов ГДИ по ранее обнародованной методике [3] определялись депрессии разрушения породы с образованием трещин в ПЗП для эксплуатационных скважин ЧНГКМ в предположении упругой деформации пластов-коллекторов ЧНГКМ вдали от скважин. В дальнейшем для подтверждения этой гипотезы необходимо провести геомеханическое моделирование ЧНГКМ.

Для определения депрессий разрушения породы выбранных скважин получены результаты в широком диапазоне значений  $C$ . В дальнейшем по мере разработки и совершенствования геомеханической модели результаты могут корректироваться, в том числе существенно. Тем не менее использованный в работе подход позволяет сделать предварительные выводы и дать рекомендации по способу заканчивания скважин ЧНГКМ. В расчетах использовались параметры выбранных скважин, приведенные в табл. 3.

Результаты расчета критической депрессии разрушения пород Ботубинского, Хамакинского и Талахского горизонтов приведены на рис. 5. Как показывают результаты

по Ботубинскому горизонту (см. рис. 5а), депрессии трещинообразования в породе ПЗП скважин при начальном пластовом давлении лежат в области гораздо меньших значений сцепления породы, чем были получены в описанных ранее в статье экспериментах (см. рис. 4а и обоюдоострую стрелку на рис. 5а). Как известно из опыта эксплуатации подземных хранилищ газа, депрессии разрушения повышаются с падением пластового давления. Поэтому в предположении первоначально упругого пласта и при начальном пластовом давлении (см. рис. 5а), и при снижении давления не реализуются депрессии разрушения породы Ботубинского горизонта.

Результаты по Хамакинскому горизонту (см. рис. 5б) показывают, что депрессии трещинообразования в породе ПЗП скважин при начальном пластовом давлении лежат в области заметно меньших значений сцепления породы, чем это было определено экспериментально (см. рис. 4б и диапазон прочностных свойств на рис. 5б). Поэтому исходя из предположения упругости пласта вдали от скважин и при начальном пластовом давлении (см. рис. 5б), и при снижении давления по мере эксплуатации месторождения не реализуются депрессии разрушения породы Хамакинского горизонта.

Таблица 3

Параметры скважин ЧНГКМ

Скважина	Радиус скважины, мм	Радиус контура питания, км	Компонентный состав, %, пород пласта-коллектора	Диаметр насосно-компрессорной трубы, мм
T1	71,45	2,4	Песчаник с включениями аргиллита – 15,2; песчаник мелкозернистый – 13; аргиллит алевритистый – 15,2; гравелит – 6,5; песчаник средне-крупнозернистый – 43,5; алевролит – 6,5	89
T2	71,45	0,6	Нет данных	89
T3	71,45	1,13	Песчаник с прослоями аргиллита – 9,6; песчаник мелко-среднезернистый – 1,9; переслаивание гравелита, песчаника и аргиллита – 51,9; гравелит, песчаник разнозернистый гравийный – 17,3; переслаивание глин, песчаников и алевролитов – 1,9	89
X1	107,95	0,38	Песчаник – 29,7; переслаивание глин, песчаников и алевролитов – 10,8; аргиллит – 5,4; гравелит – 29,7; аргиллит алевритистый – 8,1; алевролит – 18,9	89
X2	107,95	0,3	Песчаник – 29,7; переслаивание глин, песчаников и алевролитов – 10,8; аргиллит – 5,4; гравелит – 29,7; аргиллит алевритистый – 8,1; алевролит – 18,9	89
X3	107,95	1,05	Песчаник – 46,9; аргиллит – 28,2; переслаивание песчаника и аргиллита – 25	89
B1	107,95	1,05	Песчаник мелкозернистый – 100	114
B2	107,95	1,05	Песчаник мелкозернистый – 100	114
B3	107,95	0,9	Переслаивание аргиллитов, песчаников и алевролитов – 100	114

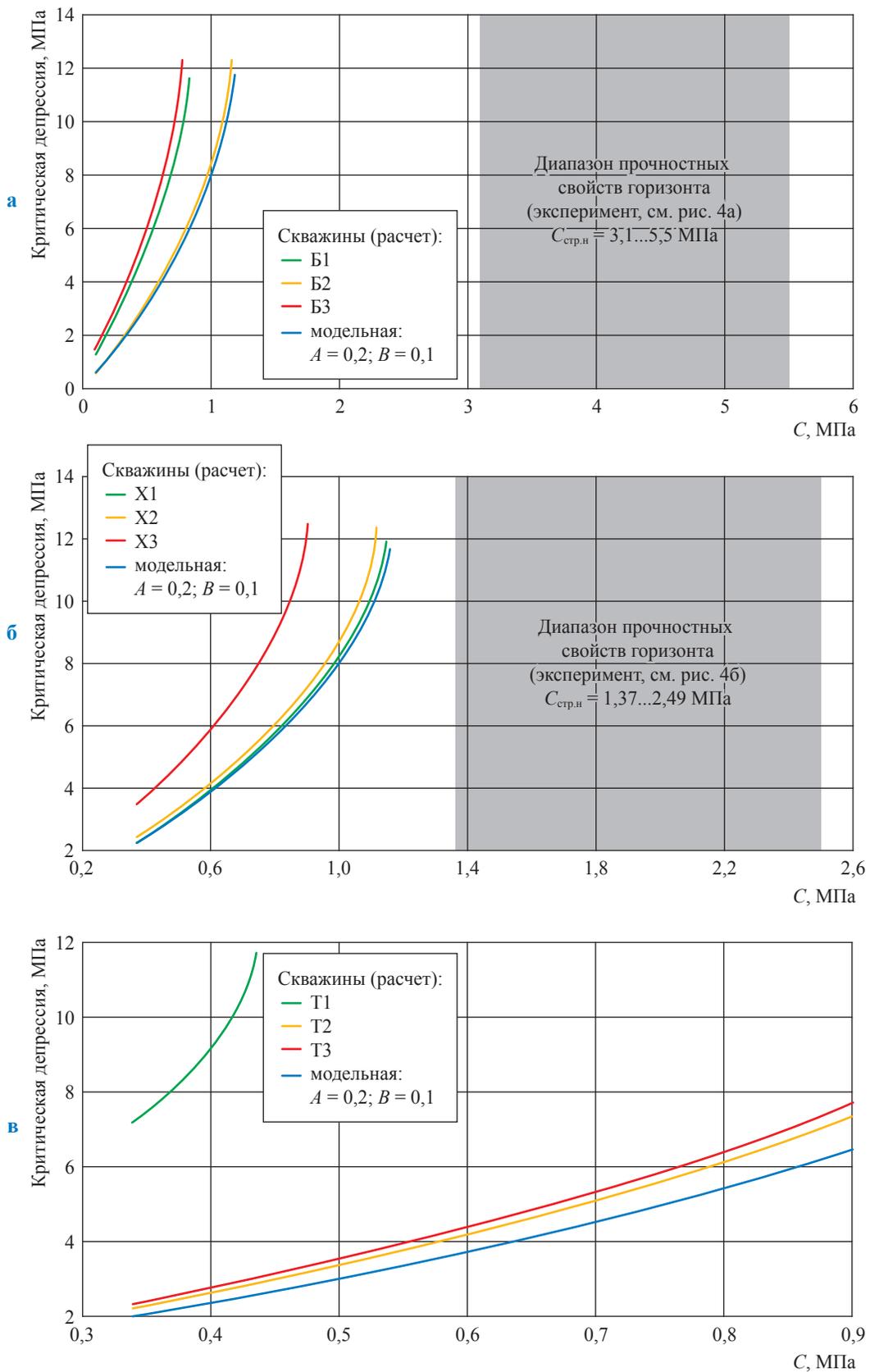


Рис. 5. Депрессия разрушения пород скважин Ботубинского (а), Хамакинского (б) и Талахского (в) горизонтов ЧНГКМ в зависимости от сцепления породы

Из результатов расчета следует, что депрессия разрушения породы для низкодебитной Т3 и среднедебитной Т2 скважин Талахского горизонта, а также для модельной скважины достигается во всем диапазоне экспериментально измеренных значений сцепления породы. Для этих скважин при минимальном сцеплении депрессия составляет порядка 2 МПа, а при максимальном сцеплении – 6,5...7,5 МПа. С увеличением сцепления породы для всех скважин растет депрессия. Для высокодебитной скважины Т1 Талахского горизонта при минимальном сцеплении породы депрессия разрушения составляет порядка 7 МПа. Депрессия разрушения для этой скважины быстро растет с увеличением сцепления и достигает значения пластового давления при сцеплении 0,44 МПа. При больших экспериментальных значениях сцепления при любых депрессиях разрушения породы для скважины Т1 не происходит.

\*\*\*

Изложенный анализ проводился в предположении упругой деформации пластов-коллекторов всех горизонтов ЧНГКМ вдали от скважин. Подтвердить эту гипотезу можно путем геомеханического моделирования ЧНГКМ.

Для измеренных значений показателей прочности породы песчаников, слагающих пласты-коллекторы Ботубинского и Хамакинского горизонтов, депрессия разрушения породы не достигается. Депрессия разрушения породы может быть достигнута для низко- и среднедебитной скважин в диапазоне измеренных значений показателей прочности породы песчаников, слагающих

пласт-коллектор Талахского горизонта. Депрессия разрушения увеличивается с ростом сцепления породы. Минимальное значение депрессии разрушения для Талахского горизонта составляет 2 МПа. По результатам определения депрессии разрушения для скважин Талахского горизонта рекомендуется установка скважинных фильтров.

Для надежного обоснования способа заканчивания скважин Ботубинского и Хамакинского горизонтов необходима разработка геомеханической модели ЧНГКМ. Предварительная рекомендация для уменьшения рисков – установка перфорированного хвостовика.

### Список литературы

1. Коршунов В.А. Определение показателей объемной прочности образцов горных пород при их нагружении сферическими инденторами / В.А. Коршунов, Ю.М. Карташов // Тр. Межд. конф. «Геотехника. Оценка состояния оснований и сооружений». – СПб, 2001. – Т. 1. – С. 36–41.
2. Пятахин М.В. Определение сцепления слабосцементированных песчаников / М.В. Пятахин, С.А. Хан, С.О. Оводов // Газовая промышленность. – 2008. – № 3. – С. 82–84.
3. Пятахин М.В. Геомеханические проблемы при эксплуатации скважин / М.В. Пятахин. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – 266 с. – (Вести газовой науки).
4. Карташов Ю.М. Рекомендации по определению полного паспорта прочности и деформируемости горных пород / Ю.М. Карташов, Б.В. Матвеев, М.Д. Ильинов и др. – Л., 1988.

## Rock destruction depressions determination: case of Chayanda field wells

M.V. Pyatakhin<sup>1</sup>, S.O. Ovodov<sup>1</sup>, S.A. Shulepin<sup>1</sup>, Yu. M. Gaidash<sup>2</sup>

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

<sup>2</sup> Nielsen Data Factory LLC, Off. I, Bld. 17, Tushinskaya street, Moscow, 125362, Russian Federation

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

**Abstract.** In this work, determination of rock destruction depressions for production wells of the Chayanda oil-gas-condensate field bases on three components. Firstly, it is determination of the indicators of the bulk strength of a rock according to core tests. Secondly, it is the analysis of the results of gas-dynamic studies of wells. And thirdly, it is the mathematical modeling of the stress-strain state and destruction of the rock in the bottom-hole zone of the formation. The elastic deformation of all horizons of the Chayanda oil-gas-condensate field away from wells was assumed in this work. To confirm this hypothesis in future, it is necessary to conduct geomechanical modeling of the Chayanda oil-gas-condensate field. The nonlinearity of gas filtration in the bottom-hole zone of the formation was taken into account. As the results showed, the depression of destruction increases with the growth

of rock cohesion. For the measured rock strength indicators of the Botuobuya and Khamaky horizons, the depression of rock destruction is not achieved. The depression of rock destruction can be achieved for wells of low and medium productivity in the range of measured rock strength indicators of the Talakh horizon. The minimum value of the destruction depression for the Talakh horizon is 2 MPa. According to the values of destruction depression assessed for the wells of the Talakh horizon, it is recommended to install borehole filters. For reliable justification of a well completion procedure for Botuobuya and Khamaky horizons, it is necessary to design a geomechanical model of the Chayanda oil-gas-condensate field. A preliminary recommendation for risks reduction is the installation of a perforated shank.

**Keywords:** well, reservoir, bottom-hole formation zone, rock, core, cohesion, internal friction angle, tensile strength, compressive strength.

#### References

1. KORSHUNOV, V.A., Yu.M. KARTASHOV. Determination of indicators of bulk strength of rock samples when they are loaded with spherical indentors [Opredeleniye pokazateley obyemnoy prochnosti obraztsov gornykh porod pri ikh nagruzhении sfericheskimi indentorami]. In: *Proc. of the International conference "Geotechnics. Assessment of the condition of foundations and structures"*, St. Petersburg, 2001, vol. 1, pp. 36–41. (Russ.).
2. PYATAKHIN, M.V., S.A. KHAN, S.O. OVODOV. Determination of cohesion of weakly cemented sandstones [Opredeleniye stsepleniya slabostsementirovannykh peschanikov]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2008, no. 3, pp. 82–84, ISSN 0016-5581, (Russ.).
3. PYATAKHIN, M.V. *Geomechanical problems in wells operation* [Geomekhanicheskie problemy pri ekspluatatsii skvazhin]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2011. (Russ.).
4. KARTASHOV, Yu.M., B.V. MATVEYEV, M.D. ILYINOV, et al. *Recommendations for determining the complete passport of strength and deformability of rocks* [Rekomendatsii po opredeleniyu polnogo pasporta prochnosti i deformiruyemosti gornykh porod]. Leningrad, USSR, 1988. (Russ.).

## К ЗАЩИТЕ ДИССЕРТАЦИИ

УДК 532.542.2:001.891.573

### Модель движения потока газа в трубе с диафрагмой при ламинарном режиме течения

А.А. Курбангалеев<sup>1</sup>, Ф.Х. Тазюков<sup>1</sup>, А.Ф. Батталов<sup>1</sup>, С.Р. Еникеева<sup>1</sup>,  
С.А. Лившиц<sup>2</sup>, Р.В. Лебедев<sup>3,4\*</sup>

<sup>1</sup> ФГБОУ ВПО «Казанский национальный исследовательский технологический университет», Российская Федерация, 420015, Республика Татарстан, г. Казань, ул. К. Маркса, д. 68

<sup>2</sup> ФГБОУ ВПО «Казанский государственный энергетический университет», Российская Федерация, 420066, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Красносельская, д. 51

<sup>3</sup> Национальный исследовательский университет «МЭИ», Российская Федерация, 111250, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Лефортово, ул. Красноказарменная, д. 14, стр. 1

<sup>4</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1

\* E-mail: R\_Lebedev@vniigaz.gazprom.ru

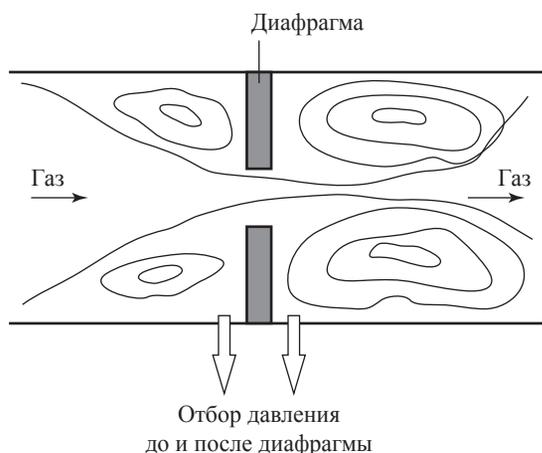
**Тезисы.** В работе представлены результаты моделирования ламинарного режима течения газа в канале, содержащем сужающее устройство в виде диафрагмы. Моделирование потока произведено в двумерной постановке задачи в программном комплексе ANSYS FLUENT. Приводятся результаты прогнозирования поведения потока при течении через диафрагму, являющуюся одним из основных элементов расходомера. Результаты моделирования представлены в виде профиля скорости и профиля давления. Предложен прогноз поведения потока в сужающем устройстве при разных значениях числа Рейнольдса на входе в канал.

**Ключевые слова:** течение газа, сужающее устройство, численное моделирование.

Измерение количества нефти и газа на всех этапах – от добычи из скважины до переработки и реализации конечному потребителю – требует применения оборудования, отвечающего законодательству о техническом регулировании и метрологическом обеспечении. Так, расход газа, протекающего в трубопроводе, может определяться различными способами<sup>1</sup> [1–4]. Один из наиболее распространенных в нефтяной и химической промышленности метод основан на измерении перепада давления при течении вещества (газа или жидкости) через сужающее устройство – измерительную диафрагму<sup>2</sup> [5]. Его называют методом дросселирования (рис. 1). Диафрагмы, используемые для измерения расхода по перепаду давления, изготавливаются

<sup>1</sup> См. также: Государственная система обеспечения единства измерений. Средства измерений давления. Термины и определения = State system for ensuring the uniformity of measurements. Means of measurements of pressure. Terms and definitions: ГОСТ 8.271-77: национальный стандарт: дата введения 1979-01-01.

<sup>2</sup> См. также: Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами: РД 50-213-80: введен в действие 1982-07-01. Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full. Pt. 2: Orifice plates: ISO 5167-2: 2003: international standard. Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Ч. 1: Принцип измерений и общие требования = Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full. Pt. 1: General principles and requirements: ГОСТ 8.586.1-2005: национальный стандарт: дата введения 2007-01-01.



**Рис. 1. Течение газа через диафрагму и отбор давления**

и устанавливаются в соответствии с нормативными документами (государственными стандартами<sup>3</sup>).

В отношении практики применения метода дросселирования накоплены обширные данные теоретического и прикладного характера. Это одно из главных преимуществ метода. Однако его использование требует выполнения определенных условий<sup>4</sup>:

- движение потока газа должно иметь стационарный характер;

- поток должен полностью заполнять все сечение трубы;
- фаза потока не может меняться при его движении через диафрагму;
- внутри трубы до и после диафрагмы неприемлемо образование осадочных отложений и других загрязнений, влияющих на размер сечения трубы;
- недопустимо, чтобы на поверхности самой диафрагмы образовывались отложения, изменяющие ее форму.

Преимуществами диафрагм являются их относительная простота и низкая себестоимость. Варьируя отношение внутреннего диаметра диафрагмы к внутреннему диаметру трубы, можно обеспечить требуемый диапазон перепада давления в широком диапазоне скоростей потока.

К недостаткам диафрагмы можно отнести [6, 7]:

- 1) возникновение застойных зон и скопление в них осадков;
- 2) невозможность измерения давления в толще потока в области оси симметрии трубы (измерять давления следует в кольцевой пристеночной части трубы);
- 3) нечетко выраженный режим течения газа на границах диафрагмы;
- 4) необходимость остановки процесса транспорта жидкости или газа через измерительный участок трубопровода для монтажа или демонтажа диафрагмы.

С целью определения значений параметров распределения давления и профиля вектора скорости в осевом и радиальных направлениях с учетом потери симметрии потока в зоне установки измерительной диафрагмы цилиндрического канала авторы выполнили следующие исследования:

- изучили структуру ламинарного течения в плоском горизонтальном канале с учетом наличия тонкой прямоугольной диафрагмы;
- определили профиль вектора скорости на некотором расстоянии от диафрагмы и распределение давлений в различных направлениях;
- проанализировали влияние потери симметрии потока на распределение профилей давления и скорости потока, проходящего через измерительную диафрагму.

Численная реализация поставленной задачи производилась в программном комплексе ANSYS FLUENT.

<sup>3</sup> Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств = State system for ensuring the iniformity of measurements. Measurement of liquids and gases flow rate and quantity by means of orifice instruments: ГОСТ 8.586.2-2005: межгосударственный стандарт. – Ч. 2: Диафрагмы. Технические требования = Pt. 2: Orifice plates. Technical requirements: дата введения 2007-01-01.

Ч. 3: Сопла и сопла Вентури. Технические требования = Pt. 3: Nozzles and Venturi nozzles. Technical requirements: дата введения 2007-01-01.  
Ч. 4: Трубы Вентури. Технические требования = Pt. 4 Venturi tubes. Technical requirements: дата введения 2007-01-01.

<sup>4</sup> См: Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Ч. 5: Методика выполнения измерений = State system for ensuring the uniformity of measurements. Measurements of liquids and gases flow rate and quantity by means of orifice instruments. Pt. 5: Measurement procedure: ГОСТ 8.586.5-2005: межгосударственный стандарт: дата введения 2007-01-01.

Газ природный. Методы расчета физических свойств = Natural gas. Methods of calculation of physical properties: ГОСТ 30319.0-96: межгосударственный стандарт: дата введения 1997-07-01.

### Математическая постановка задачи

Рассматривается ламинарное изотермическое течение модельного газа с заданными свойствами [8–13], которое описывается уравнениями Навье – Стокса в развернутой форме с компонентами вектора скорости  $\mathbf{V} = (u, v, w)$  для декартовой системы координат  $(x, y, z)$ . Уравнения Навье – Стокса при постоянной вязкости газа без учета массовых сил имеют вид

$$\begin{cases} \frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial z} = 0; \\ \rho \left[ \frac{\partial u}{\partial t} + u \frac{\partial u}{\partial x} + v \frac{\partial u}{\partial y} + w \frac{\partial u}{\partial z} \right] = -\frac{\partial p}{\partial x} + \mu \left[ \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial z^2} \right]; \\ \rho \left[ \frac{\partial v}{\partial t} + u \frac{\partial v}{\partial x} + v \frac{\partial v}{\partial y} + w \frac{\partial v}{\partial z} \right] = -\frac{\partial p}{\partial y} + \mu \left[ \frac{\partial^2 v}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial z^2} \right]; \\ \rho \left[ \frac{\partial w}{\partial t} + u \frac{\partial w}{\partial x} + v \frac{\partial w}{\partial y} + w \frac{\partial w}{\partial z} \right] = -\frac{\partial p}{\partial z} + \mu \left[ \frac{\partial^2 w}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 w}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 w}{\partial z^2} \right], \end{cases} \quad (1)$$

где  $\rho$  – плотность газа;  $\mu$  – динамическая вязкость;  $p$  – давление;  $t$  – время [14, 15]. Далее приняты следующие значения физических характеристик модельного газа:  $\rho = 1 \text{ кг/м}^3$ ;  $\mu = 1,1 \cdot 10^{-5} \text{ Па}\cdot\text{с}$ .

Рассмотрим канал с фиксированными геометрическими размерами: длина – 3,76 м, поперечный размер – 0,15 м; толщина и высота диафрагмы соответственно 0,01 и 0,0375 м (рис. 2).

При моделировании течения газа в двумерной постановке считается, что одна из компонент скорости в системе уравнений (1) равна нулю, например  $w = 0$ , и тогда уравнения Навье – Стокса примут вид

$$\begin{cases} \frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} = 0; \\ \rho \left[ \frac{\partial u}{\partial t} + u \frac{\partial u}{\partial x} + v \frac{\partial u}{\partial y} \right] = -\frac{\partial p}{\partial x} + \mu \left[ \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial z^2} \right]; \\ \rho \left[ \frac{\partial v}{\partial t} + u \frac{\partial v}{\partial x} + v \frac{\partial v}{\partial y} \right] = -\frac{\partial p}{\partial y} + \mu \left[ \frac{\partial^2 v}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial z^2} \right]. \end{cases} \quad (2)$$

### Начальные и граничные условия

В используемой математической постановке в качестве начальных и граничных условий принято:

- во входном сечении канала задаются значения компонент скорости потока и физические свойства газа;
- на стенках канала  $y = \pm H$ , где  $H$  – расстояние от оси канала до его стенки, выполняется условие «прилипания», согласно которому нормальная и касательная скорости на стенках равны нулю:  $u = 0, v = 0$ . При этом равенство  $u = 0$  означает отсутствие скольжения,  $v = 0$  отражает условие непроницаемости для газа стенки канала;
- в выходном сечении задаются «мягкие» граничные условия установившегося течения, а именно: распределение первых производных гидродинамических параметров  $\partial u / \partial x = 0, v = 0$ .

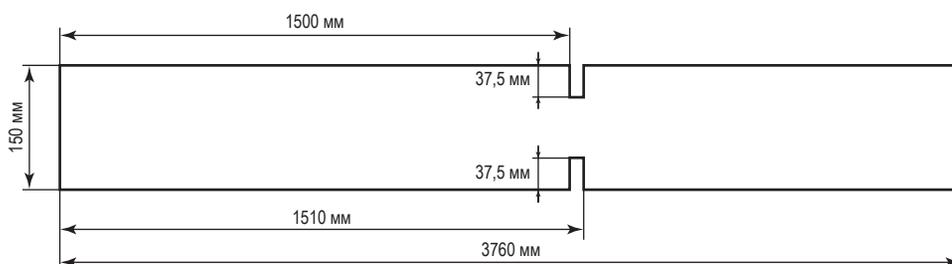


Рис. 2. Область течения газа по трубчатому каналу с диафрагмой

Это означает, что в выходном сечении течение установилось и все возмущения, возникающие в результате взаимодействия газа с диафрагмой и распространяющиеся вниз по потоку, затухают.

### Метод решения

Реализация поставленной математической задачи осуществлялась численно методом контрольных объемов. В окрестности угловых точек проведена процедура «сглаживания» путем разложения в ряды. Данная процедура необходима для исключения ситуации, когда в угловых точках производные от искомых функций могут терпеть разрыв. В используемом программном комплексе эта процедура выполняется автоматически: между двумя узловыми

точками, находящимися в окрестности угловой точки, ищется решение в виде ряда, и затем определяется среднее значение.

На геометрическую область канала, где происходит течение, накладывается сетка со сгущением вблизи диафрагмы (рис. 3). Количество узлов расчетной сетки выбирается таким образом, чтобы выполнялось условие сходимости. Устойчивость задачи гарантируется удовлетворением критерия Куранта, заложенного в программный комплекс.

Для решения поставленной задачи разработаны и смоделированы два варианта процесса течения газа с разными значениями числа Рейнольдса ( $Re$ ) на входе в канал.

### Результаты моделирования

Рассмотрены два варианта задачи, отличающиеся в постановочной части друг от друга только значением скорости на входе в канал [8, 16]. В первом случае горизонтальная компонента скорости течения газа на входе в канал задана равной 0,01 м/с. При такой скорости  $Re = 136,36$ . Во 2-м варианте горизонтальная компонента вектора скорости на входе в канал задавалась равной 0,02 м/с. В этом случае  $Re = 272,73$ .

**Моделирование при  $Re = 136,36$**  (число итераций – 238). Можно видеть (рис. 4),

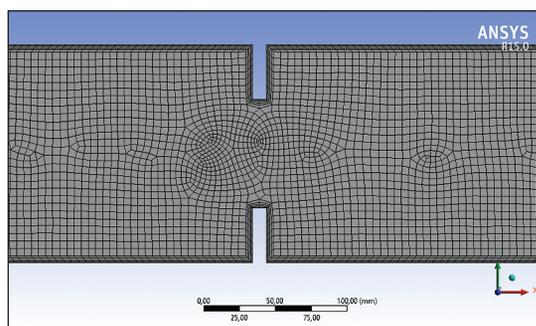


Рис. 3. Сеточная область

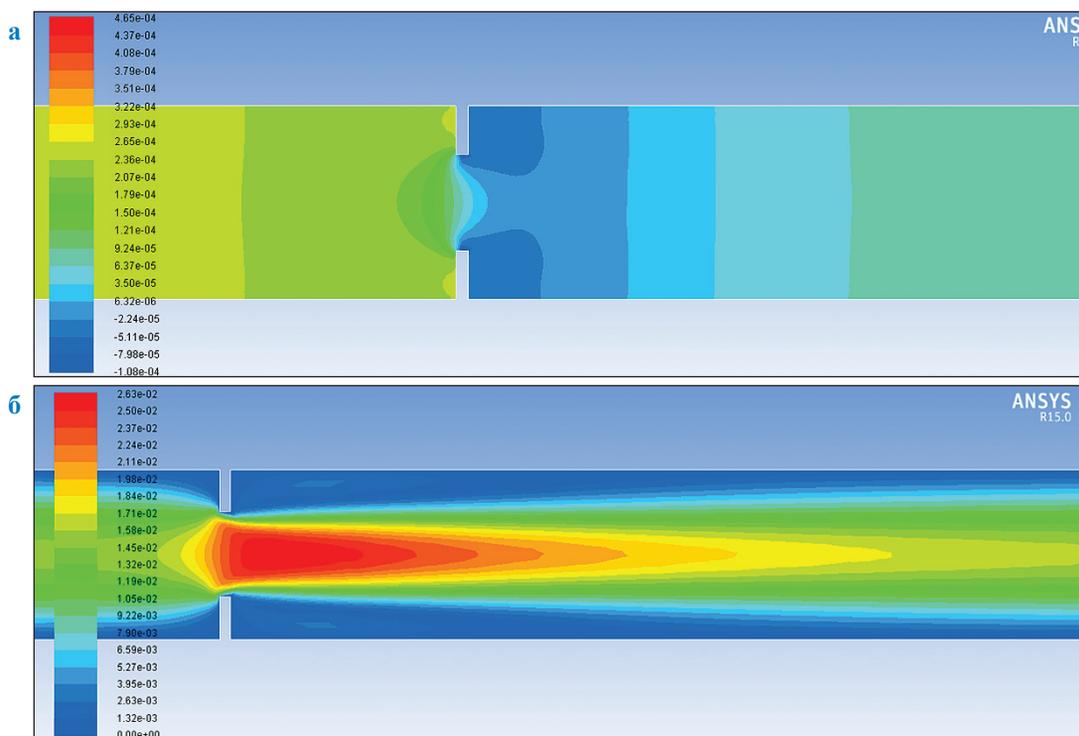


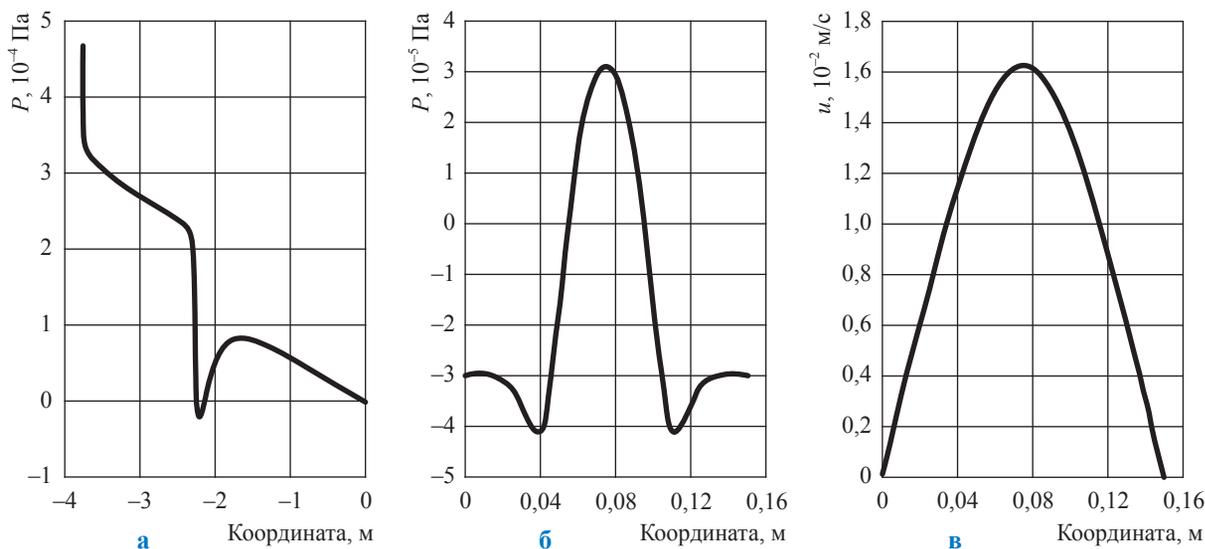
Рис. 4.  $Re = 136,36$ : изобары (а) и линии тока (б)

что течение в данном случае обладает осевой симметрией.

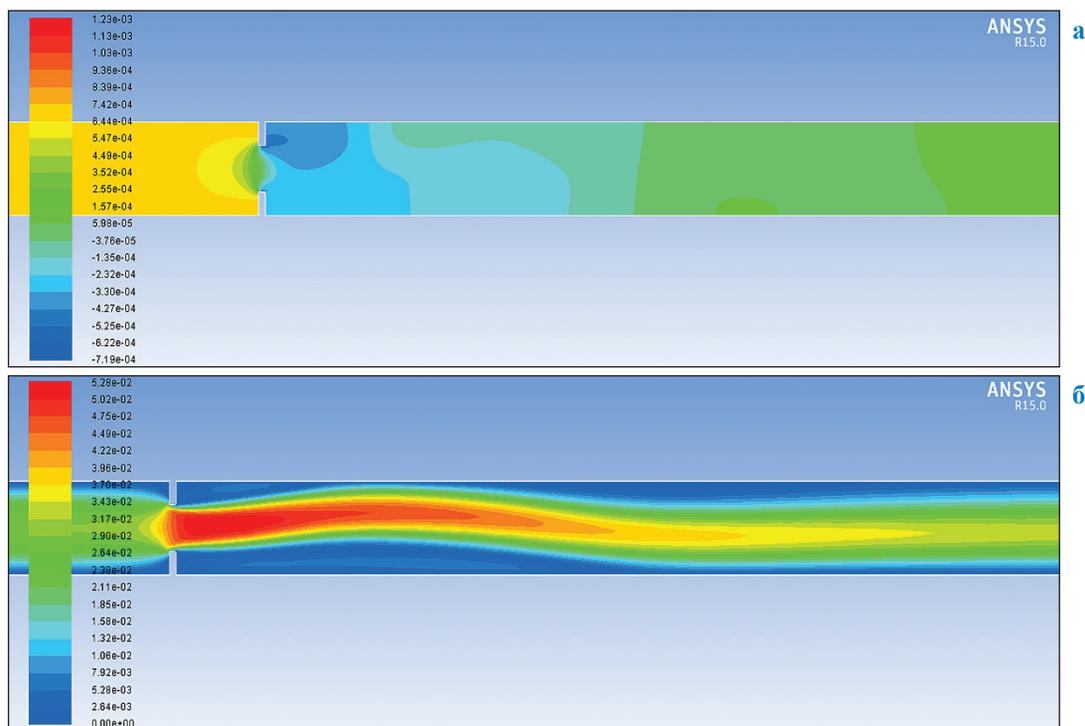
Анализируя распределение изобар и линий тока (см. рис. 4), а также сравнив графики на рис. 5, можно сделать вывод о том, что течение газа имеет ярко выраженную осесимметричную структуру (ось симметрии течения совпадает с осью трубы канала). В этом случае

отбор давления можно производить в любой точке периметра сечения.

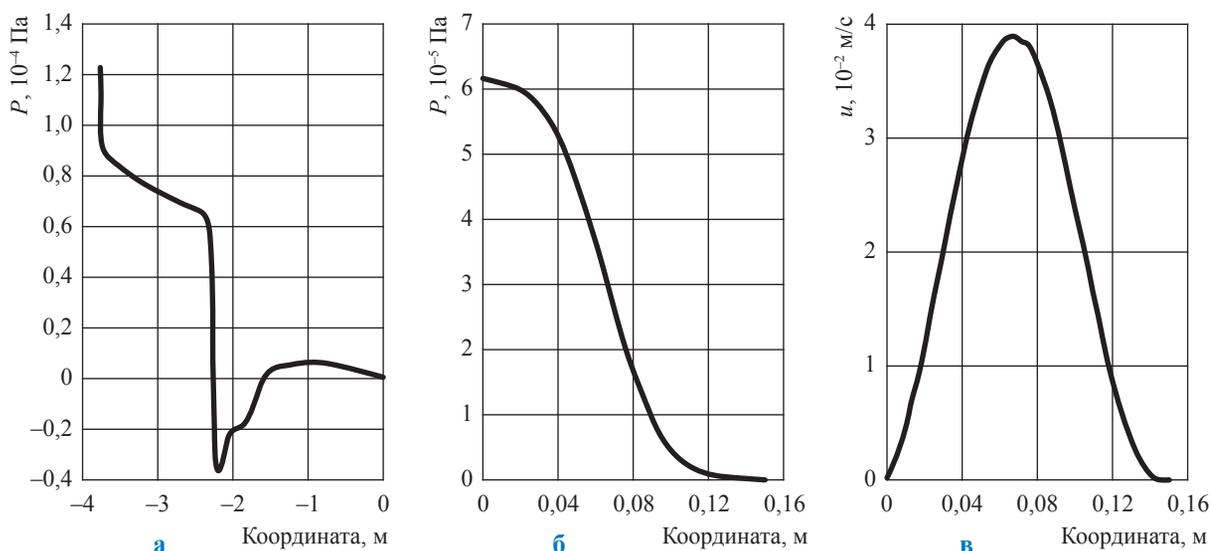
**Моделирование при  $Re = 272,73$ .** Анализ результатов моделирования (рис. 6, 7) показывает, что структура течения в этом случае кардинально изменилась: отсутствует симметрия вдоль оси течения. На рис. 6 видно, что течение не осесимметрично по распределениям



**Рис. 5.  $Re = 136,36$ : распределение давления по оси канала (а) и в радиальном направлении на расстоянии 5 мм за диафрагмой (б), распределение горизонтальной компоненты скорости по сечению канала вблизи диафрагмы (в)**



**Рис. 6.  $Re = 272,73$ : изобары (а) и линии тока (б)**



**Рис. 7.  $Re = 272,73$ : распределение давления по оси канала (а) и в радиальном направлении на расстоянии 5 мм за диафрагмой (б), распределение горизонтальной компоненты скорости по сечению канала вблизи диафрагмы (в)**

как линии тока, так и изобар. Давление в радиальном направлении падает за диафрагмой (см. рис. ба), и эта область с пониженным давлением имеет форму «пузыря», который приклеился к верхней стенке канала.

Полученные результаты коррелируют с опубликованными ранее результатами других исследователей [8, 16].

\*\*\*

На основании изложенных фактов можно сделать следующие выводы:

- производить отбор давлений для измерения расхода газа можно только в случае ламинарного течения;
- моделирование течения потока газа через диафрагму в двумерной постановке не дает полной картины течения;
- полученные результаты могут быть использованы на месторождениях нефти и газа, где натурные эксперименты требуют значительных материальных и временных затрат.

### Список литературы

1. Кремлевский П.П. Расходомеры и счетчики количества веществ. Кн. 1 / П.П. Кремлевский. – СПб.: Политехника, 2002. – 409 с.
2. Измерение расхода. Руководство по выбору расходомера / Endress + Hauser. – 2012. – <http://промкаталог.рф/PublicDocuments/1206699.pdf>
3. Шорников Е.А. Расходомеры и счетчики газа, узлы учета: справочник / Е.А. Шорников. – СПб.: Политехника, 2003. – 127 с.
4. Шкатов Е.Ф. Технологические измерения и КИП на предприятиях химической промышленности / Е.Ф. Шкатов. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 185 с.
5. Чухарева Н.В. Определение количественных характеристик нефти и газа в системе магистральных трубопроводов: учеб. пособие / Н.В. Чухарева, А.В. Рудаченко, В.А. Поляков. – Томск: Томский политехнический университет, 2010. – 311 с.
6. Studzinski W. White paper on dynamic effects on orifice measurement / W. Studzinski, J. Bowen. – Washington, D.C.: American Petroleum Institute, 1997.

7. Benedict R.P. Fundamentals of pipe flow / R.P. Benedict. – N.Y.: Wiley – Interscience, 1980.
8. Shan F. Effects of the orifice to pipe diameter ratio on orifice flows / F. Shan, Z. Liu, W. Liu, et al. // Chemical Engineering Science. – 2016. – Т. 152. – С. 497–506.
9. Kim S.H. Comparison of turbulence models for simulation of flow around an orifice flowmeter / S.H. Kim, J. Yoon // Transactions of the Korean Nuclear Society Autumn Meeting, Gyeongju, Korea, November 2–3, 2006. – [https://inis.iaea.org/search/search.aspx?orig\\_q=RN:38049361](https://inis.iaea.org/search/search.aspx?orig_q=RN:38049361)
10. Shah M.S. Analysis of flow through an orifice meter: CFD simulation / M.S. Shah, J.B. Joshi, A.S. Kalsi, et al. // Chemical Engineering Science. – 2012. – Т. 71. – С. 300–309.
11. Sridevi T. Comparison of flow analysis through a different geometry of flow meters using Fluent software / T. Sridevi, D. Sekhar, V. Subrahmanyam // International Journal of Research in Engineering and Technology. – 2014. – Т. 3. – № 8. – С. 141–149.
12. Reis L. Numerical modeling of flow through an industrial burner orifice / L. Reis, J. Carvalho, M. Nascimento, et al. // Appl. Therm. Eng. – 2014. – Т. 67. – С. 201–213.
13. Kumar P. A CFD study low pressure wet gas metering using slotted orifice meters / P. Kumar, M.W.M. Bing // Flow Meas. Instrum. – 2011. – Т. 22. – № 1. – С. 33–42.
14. Курбангалеев А.А. Алгоритм 3D моделирования процесса смешения жидкостей в трубчатых каналах / А.А. Курбангалеев // Труды Академэнерго. – Казань: Казанский научный центр РАН, 2017. – С. 34–47.
15. Курбангалеев А.А. Метод 3D моделирования процесса смешения ньютоновских жидкостей в трубчатых каналах диффузор-конфузорного типа // Международный научно-исследовательский журнал. – 2016. – № 12 (54). – Ч. 5. – С. 16–21.
16. Husain Z.D. Theoretical uncertainty of orifice flow measurement / Z.D. Husain // Daniel Measurement and Control White Papers. – 2010. – <https://www.emerson.com/documents/automation/white-paper-theoretical-uncertainty-of-orifice-flow-measurement-daniel-en-43824.pdf>

## Model of laminar gas flow motion in a tube with a diaphragm

A.A. Kurbangaleyev<sup>1</sup>, F.Kh. Tazyukov<sup>1</sup>, A.F. Battalov<sup>1</sup>, S.R. Yenikeyeva<sup>1\*</sup>, S.A. Livshits<sup>2</sup>, R.V. Lebedev<sup>3,4\*</sup>

<sup>1</sup> Kazan National Research Technological Institute, Bld. 68, Karla Marksa street, Kazan, Tatarstan, 420015, Russian Federation

<sup>2</sup> Kazan State Power Engineering University, Bld. 51, Krasnoselskaya street, Kazan, Tatarstan, 420066, Russian Federation

<sup>3</sup> National Research University Moscow Power Engineering Institute, Bld. 14, Block 1, Krasnokazarmennaya street, Lefortovo, Moscow, 111250, Russian Federation

<sup>4</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: R\_Lebedev@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** The paper presents modeling of a laminar gas flow in a channel containing a constricting device in the form of a diaphragm. The flow was simulated in a flat setting using the Ansys Fluent software package. Gas behavior is predicted when it flows through an orifice plate, which is a chief element of the flow meter. The results of simulation are presented as velocity and pressure profiles. Flow behavior in a constricting device is predicted for different values of the Reynolds number at the inlet of the channel.

**Keywords:** gas flow, constricting device, numerical simulation.

### References

1. KREMLEVSKIY, P.P. *Flowmeters and substance amount counters* [Raskhodometry i schetchiki kolichestva veschestv]. Bk. 1. St. Petersburg: Politekhnik, 2002. (Russ.).
2. ENDRESS + HAUSER. *Flow measurements. Guide on choosing a flowmeter* [Izmereniye raskhoda. Rukovodstvo po vybory raskhodomera] [online]. 2012. (Russ.). Available from: <http://промкаталог.рф/PublicDocuments/1206699.pdf>
3. SHORNIKOV, Ye.A. *Flowmeters and gas counters, metering units* [Raskhodometry i schetchiki gasa, uzly ucheta]: reference bk. St. Petersburg: Politekhnik, 2003. (Russ.).

4. SHKATOV, Ye.F. *Process measurements and control & measuring devices at chemical industrial enterprises* [Tekhnologicheskiye izmereniya i KIP na predpriyatiyakh khimicheskoy promyshlennosti]. Moscow: Energoatomizdat, 1986. (Russ.).
5. CHUKHAREVA, N.V., A.V. RUDACHENKO, V.A. POLYAKOV. *Determination of quantitative characteristics for oil and gas within a system of trunk pipelines* [Opredeleniye kolichestvennykh kharakteristik nefi i gaza v sisteme magistralnykh truboprovodov]: study guide. Tomsk: Tomsk Polytechnic University, 2010. (Russ.).
6. STUJZINSKI, W., J. BOWEN. *White paper on dynamic effects on orifice measurement*. Washington, D.C.: American Petroleum Institute, 1997.
7. BENEDICT, R.P. *Fundamentals of pipe flow*. N.Y.: Wiley-Interscience, 1980.
8. SHAN, F., Z. LIU, W. LIU, et al. Effects of the orifice to pipe diameter ratio on orifice flows. *Chemical Engineering Science*, 2016, vol. 152, pp. 497–506. ISSN 0009-2509.
9. KIM, S.H., J. YOON. Comparison of turbulence models for simulation of flow around an orifice flowmeter. *Transactions of the Korean Nuclear Society Autumn Meeting*, Gyeongju, Korea, November 2–3, 2006. Available from: [https://inis.iaea.org/search/search.aspx?orig\\_q=RN:38049361](https://inis.iaea.org/search/search.aspx?orig_q=RN:38049361)
10. SHAH, M.S., J.B. JOSHI, A.S. KALSI, et al. Analysis of flow through an orifice meter: CFD simulation. *Chemical Engineering Science*, 2012, vol. 71, pp. 300–309. ISSN 0009-2509.
11. SRIDEVI, T., D. SEKHAR, V. SUBRAHMANYAM. Comparison of flow analysis through a different geometry of flow meters using Fluent software. *International Journal of Research in Engineering and Technology*, 2014, vol. 3, no. 8, pp. 141–149. ISSN 0974-3154.
12. REIS, L., J. CARVALHO, M. NASCIMENTO, et al. Numerical modeling of flow through an industrial burner orifice. *Appl. Therm. Eng.*, 2014, vol. 67, pp. 201–213. ISSN 1359-4311.
13. KUMAR, P., M.W.M. BING. A CFD study low pressure wet gas metering using slotted orifice meters. *Flow Meas. Instrum.*, 2011, vol. 22, no. 1, pp. 33–42. ISSN 0955-5986.
14. KURBANGALEYEV, A.A. Algorithm for 3D modeling of the process of mixing liquids in tubular channels [Algoritm 3D modelirovaniya protsessa smesheniya zhidkostey v trubchatykh kanalakh]. In: *Trudy Akademenergo*, 2017, pp. 34–47. ISSN 2070-4755. (Russ.).
15. KURBANGALEYEV, A.A. Method of 3D modeling of the process of mixing Newtonian fluids in tubular channels of diffuser-confused type [Metod 3D modelirovaniya protsessa smesheniya nyutonovskikh zhidkostey v trubchatykh kanalakh diffuzor-konfuzornogo tipa]. *Mezhdunarodnyy Nauchno-Issledovatel'skiy Zhurnal*, 2016, no. 12 (54), pt. 5, pp. 16–21. ISSN 2303-9868. (Russ.).
16. HUSAIN, Z.D. Theoretical uncertainty of orifice flow measurement [online]. In: *Daniel Measurement and Control White Papers*, 2010. Available from: <https://www.emerson.com/documents/automation/white-paper-theoretical-uncertainty-of-orifice-flow-measurement-daniel-en-43824.pdf>

## Сведения об авторах

<i>Астафьев Дмитрий Александрович</i>	к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории геологического обеспечения морских проектов Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: D_Astafiev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Афанасенков Александр Петрович</i>	д.г.-м.н., первый заместитель генерального директора АО «Росгеология». E-mail: info@rusgeology.ru
<i>Батталов Андрей Фаимович</i>	соискатель на кафедре теоретической механики и сопротивления материалов Казанского национального исследовательского технологического университета. E-mail: abattalov954@gmail.com
<i>Бочкарев Анатолий Владимирович</i>	д.г.-м.н., профессор кафедры общей и нефтегазопромысловой геологии РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. E-mail: anatelybochkarev@gmail.com
<i>Высоцкий Владимир Игоревич</i>	к.г.-м.н., заместитель генерального директора по нефти и газу АО «Зарубежгеология». E-mail: info@zargeo.com
<i>Гайдаш Юлия Михайловна</i>	эксперт ООО «Нильсен Дейта Фэктори». E-mail: julia.gaydash@nielsen.com
<i>Гумерова Аделина Наилевна</i>	ассистент кафедры общей и нефтегазопромысловой геологии РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. E-mail: gumerova.a@gubkin.ru
<i>Духненко Юрий Александрович</i>	научный сотрудник Лаборатории научно-методического сопровождения подсчета запасов Центра геологического сопровождения разработки месторождений Европейской части и Западной Сибири ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: Y_Dukhnenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Еникеева Светлана Рашидовна</i>	к.ф.-м.н., доцент кафедры высшей математики Казанского национального исследовательского технологического университета. E-mail: enikeeva.svetlana@mail.ru
<i>Ибрагимова Нажия Тагирзяновна</i>	ведущий геофизик Лаборатории интегрированного анализа геолого-геофизических данных Центра обработки и интерпретации данных геофизических методов (г. Тюмень), ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: n.ibragimova@nedra.gazprom.ru
<i>Кабалин Максим Юрьевич</i>	старший научный сотрудник Лаборатории геологического обеспечения морских проектов Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: M_Kabalin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Кананыхина Ольга Геннадиевна</i>	научный сотрудник Лаборатории научно-методического сопровождения и мониторинга геологоразведочных работ Центра геологического сопровождения разработки месторождений Европейской части и Западной Сибири ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: O_Kananykhina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Касьянов Вячеслав Васильевич</i>	начальник Лаборатории интегрированного анализа геолого-геофизических данных Центра обработки и интерпретации данных геофизических методов (г. Тюмень), ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: v.kasyanov@nedra.gazprom.ru
<i>Кошкина Алёна Игоревна</i>	ассистент кафедры общей и нефтегазопромысловой геологии РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. E-mail: aipozdnyakova@yandex.ru
<i>Курбангалеев Артур Аскарлович</i>	к.т.н., старший преподаватель кафедры теоретической механики и сопротивления материалов Казанского национального исследовательского технологического университета. E-mail: arturkurbangaleev@rambler.ru

<i>Лебедев Руслан Владимирович</i>	к.т.н., доцент кафедры ЭЭС НИУ «МЭИ», начальник Отдела научно-технической экспертизы ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: R_Lebedev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Леонов Сергей Анатольевич</i>	ведущий научный сотрудник Лаборатории научно-методического сопровождения проектов разработки Центра геологического сопровождения разработки месторождений Европейской части и Западной Сибири ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: S_Leonov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Лившиц Семён Александрович</i>	к.т.н., доцент кафедры экономики и организации производства Казанского государственного энергетического университета. E-mail: semen19772004@mail.ru
<i>Лобусев Александр Вячеславович</i>	д.г.-м.н., профессор, заведующий кафедрой общей и нефтегазопромысловой геологии РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. E-mail: Lobusev.A@gubkin.ru
<i>Лобусев Михаил Александрович</i>	к.т.н., доцент кафедры общей и нефтегазопромысловой геологии РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. E-mail: Lobusev.M@gubkin.ru
<i>Малютина Татьяна Николаевна</i>	ведущий инженер Лаборатории научно-аналитического сопровождения исследований ядра и флюидов Московского центра исследования пластовых систем (ядро и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: T_Malutina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Махонина Наталья Анатольевна</i>	начальник Лаборатории научно-аналитического сопровождения исследований ядра и флюидов Московского центра исследования пластовых систем (ядро и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: N_Makhonina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Недзвецкий Максим Юрьевич</i>	к.э.н., генеральный директор ООО «Газпром ВНИИГАЗ», заместитель начальника департамента ПАО «Газпром». E-mail: M_Nedzvetskiy@vniigaz.gazprom.ru
<i>Никольникова Наталья Анатольевна</i>	старший научный сотрудник Лаборатории научно-методического сопровождения подсчета запасов Центра геологического сопровождения разработки месторождений Европейской части и Западной Сибири ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: N_Nikulnikova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Оводов Сергей Олегович</i>	старший научный сотрудник Лаборатории исследования и эксплуатации скважин ПХГ Центра технологий хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: S_Ovodov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Оглова Екатерина Александровна</i>	участковый геолог геологического отдела АО «Кольская ГКМ». E-mail: arakate@mail.ru
<i>Паровинчак Михаил Степанович</i>	сотрудник ООО «Сибнефтегазинновация 21 век». E-mail: info.sngi@oilgazholding.ru
<i>Пищухин Василий Михайлович</i>	к.т.н., ведущий научный сотрудник Отделения экспериментальных исследований Опытного-экспериментального центра (п. Развилка) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: V_Pischukhin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Поляков Евгений Евгеньевич</i>	д.г.-м.н., главный научный сотрудник Лаборатории научно-методического сопровождения подсчета запасов Центра геологического сопровождения разработки месторождений Европейской части и Западной Сибири ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: E_Polyakov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Пылев Евгений Анатольевич</i>	к.г.н., начальник Центра геологического сопровождения разработки месторождений Европейской части и Западной Сибири ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: E_Pylev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Пятахин Михаил Валентинович</i>	д.ф.-м.н., главный научный сотрудник Лаборатории исследования и эксплуатации скважин ПХГ Центра технологий хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: M_Pyatikhin@vniigaz.gazprom.ru

<i>Ромашенко Светлана Юрьевна</i>	старший научный сотрудник Лаборатории научно-методического сопровождения подсчета запасов Центра геологического сопровождения разработки месторождений Европейской части и Западной Сибири ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: S_Romaschenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ростовцев Валерий Николаевич</i>	к.г.-м.н., доцент, сотрудник ООО «Сибнефтегазинновация 21 век». E-mail: info.sngi@oilgazholding.ru
<i>Рыбальченко Вадим Викторович</i>	к.г.-м.н., начальник управления ПАО «Газпром». E-mail: V.Rybalchenko@adm.gazprom.ru
<i>Рыбьяков Алексей Николаевич</i>	начальник отдела ПАО «Газпром». E-mail: A.Rybiakov@adm.gazprom.ru
<i>Салахова Ленара Нашлевна</i>	к.г.-м.н., доцент кафедры общей и нефтегазопромысловой геологии РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. E-mail: salahova.lenara@yandex.ru
<i>Семенова Елена Владимировна</i>	старший научный сотрудник Лаборатории научно-методического сопровождения проектов разработки Центра геологического сопровождения разработки месторождений Европейской части и Западной Сибири ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: EVSemenova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Скоробогатов Виктор Александрович</i>	д.г.-м.н., главный научный сотрудник Лаборатории научно-методического сопровождения и мониторинга геологоразведочных работ Центра геологического сопровождения разработки месторождений Европейской части и Западной Сибири ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Тазюков Фарук Хоснутдинович</i>	д.т.н., старший научный сотрудник Казанского национального исследовательского технологического университета. E-mail: tmsm@kstu.ru
<i>Хабибуллин Дамир Ядитович</i>	к.г.-м.н., заместитель начальника управления ПАО «Газпром». E-mail: D.Khabibullin@adm.gazprom.ru
<i>Черкашин Сергей Александрович</i>	заместитель начальника Лаборатории интегрированного анализа геолого-геофизических данных Центра обработки и интерпретации данных геофизических методов (г. Тюмень), ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: s.cherkashin@nedra.gazprom.ru
<i>Чичмарева Анна Владимировна</i>	старший научный сотрудник Лаборатории научно-методического сопровождения подсчета запасов Центра геологического сопровождения разработки месторождений Европейской части и Западной Сибири ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Chichmareva@vniigaz.gazprom.ru
<i>Чудина Арина Андреевна</i>	научный сотрудник Лаборатории анализа геолого-технологических мероприятий при ГРП Центра развития МСБ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Chudina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Чуриков Юрий Михайлович</i>	начальник Лаборатории научно-методического сопровождения проектов разработки Центра геологического сопровождения разработки месторождений Европейской части и Западной Сибири ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: Y_Churikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Чурикова Ирина Владимировна</i>	начальник Лаборатории научно-методического сопровождения подсчета запасов Центра геологического сопровождения разработки месторождений Европейской части и Западной Сибири ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: I_Churikova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Шулепин Сергей Александрович</i>	к.т.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории исследования и эксплуатации скважин ПХГ Центра технологий хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: S_Shulepin@vniigaz.gazprom.ru

## Information about the authors

<i>Afanasenkov Aleksandr Petrovich</i>	doctor of geology and mineralogy, 1 <sup>st</sup> deputy general director of the Rosgeologiya JSC. E-mail: info@rusgeology.ru
<i>Astafyev Dmitriy Aleksandrovich</i>	candidate of geology and mineralogy, leading research associate in the Laboratory for geological support of marine projects of the Corporate scientific and technical center for development of marine oil-and-gas resources at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: D_Astafiev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Battalov Andrey Faimovich</i>	doctoral candidate at degree applicant the chair for theoretical mechanics and strength of materials at Kazan National Research Technological Institute. E-mail: abattalov954@gmail.com
<i>Bochkarev Anatoly Vladimirovich</i>	doctor of geology and mineralogy, professor in the department for general and petroleum reservoir geology at National University of Oil and Gas «Gubkin University». E-mail: anatolybochkarev@gmail.com
<i>Cherkashin Sergey Aleksandrovich</i>	deputy head of the Laboratory for integrated analysis of geological-geophysical data in the Center for processing and interpretation of well logging data (Tyumen) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: s.cherkashin@nedra.gazprom.ru
<i>Chichmareva Anna Vladimirovna</i>	senior research associate in the Laboratory for scientific and methodic support for counting of races of the Center for geological support of fields development in the European area and Western Siberia at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Chichmareva@vniigaz.gazprom.ru
<i>Chudina Arina Andreyevna</i>	research associate in the Laboratory for analysis of geological-technological measures within the geological prospecting works of the Center for mineral resource base development at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Chudina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Churikov Yuriy Mikhaylovich</i>	head of the Laboratory for scientific and methodic provision of field development projects in the Center for geological support of fields development in the European area and Western Siberia at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: Y_Churikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Churikova Irina Vladimirovna</i>	head of the Laboratory for scientific and methodic support for counting of races in the Center for geological support of fields development in the European area and Western Siberia at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: I_Churikova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Dukhnenko Yuriy Aleksandrovich</i>	research associate in the Laboratory for scientific and methodic support for counting of races of the Center for geological support of fields development in the European area and Western Siberia at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: Y_Dukhnenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Gaydash Yuliya Mikhaylovna</i>	expert in the Nielsen Data Factory LLC. E-mail: julia.gaydash@nielsen.com
<i>Gumerova Adelina Nailevna</i>	assistant in the department for general and petroleum reservoir geology at National University of Oil and Gas «Gubkin University». E-mail: gumerova.a@gubkin.ru
<i>Ibragimova Nazhiya Tagirzyanovna</i>	leading geophysicist of the Laboratory for integrated analysis of geological-geophysical data in the Center for processing and interpretation of well logging data (Tyumen) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: n.ibragimova@nedra.gazprom.ru
<i>Kabalin Maksim Yuryevich</i>	senior research associate in the Laboratory for geological support of marine projects of the Corporate scientific and technical center for development of marine oil-and-gas resources at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: M_Kabalin@vniigaz.gazprom.ru

<i>Kananykhina Olga Gennadiyevna</i>	research associate in the Laboratory for scientific-methodological support and monitoring of geological prospecting of the Center for geological support of fields development in the European area and Western Siberia at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: O_Kananykhina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kasyanov Vyacheslav Vasilyevich</i>	head of the Laboratory for integrated analysis of geological-geophysical data in the Center for processing and interpretation of well logging data (Tyumen) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: v.kasyanov@nedra.gazprom.ru
<i>Khabibullin Damir Yaditovich</i>	candidate of geology and mineralogy, deputy head of an administration body at the Gazprom PJSC. E-mail: D.Khabibullin@adm.gazprom.ru
<i>Koshkina Alena Igorevna</i>	assistant in the department for general and petroleum reservoir geology at National University of Oil and Gas «Gubkin University». E-mail: aipozdnyakova@yandex.ru
<i>Kurbangaleyev Artur Askarovich</i>	candidate of engineering, senior lecturer at the chair for theoretical mechanics and strength of materials at Kazan National Research Technological Institute. E-mail: arturkurbangaleev@rambler.ru
<i>Lebedev Ruslan Vladimirovich</i>	candidate of engineering, head of the Division for scientific-technical expertise at the Gazprom VNIIGAZ LLC, assistant professor in National Research University “Moscow Power Engineering Institute”. E-mail: R_Lebedev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Leonov Sergey Anatolyevich</i>	leading research associate in the Laboratory for scientific and methodic provision of field development projects of the Center for geological support of fields development in the European area and Western Siberia at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: S_Leonov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Livshits Semen Aleksandrovich</i>	candidate of engineering, assistant professor of the Chair for economics and production management at Kazan State Power Engineering University. E-mail: semen19772004@mail.ru
<i>Lobusev Aleksandr Vyacheslavovich</i>	doctor of geology and mineralogy, professor, head of the department for general and petroleum reservoir geology at National University of Oil and Gas «Gubkin University». E-mail: Lobusev.A@gubkin.ru
<i>Lobusev Mikhail Aleksandrovich</i>	candidate of engineering, assistant professor in the department for general and petroleum reservoir geology at National University of Oil and Gas «Gubkin University». E-mail: Lobusev.M@gubkin.ru
<i>Makhonina Natalya Anatolyevna</i>	head of the Laboratory for scientific-analytical provision of core and fluids research in Moscow center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: N_Makhonina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Malyutina Tatyana Nikolayevna</i>	leading engineer in the Laboratory for scientific-analytical provision of core and fluids research in Moscow center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: T_Malutina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Nedzvetskiy Maksim Yuryevich</i>	candidate of economics, general director of the Gazprom VNIIGAZ LLC, deputy head of a department at the Gazprom PJSC. E-mail: M_Nedzvetskiy@vniigaz.gazprom.ru
<i>Nikulnikova Natalya Anatolyevna</i>	senior research associate in the Laboratory for scientific and methodic support for counting of races of the Center for geological support of fields development in the European area and Western Siberia at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: N_Nikulnikova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Oglova Yekaterina Aleksandrovna</i>	resident geologist of the geological division at the “Kolskaya GKM” JSC. E-mail: arakate@mail.ru

<i>Ovodov Sergey Olegovich</i>	senior research associate in the Laboratory for UGS wells research and operation of the Center for technologies of underground gas storing at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: S_Ovodov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Parovinchak Mikhail Stepanovich</i>	Sibneftegazinnovatsiya 21 Vek LLC. E-mail: info.sngi@oilgazholding.ru
<i>Pishchukhin Vasily Mikhaylovich</i>	candidate of engineering, leading research associate in the Division for experimental studies in the Center for pilot tests (Razvilka) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: V_Pischukhin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Polyakov Yevgeniy Yevgenyevich</i>	doctor of geology and mineralogy, chief research associate in the Laboratory for scientific and methodic support for counting of races of the Center for geological support of fields development in the European area and Western Siberia at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: E_Polyakov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Pyatakhin Mikhail Valentinovich</i>	doctor of physics and mathematics, chief research associate in the Laboratory for UGS wells research and operation of the Center for technologies of underground gas storing at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: M_Pyatakhin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Pylev Yevgeniy Anatolyevich</i>	candidate of geography, head of the Center for geological support of fields development in the European area and Western Siberia at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: E_Pylev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Romashchenko Svetlana Yuryevna</i>	senior research associate in the Laboratory for scientific and methodic support for counting of races of the Center for geological support of fields development in the European area and Western Siberia at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: S_Romaschenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Rostovtsev Valeriy Nikolayevich</i>	candidate of geology and mineralogy, docent, Sibneftegazinnovatsiya 21 Vek LLC. E-mail: info.sngi@oilgazholding.ru
<i>Rybalchenko Vadim Viktorovich</i>	candidate of geology and mineralogy, head of an administration body at the Gazprom PJSC. E-mail: V.Rybalchenko@adm.gazprom.ru
<i>Rybyakov Aleksy Nikolayevich</i>	head of a division at the Gazprom PJSC. E-mail: A.Rybiakov@adm.gazprom.ru
<i>Salakhova Lenara Nailevna</i>	candidate of geology and mineralogy, assistant professor in the department for general and petroleum reservoir geology at National University of Oil and Gas «Gubkin University». E-mail: salahova.lenara@yandex.ru
<i>Semenova Yelena Vladimirovna</i>	senior research associate in the Laboratory for scientific and methodic provision of field development projects of the Center for geological support of fields development in the European area and Western Siberia at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: EVSemenova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Shulepin Sergey Aleksandrovich</i>	candidate of engineering, leading research associate in the Laboratory for UGS wells research and operation of the Center for technologies of underground gas storing at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: S_Shulepin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Skorobogatov Viktor Aleksandrovich</i>	doctor of geology and mineralogy, chief research associate in the Laboratory for scientific-methodological support and monitoring of geological prospecting of the Center for geological support of fields development in the European area and Western Siberia at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

<i>Tazyukov Faruk Khosnutdinovich</i>	doctor of engineering, senior research associate at Kazan National Research Technological Institute. E-mail: tmsm@kstu.ru
<i>Vysotskiy Vladimir Igorevich</i>	candidate of geology and mineralogy, deputy general director on oil and gas of the Zarubezhgeologiya JSC. E-mail: info@zargeo.com
<i>Yenikeeva Svetlana Rashidovna</i>	candidate of physics and mathematics, assistant professor of the Chair for higher mathematics at Kazan National Research Technological Institute. E-mail: enikeeva.svetlana@mail.ru