

ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ

3
2024



Инновации –
наша работа!

Научно-технический
сборник

№ 3 (59) / 2024

Издается

ISSN

Учредитель

«Вести газовой науки»

с 2010 г.

2306-8949

Общество с ограниченной ответственностью

«Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий –
Газпром ВНИИГАЗ»

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

ПИ № ФС77-56652

от 26.12.2013 г.

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

В.А. Истомина, д.х.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,

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

д.ф.-м.н. М.А. Анисимов, профессор, Институт физической науки и техники, Университет Мэриленда, США

д.ф.-м.н. Н.А. Бузников, Институт теоретической и прикладной электродинамики РАН

д.т.н., доцент В.М. Булейко, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.т.н. Р.К. Вагапов, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.т.н. М.М.-Р. Гайдаров, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.т.н. А.Г. Гречко, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.т.н., доцент Е.Б. Григорьев, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

академик РАН, д.г.-м.н., профессор А.Н. Дмитриевский, ИПНГ РАН

д.т.н., профессор Н.А. Забелин, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

д.т.н., профессор Бейджан Ибрагимовлу (Фарзалиев), президент Образовательного фонда

«Плазменные технологии», Турция

д.т.н. Д.Н. Крылов, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.т.н., профессор А.С. Кузьбожев, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.т.н. Т.И. Лаптева, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.т.н. А.М. Лихущин, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.т.н., профессор М.Н. Мансуров, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

к.т.н. С.В. Нефедов, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.г.-м.н. Е.Е. Поляков, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.т.н., профессор А.Г. Потапов

д.ф.-м.н. М.В. Пятахин, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

к.т.н. И.В. Ряховских, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.т.н. Н.В. Самсоненко, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.т.н., профессор М.М. Сафаров, Таджикский технический университет

им. акад. М.С. Осими, Таджикистан

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

д.т.н., профессор В.С. Сафонов, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.т.н., профессор Б.А. Сулейманов, Азербайджанская государственная нефтяная академия

д.т.н., профессор А.Л. Терехов, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.т.н. О.В. Трифонов, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.т.н., профессор Г.А. Фокин, ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»

д.т.н., профессор В.В. Харюновский

д.т.н. В.П. Черный, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Научные редакторы

Б.А. Григорьев, член-корреспондент РАН, д.т.н., профессор

Д.А. Онищенко, к.ф.-м.н.

Рецензент

д.т.н. А.Г. Гречко

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

195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта,
Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812.

По вопросам подписки и приобретения обращаться:

Тел./факс: + 7 (498) 657-41-73

E-mail: vesti-gas@vniigaz.gazprom.ru

www.vesti-gas.ru

Подписано в печать 04.12.2024 г. Тираж 500 экз.

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

Отпечатано в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта,
Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812.

© ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2024

Цена свободная.

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

Содержание

Термогидродинамика пластовых систем месторождений углеводородов

- 3 **Поднек В.Э., Воронов В.П., Кияченко Ю.Ф., Юдин И.К., Григорьев Б.А.**
Сравнительный анализ калориметрического, оптического и PVT методов определения критических параметров углеводородных смесей
- 17 **Григорьев Б.А., Болдырев Д.В., Колдаев А.И.**
Применение технологии машинного обучения при прогнозировании плотности сложных углеводородных систем
- 33 **Ibrahimoglu Beysan, Grigorev V.A.**
Gibbs' phase rule in single-component systems
- 39 **Крюкова И.Б., Григорьев Е.Б., Нурматов Ш.Ш., Цыбульский С.П.**
Влияние эффективного давления на некоторые петрофизические параметры горных пород

Ресурсное обеспечение газодобывающих районов России

- 44 **Астафьев Д.А., Скоробогатов В.А., Толстиков А.В.**
Главные закономерности и особенности газонакопления в недрах арктических и дальневосточных морей Северной Евразии (в связи с прогнозом новых открытий)
- 62 **Морозова А.З., Лобусев А.В., Лобусев М.А.**
Геохимическая характеристика разреза пограничного осадочного бассейна Восточного Сахалина
- 71 **Галиева А.Р., Поляков Е.Е., Пинчук А.В., Никульникова Н.А.**
Прогноз распространения зон трещиноватости на основе результатов комплексной интерпретации данных каротажа и сейсморазведочных работ МОГТ-3Д по методике нейронных сетей на примере Оренбургского месторождения
- 78 **Садртдинов Р.Ф., Заболотная Ю.И., Кузнецов С.Н., Российский А.В.**
К вопросу трактовки понятия «качество запасов углеводородного газа»
- 83 **Крылов Д.Н.**
Тестирование валидационной методики оценки ошибок

- 88 **Скоробогатов В.А.**
Газовая промышленность России и Китая в XXI веке: взаимодополняющие необходимости и реальные возможности развития
- 102 **Пылев Е.А., Творогов М.А., Поляков Е.Е., Сорокина Е.В., Семенов Е.О., Чурикова И.В., Ромащенко С.Ю., Константинов А.А.**
Практическое применение и ограничения моделей фильтрации по J-функции при определении газонасыщения коллекторов для отложений вендского возраста Восточной Сибири (на примере одного из месторождений)

Разработка и эксплуатация месторождений и подземных хранилищ газа

- 114 **Мнацаканов В.А., Лихущин А.М.**
Эволюция научно-технического отношения к наличию межколонных давлений в аспекте обеспечения целостности скважины
- 121 **Борисенко А.А., Габисов А.С., Микляева Е.П., Прокудина Н.А.**
Карбонатизация полимиктовых пород при геосеквестрации CO₂
- 132 **Михайловский А.А., Таран А.А.**
Исследование максимально допустимого пластового давления в структурных ловушках высокопроницаемых водоносных пластов подземных хранилищ газа
- 139 **Гайдаров А.М., Мнацаканов В.А., Карабалин У.С., Кадыров Н.Т., Гайдаров М.М.-Р.**
Выбор бурового раствора для бурения глинистых отложений

Управление техническим состоянием и целостностью газопроводов

- 158 **Запевалов Д.Н., Вагапов Р.К., Ибатуллин К.А., Федотов Д.С., Гайзуллин А.Д.**
Применение передовых способов коррозионных исследований при оценке влияния моноэтиленгликоля на углекислотную коррозию газопроводов морских месторождений

Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности

- 168 **Ермолов А.А., Огородов С.А.**
Мониторинг динамики берегов и дна замерзающих морей как основа обеспечения экологической и геотехнической безопасности объектов нефтегазового комплекса

- 177 **Писарев С.В., Беркут А.И., Морозов П.А., Морозов Ф.П., Лобанов А.В., Онищенко Д.А.**
Георадар «Лоза» – эффективный инструмент для измерения морфометрических характеристик ровных и деформированных морских ледяных образований
- 185 **Васин В.Д., Греков С.В., Корниенко О.А.**
Вопросы организации мероприятий по предотвращению повреждения подводных добычных комплексов с судов
- 193 **Сведения об авторах**
- 198 **Information about the authors**

В 38

Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2024. – № 3 (59). – 201 с. – ISSN 2306-8949.

Представленные в сборнике статьи охватывают широкий круг актуальных вопросов нефтегазовой отрасли: применение технологий машинного обучения нейросетей и алгоритмов интерполяции данных для прогнозирования параметров пластовых систем; закономерности газонакопления в недрах арктических и дальневосточных морей; возможности сотрудничества России и Китая в газовой сфере; обеспечение целостности и продуктивной работы инфраструктуры месторождений и газодобывающего оборудования – скважин, структурных ловушек ПХГ, подводных добычных комплексов и др. Материалы систематизированы по тематике и разбиты на соответствующие рубрики.

Сборник предназначен для ученых, инженеров и учащихся, занимающихся вопросами поиска, разведки, освоения и разработки углеводородных месторождений, а также созданием программного и аппаратного обеспечения этих процессов.

Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2024, no. 3(59), 201 pp. ISSN 2306-8949. (Russ.).

The articles in this collected book embrace topical questions of gas science, in particular: application of machine learning of neural networks and data interpolation algorithms for predicting parameters of bedded systems; patterns of gas accumulation in depths of the Arctic and Far-Eastern seas; opportunities for Russia and China cooperation in the gas sector; provision of integrity and productivity of field infrastructure and gas recovering equipment like wells, structural traps at UGSs, subsea production units etc. All papers are arranged in the correspondent subject headings.

Revealed information could be interesting to specialists occupied with searching, prospecting, exploration, development and operation of the hydrocarbon fields or with creation of the corresponding domestic software and hardware.

ТЕРМОГИДРОДИНАМИКА ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

УДК (535.361.2+536.63+544.344.01):532.529

Сравнительный анализ калориметрического, оптического и PVT методов определения критических параметров углеводородных смесей

В.Э. Поднек^{1*}, В.П. Воронов¹, Ю.Ф. Кияченко¹, И.К. Юдин¹, Б.А. Григорьев^{1,2}

¹ Институт проблем нефти и газа РАН, Российская Федерация, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3

² ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

* E-mail: podnek77@gmail.ru

Тезисы. Представлены результаты совместного калориметрического и оптического изучения фазового поведения модельной 5-компонентной углеводородной смеси, а именно смеси метана, этана, пропана, пентана и гексана, исследованной ранее PVT-методом при температуре, близкой к критической. Впервые получена фазовая диаграмма указанной смеси, включающая все три ее особые точки (критическая, криконденбар и крикондентерм), по расчетным параметрам которых можно судить об адекватности результатов математического моделирования фазового поведения смеси. Проведен сравнительный анализ возможностей калориметрического, оптического и PVT методов в построении пограничной кривой и определении критических параметров многокомпонентных углеводородных смесей. Результаты калориметрических измерений сравниваются с результатами математического моделирования в рамках известных программных продуктов.

Ключевые слова: многокомпонентная углеводородная смесь, фазовое поведение, критические параметры смеси, фазовая диаграмма, адиабатическая калориметрия, PVT-исследования, математическое моделирование.

Разработка современного инструментального оптического метода изучения фазового поведения околокритических пластовых флюидов, относящихся к переходной зоне между летучей нефтью и газоконденсатом, и, в частности, определения их критических параметров (КП), обуславливающих тип залежи, является одной из актуальных задач нефтегазовой науки. За последнее время в этом направлении были получены важнейшие результаты, показывающие, что в области своей применимости инструментальный оптический метод, основанный на измерении интенсивности рэлеевского рассеяния света вблизи критической точки (КТ) «жидкость – газ», предоставляет уникальные возможности идентификации околокритического состояния пластового флюида, построения его пограничной кривой вблизи КТ, надежного определения КП и проведения научно обоснованной «лабораторной» типизации однофазных залежей переходного (околокритического) типа по относительной интенсивности критической опалесценции на пограничной кривой [1–6]. Все это стало возможным благодаря развитию научно обоснованных представлений об околокритическом состоянии пластовых флюидов и особенностях их фазового поведения в окрестности КТ, а также разработке современного экспериментального оптического оборудования и дополняющей его лабораторной инфраструктуры.

В настоящее время актуальной представляется задача сопоставления возможностей указанного инструментального оптического метода с традиционными для нефтегазовой науки экспериментальными методами изучения фазового поведения околокритических пластовых систем, такими как адиабатическая калориметрия

Таблица 1

Состав 5-компонентной УВ-смеси молярной массой 28,4 г/моль [7]

Компонентный состав	Метан	Этан	Пропан	<i>n</i> -Пентан	Гексан
Мольная доля, д.ед.	0,658	0,111	0,107	0,062	0,062
Массовая доля, %	37,157	11,747	16,626	15,773	18,698

и PVT¹-исследования с использованием термостатированной поршневой ячейки переменного объема. Указанное сопоставление, очевидно, предполагает совместное исследование ряда хорошо охарактеризованных пластовых флюидов конкурирующими экспериментальными методами. В качестве первого шага на этом пути естественным представляется проведение сравнительного анализа возможностей различных экспериментальных методов на примере подходящей модельной многокомпонентной углеводородной (УВ) смеси, для которой имеются опубликованные результаты наиболее трудоемкого PVT-исследования. Одной из таких немногочисленных многокомпонентных УВ-смесей является 5-компонентная смесь C₁C₂C₃C₅C₆ – смесь метана, этана, пропана, пентана и гексана, исследованная Г.Х. Хансоном и Г.Г. Брауном [7] классическим PVT-методом при температуре, близкой к критической. Указанная смесь в последние годы стала популярным объектом математического моделирования значений ее КП. При этом отсутствие экспериментально определенной фазовой диаграммы смеси в широкой области значений термобарических параметров, включая все три ее особые точки – КТ, криконденбар (ККБ) и крикондентерм (ККТ), не позволяет более активно использовать результаты ее экспериментального изучения для отладки и совершенствования программ математического моделирования фазового поведения многокомпонентных УВ-систем, предельным случаем которых являются пластовые УВ-флюиды.

В данной работе на примере указанной 5-компонентной УВ-смеси проведен сравнительный анализ возможностей калориметрического, оптического и PVT методов нахождения фазовой диаграммы и, в частности, определения значений КП многокомпонентных УВ-смесей, а также сопоставления последних с результатами математического моделирования в рамках известных программных продуктов.

¹ PVT – аббревиатура от *англ.* pressure, volume, temperature (давление, объем, температура).

Пятикомпонентная УВ-смесь C₁C₂C₃C₅C₆. Результаты PVT-анализа [7]

Одной из немногих модельных многокомпонентных УВ-смесей, исследованных методом PVT-ячейки со смотровым окном, является 5-компонентная УВ-смесь C₁C₂C₃C₅C₆, напоминающая по компонентному составу природный газ (табл. 1) [7].

Фазовая диаграмма смеси в переменных давлении (*P*) – температуре (*T*), построенная [7] по результатам замеров *P*, объема смеси (*V*) и объемной доли жидкой фазы в двухфазном состоянии на семи изотермах в интервале температур от 300 до 345 К и расширенная методом экстраполяции на интервал от 283 до 350 К, приведена на рис. 1. Критическая точка смеси определена как точка схождения изоплер, построенных по результатам визуальных замеров объемной доли жидкой фазы (с шагом 10 % об.) в PVT-ячейке со смотровым окном на пройденных изотермах. При этом участки точек начала кипения и точек начала конденсации пограничной кривой смеси выступают как изоплеры 100 и 0 % об. жидкой фазы соответственно. Обращает на себя внимание почти линейный характер «критической» изоплеры 50 % об. жидкой фазы, т.е. кривой равных объемов жидкой и газовой фаз. Фактически, именно по точке выхода указанной изоплеры на экспериментально определенную пограничную кривую и определено положение КТ. В работе Г.Х. Хансона и Г.Г. Брауна [7] заявлены следующие критические параметры: температура – 310,22 К, давление – 13,75 МПа.

Исходя из высокой плотности сходящихся изоплер вблизи пограничной кривой ясно, что фазовая диаграмма [7] покрывает лишь околокритическую область смеси. Между тем, очевидный интерес для разработчиков методов математического моделирования представляет знание всей фазовой диаграммы смеси, на которой помимо КТ и ККБ (см. рис. 1) представлен также ККТ. Последний, однако, как и вся примыкающая к нему область низкого конденсатного фактора, плохо определяется на штатных PVT-установках фазового равновесия.

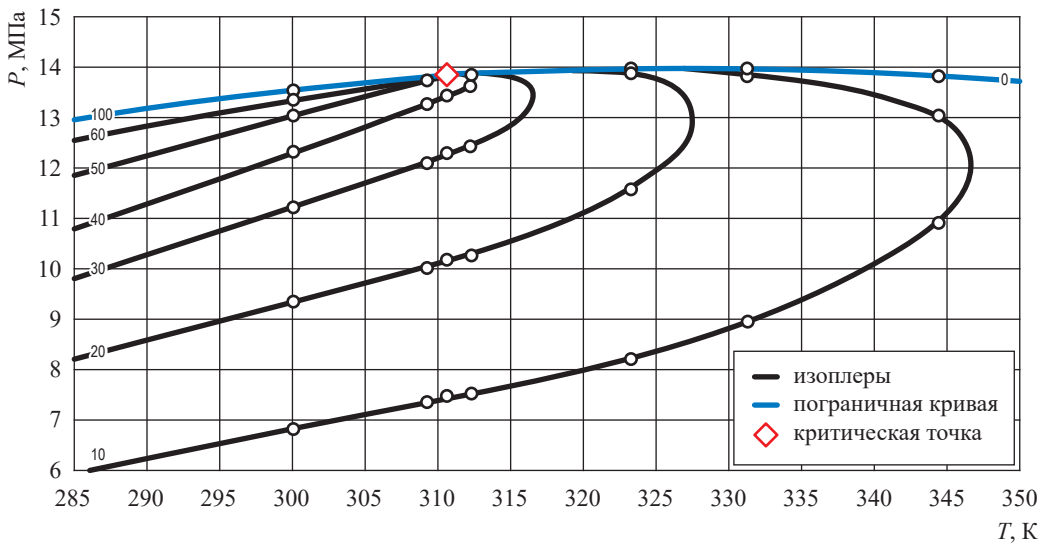


Рис. 1. Участок фазовой диаграммы 5-компонентной УВ-смеси $C_1C_2C_3C_5C_6$ в окрестности КТ «жидкость – газ», полученный методом поршневой PVT-ячейки со смотровым окном [7]: числа при изоплерах показывают объемные доли, %, жидкой фазы

Результаты калориметрических измерений

Изучение фазового поведения УВ-смеси $C_1C_2C_3C_5C_6$ калориметрическим методом проводилось на адиабатическом калориметре высокого давления ИПНГ РАН методом термограмм на серии изохор при нагревании смеси из области двухфазного состояния со скоростью 1...1,5 К/ч с перемешиванием [2]. Измеряемыми величинами помимо отдельно определяемой плотности (ρ) являлись T и P смеси, а также количество подводимого к образцу тепла. Численным дифференцированием последних величин по температуре определялись изохорный температурный коэффициент давления $(\partial P/\partial T)_V$ и изохорная теплоемкость смеси C_V .

Калориметрические измерения были проведены на 26 изохорах в интервале плотности 0,363...0,078 г/см³. Пограничная кривая смеси построена в температурном интервале 272...382 К, включающем все три ее особые точки – КТ, ККБ и ККТ. Температурные зависимости давления на всех пройденных изохорах смеси представлены на рис. 2. Точки пограничной кривой (точки переходов смеси в однофазное состояние) определены по изломам изохор, а в окрестности ККТ, где указанные изломы становятся исчезающе малыми, – по скачкам C_V . Значения ρ , T и P в экспериментально определенных точках пограничной кривой смеси приведены в табл. 2.

На рис. 3 (см. а) приведены пограничные кривые смеси $C_1C_2C_3C_5C_6$ в переменных T - ρ и P - ρ , построенные по результатам калориметрических измерений. Представленная на рис. 3б пограничная кривая смеси в переменных P - T построена как параметрическая зависимость давления и температуры на пограничной кривой от плотности смеси ρ , для чего зависимости $T(\rho)$ и $P(\rho)$ аппроксимировались полиномами четвертой степени. Параметры ККБ и ККТ определялись по максимуму соответствующей аппроксимирующей кривой (см. рис. 3а). Параметры экспериментально определенных калориметрическим методом особых точек фазовой диаграммы смеси приведены в табл. 3.

На рис. 4 представлена температурная зависимость $(\partial P/\partial T)_V$ на всех пройденных изохорах. На изохорах 5...15 явно выделяются предпереходные околоскритические аномалии со стороны области двухфазного состояния, свидетельствующие об околоскритическом состоянии смеси вблизи пограничной кривой. Характерная температурная ширина околоскритической области как области аномалий $(\partial P/\partial T)_V$ – около 40 градусов (от 290 до 330 К). При этом амплитуды аномалий указанной величины не превышают 5...10 % от ее регулярных значений.

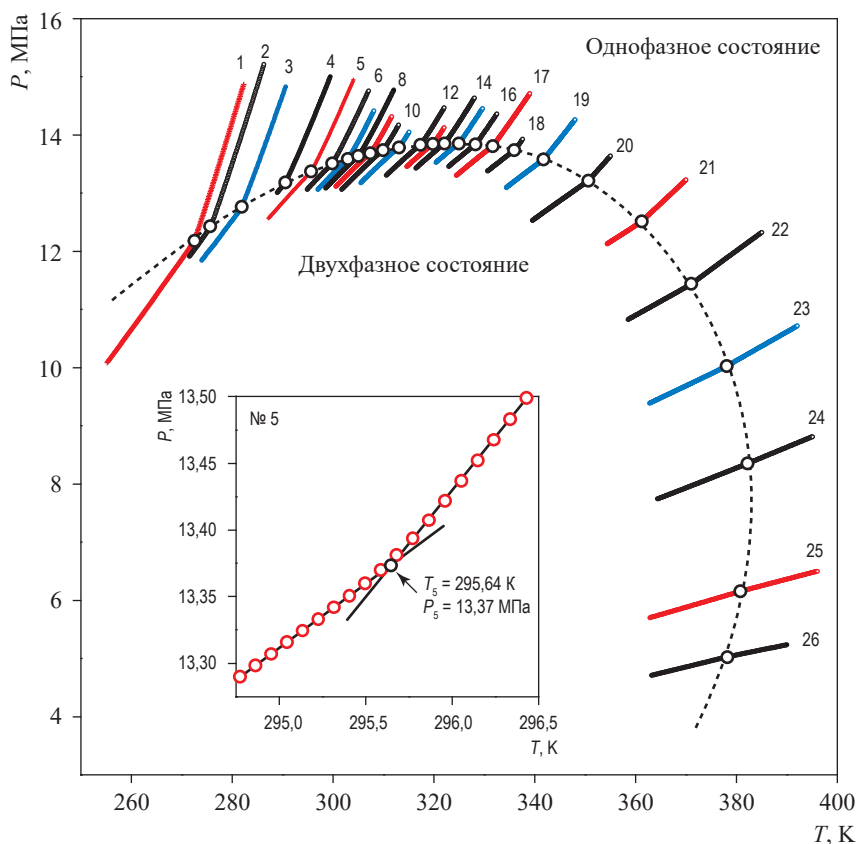


Рис. 2. Температурные зависимости давления на пройденных изохорах и пограничная кривая (см. пунктир) смеси $C_1C_2C_3C_5C_6$, определенные по результатам calorиметрических измерений: номера изохор соответствуют последовательности их прохождения при одной начальной загрузке calorиметрической ячейки; вставка иллюстрирует нахождение параметров точки перехода (T_5 и P_5) по излому изохоры № 5

Таблица 2

Параметры точек пограничной кривой смеси $C_1C_2C_3C_5C_6$, определенные calorиметрическим методом

Изохора	ρ , г/см ³	T , К	P , МПа	Изохора	ρ , г/см ³	T , К	P , МПа
1	0,363	272,54	12,18	14	0,278	322,12	13,86
2	0,357	275,63	12,43	15	0,272	324,95	13,86
3	0,347	281,88	12,77	16	0,266	328,24	13,84
4	0,330	290,53	13,18	17	0,259	331,64	13,81
5	0,322	295,64	13,37	18	0,251	335,91	13,74
6	0,314	299,84	13,51	19	0,238	341,75	13,58
7	0,311	302,94	13,59	20	0,218	350,64	13,22
8	0,307	305,00	13,64	21	0,192	361,20	12,52
9	0,302	307,38	13,69	22	0,168	371,04	11,44
10	0,298	309,86	13,74	23	0,143	378,09	10,03
11	0,293	313,07	13,79	24	0,118	382,16	8,35
12	0,285	317,30	13,83	25	0,091	380,75	6,15
13	0,281	319,78	13,85	26	0,078	378,17	5,03

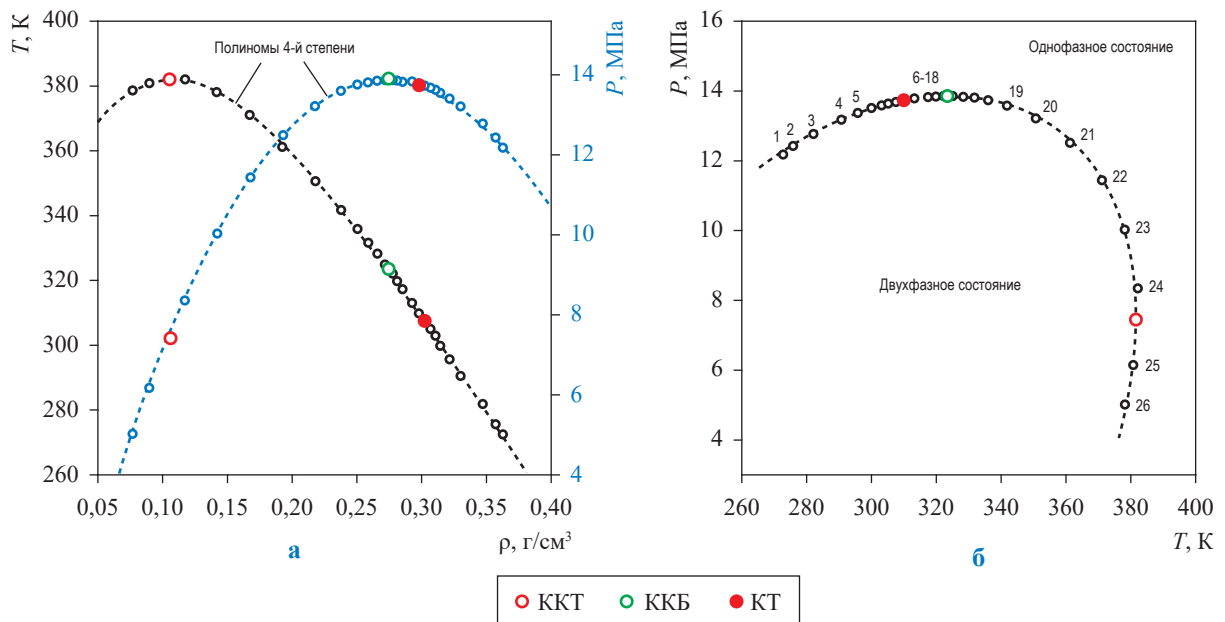


Рис. 3. Экспериментально определенные калориметрическим методом пограничные кривые смеси $C_1C_2C_3C_5C_6$ в переменных температура – плотность, давление – плотность (а) и давление – температура (б): красным и зеленым выделены особые точки фазовой диаграммы

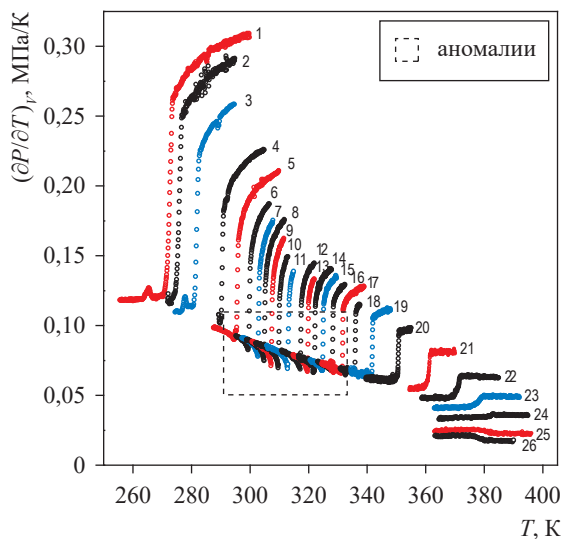


Рис. 4. Температурный коэффициент давления смеси $C_1C_2C_3C_5C_6$ на пройденных изохорах, по результатам калориметрических измерений

Таблица 3

Параметры особых точек фазовой диаграммы смеси $C_1C_2C_3C_5C_6$, полученные калориметрическим методом

Особая точка	T , К	P , МПа	ρ , г/см ³
КТ	309,9	13,49	0,298
ККБ	323,5	13,61	0,276
ККТ	382,2	7,45	0,110

Принято считать², что положение КТ на экспериментально определенной пограничной кривой смеси следует определять по исчезновению скачков температурного коэффициента давления и (или) изохорной теплоемкости. Очевидно, однако, что надежность такого метода невелика с учетом наличия вблизи КТ сингулярных вкладов в указанные величины со стороны как области однофазного, так и области двухфазного состояний. Реализация указанного способа нахождения положения КТ возможна лишь по результатам обработки большого массива экспериментальных данных с привлечением масштабного (*англ. scaling*) уравнения состояния околокритических УВ-смесей [8].

Здесь мы определяем положение КТ на пограничной кривой смеси $C_1C_2C_3C_5C_6$ по максимумам аномалий величин $(\partial P/\partial T)_P$ и C_V на пограничной кривой со стороны области двухфазного состояния. Указанные максимумы, однако, слабо выражены, поэтому оценка калориметрическим методом критического значения температуры обсуждаемой

² ГСССД МЭ 118-05. Методика экспериментального исследования пограничных кривых и изохорной теплоемкости углеводородных смесей в диапазоне температур 110...420 К и давлений до 60 МПа / В.П. Воронов, П.В. Попов, В.М. Булейко; Российский науч.-техн. центр инф. по стандартизации, метрологии и оценке соответствия. – М., 2005. – 42 с.

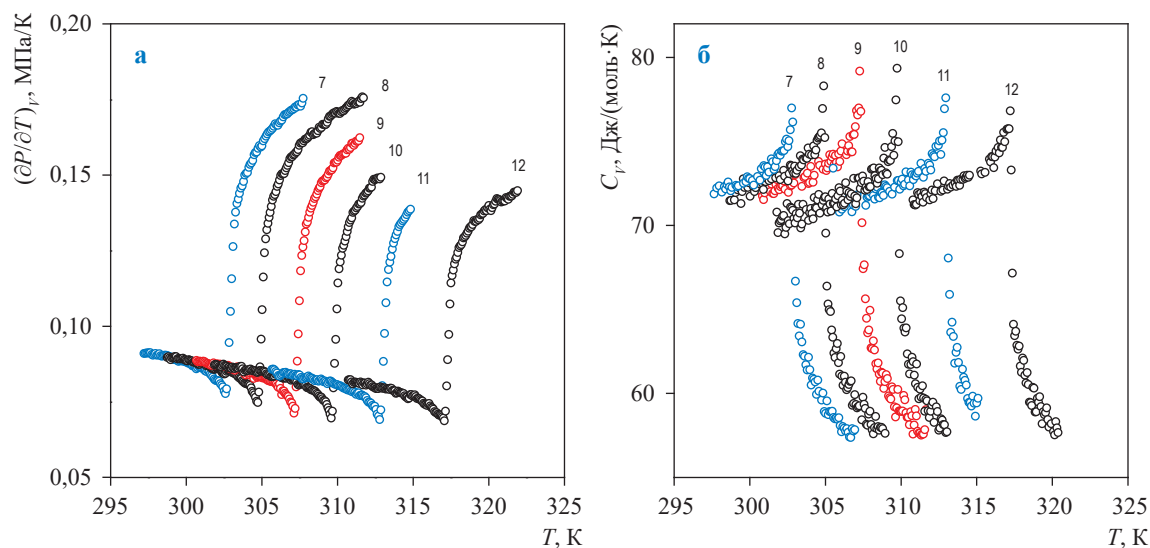


Рис. 5. Температурные зависимости величин $(\partial P/\partial T)_V$ и C_V на изохорах № 7...12 в области олококритических аномалий

смеси очень грубая. В частности, она определяется шагом по температуре между точками пересечения пограничной кривой соседними изохорами.

На рис. 5 приведены температурные зависимости величин $(\partial P/\partial T)_V$ и C_V в области критических аномалий в ближайшей окрестности КТ. Очевидно, что корректное выделение последних требует нахождения регулярных частей указанных величин, что предполагает привлечение соответствующих теоретических моделей и комплексную обработку экспериментальных данных. При этом ситуация с нахождением КП смеси указанным методом близка к ситуации с нахождением КТ по исчезновению скачков указанных величин. Все это означает, что традиционные калориметрические измерения методом термограмм могут дать лишь оценку критического значения температуры.

Исходя из рис. 5 максимум аномалий величин $(\partial P/\partial T)_V$ и C_V достигается на изохоре № 10 ($\rho_{10} = 0,298 \text{ г/см}^3$), так что соответствующая ей температура перехода принимается за критическое значение температуры смеси $T_C = 309,9 \text{ К} (\pm 1 \text{ К})$, определенное калориметрическим способом. Определенные калориметрическим способом критические параметры смеси $C_1C_2C_3C_5C_6$ приведены в табл. 3.

Результаты оптических измерений

Изучение фазового поведения УВ-смеси $C_1C_2C_3C_5C_6$ оптическим методом проводилось на установке измерения интенсивности

рэлеевского рассеяния света олококритическими флюидами [1–6]. Установка собрана по классической оптической схеме с горизонтальной плоскостью рассеяния, проходящей через середину высоты оптической ячейки. В состав установки входят: источник света – маломощный красный диодный лазер; программно управляемый термостат с помещаемой в него миниатюрной оптической ячейкой; фотоприемник рассеянного излучения, ориентированный под углом 45° к входящему в ячейку лазерному лучу. Фотоприемник работает в режиме счета числа фотонов в секунду, так что интенсивность принимаемого им рассеянного света измеряется в общепринятых для подобного рода задач условных единицах cps (*англ.* counts per second). Используемая оптическая ячейка подробно описана [9]. С учетом известных массы ($\approx 250 \text{ г}$) пустой ячейки и ее внутреннего объема ($3,15 \text{ см}^3$) плотность смеси определяется по результатам взвешивания ячейки с образцом на аналитических весах с верхним пределом измерений 303 г и разрешением $0,1 \text{ мг}$.

Оптические измерения проводились при медленном охлаждении смеси из области однофазного состояния со скоростью 3 К/ч без перемешивания образца на серии изохор, покрывающих на фазовой диаграмме смеси окрестность КТ (область критической опалесценции), начиная с изохоры для плотности смеси выше критической. Помимо предварительно определяемой плотности смеси измеряемыми

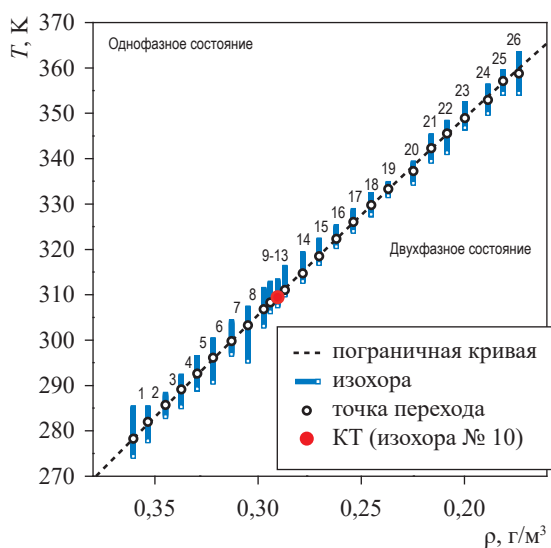


Рис. 6. Температурные интервалы пройденных изохор и фазовая диаграмма смеси $C_1C_2C_3C_5C_6$ в переменных T - ρ , построенная по позициям максимумов интенсивности светорассеяния на изохорах

Таблица 4

Плотность, температура и интенсивность светорассеяния (I_R) на пограничной кривой смеси $C_1C_2C_3C_5C_6$ по результатам оптических измерений на серии изохор

Изохора	ρ , г/см ³	T , К	I_R , 10 ⁶ cps
1	0,356	278,22	0,108
2	0,349	281,96	0,145
3	0,341	285,67	0,188
4	0,334	289,14	0,291
5	0,326	292,61	0,493
6	0,319	296,12	1,266
7	0,310	299,74	2,803
8	0,302	303,26	6,590
9	0,295	306,82	9,700
10	0,292	308,31	11,023
11	0,289	309,45	11,247
12	0,285	311,07	10,240
13	0,277	314,72	4,870
14	0,269	318,50	2,462
15	0,261	322,29	1,089
16	0,253	326,03	0,429
17	0,245	329,77	0,242
18	0,237	333,29	0,154
19	0,225	337,25	0,100
20	0,217	342,29	0,069
21	0,209	345,58	0,059
22	0,201	348,92	0,040
23	0,190	352,95	0,032
24	0,183	357,11	0,028
25	0,176	358,77	0,025

величинами являлись температура и интенсивность светорассеяния под заданным углом.

При одной начальной загрузке оптической ячейки образцом были пройдены 25 изохор в интервале плотностей 0,36...0,18 г/см³, что соответствует участку пограничной кривой смеси в интервале температур 270...360 К. Всякий раз измерения начинались за пять-шесть градусов до температуры перехода смеси в двухфазное состояние и заканчивались сразу после выделения в температурной зависимости интенсивности светорассеяния острого (λ -образного) пика, свидетельствующего о переходе в двухфазное состояние вблизи КТ, либо излома в температурной зависимости интенсивности вдали от КТ. Соответственно, пограничная кривая смеси в переменных T - ρ строилась по позициям максимумов интенсивности светорассеяния на пройденных изохорах (рис. 6). Результаты оптических измерений – значения плотностей, температур переходов смеси в двухфазное состояние – вместе со значениями интенсивности светорассеяния на пограничной кривой приведены в табл. 4.

На рис. 7 приведены температурные зависимости интенсивности светорассеяния на всей совокупности пройденных изохор. Явно выделяется набор изохор № 9...13 с наибольшими значениями интенсивности светорассеяния на пограничной кривой. В равновесной ситуации (при бесконечно малой скорости охлаждения) острые (λ -образные) пики интенсивности светорассеяния являются рудиментами основного (сингулярного) пика на критической изохоре со значениями в максимумах, спадающими с удалением температуры перехода от критического значения. Вместе с тем при заметной скорости охлаждения, как в нашем случае, переход смеси в двухфазное состояние носит характер начала распада однородного состояния, тем более интенсивного (по объему спонтанно выделяемой новой фазы), чем ближе точка перехода к КТ. Последнее обусловлено тем, что со стороны области двухфазного состояния КТ является точкой схождения изоплер – линий постоянной объемной доли жидкой фазы. Соответственно, при оптических измерениях «на ходу» переход околочитической смеси в двухфазное состояние отмечается помимо рудимента основного (критического) пика дополнительным вкладом в интенсивность светорассеяния в виде выброса, максимального в КТ [2, 3].

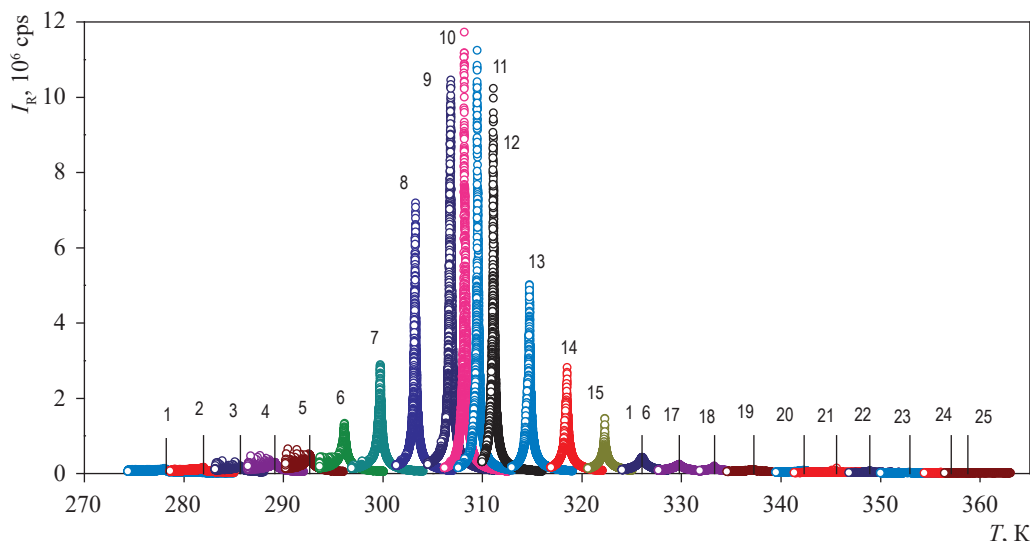


Рис. 7. Температурные зависимости интенсивности светорассеяния на всей совокупности пройденных изохор смеси $C_1C_2C_3C_5C_6$: отрезки вертикальных линий указывают на температурные позиции переходов, далеких от КТ

Тем самым утверждение флуктуационной теории об абсолютном максимуме интенсивности светорассеяния в КТ сохраняется при подходе к ней со стороны области однофазного состояния и при умеренной скорости охлаждения. В дальнейшем не будем делать различия между температурой равновесного перехода смеси в двухфазное состояние и температурой начала распада ее однородного состояния (при заявленной выше скорости охлаждения указанное различие в окрестности КТ не превышает 0,1 К). При этом выбросы интенсивности светорассеяния в точках переходов значимы лишь в ближайшей окрестности КТ шириной примерно 10...20 градусов, характеризуемой высокой плотностью изоплер вблизи пограничной кривой.

На рис. 8 в логарифмическом масштабе приведены значения измеряемой интенсивности светорассеяния на пограничной кривой при выходе на нее со стороны области однофазного состояния (с учетом выбросов). Наибольшее значение указанной величины (максимум максимумов) достигается на изохоре № 11 ($\rho_{11} = 0,289 \text{ г/см}^3$) при температуре 308,6 К, задающей оценку для критической температуры смеси, определенной оптическим методом.

Пунктирными горизонтальными линиями на рис. 8 показаны уровни интенсивности светорассеяния, на один и на два порядка превышающие условное «базовое» значение ($1,5 \cdot 10^4 \text{ cps}$), определенное на пограничной

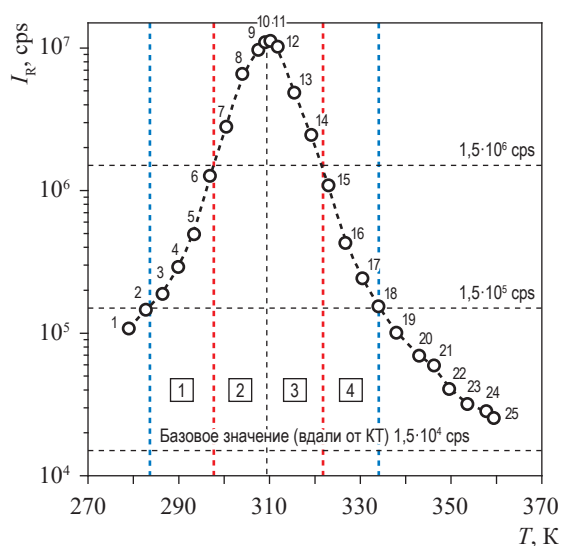


Рис. 8. Значения измеряемой интенсивности светорассеяния на пограничной кривой смеси, по результатам оптических измерений: вертикальные линии выделяют температурные интервалы (1...4), соответствующие околукритическому (1, 4) и предкритическому (2, 3) состояниям смеси на кривой точек начала кипения (1, 2) и точек росы (3, 4)

кривой смеси вдали от КТ – на пределе фиксации λ -аномалий, связанных с переходом околукритической смеси в двухфазное состояние. При этом температурный интервал от 282 до 234 К шириной около 50 К, на котором значение I_R при переходе в двухфазное

состояние на порядок и более превышает «базовое» значение, принимается за характерную температурную ширину околокритической области. В свою очередь, температурный интервал от 297 до 231 К шириной около 20 К, на котором значение I_R при переходе в двухфазное состояние на два порядка и более превышает «базовое» значение, задает интервал предкритического состояния смеси на пограничной кривой. Теоретически возможна ситуация (при меньшем угле рассеяния и меньшей скорости охлаждения), при которой I_R на пограничной кривой вблизи КТ будет на три и более порядка превышать «базовое» значение интенсивности, что естественно связывать с критическим состоянием смеси при переходе в двухфазное состояние. Ширина соответствующего интервала в любом случае не превысит нескольких градусов, и его целиком следует отнести к понятию «критическая точка».

Таким образом, по результатам оптических измерений за критическую температуру смеси принимается значение $T_C = 308,6$ К, соответствующее абсолютному максимуму интенсивности светорассеяния на пограничной кривой среди пройденных изохор с погрешностью $\pm 0,3$ К, задаваемой шагом между температурами пересечения пограничной кривой изохорами, ближайшими к «критической» изохоре № 10.

Сопоставление результатов оптических и PVT измерений

На рис. 9 совместно представлены температурные зависимости интенсивности светорассеяния смесью $C_1C_2C_3C_5C_6$ на серии пройденных изохор и фазовая диаграмма указанной смеси в переменных $P-T$ с картиной изоплер в двухфазной области. Видно, что значения в максимумах измеряемой интенсивности светорассеяния (на пограничной кривой) коррелируют с плотностью сгущения изоплер вблизи последней. В частности, наибольшее значение измеряемой интенсивности светорассеяния на пограничной кривой достигается в точке схождения изоплер. Соответственно, абсолютный максимум измеряемой «на ходу» интенсивности светорассеяния на пограничной кривой со стороны области однофазного состояния с хорошей точностью определяет положение КТ как точки схождения изоплер со стороны области двухфазного состояния. К сожалению, обсудить этот вопрос количественно

с использованием результатов PVT-анализа [7] невозможно в силу малого числа пройденных изотерм и большого шага (10 % об. доли жидкой фазы) между изоплерами. Тем не менее на рис. 9 очевидно, что с учетом погрешности измерений и несовпадения состава исследованной смеси полученные оптическим и PVT методами значения критической температуры смеси следует считать совпадающими. Таким образом, инструментальный оптический метод определения критической температуры смеси по абсолютному максимуму измеряемой интенсивности светорассеяния на пограничной кривой может успешно заменять чрезвычайно трудоемкий метод определения положения КТ по схождению изоплер.

Сравнение с результатами математического моделирования

На рис. 10 в переменных $P-T$ приведена пограничная кривая смеси $C_1C_2C_3C_5C_6$, полученная калориметрическим методом, вместе с результатами ее математического моделирования в рамках кубического уравнения состояния Пенга – Робинсона (PR78) с использованием пакета PVTsim и в рамках многоконстантного фундаментального уравнения состояния (МФУС) с использованием пакета термодинамических расчетов REFPROP (NIST) [10]. Здесь же приведена критическая точка смеси Хэнсона и Брауна, полученная PVT-методом схождения изоплер [7].

Сравнение пограничных кривых и КП смеси $C_1C_2C_3C_5C_6$, полученных экспериментальными и расчетными методами, показывает, что адиабатическая калориметрия, оптика и PVT (метод изоплер) дают близкие результаты для критического значения температуры смеси, тогда как математическое моделирование дает для указанной величины слишком большую погрешность – в среднем порядка 10...15 градусов (табл. 5). Последнее, в частности, означает, что экспериментальные методы по-прежнему остаются единственными надежными способами изучения околокритического поведения и определения КП модельных и пластовых УВ-смесей. Можно утверждать, что отсутствие надежных широкодиапазонных, включая критическую область, экспериментальных данных о фазовых равновесиях бинарных и многокомпонентных УВ-смесей является основным сдерживающим фактором в разработке

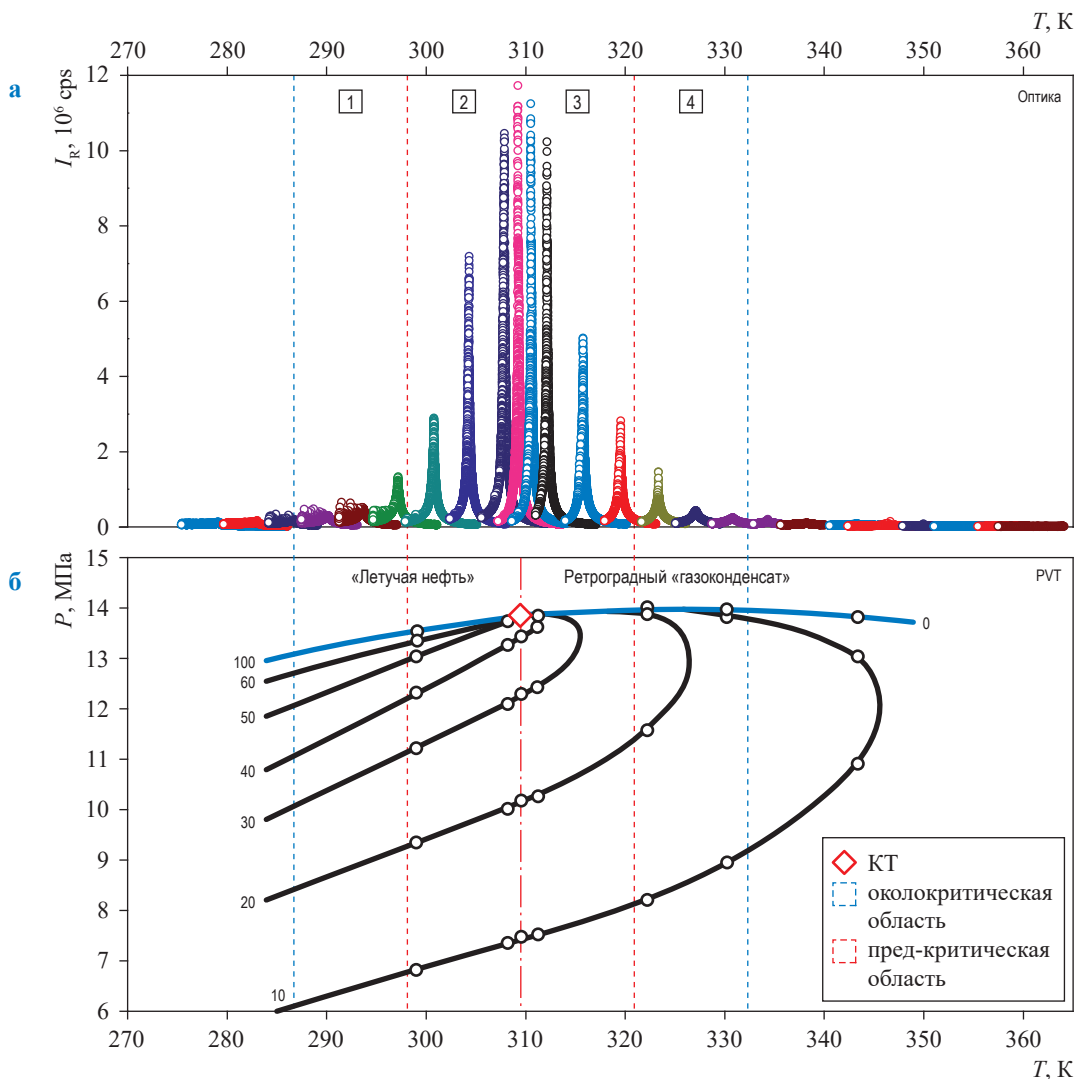


Рис. 9. Сопоставление интенсивностей светорассеяния УФ-смесью на изохорах вблизи КТ (а) с картиной изоплер в двухфазной области, полученных при PVT-проходах по изотермам (б): вертикальные линии, определенные по пороговым значениям I_R на пограничной кривой, выступают границами околокритической и предкритической областей; цифрами в квадратных рамках помечены температурные интервалы, соответствующие разным подтипам условных «залелей» однофазных околокритических флюидов [5]

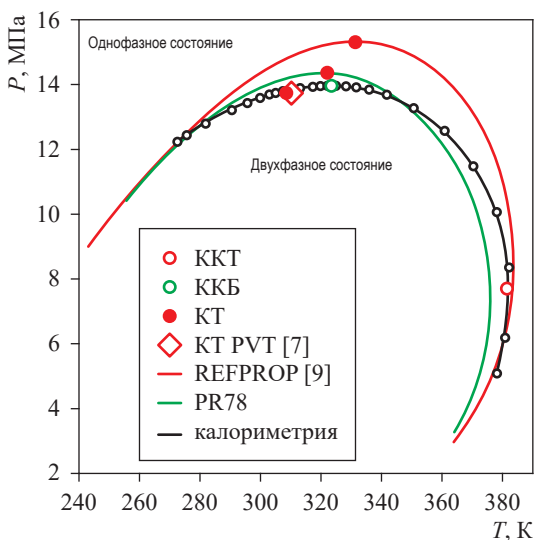


Рис. 10. Пограничные кривые смеси $C_1C_2C_3C_5C_6$, полученные калориметрическим методом и в рамках известных пакетов математического моделирования

Таблица 5

Критические параметры смеси $C_1C_2C_3C_5C_6$, полученные различными экспериментальными методами и в рамках пакетов математического моделирования

Параметр	Калориметрия	PVT [7]	REFPROP [10]	PR78
T_c , К	309,9	310,37	331,33	322,05
P_c , МПа	13,49	13,75	15,30	14,36

высокоточных прогнозных методов расчета, базирующихся на фундаментальных уравнениях состояния.

Выводы

Сравнительный анализ возможностей основных экспериментальных методов изучения фазового поведения многокомпонентных УВ-смесей показывает, что инструментальный оптический метод в части определения КП смесей является самым простым, точным и надежным. Недостатком метода является его ограниченность окрестностью критической точки (областью критической опалесценции) и умеренными значениями давлений и температур, диктуемыми условиями применимости стандартного оптического оборудования.

В свою очередь, традиционный PVT-метод в части определения КП смесей гораздо менее точен, поскольку использует визуальный контроль одного или обоих универсальных признаков КТ [6]. Нахождение точки схождения изоплер требует снятия последних в непосредственной окрестности КТ, где из-за аномально сильного светорассеяния, низкого контраста фаз и стремительнодвигающегося мениска точность определения доли объема жидкой фазы в поршневой ячейке невелика. Хотя ситуацию несколько исправляет прием Д. Каца [11], позволяющий определять КТ по изменению цветовой окраски (покраснению) наблюдаемого в PVT-ячейке «тумана» – критической опалесценции; на практике он используется лишь в единичных научных исследованиях. В общем случае пластового флюида с температурой залегания, далекой от КТ, существующий PVT-метод остается идеальным инструментом для исследования фазового состояния пластового флюида

в процессе разведки и разработки нефтяной залежи.

Наконец, калориметрический метод остается универсальным методом для определения пограничной кривой пластового флюида в широкой области значений термобарических параметров, включая не только околокритическую область, но и область низкого конденсатного фактора, где актуальна задача надежного нахождения давления начала конденсации. Однако из-за слабости флуктуационных аномалий калориметрия не позволяет надежно выделять околокритическую область и, следовательно, непригодна для целей типизации околокритических пластовых флюидов.

Подводя итог, можно сказать, что все перечисленные выше методы составляют триаду основных экспериментальных методов изучения фазового поведения пластовых флюидов. При этом в области применимости оптических измерений оптический метод де-факто является основным в части определения пограничной кривой и значений КП пластовых флюидов, а также их «лабораторной» типизации в случае температуры залегания, близкой к критической. В ближайшей перспективе безусловный интерес представляет разработка новых и модернизация существующих поршневых PVT-установок путем интеграции в них инструментального оптического метода измерения интенсивности критической опалесценции.

В любом случае, данную работу следует рассматривать как предварительную, показывающую актуальность подобного рода совместных исследований для определения наиболее эффективного метода лабораторного изучения фазового поведения пластового флюида и наиболее адекватного метода его математического моделирования.

Работа выполнялась в рамках Программы фундаментальных исследований РФ, НИР № 122022800364-6.

Список литературы

1. Воронов В.П. Оптический метод изучения фазового поведения окологранных углеводородных флюидов / В.П. Воронов, Ю.Ф. Кияченко, В.Э. Поднек и др. // Вести газовой науки: науч.-технический. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 5 (37): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 201–211.
2. Поднек В.Э. Сравнительный анализ эффективности оптического и калориметрического методов изучения окологранных углеводородных смесей / В.Э. Поднек, В.П. Воронов, Ю.Ф. Кияченко и др. // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2020. – Вып. 4(31). – С. 37–61. – <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art4>.
3. Поднек В.Э. Оптический метод идентификации и изучения предпереходного окологранных состояния пластовых углеводородных флюидов, находящихся в переходной зоне между летучей нефтью и ретроградным газовым конденсатом / В.Э. Поднек, Ю.Ф. Кияченко, А.С. Сирота и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 1 (46): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 176–189.
4. Патент № 2786686 С1 Российская Федерация. Способ определения критических параметров флюидов: № 2021139554: заявл. 27.12.2021; опубл. 23.12.2022 / В.Э. Поднек, Ю.Ф. Кияченко, И.К. Юдин и др. – <https://www.fips.ru/cdfi/fips.dll/ru?ty=29&docid=2786686>.
5. Поднек В.Э. Типизация окологранных пластовых флюидов по интенсивности критической опалесценции на пограничной кривой на примере модельной углеводородной смеси / В.Э. Поднек, Ю.Ф. Кияченко, А.С. Сирота и др. // Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности: сб. тр. Всероссийской научной конференции с международным участием, посвященной 35-летию ИПНГ РАН (17–19 октября 2022 г.). – М.: ИПНГ РАН, 2022. – С. 267–271.
6. Поднек В.Э. Инструментальный способ реализации оптических критериев определения критических параметров пластовых флюидов / В.Э. Поднек, Ю.Ф. Кияченко, И.К. Юдин и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2023. – № 4 (56): Актуальные вопросы добычи газа. – С. 155–167.
7. Hanson G.H. Vapor–liquid equilibria in mixtures of volatile paraffins / G.H. Hanson, G.G. Brown // *Ind. Eng. Chem.* – 1945. – Т. 37. – № 9. – С. 821–825. – <https://doi.org/10.1021/ie50429a013>.
8. Belyakov M.Yu. Phase behavior and anomalies of thermodynamic properties in a multicomponent near-critical fluid mixture / M.Yu. Belyakov, V.P. Voronov, E.E. Gorodetskii et al. // *Chem. Phys.* – 2009. – Т. 362. – № 3. – С. 85–90. – <https://doi.org/10.1016/j.chemphys.2009.06.008>
9. Кияченко Ю.Ф. Простая оптическая ячейка высокого давления для экспериментального изучения окологранных фазового поведения модельных и природных углеводородных смесей / Ю.Ф. Кияченко, В.Э. Поднек // Актуальные проблемы нефти и газа: науч. сет. изд. – 2017. – Вып. 3 (18). – https://oilgasjournal.ru/issue_18/kiyachenko.pdf.
10. Lemmon E.W. NIST Standard reference database 23: Reference fluid thermodynamic and transport properties – REFPROP, Version 10.0 / E.W. Lemmon, I.H. Bell, M.L. Huber et al. – Gaithersburg, ME: National Institute of Standards and Technology, 2018. – <https://doi.org/10.18434/T4/1502528>.
11. Katz D.L. Phase diagram of a mixture of natural gas and natural gasoline near the critical conditions / D.L. Katz, D.J. Vink, R.A. David // *Transactions of the AIME.* – 1940. – Т. 136. – № 1. – С. 106–118. – <https://doi.org/10.2118/940106-G>.

Comparative analysis of calorimetric, optical and PVT methods applied for assessing critical parameters of hydrocarbon mixtures

V.E. Podnek^{1*}, V.P. Voronov¹, Yu.F. Kiyachenko¹, I.K. Yudin¹, B.A. Grigoryev^{1,2}

¹ Oil and gas research institute of Russian Academy of Sciences, Bld. 3, Gubkina street, Moscow, 119333, Russian Federation

² Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

* E-mail: podnek77@gmail.ru

Abstract. The article presents the results of the combined calorimetric and optical studying the phase behavior of a model 5-component hydrocarbon mixture. Earlier, this methane–ethane–propane–pentane–hexane mixture has been studied in the near-critical area using the PVT-method. For the first time, a global phase chart of the named mixture is gotten. The chart represents all the three special points (a critical one, a cricondenbar, a cricondenbar-term), which calculated parameters can indicate the adequacy of a mathematical simulator. The advantages of the calorimetric, optical and PVT methods are compared in respect to drawing borderline curves and determining the critical parameters for the multicomponent hydrocarbon mixtures.

Keywords: multicomponent hydrocarbon mixture, phase behavior, critical parameters of mixtures, phase diagram, calorimetry, optical measurements, piston-type PVT cell of intermediate volume, mathematical modelling.

References

1. VORONOV, V.P., Yu.F. KIYACHENKO, V.E. PODNEK et al. An optical method for studying phase behavior of the near-critical hydrocarbon fluids [Opticheskiy metod izucheniya fazovogo povedeniya okolokriticheskikh uglevodorodnykh flyuidov]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2018, no. 5 (37): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 201–211. ISSN 2306-9849. (Russ.).
2. PODNEK, V.E., V.P. VORONOV, Yu.F. KIYACHENKO. Comparative analysis of the efficiency of optical and calorimetric methods for studying the near-critical state of hydrocarbon mixtures [Svravnitelnyy analiz effektivnosti opticheskogo i kalorimetricheskogo metodov izucheniya okolokriticheskogo sostoyaniya uglevodorodnykh smesey]. *Aktualnyye Problemy Nefti i Gaza* [online], 2020, is. 4(31), pp. 37–61. – <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art4>.
3. PODNEK, V.E., Yu.F. KIYACHENKO, A.S. SIROTA, I.K. YUDIN, B.A. GRIGORYEV. Optical method for identification and study of pre-transitional near-critical state of formation hydrocarbon fluids in the transition zone between volatile oil and retrograde gas condensate [Opticheskiy metod identifikatsii i izucheniya predperekhodnogo okolokriticheskogo sostoyaniya plastovykh uglevodorodnykh flyuidov, nakhodyashchikhsya v perekhodnoy zone mezhdru letuchey neftyu i retrogradnym gazovym kondensatom]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 1(46): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 176–189. ISSN 2306-8949. (Russ.).
4. *Method for determining the critical parameters of fluids* [Sposob opredeleniya kriticheskikh parametrov flyuidov]. Inventors: PODNEK, V.E., Yu.F. KIYACHENKO, I.K. YUDIN et al. Appl. № 2021139554 dated 27 December 2021; publ. on 23 December 2022. Patent RU2786686 C1. Available from: <https://www.fips.ru/cdfi/fips.dll/ru?ty=29&docid=2786686>.
5. PODNEK, V.E., Yu.F. KIYACHENKO, A.S. SIROTA et al. Typing of near-critical in-situ fluids according to intensity of critical opalescence at an interface curve as exemplified by a modeled hydrocarbon mixture [Tipizatsiya okolokriticheskikh plastovykh flyuidov po intensivnosti kriticheskoy opalestsentsii na pogrannichnoy krivoy na primere modelnoy uglevodorodnoy smesi]. In: *Fundamental basis of the innovative technologies for oil and gas industry: collected bk. of the All-Russia scientific conference dedicated to the 35th anniversary of the Oil and Gas Research Institute of Russian Academy of Sciences*, 17–19 October 2022. Moscow: Oil and Gas Research Institute of Russian Academy of Sciences, 2022, pp. 267–271. (Russ.).
6. PODNEK, V.E., Yu.F. KIYACHENKO, I.K. YUDIN et al. An instrumental method for implementing optical criteria for determining critical parameters of formation fluids [Instrumentalnyy sposob realizatsii opticheskikh kriteriyev opredeleniya kriticheskikh parametrov plastovykh fluidov]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2023, no. 4: Topical issues of gas production, pp. 155–167. ISSN 2306-8949. (Russ.).
7. HANSON, G.H., G.G. BROWN. Vapor–liquid equilibria in mixtures of volatile paraffins. *Ind. Eng. Chem.*, 1945, vol. 37, no. 9, pp. 821–825, ISSN 1226-086X. Available from: <https://doi.org/10.1021/ie50429a013>.
8. BELYAKOV, M.Yu., V.P. VORONOV, E.E. GORODETSKII et al. Phase behavior and anomalies of thermodynamic properties in a multicomponent near-critical fluid mixture. *Chem. Phys.*, 2009, vol. 362, no. 3, pp. 85–90, ISSN 0883-0355. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.chemphys.2009.06.008>.

9. KIYACHENKO, Yu.F., V.E. PODNEK. Simple high-pressure optical cell for experimental studies of near-critical phase behavior of modeled and natural hydrocarbon mixtures [Prostaya opticheskaya yacheyka vysokogo davleniya dlya eksperimentalnogo izucheniya okolokriticheskogo fazovogo povedeniya modelnykh i prirodnkh uglevodorodnykh smesey]. *Aktualnyye Problemy Nefii i Gaza* [online], 2017, is. 3 (18). Available from: https://oilgasjournal.ru/issue_18/kiyachenko.pdf.
10. LEMMON, E.W., I.H. BELL, M.L. HUBER et al. *NIST Standard reference database 23: Reference fluid thermodynamic and transport properties – REFPROP, Version 10.0*. Gaithersburg, ME: National Institute of Standards and Technology, 2018. DOI: 10.18434/T4/1502528.
11. KATZ, D.L., D.J. VINK, R.A. DAVID. Phase diagram of a mixture of natural gas and natural gasoline near the critical conditions. *Transactions of the AIME*, 1940, vol. 136, no. 1, pp. 106–118, ISSN 0081-1696. DOI: 10.2118/940106-G.

УДК 536.4+53.023+53.092+53.096+665.7+004.89

Применение технологии машинного обучения при прогнозировании плотности сложных углеводородных систем

Б.А. Григорьев^{1,2}, Д.В. Болдырев^{3*}, А.И. Колдаев³

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

² Институт проблем нефти и газа РАН, Российская Федерация, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3

³ Северо-Кавказский федеральный университет, Российская Федерация, 355017, г. Ставрополь, ул. Пушкина, д. 1

* E-mail: dboldyrev@ncfu.ru

Тезисы. Предложен новый подход к использованию уравнения состояния PC-SAFT для определения плотности нефтепродуктов. Использована «квазиодножидкостная» модель, согласно которой нефтепродукт рассматривался как вещество с известной мольной массой M и относительной плотностью ρ_4^{20} . Параметры m (количество сегментов в молекуле), σ (диаметр сегмента молекулы, Å) и ϵ/k (энергетический параметр сегмента молекулы, К, где k – постоянная Больцмана) уравнения состояния PC-SAFT найдены путем обработки данных о плотности 59 образцов в интервале температур 20...200 °С при давлениях до 60 МПа. Образцы существенно различались физико-химическими свойствами и групповым углеводородным составом. Для прогнозирования значений m , σ и ϵ/k использована технология машинного обучения. Исследованы модели искусственных нейронных сетей с различным количеством скрытых слоев, обучение и перекрестная проверка которых проводились с использованием тренировочного набора данных по различным алгоритмам. Оценка качества прогнозирования проводилась с использованием тестового набора данных, не включенных в обучение. По критериям максимальной точности и минимальных вычислительных затрат для независимого определения каждого параметра наилучшей признана нейронная сеть с тремя скрытыми слоями с архитектурой (2-50-20-50-1), обученная по алгоритму байесовской регуляризации. Она показала высокую степень соответствия значений m , σ и ϵ/k , определенных по экспериментальным данным о плотности нефтепродуктов, и их прогнозируемых значений. Тестирование уравнения состояния PC-SAFT с прогнозными значениями m , σ и ϵ/k в широком интервале температур и давлений показало, что средняя погрешность определения плотности сопоставима с погрешностью ее измерения.

Предложены двухпараметрические уравнения для нахождения m , σ и ϵ/k как функций M и ρ_4^{20} , обеспечивающие среднюю погрешность расчета плотности по уравнению состояния PC-SAFT 0,5 %. Их применение признано целесообразным в условиях отсутствия эмпирической информации о плотности нефтепродуктов.

Успешное развитие нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности невозможно без надежной информации о теплофизических свойствах нефтяного сырья и продуктов его переработки в широком диапазоне параметров состояния. Одним из важнейших свойств является плотность. Знание ее необходимо для научно обоснованного совершенствования технологических процессов и для получения новых продуктов с новыми свойствами, отвечающими современным требованиям.

В настоящее время основным источником информации о плотности остается эксперимент. При расширении номенклатуры промышленно важных веществ в условиях постоянно меняющейся сырьевой базы их комплексное экспериментальное исследование невозможно из-за сложности, трудоемкости и высокой стоимости. Поэтому важно разрабатывать надежные методы прогнозирования плотности.

Теория жидкого состояний предлагает для расчета плотности жидкостей использовать аналитические уравнения состояния [1], однако точность их, как правило, низка. Многоконстантные уравнения состояния [2, 3] обычно более точны, однако в силу эмпирического характера возможности этих уравнений прогнозировать плотность сложных углеводородных систем с большим разнообразием физико-химических

Ключевые слова: нефтепродукты, плотность, прогнозирование плотности, расчет плотности, уравнение состояния PC-SAFT, искусственная нейронная сеть, машинное обучение.

свойств ограничены. Поэтому особое внимание решено уделить теоретически обоснованным [4] уравнениям состояния, полученным на основе статистической теории ассоциированного флюида (SAFT). Одним из наиболее точных вариантов таких уравнений является уравнение состояния PC-SAFT [5, 6].

Для прогнозирования плотности по уравнению состояния PC-SAFT необходимо идентифицировать состав нефтепродукта, что на практике неосуществимо. Предлагается [7–15] оценивать свойства сложных смесей посредством таких макропараметров, как мольная масса (M), относительная плотность (ρ_4^{20}) и т.п., что соответствует «квазиодножидкостной» модели. Использование этой модели для прогнозирования плотности нефтепродукта признано наиболее оправданным с точки зрения трудоемкости ее получения и применения [16].

Информационная база исследований

Использованы данные о физико-химических свойствах и плотности нефтей различных месторождений и продуктов их переработки [2, 17–20] (табл. 1). Погрешность экспериментальных данных о плотности составляет 0,05 %, что дает основание считать их достоверными и использовать для разработки уравнения состояния PC-SAFT.

Образцы существенно различаются своими свойствами и групповым углеводородным составом, а их плотности исследованы в достаточно широком диапазоне температур и давлений. Поэтому полученные при их исследовании результаты могут обоснованно использоваться для формирования выводов общего характера.

Вычислительная схема метода PC-SAFT

Значение плотности (ρ) по уравнению PC-SAFT можно найти по приведенному ниже алгоритму [6].

Шаг 1. Задать параметры состояния: T , K ; P , Па .

Шаг 2. Задать параметры модели PC-SAFT: количество сегментов в молекуле (m); диаметр сегмента молекулы (σ , Å); энергетический параметр сегмента молекулы (ε/k , K , где k – постоянная Больцмана).

Шаг 3. Задать начальное приближение для приведенной плотности (η) в диапазоне от 10^{-10} (для паровой фазы) до $\frac{\pi}{3\sqrt{2}}$ (для жидкой фазы).

Шаг 4. Определить избыточную часть свободной энергии Гельмгольца, выраженную в мольных единицах,

$$\tilde{a}^{\text{res}} = \tilde{a}^{\text{hs}} + \tilde{a}^{\text{chain}} + \tilde{a}^{\text{disp}}. \quad (1)$$

Вклад во взаимодействие систем твердых сфер (\tilde{a}^{hs}) и твердых цепей (\tilde{a}^{chain} для несферических молекул) находится по формулам

$$\tilde{a}^{\text{hs}} = m \frac{4\eta - 3\eta^2}{(1 - \eta)^2}; \quad (2)$$

$$\tilde{a}^{\text{chain}} = (1 - m) \ln \frac{1 - \frac{1}{2}\eta}{(1 - \eta)^2}.$$

Таблица 1

Диапазоны исследования свойств образцов

Образец	Количество	M	ρ_4^{20}	Диапазон исследований	
				температура (T), °C	давление (P), МПа
Вакуумный дистиллят западносибирской нефти и его фракции	9	195...360	0,88...0,92	20...200	0,098...34,46
Фракции катализата вакуумного дистиллята западносибирской нефти	9	160...386	0,88...0,97	20...200	0,09...29,77
Продукты пиролиза	9	94...161	0,85...0,95	20...200	0,09...17,79
Продукты каталитического крекинга	6	225...461	0,85...0,95	50...200	0,09...63,13
Узкие фракции мангышлакской нефти	5	116...387	0,74...0,84	20...200	0,09...59,15
Технологические фракции смеси жетыбайской и узеньской нефти	9	80...432	0,66...0,85	20...200	0,10...60,00
Высоковязкие нефти	12	399...625	0,92...0,98	22...345	0,10...58,80

Вклад в свободную энергию дисперсионных сил определится, как

$$\tilde{a}^{\text{disp}} = -2\pi\hat{\rho}I_1(\eta, m)m^2\left(\frac{\varepsilon}{kT}\right)\sigma^3 - \pi\hat{\rho}mC_1I_2(\eta, m)m^2\left(\frac{\varepsilon}{kT}\right)^2\sigma^3; \quad (3)$$

$$C_1 = \left[1 + m\frac{8\eta - 2\eta^2}{(1-\eta)^4} + (1-m)\frac{20\eta - 27\eta^2 + 12\eta^3 - 2\eta^4}{(1-\eta)^2(2-\eta)^2}\right]^{-1}. \quad (4)$$

Числовая плотность молекул

$$\hat{\rho} = \frac{6\eta}{\pi m} \left\{ \sigma \left[1 - 0,12 \exp\left(-3\frac{\varepsilon}{kT}\right) \right] \right\}^{-3}. \quad (5)$$

Интегралы радиальной функции распределения I_1 и I_2 находятся по формулам

$$I_1(\eta, m) = \sum_{i=0}^6 \left(a_{0i} + \frac{m-1}{m} a_{1i} + \frac{m-1}{m} \frac{m-2}{m} a_{2i} \right) \eta^i; \quad (6)$$

$$I_2(\eta, m) = \sum_{i=0}^6 \left(b_{0i} + \frac{m-1}{m} b_{1i} + \frac{m-1}{m} \frac{m-2}{m} b_{2i} \right) \eta^i, \quad (7)$$

где $a_{0i} \dots a_{2i}$ и $b_{0i} \dots b_{2i}$ – универсальные константы.

Шаг 5. Определить фактор сжимаемости¹

$$Z = 1 + \eta \left(\frac{\partial \tilde{a}^{\text{res}}}{\partial \eta} \right)_T. \quad (8)$$

Шаг 6. Определить расчетное значение давления

$$P^{\text{расч}} = ZkT\hat{\rho}, \left(10^{10} \frac{\text{А}}{\text{М}} \right)^3 \cdot \text{Па}. \quad (9)$$

Шаг 7. Изменять величину η и повторять шаги 4...6 до тех пор, пока расчетное значение давления $P^{\text{расч}}$ не будет равно давлению P .

Шаг 8. Используя найденное значение η , определить по формуле (5) числовую плотность $\hat{\rho}$ и рассчитать значение плотности при заданных параметрах состояния:

$$\rho = \hat{\rho} \frac{M}{N_A}, \left(10^{10} \frac{\text{А}}{\text{М}} \right)^3 \cdot \text{кг/М}^3, \quad (10)$$

где M , кг/моль; N_A – число Авогадро, моль⁻¹.

Определение параметров модели PC-SAFT

Для чистых веществ и их смесей параметры m , σ , ε/k модели PC-SAFT получают на основе информации о давлении насыщенных паров и PVT-свойствах [6, 8, 9]. Для нефтепродуктов их определяют экспериментально или рассчитывают по эмпирическим уравнениям.

Значения m , σ , ε/k для исследуемых образцов (см. табл. 1) найдены по экспериментальным данным об их плотности путем минимизации функции невязки:

$$Q(m, \sigma, \varepsilon/k) = \sum_{i=1}^{N^{\text{прод}}} \sum_{j=1}^{N_i^{\text{эксп}}} \left\{ \frac{\rho_{ij}^{\text{эксп}} - \rho^{\text{расч}}[T_{ij}, P_{ij}, m_i, \sigma_i, (\varepsilon/k)_i]}{\rho_{ij}^{\text{эксп}}} \right\}^2 \rightarrow \min_{m, m\sigma^3, m\varepsilon/k}, \quad (11)$$

где $N^{\text{прод}}$ – количество исследуемых продуктов; $N_i^{\text{эксп}}$ – количество экспериментальных значений плотности $\rho^{\text{эксп}}$ для i -го продукта; $\rho^{\text{расч}}$ – значение плотности при заданных параметрах состояния T и P , рассчитанное по уравнению PC-SAFT. Минимум функции невязки находился методом сопряженных направлений [21], использующим линейный интерполяционный поиск [22]. Для расчетов использовались полученные эмпирическим путем [16] значения универсальных констант (табл. 2).

¹ Используя формулы (2)...(7), производную $\frac{\partial \tilde{a}^{\text{res}}}{\partial \eta}$ можно найти аналитически.

Таблица 2

Значения универсальных констант из уравнений (6) и (7)

i	a_{0i}	a_{1i}	a_{2i}	b_{0i}	b_{1i}	b_{2i}
0	0,900837	-0,299100	-0,071654	0,735830	-0,603217	-0,121978
1	0,629027	0,166458	0,448613	2,357946	0,798392	0,359351
2	2,698197	-2,482600	0,606359	-3,098723	4,856419	-11,257290
3	-26,555178	21,407475	-1,707191	-13,415909	-15,684932	22,889654
4	97,736938	-65,249519	-4,140494	26,453283	191,010489	-40,300144
5	-159,568366	83,368050	13,708734	205,813406	-160,657139	92,720418

Анализ значений m , σ , ε/k выявил их сложную зависимость от физико-химических свойств (рис. 1), что существенно затрудняет получение ее аналитического описания. В последнее время для решения сложных инженерных задач успешно применяются методы искусственного интеллекта, основанные на машинном обучении [23–25]. Было принято решение использовать подобный подход для прогнозирования параметров модели PC-SAFT.

Синтез искусственной нейронной сети

Искусственная нейронная сеть (ИНС) строится из большого числа взаимосвязанных обрабатывающих элементов (нейронов), расположенных в несколько слоев. В структуру ИНС обычно включают входной слой нейронов, несколько скрытых слоев и выходной слой. Количество скрытых слоев и количество нейронов каждого слоя зависят от характера и сложности решаемой задачи [26]. Увеличение числа нейронов может привести к переобучению ИНС, а уменьшение – к снижению ее производительности [27]. На рис. 2 изображена структура ИНС прямого распространения для прогнозирования параметров модели PC-SAFT. Она имеет один входной слой, на который поступают значения M и ρ_4^{20} , несколько скрытых слоев и выходной слой, с которого считываются значения m , σ , ε/k .

Чтобы ИНС могла установить соответствие между входными и выходными данными, ее необходимо обучить с использованием тренировочного набора данных, после чего выполнить обобщение. С помощью таких обобщений формируется тестовый набор данных, элементы которого ранее не использовались при обучении [24, 28].

Из множества методов обучения ИНС (минимизации ошибок, поиска оптимальных значений весов и смещений и т.п.) особого внимания заслуживают алгоритмы

Левенберга – Марквардта и байесовской регуляризации [29–31]. Первый алгоритм обычно требует больше памяти, но обеспечивает более высокую скорость работы, автоматически прекращая обучение при отсутствии улучшений [30, 31]. Второй алгоритм тратит больше времени на обучение, но дает возможность получить хорошее обобщение для сложных или зашумленных наборов данных.

Синтез ИНС производился в системе MATLAB. При выборе оптимальной архитектуры ИНС и метода ее обучения учитывались скорость обучения, количество итераций, за которые достигалась сходимость к решению, и погрешности воспроизведения наборов данных [31–33]. В качестве тренировочного набора использованы экспериментальные данные о M и ρ_4^{20} для исследуемых образцов (см. табл. 1) и определенные по экспериментальным данным о плотности значения m , σ , ε/k . Поскольку диапазоны их изменения достаточно велики, для устранения нестабильности функционирования ИНС проведена нормализация данных: вместо абсолютных значений использованы относительные безразмерные значения в диапазоне от 0 до 1. Наилучшая с точки зрения количества скрытых слоев и нейронов архитектура выбиралась методом проб и ошибок [34].

Выполнено исследование многослойных ИНС прямого распространения, обучение которых проводилось по алгоритмам Левенберга – Марквардта и байесовской регуляризации. Количество скрытых слоев варьировалось от 1 до 3. Количество нейронов в скрытых слоях варьировалось от 30 до 100. Оптимальное количество скрытых слоев и нейронов определялось итеративным конструктивным методом, согласно которому количество скрытых слоев и нейронов постепенно увеличивалось до тех пор, пока ошибка прогнозирования значений элементов тренировочного

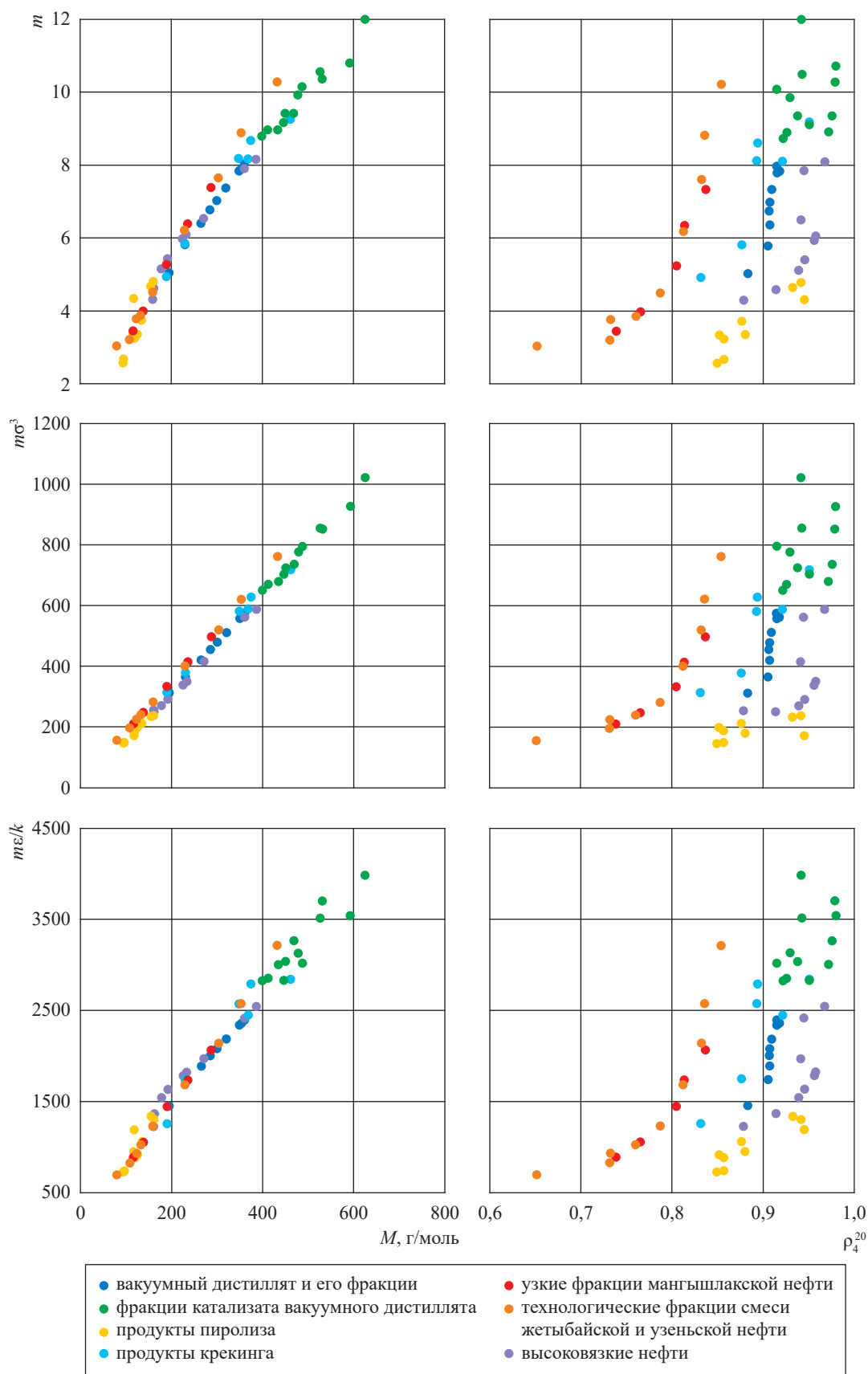


Рис. 1. Зависимость параметров модели PC-SAFT от физико-химических свойств нефтепродуктов

набора данных не начинала расти. Качество обучения оценивалось по значениям средне-квадратической ошибки (СКО), коэффициента корреляции экспериментальных и прогнозных значений (КК) и среднего относительного отклонения прогнозных значений от экспериментальных (СОО) по совокупности параметров уравнения PC-SAFT (табл. 3).

Очевидно, что из ИНС с одним скрытым слоем наилучшими способностями к обучению обладает архитектура (2-100-3) (дальнейшее увеличение количества нейронов в скрытом слое не привело к повышению качества обучения и потребовало больших вычислительных затрат). Из ИНС с двумя скрытыми слоями лучшие показатели обучения при наименьших вычислительных затратах имеет архитектура (2-50-50-3). Наилучшей с точки зрения соотношения точности и вычислительных затрат является ИНС с архитектурой (2-50-20-50-3), обученная по алгоритму байесовской регуляризации.

Исследованы многослойные ИНС с архитектурами (2-50-20-50-1), имеющие в выходном слое один нейрон, определяющий значение одного параметра уравнения PC-SAFT (рис. 3). Обучение проводилось по алгоритму

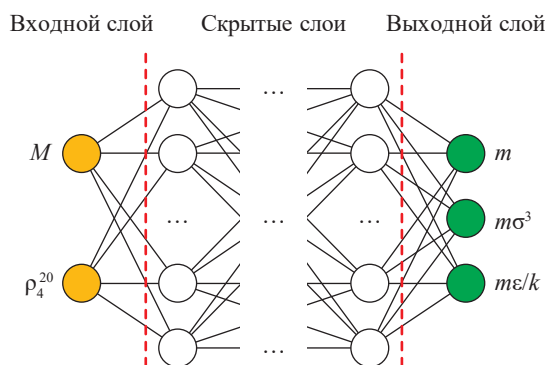


Рис. 2. Базовая структура многослойной ИНС

байесовской регуляризации. Показатели качества обучения приведены в табл. 4. Очевидно, что ИНС со структурой (2-50-20-50-1) для раздельного определения m , σ , ϵ/k имеют преимущество.

Значения m , σ , ϵ/k , воспроизведенные ИНС, использованы для прогнозирования плотности исследуемых образцов. Для каждой группы продуктов определены следующие показатели качества: средняя по абсолютному значению погрешность (AARD); максимальная по абсолютному значению погрешность

Таблица 3

Показатели качества обучения ИНС различной структуры

№ п/п	Структура ИНС	Алгоритм Левенберга – Марквардта			Алгоритм байесовской регуляризации		
		СКО, %	КК	СОО, %	СКО, %	КК	СОО, %
С одним скрытым слоем							
1	(2-30-3)	897,31	0,9701	14,31	0,7853	0,9961	14,02
2	(2-50-3)	8,5408	0,9896	7,82	0,0182	0,9974	8,01
3	(2-100-3)	0,0091	0,9993	5,03	0,0119	0,9996	4,98
С двумя скрытыми слоями							
4	(2-30-30-3)	0,0675	0,9657	8,79	0,8263	0,9869	6,67
5	(2-50-50-3)	0,0087	0,9999	5,56	0,0064	0,9997	4,53
6	(2-70-70-3)	0,0142	0,9996	6,43	0,0192	0,9994	5,58
С тремя скрытыми слоями							
7	(2-30-20-30-3)	0,0137	0,9998	6,11	0,0096	0,9999	5,16
8	(2-50-20-50-3)	0,0016	0,9999	4,38	0,0014	0,9999	3,40
9	(2-70-20-70-3)	0,0063	0,9999	5,51	0,0021	0,9999	4,92

Таблица 4

Показатели качества обучения ИНС

Параметр	Архитектура (2-50-20-50-3)			Архитектура (2-50-20-50-1)		
	СКО, %	КК	СОО, %	СКО, %	КК	СОО, %
m	0,0187	0,9999	5,88	0,0023	1,0000	0,81
σ	0,0093	0,9999	1,36	0,0021	0,9999	1,07
ϵ/k	0,0154	0,9999	2,96	0,0021	1,0000	0,04

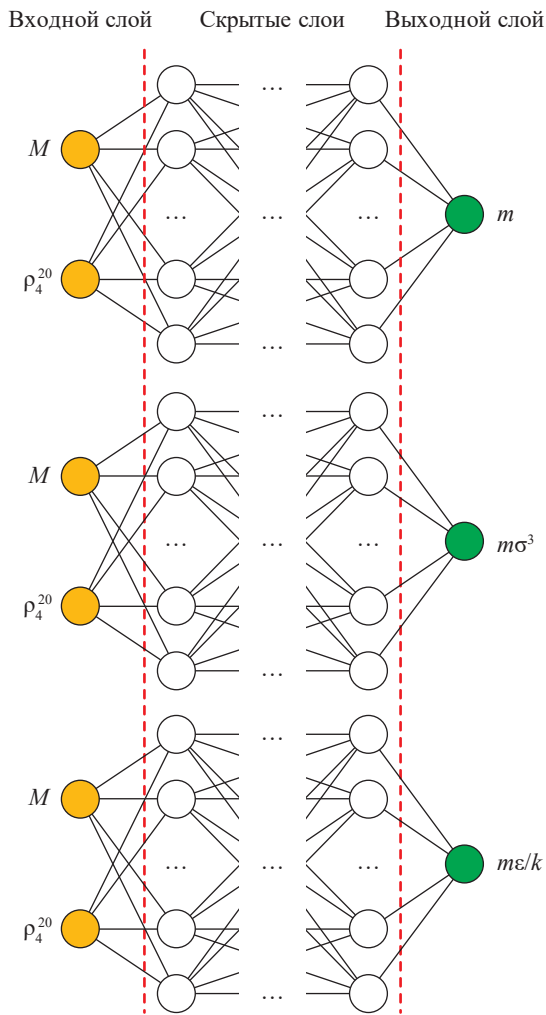


Рис. 3. ИНС для прогнозирования параметров уравнения PC-SAFT

(AMRD); линейная вероятная погрешность (LEP); систематическая погрешность (BIAS) (табл. 5). Значения показателей говорят о высоком качестве обучения ИНС и, соответственно, прогноза плотности образцов.

Оценка качества прогнозирования плотности нефтепродуктов с помощью значений m , σ , ε/k , воспроизведенных ИНС, проводилась также с использованием тестового набора, в который включались данные о свойствах нефтепродуктов различного происхождения [2] (табл. 6). Переобучения ИНС не проводилось.

Для каждого продукта определялась относительная погрешность расчета относительной плотности ρ'_4 . Для каждой группы продуктов определялись интегральные показатели: средние значения AARD и LEP и наибольшее по модулю значение AMRD (табл. 7).

Отмечено, что для нефтепродуктов, близких по свойствам к элементам тренировочного набора данных, удалось достигнуть достаточно высокого качества прогноза. Если свойства нефтепродукта лежали вне области обучения, прогнозные значения плотности могли существенно отличаться от результатов эксперимента. Погрешность расчета плотности сильно зависит от точности задания физико-химических свойств. Для тяжелых продуктов, таких как гудроны, M и ρ_4^{20} традиционно определяются менее точно, поэтому погрешность определения плотности выше. Установлено, что точность задания мольной массы влияет на качество прогнозирования плотности меньше, чем точность задания относительной плотности.

Эмпирические уравнения для оценки параметров модели PC-SAFT

Если нет возможности использовать ИНС, параметры m , σ , ε/k модели PC-SAFT можно оценить по эмпирическим уравнениям. Показано [16], что при нахождении m , σ , ε/k по однопараметрическим уравнениям вида $\Psi(M)$, где Ψ – один из факторов m , $m\sigma^3$ или $m\varepsilon/k$ [7–9, 12–15, 35–37], среднее отклонение

Таблица 5

Показатели качества прогнозирования с использованием ИНС

Образец	AARD, %	AMRD, %	LEP, %	BIAS, %
Вакуумный дистиллят западносибирской нефти и его фракции	0,19	0,89	0,15	0,04
Фракции катализата вакуумного дистиллята западносибирской нефти	0,22	1,06	0,19	0,02
Продукты пиролиза	0,21	0,90	0,18	0,02
Продукты каталитического крекинга	0,43	1,41	0,34	0,06
Узкие фракции мангышлакской нефти	0,51	1,39	0,41	0,00
Технологические фракции смеси жетыбайской и узеньской нефти	0,58	1,67	0,47	0,02
Высоковязкие нефти	0,50	-1,80	0,42	-0,01

Таблица 6

Диапазоны исследования свойств нефтепродуктов

Нефтепродукт	Количество	M	ρ_4^{20}	Диапазон исследований	
				T, °C	P, МПа
Узкие фракции озексуатской нефти	34	92...414	0,671...0,862	20	0,1
Узкие фракции узеньской нефти	37	76...590	0,630...0,884	20	0,1
Технологические фракции узеньской нефти	6	99...472	0,706...0,868	20	0,1
Узкие фракции малгобекской нефти	38	80...560	0,633...0,931	20	0,1
Узкие фракции троицко-анастасиевской нефти	38	90...546	0,657...0,979	20	0,1
Технологические фракции самотлорской нефти	20	84...550	0,647...0,919	20	0,1
Технологические фракции смеси жетыбайской и узеньской нефти	21	80...502	0,652...0,854	20	0,1
Технологические фракции мангышлакской нефти	6	81...160	0,656...0,789	20	0,1
Узкие фракции термического крекинг-керосина	16	130...238	0,780...0,851	20	0,1
Узкие фракции каталитического крекинг-керосина	13	81...177	0,632...0,827	20	0,1
Узкие фракции каталитического крекинг-газойля	17	132...268	0,828...0,900	20	0,1
Продукты переработки котур-тепинской нефти	10	112...575	0,748...0,919	20	0,1
Тяжелое сырье западносибирской нефти	5	233...565	0,838...0,958	20	0,1
Фракции гидроочищенного вакуумного дистиллята западносибирской нефти	30	91...488	0,749...0,968	20	0,1
Продукты висбрекинга	13	103...500	0,729...0,986	20	0,1
Продукты глубокого крекинга (пиропласты)	9	94...155	0,850...0,933	20	0,1
Бензины	4	92...109	0,721...0,756	20	0,1
Дизельное топливо	3	192...223	0,813...0,838	20	0,1
Реактивное топливо	6	135...183	0,781...0,841	20	0,1
Масла	20	224...593	0,826...0,999	20	0,1
Деасфальтированные масла	13	200...509	0,875...0,906	20	0,1
Газовые конденсаты	76	66...276	0,670...0,862	20, 50	0,1

Таблица 7

Показатели качества прогнозирования с использованием ИНС

Нефтепродукт	AARD, %	AMRD, %	LEP, %
Узкие фракции озексуатской нефти	1,42	-3,52	0,89
Узкие фракции узеньской нефти	1,65	4,51	1,38
Технологические фракции узеньской нефти	2,55	7,74	3,08
Узкие фракции малгобекской нефти	1,46	-6,05	0,96
Узкие фракции троицко-анастасиевской нефти	1,54	2,90	1,25
Технологические фракции самотлорской нефти	1,77	6,16	1,49
Технологические фракции смеси жетыбайской и узеньской нефти	1,46	5,22	1,15
Технологические фракции мангышлакской нефти	1,47	-2,79	0,88
Узкие фракции термического крекинг-керосина	1,29	3,22	1,16
Узкие фракции каталитического крекинг-керосина	2,03	7,76	1,29
Узкие фракции каталитического крекинг-газойля	1,79	3,08	1,33
Продукты переработки котур-тепинской нефти	1,85	-4,13	1,45
Тяжелое сырье западносибирской нефти	1,23	3,56	1,30
Фракции гидроочищенного вакуумного дистиллята западносибирской нефти	1,30	3,78	1,15
Продукты висбрекинга	1,83	-5,54	1,74
Продукты глубокого крекинга (пиропласты)	0,57	-1,36	0,49
Бензины	0,95	1,48	0,81
Дизельное топливо	0,66	-1,37	0,43
Реактивное топливо	0,72	1,85	0,43
Масла	2,70	-6,82	2,15
Деасфальтированные масла	2,11	-4,20	1,53
Газовые конденсаты	1,66	4,51	1,37

расчетных значений от экспериментальных данных составило 20 % и более. Средняя погрешность определения плотности при использовании двухпараметрических уравнений вида $\Psi(M, \rho_4^{20})$ [7, 11, 38] составила 2...3 %, систематическая погрешность – более 1 %, что говорит о необходимости структурной и параметрической модификации расчетных моделей. Включение в уравнения для определения параметров уравнения PC-SAFT дополнительных факторов, таких как индекс рефракции Rf [38], к повышению точности прогнозирования плотности не привело.

Для определения параметров m , σ , ϵ/k использована двухфакторная модель. В качестве фактора, учитывающего физико-химические свойства нефтепродукта, выбрана мольная масса, так как зависимость $\Psi(M)$ является достаточно простой (см. рис. 1). В качестве фактора, учитывающего групповой углеводородный состав нефтепродукта, выбрана относительная плотность, так как для зависимости $\Psi(\rho_4^{20})$ характерно сильное расслоение рядов данных (см. рис. 1). Параметры модели PC-SAFT определены как квадратичные функции:

$$m = \sum_{i=0}^2 \sum_{j=0}^2 \alpha_{ij} (\rho_4^{20})^i M^j; \quad (12)$$

$$m\sigma^3 = \sum_{i=0}^2 \sum_{j=0}^2 \beta_{ij} (\rho_4^{20})^i M^j; \quad (13)$$

$$m\epsilon/k = \sum_{i=0}^2 \sum_{j=0}^2 \gamma_{ij} (\rho_4^{20})^i M^j. \quad (14)$$

Коэффициенты уравнений (12)–(14) определены методом множественной пошаговой регрессии [39] на основе данных тренировочного набора, использованного для обучения ИНС. Все они являются статистически значимыми (табл. 8).

Формулы (12)–(14) использованы для расчета параметров m , σ , ϵ/k уравнения PC-SAFT. О его адекватности говорят значения показателей качества расчета плотности исследуемых образцов (табл. 9), а также тот факт, что значение систематической погрешности BIAS мало отличается от нуля. Наибольшая относительная погрешность расчета плотности обычно приходилась на область высоких температур, где абсолютное значение плотности меньше.

С использованием данных тестового набора (см. табл. 6) выполнена оценка качества

Таблица 8

Коэффициенты уравнений (12)–(14)

(i, j)	α_{ij}	β_{ij}	γ_{ij}
(0, 0)	26,92134219	103,213178	7201,94426
(0, 1)	0,21787757	2,83357803	11,4477057
(0, 2)	$-3,08072824 \cdot 10^{-4}$	$6,68246582 \cdot 10^{-3}$	$4,74993468 \cdot 10^{-2}$
(1, 0)	$-82,13393697$	$-276,701918$	$-20265,5824$
(1, 1)	$-0,31301686$	$-1,12711803$	$5,06553112$
(1, 2)	$5,85695862 \cdot 10^{-4}$	$-1,42168043 \cdot 10^{-2}$	$-0,111427237$
(2, 0)	59,47142573	161,844926	13921,6056
(2, 1)	0,10486663	$-0,23782550$	$-11,3934526$
(2, 2)	$-2,76352674 \cdot 10^{-4}$	$7,67986496 \cdot 10^{-3}$	$6,25373850 \cdot 10^{-2}$

Таблица 9

Показатели качества прогнозирования с использованием формул (12)–(14)

Образец	AARD, %	AMRD, %	LEP, %	BIAS, %
Вакуумный дистиллят западносибирской нефти и его фракции	0,21	0,91	0,16	0,04
Фракции катализата вакуумного дистиллята западносибирской нефти	0,31	$-1,09$	0,21	0,07
Продукты пиролиза	0,49	2,51	0,34	0,12
Продукты каталитического крекинга	0,57	2,87	0,46	0,22
Узкие фракции мангышлакской нефти	0,60	1,73	0,39	0,20
Технологические фракции смеси жетыбайской и узеньской нефти	0,89	2,30	0,56	0,51
Высоковязкие нефти	0,64	$-2,76$	0,41	$-0,05$

прогнозирования плотности нефтепродуктов по уравнению PC-SAFT с помощью значений m , σ , ε/k , рассчитанных по формулам (12)–(14). Коэффициенты этих формул, а также универсальные константы $a_{0i} \dots a_{2i}$ и $b_{0i} \dots b_{2i}$, не корректировались. Результаты такой оценки (табл. 10) являются вполне приемлемыми с практической точки зрения.

Отмечено, что на точность расчетного определения плотности физико-химические свойства нефтепродуктов влияют меньше, чем их групповой углеводородный состав. Качество прогнозирования для тяжелых и легких нефтепродуктов практически одинаковое. Наименьшие погрешности расчета наблюдались у образцов, в составе которых преобладали углеводороды нафтеновой и ароматической групп. Наибольшие погрешности расчета наблюдались у образцов с повышенным содержанием парафиновых углеводородов, что можно объяснить более высокой погрешностью экспериментальных данных.

Качество прогнозирования плотности не удалось повысить:

- при замене в уравнениях (12)–(14) параметров M или ρ_4^{20} на температуру кипения ($T_{\text{кип}}$);

- при включении в уравнения (12)–(14) дополнительного фактора $T_{\text{кип}}$;

- при увеличении числа коэффициентов в уравнениях (12)–(14) за счет включения в них дополнительных факторов $(\rho_4^{20})^j M^j$.

Можно сделать вывод, что уравнения (12)–(14) являются оптимальными с точки зрения простоты формы и точности. Их косвенным достоинством является также и то, что значения M и ρ_4^{20} экспериментально определяются с наименьшей по сравнению с другими физико-химическими свойствами погрешностью.

На основании вышеизложенного можно сделать вывод, что предложенная в статье технология построения ИНС для прогнозирования параметров уравнения состояния PC-SAFT является новой. Для обучения ИНС использованы надежные экспериментальные данные о физико-химических свойствах и плотности продуктов переработки нефти различных месторождений. По критериям максимальной точности и минимальных вычислительных затрат для независимого определения каждого параметра из m , σ и ε/k наилучшими признаны

Таблица 10

Показатели качества прогнозирования с использованием формул (12)–(14)

Нефтепродукт	AARD, %	AMRD, %	LEP, %
Узкие фракции озексуатской нефти	0,92	–1,85	0,32
Узкие фракции узеньской нефти	0,93	2,14	0,36
Технологические фракции узеньской нефти	1,03	–1,99	0,33
Узкие фракции малгобекской нефти	0,82	1,96	0,38
Узкие фракции троицко-анастасиевской нефти	0,62	2,38	0,42
Технологические фракции самотлорской нефти	0,95	–1,85	0,43
Технологические фракции смеси жетыбайской и узеньской нефти	1,09	–2,05	0,34
Технологические фракции мангышлакской нефти	1,30	–2,79	0,34
Узкие фракции термического крекинг-керосина	0,70	–1,13	0,17
Узкие фракции каталитического крекинг-керосина	1,29	–1,94	0,48
Узкие фракции каталитического крекинг-газоля	0,32	–0,66	0,09
Продукты переработки котур-тепинской нефти	0,54	–1,54	0,38
Тяжелое сырье западносибирской нефти	0,50	–1,31	0,34
Фракции гидроочищенного вакуумного дистиллята западносибирской нефти	0,37	–2,39	0,43
Продукты висбрекинга	0,46	–1,87	0,39
Продукты глубокого крекинга (пиропласты)	0,30	–0,56	0,21
Бензины	1,90	–2,28	0,20
Дизельное топливо	0,40	–0,51	0,06
Реактивное топливо	0,69	–1,06	0,19
Масла	0,52	–1,45	0,31
Деасфальтированные масла	0,45	–0,94	0,21
Газовые конденсаты	1,16	–3,11	0,45

обученные по алгоритму байесовской регуляризации нейронные сети с тремя скрытыми слоями с архитектурой (2-50-20-50-1), показавшие высокую степень соответствия значений m , σ и ε/k , определенных по экспериментальным данным о плотности нефтепродуктов, и их прогнозных значений. Тестирование уравнения состояния PC-SAFT с прогнозными значениями m , σ и ε/k в широком интервале температур и давлений показало, что средняя погрешность расчета плотности сопоставима с погрешностью ее измерения.

Установлено, что погрешность прогнозирования плотности мало зависит от широты диапазонов изменения температуры и давления и от широты диапазонов изменения физико-химических свойств нефтепродуктов. Для легких и тяжелых образцов она имеет один порядок. Эта погрешность сильно зависит от точности задания физико-химических свойств и, следовательно, от точности определения параметров модели PC-SAFT. Установлено, что точность задания мольной массы влияет на качество прогнозирования плотности меньше, чем точность задания относительной плотности.

Тестирование методики с привлечением дополнительных данных показало, что в целом для легких продуктов погрешность прогнозирования плотности имеет систематический характер, а для более тяжелых и тяжелых – случайный характер, причем погрешность уменьшается с ростом мольной массы и относительной плотности образца. Это объясняется тем, что именно для таких веществ определялись параметры модели PC-SAFT.

Предложены двухпараметрические уравнения для определения m , σ и ε/k как функций M и ρ_4^{20} , обеспечивающие среднюю погрешность расчета плотности по уравнению состояния PC-SAFT 0,5 %. Отмечено, что их точность не уступает нейросетевым моделям. Применение уравнений признано целесообразным в условиях отсутствия эмпирической информации о плотности нефтепродуктов.

Имеются все основания говорить о перспективности использования ИНС при прогнозировании теплофизических свойств нефтепродуктов в практической деятельности организаций, занимающихся проектированием процессов и аппаратов нефтепереработки и нефтехимии.

Список литературы

1. Рид Р. Свойства газов и жидкостей: справ. пособие / Р. Рид, Дж. Праусниц, Т. Шервуд. – Л.: Химия, 1982. – 592 с.
2. Григорьев Б.А. Теплофизические свойства нефти, нефтепродуктов, газовых конденсатов и их фракций / Б.А. Григорьев, Г.Ф. Богатов, А.А. Герасимов; под ред. Б.А. Григорьева. – М.: МЭИ, 1999. – 373 с.
3. Yan W. Equations of state for the calculation of fluid-phase equilibria / W. Yan, R.J. Sadus // *AIChE Journal*. – 2000. – Т. 46(1). – С. 169–196. – DOI: 10.1002/aic.690460119.
4. Александров И.С. Моделирование термодинамических свойств и фазовых равновесий углеводородов и сложных углеводородных смесей на основе фундаментальных уравнений состояния: дис. ... д-ра тех. наук: 01.04.14: защищена 25.03.2020 / И.С. Александров. – Казань, 2020. – 504 с.
5. Gross J. Application of perturbation theory to a hard-chain reference fluid: an equation of state for square-well chains / J. Gross, G. Sadowski // *Fluid Phase Equilibria*. – 2000. – Т. 168. – С. 183–199. – DOI: 10.1016/S0378-3812(00)00302-2.
6. Gross J. Perturbed-Chain SAFT: An equation of state based on a perturbation theory for chain molecules / J. Gross, G. Sadowski // *Ind. Eng. Chem. Res.* – 2001. – Т. 40. – С. 1244–1260. – DOI: 10.1021/ie0003887.
7. Assareh M. PC-SAFT modeling of petroleum reservoir fluid phase behavior using new correlations for petroleum cuts and plus fractions / M. Assareh, C. Ghotbi, M. Tavakkoli et al. // *Fluid Phase Equilibria*. – 2016. – Т. 408. – С. 273–283. – DOI: 10.1016/j.fluid.2015.10.032.
8. Perez A.G. Comparative study of vapour-liquid equilibrium and density modelling of mixtures related to carbon capture and storage with the SRK, PR, PC-SAFT and SAFT-VR Mie equations of state for industrial uses / A.G. Perez, C. Coquelet, P. Paricaud et al. // *Fluid Phase Equilibria*. – 2017. – Т. 440. – С. 19–35. – DOI: 10.1016/j.fluid.2017.02.018.
9. Yan W. PVT modeling of reservoir fluids using PC-SAFT EoS and Soave-BWR EoS / W. Yan, F. Varzandeh, E.H. Stenby // *Fluid Phase Equilibria*. – 2015. – Т. 386. – С. 96–124. – DOI: 10.1016/j.fluid.2014.11.022.
10. Burgess W.A. Experimental and predictive PC-SAFT modeling results for density and isothermal compressibility for two crude oil samples at elevated temperatures and pressures / W.A. Burgess, B.A. Bamgbade, I.K. Gamwo // *Fuel*. – 2018. – Т. 218. – С. 385–395. – DOI: 10.1016/J.FUEL.2017.12.101.

11. Hosseiniifar P. Developing a new model for the determination of petroleum fraction PC-SAFT parameters to model reservoir fluids / P. Hosseiniifar, M. Assareh, C. Ghotbi // *Fluid Phase Equilibria*. – 2016. – Т. 412. – С. 145–157. – DOI: 10.1016/j.fluid.2015.12.044.
12. Liang X. On petroleum fluid characterization with the PC-SAFT equation of state / X. Liang, W. Yan, K. Thomsen et al. // *Fluid Phase Equilibria*. – 2014. – Т. 375. – С. 254–268. – DOI: 10.1016/j.fluid.2014.05.005.
13. Panuganti S.R. PC-SAFT characterization of crude oils and modeling of asphaltene phase behavior / S.R. Panuganti, F.M. Vargas, D.L. Gonzalez et al. // *Fuel*. – 2012. – Т. 93. – С. 658–669. – DOI: 10.1016/j.fuel.2011.09.028.
14. Punnapala S. Revisiting the PC-SAFT characterization procedure for an improved asphaltene precipitation prediction / S. Punnapala, F.M. Vargas // *Fuel*. – 2013. – Т. 108. – С. 417–429. – DOI: 10.1016/j.fuel.2012.12.058.
15. Masoudi M. Modified PC-SAFT characterization technique for modeling asphaltenic crude oil phase behavior / M. Masoudi, R. Miri, H. Hellevang et al. // *Fluid Phase Equilibria*. – 2020. – Т. 513. – С. 112545. – DOI: 10.1016/j.fluid.2020.112545.
16. Григорьев Б.А. Прогнозирование плотности сложных углеводородных систем на основе уравнения состояния PC-SAFT / Б.А. Григорьев, Д.В. Болдырев // *Вести газовой науки*. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2020. – № 3 (45): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – С. 163–171.
17. Расторгуев Ю.Л. Экспериментальное исследование плотности Мангышлакской нефти и ее фракций / Ю.Л. Расторгуев, Б.А. Григорьев, Н.В. Шевченко и др. // *Физико-химия нефтей, нефтепродуктов, вопросы их добычи, подготовки, транспорта и хранения: III Республиканская научно-техническая конференция по нефтехимии*. – Гурьев: Институт химии нефти и природных солей АН КазССР, 1974. – Т. 3. – С. 168–178.
18. Расторгуев Ю.Л. Исследование плотности фракций нефтесмеси месторождений Жетыбай и Узень в интервале температур $-40 \div 200$ °С и давлении до 600 бар / Ю.Л. Расторгуев, Б.А. Григорьев, Н.В. Шевченко и др. // *Тезисы докладов Всесоюзного совещания по теории и практике ректификации нефтяных смесей*. – Уфа: Башкирский научно-исследовательский институт по переработке нефти, 1975. – С. 85–88.
19. Шевченко Н.В. Экспериментальное исследование плотности нефтей и прямогонных нефтяных фракций до давления 60 МПа: автореферат дис. ... канд. техн. наук: 15.14.05 / Н.В. Шевченко. – Грозный, 1978. – 18 с.
20. Магомадов А.С. Теплофизические свойства высоковязких нефтей и их водных эмульсий в области высоких температур и давлений: дис. ... д-ра физ.-мат. наук: 01.04.07 / А.С. Магомадов. – Краснодар, 2006. – 344 с.
21. Химмельблау Д. Прикладное нелинейное программирование / Д. Химмельблау. – М.: Мир, 1974. – 534 с.: ил.
22. Boldyrev D. An approach to multidimensional nonlinear optimization / D. Boldyrev, A. Pashkovskiy // 2018 International multi-conference on industrial engineering and modern technologies (FarEastCon). – 2018. – Т. 1. – С. 1–5. – DOI: 10.1109/fareastcon.2018.8602486.
23. Niebur D. Neural networks / D. Niebur, G.K. Venayagamoorthy, E. Gursoy // *Advanced solutions in power systems: HVDC, FACTS, and artificial intelligence* / M. Eremia, C.-C. Liu, A.-A. Edris (eds.). – Hoboken, NJ: Wiley-IEEE Press, 2016. – С. 755–783. – DOI: 10.1002/9781119175391.
24. Du K.-L. Neural networks in a softcomputing framework / K.-L. Du, M.N.S. Swamy. – London: Springer-Verlag, 2006. – 610 с. – DOI: 10.1007/1-84628-303-5.
25. Torabi F. The development of an artificial neural network model for prediction of crude oil viscosities / F. Torabi, A. Abedini, R. Abedini // *Petroleum Science and Technology*. – 2011. – Т. 29. – С. 804–816. – DOI: 10.1080/10916460903485876.
26. Thomas L. Discovery of optimal neurons and hidden layers in feed-forward neural network / L. Thomas, M.V. Manoj Kumar, B. Annappa // 2016 IEEE International conference on emerging technologies and innovative business practices for the transformation of societies (EmergiTech). – 2016. – С. 286–291. – DOI: 10.1109/emergitech.2016.7737353.
27. Wilamowski B.M. Comparison of training algorithms and network architectures / B.M. Wilamowski // *IEEE 17th International conference on intelligent engineering systems (INES)*. – 2013. – DOI: 10.1109/ines.2013.6632792.
28. Chen H. A fast learning strategy for multilayer feedforward neural networks / H. Chen, H. Zhong, H. Yuan et al. // *6th World congress on intelligent control and automation*. – 2006. – Т. 1. – С. 3019–3023. – DOI: 10.1109/wcica.2006.1712920.

29. Dowla F.U., Rogers L.L. Neural networks: methods and algorithms / F.U. Dowla, L.L. Rogers // Solving problems in environmental engineering and geosciences with artificial neural networks. – Cambridge, MA: MIT Press, 2003. – С. 15–39.
30. Yue Zh. Bayesian regularization BP Neural Network model for predicting oil-gas drilling cost / Zh. Yue, Zh. Songzheng, L. Tianshi // IEEE International conference on business management and electronic information. – 2011. – Т. 2. – С. 483–487. – DOI: 10.1109/ICBMEI.2011.5917952.
31. Payal A. Comparative analysis of Bayesian regularization and Levenberg-Marquardt training algorithm for localization in wireless sensor network / A. Payal, C.S. Rai, B.V.R. Reddy // 15th International conference on advanced communications technology (ICACT). – 2013. – С. 191–194.
32. Saravanan K. Review on classification based on artificial neural networks / K. Saravanan, S. Sasithra // International Journal of Ambient Systems and Applications (IJASA). – 2014. – Т. 2. – С. 11–18. – DOI: 10.5121/ijasa.2014.2402.
33. Ghanbari S. Prediction of degree of crystallinity for the LTA zeolite using artificial neural networks / S. Ghanbari, B. Vaferi // Mater. Sci.-Pol. – 2017. – Т. 35. – С. 486–495. – DOI: 10.1515/msp-2017-0044.
34. Khalifeh A. Intelligent assessment of effect of aggregation on thermal conductivity of nanofluid – comparison by experimental data and empirical correlations / A. Khalifeh, B. Vaferi // Thermochim. Acta. – 2019. – Т. 681. – DOI: 10.1016/j.tca.2019.178377.
35. Григорьев Б.А. Моделирование термодинамических свойств и фазовых равновесий нефтяных и газоконденсатных систем на основе уравнения состояния PC-SAFT / Б.А. Григорьев, И.С. Александров, А.А. Герасимов // Газовая промышленность. – 2018. – № 6. – Т. 769. – С. 52–57.
36. Liang X. Modeling the liquid–liquid equilibrium of petroleum fluid and polar compounds containing systems with the PC-SAFT equation of state / X. Liang, W. Yan, K. Thomsen et al. // Fluid Phase Equilibria. – 2015. – Т. 406. – С. 147–155. – DOI: 10.1016/j.fluid.2015.07.042.
37. Григорьев Б.А. Моделирование термодинамических свойств и фазового поведения углеводородов и сложных углеводородных смесей на основе нового PC-SAFT-уравнения состояния / Б.А. Григорьев, И.С. Александров // Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – 2018. – № 4. – Т. 36. – С. 237–248.
38. Khoshnamvand Y. Phase behavior modeling for gas condensate fluids with PC-SAFT and an improved binary interaction coefficient model / Y. Khoshnamvand, M. Assareh, B.M. Davoudi // Fluid Phase Equilibria. – 2017. – Т. 444. – С. 37–46. – DOI: 10.1016/j.fluid.2017.04.019.
39. Дрейпер Н. Прикладной регрессионный анализ: в 2 кн. / Н. Дрейпер, Г. Смит. – М.: Финансы и статистика, 1987. – Кн. 2. – 351 с. : ил.

Application of machine learning technology in predicting the complex hydrocarbon systems density

B.A. Grigoryev^{1,2}, D.V. Boldyrev^{3*}, A.I. Koldaev³

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

² Oil and gas research institute of Russian Academy of Sciences, Bld. 3, Gubkina street, Moscow, 119333, Russian Federation

³ North-Caucasus Federal University, Bld. 1, Pushkina street, Stavropol, 355017, Russian Federation

* E-mail: dboldyrev@ncfu.ru

Abstract. A new approach to the use of the PC-SAFT equation of state to determine the density of petroleum products is suggested. A “quasi single-liquid” model was used, according to which a petroleum product was considered as a substance with a known molar mass M and a relative density ρ_0^{20} . The m , σ and ε/k parameters of the PC-SAFT equation of state were found by processing data on the density of 62 samples in the temperature range 20...200 °C at pressures up to 60 MPa. The samples differed significantly in their physicochemical properties and group hydrocarbon composition. Machine learning technology is used to predict the values of m , σ and ε/k . Models of artificial neural networks with a different number of hidden layers have been studied, the training and cross-validation of which were carried out using a training dataset using various algorithms. The prediction quality was assessed

using a test dataset that was not included in the training. According to the criteria of maximum accuracy and minimum computational costs for the independent determination of each parameter, a neural network with three hidden layers with an architecture (2-50-20-50-1) trained according to the Bayesian regularization algorithm is recognized as the best. It showed a high degree of correspondence between the m , σ and ε/k values determined from experimental data on the density of petroleum products, and their predicted values. Testing of the PC-SAFT equation of state with predicted values of m , σ and ε/k in a wide range of temperatures and pressures showed that the average error in calculating density is comparable to the error in its measurement.

Two-parameter equations are suggested for determining m , σ and ε/k as functions of M and $\rho_4^{p_0}$, providing an average error of 0.5 % in calculating density according to the PC-SAFT equation of state. Their use is considered appropriate in the absence of empirical information on the density of petroleum products.

Keywords: petroleum products, density, density prediction, density calculation, PC-SAFT equation of state, artificial neural network, machine learning.

References

1. REID, R.C, J.M. PRAUSNITZ, Th.K. SHERWOOD. *The properties of gases and liquids* [Svoystva gazov i zhidkostey]. Translated from Engl. Leningrad, USSR: Khimiya Publ, 1982 (in Russian).
2. GRIGORYEV, B.A. (ed.), G.F. BOGATOV, A.A. GERASIMOV. *Thermophysical properties of oil, oil products, gas condensates and their fractions* [Teplofizicheskiye svoystva nefti, nefteproduktov, gazovykh kondensatov i ikh fraktsiy]. Moscow: MPEI, 1999. (Russ.).
3. YAN, W., R.J. SADUS. Equations of state for the calculation of fluid-phase equilibria. *AIChE Journal*, 2000, vol. 46, no. 1, pp. 169–96. ISSN 0001-1541. DOI: 10.1002/aic.690460119.
4. ALEKSANDROV, I.S. *Simulation of thermodynamical properties and phase equilibria of hydrocarbons and complex hydrocarbon mixtures using fundamental equations of state* [Modelirovaniye termodinamicheskikh svoystv i fazovykh ravnesiy uglevodorodov i slozhnykh uglevodorodnykh smesey na osnove fundamentalnykh uravneniy sostoyaniya]. Doctoral thesis (Engineering). Kazan National Research Technical University named after A. N. Tupolev, 2020. (Russ.).
5. GROSS, J., G. SADOWSKI. Application of perturbation theory to a hard-chain reference fluid: an equation of state for square-well chains. *Fluid Phase Equilibria*, 2000, vol. 168, pp. 183–199. ISSN 0378-3812. DOI: 10.1016/S0378-3812(00)00302-2.
6. GROSS, J., G. SADOWSKI. Perturbed-Chain SAFT: An equation of state based on a perturbation theory for chain molecules. *Ind. Eng. Chem. Res.*, 2001, vol. 40, pp. 1244–1260. ISSN 0888-5885. DOI: 10.1021/ie0003887.
7. ASSAREH, M., C. GHOTBI, M. TAVAKKOLI, et al. PC-SAFT modeling of petroleum reservoir fluid phase behavior using new correlations for petroleum cuts and plus fractions. *Fluid Phase Equilibria*, 2016, vol. 408, pp. 273–283. ISSN 0378-3812. DOI: 10.1016/j.fluid.2015.10.032.
8. PEREZ, A.G., C. COQUELET, P. PARICAUD, et al. Comparative study of vapour-liquid equilibrium and density modelling of mixtures related to carbon capture and storage with the SRK, PR, PC-SAFT and SAFT-VRMie equations of state for industrial uses. *Fluid Phase Equilibria*, 2017, vol. 440, pp. 19–35. ISSN 0378-3812. DOI: 10.1016/j.fluid.2017.02.018.
9. YAN, W., F. VARZANDEH, E.H. STENBY. PVT modeling of reservoir fluids using PC-SAFT EoS and Soave-BWR EoS. *Fluid Phase Equilibria*, 2015, vol. 386, pp. 96–124. ISSN 0378-3812. DOI: 10.1016/j.fluid.2014.11.022.
10. BURGESS, W.A., B.A. BAMGBADE, I.K. GAMWO. Experimental and predictive PC-SAFT modeling results for density and isothermal compressibility for two crude oil samples at elevated temperatures and pressures. *Fuel*, 2018, vol. 218, pp. 385–395. ISSN 0016-2361. DOI: 10.1016/J.FUEL.2017.12.101.
11. HOSSEINIFAR, P., M. ASSAREH, C. GHOTBI. Developing a new model for the determination of petroleum fraction PC-SAFT parameters to model reservoir fluids. *Fluid Phase Equilibria*, 2016, vol. 412, pp. 145–157. ISSN 0378-3812. DOI: 10.1016/j.fluid.2015.12.044.
12. LIANG, X., W. YAN, K. THOMSEN, et al. On petroleum fluid characterization with the PC-SAFT equation of state. *Fluid Phase Equilibria*, 2014, vol. 375, pp. 254–268. ISSN 0378-3812. DOI: 10.1016/j.fluid.2014.05.005.
13. PANUGANTI, S.R., F.M. VARGAS, D.L. GONZALEZ, et al. PC-SAFT characterization of crude oils and modeling of asphaltene phase behavior. *Fuel*, 2012, vol. 93, pp. 658–669. ISSN 0016-2361. DOI: 10.1016/j.fuel.2011.09.028.
14. PANUGANTI, S.R., F.M. VARGAS. Revisiting the PC-SAFT characterization procedure for an improved asphaltene precipitation prediction. *Fuel*, 2013, vol. 108, pp. 417–429. ISSN 0016-2361. DOI: 10.1016/j.fuel.2012.12.058.
15. MASOUDI, M., R. MIRI, H. HELLEVANG, et al. Modified PC-SAFT characterization technique for modeling asphaltenic crude oil phase behavior. *Fluid Phase Equilibria*, 2020, vol. 513, pp. 112545. ISSN 0378-3812. DOI: 10.1016/j.fluid.2020.112545.

16. GRIGORYEV, B.A., D.V. BOLDYREV. Complex hydrocarbon systems density prediction based on the PC-SAFT equation of state [Prognozirovanie plotnosti slozhnyh uglevodorodnyh sistem na osnove uravneniya sostoyaniya PC-SAFT]. *Vesti Gazovoy Nauki*, Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2020, no. 3 (45): Modern approaches and promising technologies in projects for the development of oil and gas fields on the Russian shelf, pp. 163–171. ISSN 2306-9849. (Russ.).
17. RASTORGUEV, U.L., B.A. GRIGORYEV, N.V. SHEVCHENKO et al. Experimental research of the Mangyshlak oil and its fractions density [Eksperimental'noe issledovanie plotnosti Mangyshlakskej nefi i ee frakcij]. *Fiziko-himiya neftej, nefteproduktov, voprosy ih dobychi, podgotovki, transporta i hraneniya*. Gur'ev, Institut khimii nefi i prirodnykh solej AN KAZ. SSR, 1974, vol. 3, pp. 168–178. (Russ.).
18. RASTORGUEV, U.L., B.A. GRIGORYEV, N.V. SHEVCHENKO et al. Research of the Zhetybai and Uzen fields oil mixture fractions density in the range of temperatures $-40\div 200$ °C and pressure up to 600 bar [Issledovanie plotnosti frakcij neftesmesi mestorozhdenij Zhetybaj i Uzen' v intervale temperatur $-40\div 200$ °C i davlenij do 600 bar]. *Tezisy dokladov vsesoyuznogo soveshchaniya po teorii i praktike rektifikacii neftyanyh smesej*. Ufa, Bashkirskii nauchno-issledovatel'skij institut po pererabotke nefi, 1975, pp. 85–88. (Russ.).
19. SHEVCHENKO, N.V. *Experimental study of the oils and straight-run oil fractions density up to a pressure of 60 MPa* [Eksperimental'noe issledovanie plotnosti neftei i pryamogonnykh neftyanykh fraktsii do davleniya 60 MPa]. Synopsis of Ph. D. thesis. Grozny Oil Institute, 1978. (Russ.).
20. MAGOMADOV, A.S. *Thermophysical properties of high viscosity oils and their aqueous emulsions at high temperatures and pressures* [Teplofizicheskie svoystva vysokovyazkih neftej i ih vodnyh emul'sij v oblasti vysokih temperatur i davlenij]. Doctoral thesis (Engineering). Kuban State Technological University, 2006. (Russ.).
21. HIMMELBLAU, D.M. *Applied nonlinear programming* [Prikladnoye nelineynoye programmirovaniye]. Translated from Engl. Moscow: Mir, 1974. (Russ.).
22. BOLDYREV, D., A. PASHKOVSKIY. An approach to multidimensional nonlinear optimization. In: *2018 International multi-conference on industrial engineering and modern technologies (FarEastCon)*, 2018, vol. 1, pp. 1–5. DOI: 10.1109/fareastcon.2018.8602486a.
23. NIEBUR, D., G.K. VENAYAGAMOORTHY, E. GURSOY. Neural networks. In: EREMIYA, M., C.-C. LIU, A.-A. EDRIS (eds.). *Advanced solutions in power systems: HVDC, FACTS, and artificial intelligence*. Hoboken, NJ: Wiley-IEEE Press, 2016, pp. 755–783. DOI: 10.1002/9781119175391.
24. DU, K.-L., M.N.S. SWAMY. *Neural networks in a softcomputing framework*. London: Springer-Verlag, 2006. DOI: 10.1007/1-84628-303-5.
25. TORABI, F., A. ABEDINI, R. ABEDINI. The development of an artificial neural network model for prediction of crude oil viscosities. *Petroleum Science and Technology*, 2011, vol. 29, no. 8, pp. 804–816. ISSN 1091-6466. DOI: 10.1080/10916460903485876.
26. THOMAS, L., M.V. MANOJ KUMAR, B. ANNAPPA. Discovery of optimal neurons and hidden layers in feed-forward Neural Network. In: *2016 IEEE International conference on emerging technologies and innovative business practices for the transformation of societies (EmergiTech)*, pp. 286–291. DOI: 10.1109/EmergiTech.2016.7737353.
27. WILAMOWSKI, B.M. Comparison of training algorithms and network architectures. In: *IEEE 17th International conference on intelligent engineering systems (INES)*, 2013, p. 11. DOI: 10.1109/ines.2013.6632792.
28. CHEN, H., H. ZHONG, H. YUAN, et al. A fast learning strategy for multilayer feedforward neural networks. In: *6th World congress on intelligent control and automation*, 2006, vol. 1, pp. 3019–3023. DOI: 10.1109/wcica.2006.1712920.
29. DOWLA, F.U., L.L. ROGERS. Neural networks: methods and algorithms. In: *Solving problems in environmental engineering and geosciences with artificial neural networks*. Cambridge, MA: MIT Press, 2003, pp. 15–39.
30. YUE, Zh., Zh. SONGZHENG, L. TIANSHI. Bayesian regularization BP Neural Network model for predicting oil-gas drilling cost. In: *International conference on business management and electronic information*, IEEE, 2011, vol. 2, pp. 483–487. DOI: 10.1109/ICBMEI.2011.5917952.
31. PAYAL, A., C.S. RAI, B.V.R. REDDY. Comparative analysis of Bayesian regularization and Levenberg-Marquardt training algorithm for localization in wireless sensor network. In: *15th International conference on advanced communications technology (ICACT)*, 2013, pp. 191–194.
32. SARAVANAN, K., S. SASITHRA. Review on classification based on artificial neural networks. *International Journal of Ambient Systems and Applications (IJASA)*, 2014, vol. 2, no. 4, pp. 11–18. ISSN 2320-9259. DOI: 10.5121/ijasa.2014.2402.
33. GHANBARI, S., B. VAFERI. Prediction of degree of crystallinity for the LTA zeolite using artificial neural networks. *Mater. Sci.-Pol.*, 2017, vol. 35, no. 3, pp. 486–495. ISSN 1369-8001. DOI: 10.1515/msp-2017-0044.
34. KHALIFEH, A., B. VAFERI. Intelligent assessment of effect of aggregation on thermal conductivity of nanofluid – Comparison by experimental data and empirical correlations. *Thermochim. Acta*, 2019, vol. 681, no. 178377. ISSN 0040-6031. DOI: 10.1016/j.tca.2019.178377.

35. GRIGORYEV, B.A., I.S. ALEKSANDROV, A.A. GERASIMOV. Modelling of thermodynamic properties and phase equilibria of oil and gas-condensate systems basing on the PC-SAFT equation of state [Modelirovaniye termodinamicheskikh svoystv i fazovykh ravnovesiy neftyanykh i gazokondensatnykh sistem na osnove uravneniya sostoyaniya PC-SAFT]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2018, no. 6(769), pp. 52–57. ISSN 0016-5581. (Russ.).
36. LIANG, X., W. YAN, K. THOMSEN, et al. Modeling the liquid–liquid equilibrium of petroleum fluid and polar compounds containing systems with the PC-SAFT equation of state. *Fluid Phase Equilibria*, 2015, vol. 406, pp. 147–155. DOI: 10.1016/j.fluid.2015.07.042.
37. ALEKSANDROV, I.S., B.A. GRIGORYEV. Modeling of thermodynamic properties and phase behavior of hydrocarbons and complex hydrocarbon mixtures based on the new PC-SAFT equation of state [Modelirovaniye termodinamicheskikh svoystv i fazovogo povedeniya uglevodorodov i slozhnykh uglevodorodnykh smesey na osnove novogo PC-SAFT-uravneniya sostoyaniya]. *Vesti Gazovoy Nauki*, 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. 237–248. ISSN 2306-9849. (Russ.).
38. KHOSHNAMVAND, Y., M. ASSAREH, B.M. DAVOUDI. Phase behavior modeling for gas condensate fluids with PC-SAFT and an improved binary interaction coefficient model. *Fluid Phase Equilibria*, 2017, vol. 444, pp. 37–46. ISSN 0378-3812. DOI: 10.1016/j.fluid.2017.04.019.
39. DRAPER, N.R., SMITH, H. *Applied Regression Analysis* [Prikladnoj regressionnyj analiz]. Translated from Engl. Moscow: Finansy i statistika, 1987. (Russ.).

UDC 536.775

Gibbs' phase rule in single-component systems

Beycan Ibrahimoglu^{1*}, B.A. Grigoryev^{2,3}

¹ Ankara Science University, Çamlıca Mah. Anadolu Bulvarı No:16A/1 Yenimahalle, Ankara, Turkey

² Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

³ Oil and gas research institute of Russian Academy of Sciences, Bld. 3, Gubkina street, Moscow, 119333, Russian Federation

* E-mail: beycanibrahimoglu@yahoo.com

Abstract. The Gibbs phase rule is historically known as one of the oldest and most respected rule of thermodynamics. The phase rule derived from thermodynamic principles is the fundamental law of phase equilibrium, it establishes a quantitative relationship between the number of phases, the number of components, and the number of degrees of freedom in a system. Gibbs phase rule is one of the important aspects of the field of basic sciences and covers only solid, liquid and vapor phases. The fact that the system representing three phases has different degrees of freedom indicates that this system is generally in an unstable state. However, a pure substance consists of four main phases. In this study, the pressure–temperature phase diagram of benzene was drawn assuming that four phases exist together. This diagram shows that although four phases are together, three phases, solid, liquid and gaseous, are always in balance.

Keywords:

Gibbs' phase rule, phase diagrams, P-T phase diagram of benzene, plasma, liquid-solid and liquid-vapor equilibrium curves, critical points.

The conventional pressure (P) – temperature (T) phase diagram of a pure substance graphically represents only three phases. In 1876, J. Gibbs established a law derived from thermodynamic principles that explains the equilibrium conditions of the phase diagram, which represents only three phases in a single-component system. Gibbs' phase rule is applicable to both physical and chemical equilibria and is a convenient method of classifying equilibrium states in terms of phases, components and degrees of freedom. It also helps to predict the behaviour of a system under different sets of variables. It provides information about the possibility of existence of various substances under a given set of conditions.

Gibbs' phase rule relates the number of degrees of freedom to the number of coexisting phases and the number of components. Additionally, the phase rule is a fundamental principle in materials thermodynamics that describes the nature of phase boundaries in phase diagrams. Despite being almost 150 years old, Gibbs's phase rule is still a useful tool in many different disciplines, such as physics, chemistry, geology, material science etc. However, the fourth state of matter, discovered by W. Crookes in 1879 and defined as “plasma” by I. Langmuir in 1928, was accepted in the history of science [1].

It is understandable that the fourth phase of matter, which was accepted in 1928, was not included in the phase rule derived by Gibbs in 1876. But it is not easy to understand why the fourth state of matter “plasma” has still not been included in the P – T phase diagram for nearly 100 years. Plasma's inclusion in the phase diagram, which is one of the most current problems of today, is a subject studied by researchers. Based on the own works done over a period of more than 50 years, authors believe that it will be possible to determine the position of the plasma by eliminating the uncertainties inherent in a single-component system. A fundamental point on the liquid-solid equilibrium curve determined by the termination of the liquid phase will determine the position of the plasma on the P – T phase diagram.

Examining the uncertainties in the P – T phase diagram of a pure substance

Uncertainties in the P – T phase diagram of a pure substance:

- 1) critical pressure state in the liquid-vapor balance curve;
- 2) the state of the critical point in the liquid-solid equilibrium curve;
- 3) position of plasma in a P – T phase diagram;

4) thermodynamic equilibrium state of a single-component system.

Since the liquid phase is located between the liquid and solid phases, it represents both phases, and the liquid phase passes into the gas phase at the critical point depending on temperature. At the critical point, temperature represents both phases, while pressure represents only the liquid phase and cannot be considered as critical pressure because it does not represent the gas phase. On the liquid-vapor equilibrium curve, only the temperature is in a critical state (T_{cr}). At this point, the pressure is the pressure corresponding to the temperature only [2–5].

The state of the critical point in the liquid-solid equilibrium curve. By cooling the liquid phase under constant pressure, there is a critical point at the liquid-solid equilibrium where the liquid phase freezes and passes into the solid phase. Since the transition from liquid to solid depends on pressure, at this point the pressure is in a critical state (P_{cr}) and is valid for both phases. The temperature at this point is the temperature corresponding to the pressure and does not represent the critical state.

It has been reported that there is no critical point in experiments conducted on the solid-liquid phase transition of various substances at high pressure and temperature [6, 7]. However, in recent years, studies on the existence of a metastable state have obtained different results. The formation of a metastable state in phase transitions is both a physicochemical and natural phenomenon [8].

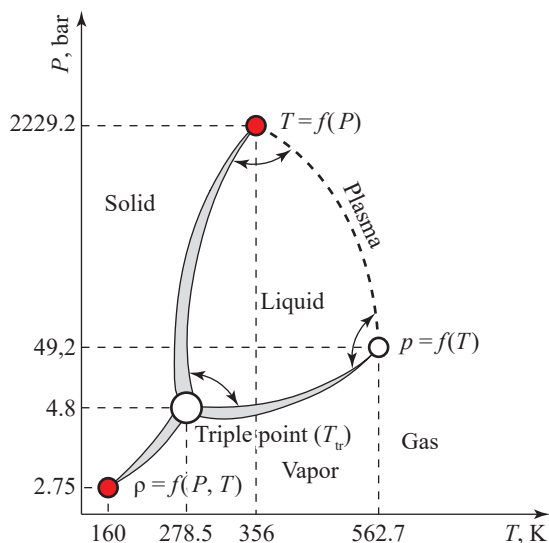


Fig. 1. P - T phase diagram of benzene in which four phases coexist

The metastable state, which is not a phase, occurs in melting, evaporation, sublimation and ionization equilibria. The existence period of the metastable state on the liquid-solid equilibrium curve decreases with increasing external pressure and ends at a certain pressure and temperature depending on the substance examined. The end point of the metastable state liquid-solid phase equilibrium is the singular point on the thermodynamic surface [9, 10]. A special experimental setup was developed to obtain a discontinuous metastable state on the liquid-solid equilibrium curve of benzene, and experiments were carried out by cooling the system at high pressures [11]. In the experiments, a basic point was determined at 2229,2 bar pressure and 356 K temperature by cooling benzene [12–15].

Position of plasma in P - T phase diagram (fig. 1, table). The first Plasma Roadmap was released in the publication, which shares the perspectives of leading researchers in various subfields of the science and technology of low-temperature plasma. It has been reported that new plasma exists in the phase transitions of the matter, especially at the point where the liquid-vapor equilibrium curve ends (ionization begins) [16]. In addition, assuming that ionization occurs at high pressures, the critical points of the evaporation and melting equilibrium curves were connected with a line. The line between two critical points is defined as the ionization equilibrium curve and determines the position of the plasma and shows that the four solid, liquid, gas and plasma phases coexist [17, 18].

Gibbs' Phase Rule. Gibbs has established a law derived from thermodynamic principles that explains the equilibrium conditions of the phase diagram, which represents only three phases in a single-component system. Gibbs phase rule is an extremely simple but elegant and useful law:

$$F = C - P + 2. \quad (1)$$

Here F is the degree of freedom, C is the number of components and P represents the phases.

The final equation for one-component systems ($C = 1$) can be written as

$$F = 1 + 2 - P = 3 - P. \quad (2)$$

The Gibbs phase rule is a fundamental law in thermodynamics that has been known for a long time and on which extensive studies have still been

Triple and critical points values where the four phases of benzene coexist

Liquid – Solid – Vapor (T_p)	Liquid – Plasma – Gas (T_{cr})	Liquid – Solid – Plasma (P_{cr})
$P = 4,8 \text{ bar}, T = 278,5 \text{ K}$	$P = 49,2 \text{ bar}, T = 562,5 \text{ K}$	$P = 2229,2 \text{ bar}, T = 356 \text{ K}$

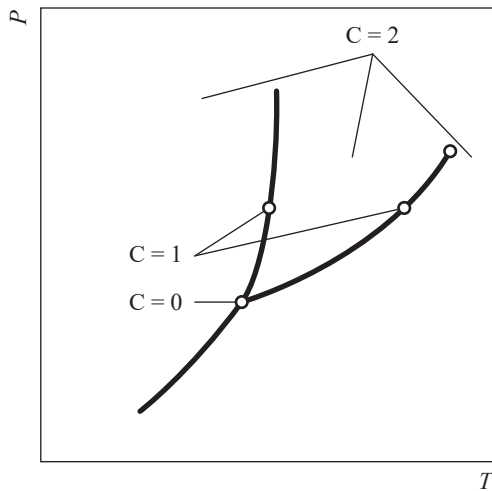


Fig. 2. Three-dimensional P - T phase diagram of a single-component system

carried out [19, 20]. The phase diagram showing the degrees of freedom according to Gibbs' phase rule is given in fig. 2.

Thermodynamic equilibrium state of a single-component system. A phase diagram is a graphical representation of the values of thermodynamic variables when equilibrium is established among the phases of a system. It also defines phase equilibrium conditions and clearly shows the changes in the properties of the system when the parameters of the system change. Phase diagrams are certainly a very useful tool for analyzing thermodynamic processes. According to Gibbs' phase rule, the degrees of freedom of the equilibrium curves separating the three phases are different. The general situation of this system is unstable.

Today, the applicability of the phase rule in single-component systems where four phases are together is a matter of debate. Here, the claims put forward and each of them were evaluated according to the Gibbs phase rule.

1. In a single-component system, four phases cannot be in equilibrium.

2. It is possible for the four phases to be in balance.

3. Plasma, discovered by W. Crookes in 1879 and defined as the fourth state of matter

by I. Langmuir in 1928, must be included in the P - T phase diagram.

First approach: Based on Gibbs' phase rule ($F = C + 2 - P$) for systems with one component ($C = 1$), when the number of phases is four ($P = 4$), the degree of freedom is $F = 1 + 2 - 4 = -1$. Since the degree of freedom cannot be less than zero, the four phases cannot be in equilibrium position [21].

Second approach is derived from the fact that the Gibbs' phase rule can be generalized so that four phases can coexist even in a single-component systems. In order to define the quadruple point, a monoatomic system interacting with a Stillinger-Weber potential with variable tetrahedrality is suggested [22, 23]. It indicates that the quadruple point provides flexibility in controlling multiple equilibrium phases and may be realized in systems with tunable interactions, which are nowadays feasible in several soft matter systems such as patchy colloids.

Third approach: the ionization balance line, the point at which the liquid phase transitions to the gas phase on the liquid-vapor equilibrium curve of benzene and the line connecting it with the critical point on the liquid-solid equilibrium curves where the liquid phase freezes and passes into the solid phase, determines the boundary range of the liquid phase and the location of the plasma (see fig. 1).

As can be seen from this diagram, although solid, liquid, vapor and plasma phases coexist, three of these phases are always in equilibrium. The liquid-solid-vapor phases of benzene are in equilibrium at the triple point, the liquid-plasma-gas phases are in equilibrium at the critical temperature point, and the liquid-solid-plasma is in equilibrium at the critical pressure point. Gibbs' phase rule for systems with one component ($C = 1$) is valid unchanged for systems with four phases in a row, $F = C - P + 2$. In addition, when the plasma is included in the P - T phase diagram, it is seen that although there are four phases together, there are always three phases and the entire system is in balance [4, 24, 25].

Results

Physicochemical analysis allows presents in mathematical and graphic form all information about possible phase equilibriums in the system under selected conditions. The existence of a fundamental point on the liquid-solid equilibrium curve of benzene was determined by metastable liquid transformation. According to Landau theory, during first-order phase transitions, the energy or density distribution function of the system should be bimodal, that is, have two maxima. The highest maximum corresponds to the most favorable stable state of the system, the second maximum corresponds to a less favorable metastable state. The emergence of critical points in the liquid-vapor, liquid-solid equilibrium curves as a result of metastable liquid transformation corresponds to the second maximum. In the classical phase diagram, the degrees of freedom in a single-component system according to the Gibbs' phase rule are known as bivariant, monovariant and invariant.

1. Bivariant system: $P = 1$; $F = 2$.
2. Monovariant system: $P = 2$; $F = 1$.
3. Invariant system: $P = 3$; $F = 0$.

As it can be seen, each system ends with different degrees of freedom.

However, the position of the plasma in the P - T phase diagram and the degrees of freedom do not change in single-component systems according to the Gibbs' phase rule.

1. Liquid-solid-vapor (triple point) ($P = 3$) $F = 2 + 1 - 3 = 0$ is stable.
2. Liquid-plasma-gas (critical temperature point) $F = 2 + 1 - 3 = 0$ is stable.
3. Liquid-solid-plasma (critical pressure point) $F = 2 + 1 - 3 = 0$ is stable.

In this case, the presence of plasma in the P - T phase diagram and the stable state of the degrees of freedom show that the entire system has become equilibrium state from imbalance state.

References

1. LANGMUIR, I. Oscillations in ionized gases. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 1928, vol. 14, no. № 8, pp. 627–637. ISSN 0027-8424.
2. İBRAHİMOĞLU, B., F. KARAKAYA, B. İBRAHİMOĞLU Jr. Determination of the real critical pressure and critical density of substances. *Academia Letters*, 2021, article no. 2704, ISSN 2771-9359. Available from: <https://doi.org/10.20935/AL2704>
3. İBRAHİMOĞLU, B., Y. SARİKAYA, B. İBRAHİMOĞLU Jr. *Critical parameters of pure substances*: preprint. Available from: <https://doi.org/10.21203/rs.3.rs-1861011/v1>
4. İBRAHİMOĞLU, B., B. İBRAHİMOĞLU Jr. *Critical states at phase transitions of pure substances*. Springer Nature, 2022. Available from: <https://doi.org/10.1007/978-3-031-09966-3>
5. İBRAHİMOĞLU, B., Y. SARİKAYA, A. VEZİROĞLU et al. Supercritical phases of hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2021, vol. 46, no. 65, pp. 32762–32767, ISSN 0360-3199. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.07.032>
6. BRİDGMAN, P.W. *The physics of high pressure*. London: G. Bell and sons, Ltd., 1949.
7. BRİDGMAN, W. Recent work in the field of high pressures. *Rev. of Modern Physics*, 1946, vol. 18, no. 1, ISSN 0034-6861.
8. CHENG, S.Z.D. *Phase transitions in polymers. The role of metastable states*. Elsevier, 2008, Chpt. 3: Concepts of metastable state, pp. 61–76. Available from: <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-51911-5.00003-7>
9. BARDUCCI, A., R. CASALBUONI, S. de CURTIS et al. Chiral phase transitions in QCD for finite temperature and density. *Phys. Rev.*, 1990, vol. 41, no. 5, ISSN 2643-1564. Available from: <https://doi.org/10.1103/PhysRevD.41.1610>
10. BAİDAKOV, V.G., S.P. PROTSENKO. Singular point of a system of Lennard-Jones particles at negative pressures. *Phys. Rev. Lett.*, 2005, vol. 95, no. 015701, ISSN 0031-9007.
11. FARZALİYEV, B.I., A.M. RAGİMOV. *Investigation of phase transitions in liquids* [İssledovaniye fazovykh perekhodov v zhidkostyakh]: preprint no. 1. Baku, USSR: Institute of Physics of the Azerbajdzan Academy of Sciences, 1984. (Russ.).
12. AZREG-AİNOU, M., A. HUSEYNOV, B. İBRAHİMOĞLU. Phase equilibrium and metastability of liquid benzene at high pressures. *Journal of Chemical Physics*, 2006, vol. 124, no. 204505, ISSN 0021-9606. Available from: <https://baskent.edu.tr/~azreg/Phase.pdf?ysclid=m1z2iu61cv149447528>

13. İBRAHİMOĞLU, B., Ch. KANBESH, İ.M. AHMEDOV. Phase transformations of benzene in terms of low temperatures and high pressures [Fazovyve prevrashcheniya benzola v usloviyakh nizkikh temperatur i vysokikh davleniy]. *Kimya Problemleri*, 2015, no. 4, pp. 367–371, ISSN 2221-8688. (Russ.).
14. İBRAHİMOĞLU, B., D. UNER, A. VEZİROĞLU et al. Construction of phase diagrams to estimate phase transitions at high pressures: A critical point at the solid liquid transition for benzene. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2021, vol. 46, no. 29, pp. 15168–15180, ISSN 0360-3199. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.02.010>
15. AZREG-AÏNOU, M., B. İBRAHİMOĞLU. High-pressure effects on the benzene pre-crystallization metastable states. *Eur Phys J E*, 2019, vol. 42, no. 8, article no. 96, ISSN 1292-8941. Available from: <https://doi.org/10.1140/epje/i2019-11863-2>.
16. ADAMOVIČH, I., S.D. BAALRUD, A. BOGAERTS et al. The 2017 Plasma Roadmap: Low temperature plasma science and technology. *Journal of Physics D: Applied Physics*, 2017, vol. 50, no. 32, article no. 323001, ISSN 0022-3727. Available from: <https://doi.org/10.1088/1361-6463/aa76f5>
17. İBRAHİMOĞLU, B., M. ZEKİ YILMAZOĞLU, F. KARAKAYA et al. Position of plasma in the phase diagram. *Journal of the Faculty of Engineering and Architecture of Gazi University*, 2022, vol. 37, no. 2, pp. 939–948, ISSN 1300-1884. Available from: <https://doi.org/10.17341/gazimmfd.847346>
18. İBRAHİMOĞLU, B., Y. SARIKAYA, B. İBRAHİMOĞLU Jr. Utilization of graphical method to determine the characteristics of desublimation equilibrium curve of benzonitrile. *International Journal of Modern Engineering Research*, 2022, vol. 12, no. 8, ISSN 2249-6645. Available from: <https://doi.org/10.5281/zenodo.7796154>
19. SUN, W., M.J. POWELL-PALM, J. CHEN. *The geometry of high-dimensional phase diagrams: I. Generalized Gibbs phase rule*: preprint. Ithaca, New York: Cornell University, 2021, arXiv:2105.01337. Available from: <https://arxiv.org/abs/2105.01337>
20. ALPER, J.S. The Gibbs phase rule revisited: Interrelationships between components and phases. *Journal of Chemical Education*, 1999, vol. 76, no. 11, article no. 1567, ISSN 1938-1328. Available from: <https://doi.org/10.1021/ed076p1567>
21. DÍAS, D.A., F.W.S. LÍMA, J.A. PLASCAK. Generalized Gibbs phase rule and multicriticality applied to magnetic systems. *Entropy*, 2022, vol. 24, no. 1, article no. 63, ISSN 1099-4300. Available from: <https://doi.org/10.3390/e24010063>
22. POTTER, S., E.G. EHLERS. Phase state of matter. In: *Britannica* [online]. Available from: <https://www.britannica.com/science/phase-state-of-matter>
23. AKAHANE, K., J. RUSSO, H. TANAKA. A possible four-phase coexistence in a single-component system. *Nature Communications*, 2016, no. 7, article no. 12599, ISSN 2041-1723. Available from: <https://doi.org/10.1038/ncomms12599>
24. İBRAHİMOĞLU, B., İBRAHİMOĞLU JR., E. BOLAYIR. Phase transitions and the phase diagrams. *SCIREA Journal of Chemistry*, 2021, vol. 6, no. 2, pp. 54–73, ISSN 2995-6943. Available from: <https://doi.org/10.54647/chemistry15237>.
25. İBRAHİMOĞLU, B., Y. SARIKAYA, B. İBRAHİMOĞLU Jr. *Critical parameters of pure substances*: preprint. 2022. Available from: <https://doi.org/10.21203/rs.3.rs-1861011/v1>

Правило фаз Гиббса для однокомпонентных систем

Б. Ибрагим оглы^{1*}, Б.А. Григорьев^{2,3}

¹ Научный университет Анкары (Ankara Bilim Üniversitesi), Турция, Анкара, Çamlıca Mah. Anadolu Bulvarı No:16A/1 Yenimahalle

² ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

³ Институт проблем нефти и газа РАН, Российская Федерация, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3

* E-mail: beycanibrahimoglu@yahoo.com

Тезисы. Правило фаз Гиббса общепризнано одним из старейших и наиболее уважаемых правил термодинамики. Оно выведено из фундаментальных законов фазового равновесия и определяет количественные взаимосвязи между числом фаз, числом компонентов и числом степеней свободы системы. Будучи важным элементом базовых наук, правило Гиббса распространяется только на твердую, жидкую

и паровую фазы вещества. Тот факт, что трехфазная система может иметь разное число степеней свободы, свидетельствует, что данная система нестабильна. Тем не менее, чистое вещество способно находиться в четырех основных фазовых состояниях. В статье представлена температурно-барическая диаграмма фазового равновесия бензола, составленная в предположении совместного сосуществования всех четырех фаз. Диаграмма показывает, что, несмотря на наличие всех четырех фаз, три фазы – твердая, жидкая и газообразная – всегда находятся в равновесии.

Ключевые слова: правило фаз Гиббса, фазовые диаграммы, фазовая диаграмма P – T для бензола, плазма, кривая равновесия жидкого и парообразного состояний, кривая равновесия жидкого и твердотельного состояний, критические точки.

УДК 622.324.:622.23.02

Влияние эффективного давления на некоторые петрофизические параметры горных пород

И.Б. Крюкова^{1*}, Е.Б. Григорьев¹, Ш.Ш. Нурматов¹, С.П. Цыбульский²

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

² АО «Организация «Агат», Российская Федерация, 125196, г. Москва, ул. Бутырский вал, д. 18, стр. 1

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

Тезисы. Одной из задач исследования керна является получение интерпретационных моделей, обеспечивающих количественную обработку данных геофизических исследований скважин. В условиях естественного залегания пласта давление и температура могут существенно изменить физические и коллекторские свойства пород.

Для оценки указанных изменений на установке высокого давления ПУМА-650 исследована коллекция образцов песчаников в условиях эффективного давления, меняющегося в пределах 2...37 МПа. Получены зависимости пористости в пластовых условиях от пористости в атмосферных условиях, параметра пористости от пористости, интервального времени пробега продольной волны от пористости. Полученные результаты имеют большой вес при построении петрофизических моделей.

Ключевые слова: петрофизические характеристики, термобарические условия, керн.

Исследование горных пород в пластовых условиях является одной из актуальных задач при поиске, разведке и разработке месторождений нефти и газа. Как известно, для количественной интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) необходимы интерпретационные модели, связывающие геофизические параметры с петрофизическими свойствами горных пород [1]. Таковыми связями являются $dt_p = f(K_p)$, $P_n = f(K_p)$, $P_n = f(K_v)$, где dt_p – интервальное время пробега продольной волны, K_p – коэффициент пористости, P_n – параметр пористости, P_n – параметр насыщения, K_v – коэффициент водонасыщенности, и др. [2].

Как известно изучение подобных связей позволяет оценить эффективность использования данных электрометрии и акустических исследований скважин. Кроме того, основной целью лабораторных исследований образцов пород коллекторов нефти и газа является получение информации об их фильтрационно-емкостных свойствах и литологических характеристиках. В этом направлении проведена большая работа, но влияние термобарических условий на характер изменений физических и коллекторских свойств горных пород все еще изучено недостаточно.

В.М. Добрыниным [3] показано, что изменение физических и коллекторских свойств коллекторов нефти и газа под влиянием эффективного давления ($P_{эф}$) объясняется их деформациями. Отмечено, «что физические свойства коллекторов в естественном залегании в значительной степени определяются объемом и структурой порового пространства. Но в связи с низкой сжимаемостью породообразующих минералов, слагающих скелет коллекторов, объемная деформация пористых пород должна возникнуть главным образом в результате уменьшения объема порового пространства. Следовательно, коэффициент сжимаемости пор коллекторов является одной из основных характеристик при изучении изменений физических свойств коллекторов от давления» [3].

С целью экспериментальной оценки влияния $P_{эф}$ на изменение физических и коллекторских свойств горных пород исследованы образцы горных пород с открытой пористостью в диапазоне 8,4...24,5 % и проницаемостью в диапазоне от 6 до 1624 мД. Большую часть исследованной выборки (85 %) составляют образцы 2-го и 3-го классов проницаемости по классификации А.А. Ханина [4] (рис. 1). Разрез представлен песчаниками мелкозернистыми, алевроитовыми и алевролитами песчаными с пленочным

глинистым цементом иллит-хлоритового состава. Изредка встречается карбонатный цемент. Регенерации кварца нет. Испытания образцов в условиях, моделирующих пластовые, проводились на установке ПУМА-650, которая позволяет проводить измерения проницаемости, скорости продольных и поперечных волн, электрического сопротивления и изменения объема порового пространства образцов горных пород при давлении всестороннего сжатия ($P_{вс}$) до 85 МПа, поровом давлении ($P_{пор}$) до 25 МПа и температуре (T) до 100 °С.

Для изучения деформационных процессов, происходящих в пласте при разработке месторождений, проведены экспериментальные исследования в условиях, моделирующих пластовые: $P_{вс} = 57$ МПа, $P_{пор} = 20$ МПа, $P_{эф} = 37$ МПа, $T = 80$ °С.

Как известно, при разработке месторождений происходит снижение пластового давления ($P_{пл}$), в результате чего увеличивается эффективное давление:

$$P_{эф} = P_{вс} - nP_{пл}, \quad (1)$$

где n – коэффициент разгрузки, зависящий от свойств пород (в нашем случае $n = 1$).

Предварительно экстрагированные, высушенные до постоянного веса и насыщенные моделью пластовой воды образцы помещались в камеру высокого давления. После этого постепенно, небольшими ступенями $P_{вс}$ увеличивали до 22 МПа и $P_{пор}$ – до 20 МПа, вследствие чего

достигалось начальное значение $P_{эф} = 2$ МПа. Затем, поддерживая $P_{пор}$ на уровне 20 МПа, ступенчато увеличивали $P_{вс}$ до 57 МПа, поднимая тем самым $P_{эф}$ до 37 МПа.

Параметр пористости определялся как отношение удельного электрического сопротивления водонасыщенного образца ($\rho_{вп}$) к удельному электрическому сопротивлению воды, насыщающей образец, ($\rho_{в}$):

$$P_{п} = \frac{\rho_{вп}}{\rho_{в}}. \quad (2)$$

Характер насыщения пород оценивается по связи $P_{п}$ с коэффициентом водонасыщенности.

$$P_{п} = \frac{\rho_{нп}}{\rho_{вп}}, \quad (3)$$

где $\rho_{нп}$ – удельное электрическое сопротивление нефтегазонасыщенной породы. В лабораторных исследованиях за $\rho_{нп}$ берут значение удельного электрического сопротивления частично насыщенных образцов горных пород с известным коэффициентом остаточной водонасыщенности.

Определение пористости. Как известно, влияние пластовых условий на горные породы приводит к уменьшению $K_{п}$, изменяются структура порового пространства и контакт между зернами, что в свою очередь изменяет как физические, так и коллекторские свойства изучаемых горных пород. Изменение $K_{п}$ под влиянием пластовых условий показано на зависимости пористости 100%-но водонасыщенных

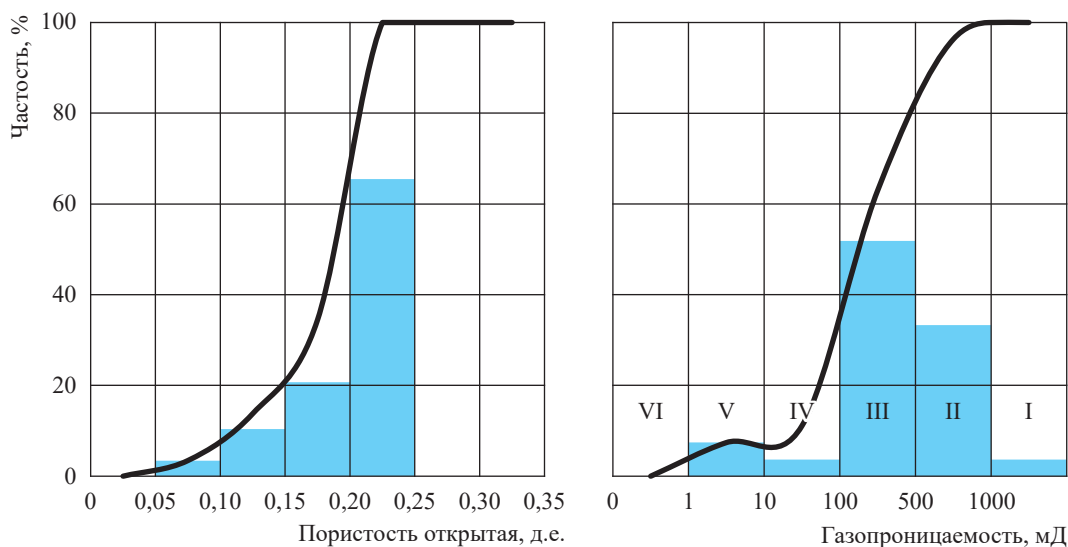


Рис. 1. Гистограммы распределения коллекторских свойств в атмосферных условиях

образцов горных пород в пластовых условиях от пористости в атмосферных условиях (рис. 2).

Значение пористости в пластовых условиях ниже ее значения в атмосферных условиях:

$$K_{п.пл} = 0,96K_{п.атм} - 0,003. \quad (4)$$

Анализ данных, полученных в результате увеличения $P_{эф}$ от 2 до 37 МПа, показывает, что $K_{п.пл}$ исследованных образцов уменьшается по отношению к $K_{п.атм}$. Полученное уравнение (4) с учетом высокой степени достоверности аппроксимации $R^2 = 0,99$ и коэффициента корреляции между параметрами $r = 0,99$ при необходимости может быть использовано для определения пористости в пластовых условиях по данным о пористости в атмосферных условиях.

Определение акустических характеристик. Как известно, данные акустического каротажа (АК) в совокупности с результатами измерений другими геофизическими методами используются для литологического расчленения разреза и определения $K_{п}$ по интервальному времени пробега продольной волны. Также известно, что акустические характеристики горных пород зависят от многих факторов, в том числе от литолого-минералогического состава, объема и структуры порового пространства, типа цемента, насыщенности порового

пространства флюидами, термобарических условий и др.

Полученные экспериментальные результаты позволили построить зависимости $dt_p = f(K_{п})$ для атмосферных и пластовых условий (рис. 3).

Анализ зависимости изменения интервального времени от пористости свидетельствует, что интервальное время продольной волны как в атмосферных ($dt_{п.атм}$), так и в пластовых ($dt_{п.пл}$) условиях увеличивается с ростом открытой пористости пород, и эти зависимости с достоверностью аппроксимации $R^2 = 0,72 \dots 0,77$ можно описать линейными уравнениями:

$$dt_{п.атм} = 7,69K_{п.атм} + 154,1, \quad (5)$$

$$dt_{п.пл} = 4,71K_{п.пл} + 153,9. \quad (6)$$

Для хорошо сцементированных терригенных и карбонатных пород, как правило, значения dt_p в скелете, полученные по зависимостям $dt_p = f(K_{п})$ для атмосферных и пластовых условий, равны или имеют несущественную разницу [5]. Полученные авторами результаты не противоречат выше указанным выводам (см. рис. 3).

Определение электрических характеристик. В результате испытаний образцов горных пород получены данные о величине их удельного электрического сопротивления и рассчитаны значения $P_{п}$ в условиях, моделирующих

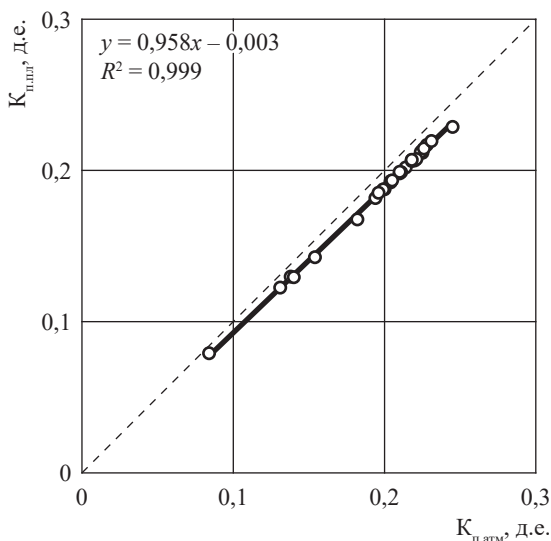


Рис. 2. Зависимость пористости пород-коллекторов в пластовых условиях ($K_{п.пл}$) от их пористости в атмосферных условиях ($K_{п.атм}$)

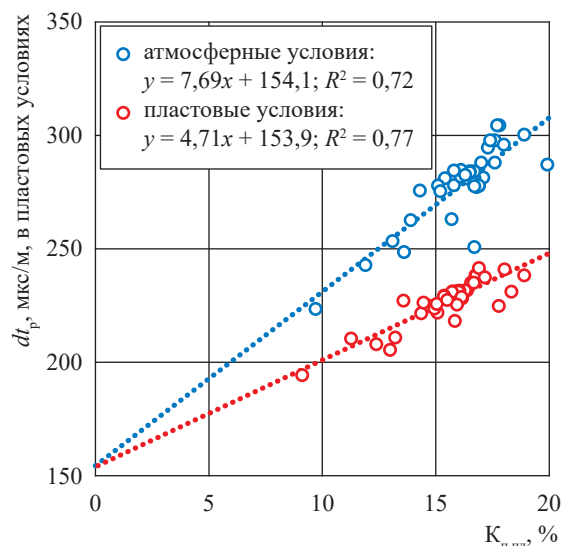


Рис. 3. Изменение dt_p в зависимости от пористости в атмосферных и пластовых условиях

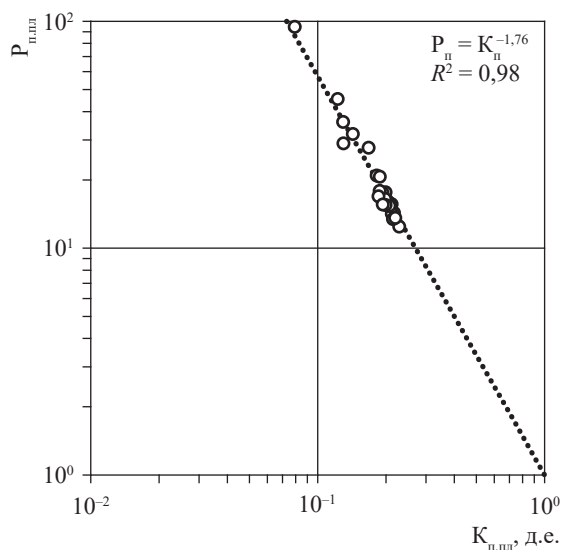


Рис. 4. Зависимость параметра пористости от открытой пористости при 100%-ной водонасыщенности образцов горных пород в пластовых условиях

пластовые. Параметр пористости прежде всего характеризует объем токопроводящего порового пространства горных пород и его структуру. Зависимость между P_n и K_n является основой интерпретационной модели при определении K_n по данным электротриемрии скважин.

На рис. 4 приведен график изменений параметра $P_{плл}$ в зависимости от пористости в условиях, моделирующих пластовые. Полученные экспериментальным путем результаты позволяют для данной коллекции образцов горных пород аппроксимировать со степенью достоверности $R^2 = 0,98$ зависимость параметра

пористости от коэффициента пористости степенным уравнением

$$P_{плл} = K_{плл}^{-1,76}. \quad (7)$$

Показатель степени, называемый разными авторами «структурным показателем» или «степенью цементации», для исследованных образцов горных пород равен минус 1,76. Увеличение $P_{эф}$ приводит к снижению пористости и увеличению извилистости токопроводящих каналов, в результате чего увеличивается и структурный показатель. По результатам исследований определен коэффициент корреляции между пористостью и параметром пористости $r = -0,98$.

В результате экспериментальных исследований образцов горных пород, проведенных в условиях, моделирующих пластовые:

1) определена зависимость открытой пористости в пластовых условиях от открытой пористости в атмосферных условиях. Показано, что средняя пористость образцов горных пород при моделировании пластовых условий (18,76 %) меньше пористости при атмосферных условиях (19,9 %) в среднем на 1,15 %;

2) для 100%-но водонасыщенных образцов горных пород определены зависимости интервального времени пробега продольной волны от коэффициента пористости;

3) получена зависимость параметра пористости от коэффициента пористости.

Список литературы

1. Дахнов В.Н. Каротаж скважин. Интерпретация каротажных диаграмм / В.Н. Дахнов. – М.: Гостоптехиздат, 1941.
2. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород / В.Н. Дахнов. – М.: Недра, 1975.
3. Добрынин В.М. Деформация и изменение физических свойств коллекторов нефти и газа / В.М. Добрынин. – М.: Недра, 1970.
4. Ханин А.А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов / А.А. Ханин. – М.: Недра, 1976.
5. Вендельштейн Б.Ю. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов / Б.Ю. Вендельштейн, Р.А. Резванов. – М.: Недра, 1978.

Impact of net reservoir stress to some petrophysical parameters of rocks

I.B. Kryukova^{1*}, Ye.B. Grigoryev¹, Sh.Sh. Nurmatov¹, S.P. Tsybul'skiy²

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

² Organizatsiya Agat JSC, Block 1. Bld. 18, Butyr'skiy val, Moscow, 125196, Russian Federation

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

Abstract. Inter alia, the core analysis supposes creation of the interpretation models providing the quantitative processing of the well log records. Against the in situ bedding, pressure and temperature can sensibly change physical properties and filtration ability of reservoir rocks.

To estimate the named changes, a set of the sandstone samples was tested using a PUMA-650 high-pressure unit against the live effective stress of 2...37 MPa. Consequently, authors got the following dependencies: of the porosity values in the in-situ and in the atmospheric conditions, of the void parameter and porosity, of the interval P-wave transit time and porosity. The acquired results are needed when one designs the petrophysical models.

Keywords: petrophysical characteristics, thermobaric conditions, core.

References

1. DAKHNOV, V.N. *Well logging. Translation of well logs* [Karotazh skvazhin. Interpretatsiya karotazhnykh diagram]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1941.
2. DAKHNOV, V.N. *Geophysical methods of determination of reservoir properties and oil and gas saturation of rocks* [Geofizicheskiye metody opredeleniya kollektorskiykh svoystv i neftegazonasyscheniya gornykh porod]. Moscow: Nedra, 1975. (Russ.).
3. DOBRYNIN, V.M. *Deformation and change of physical properties of oil and gas reservoirs* [Deformatsiya i izmeneniye fizicheskikh svoystv kollektorov nefti i gaza]. Moscow: Nedra, 1970. (Russ.).
4. KHANIN, A.A. *Petrophysics of oil and gas layers* [Petrofizika neftyanykh i gazovykh plastov]. Moscow: Nedra, 1976. (Russ.).
5. WENDELSTEIN, B.Yu., R.A. Rezvanov. *Geophysical methods for determining the parameters of oil and gas reservoirs* [Geofizicheskiye metody opredeleniya parametrov neftegazovykh kollektorov]. Moscow: Nedra, 1978. (Russ.).

РЕСУРСНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ГАЗОДОБЫВАЮЩИХ РАЙОНОВ РОССИИ

УДК 553.98

Главные закономерности и особенности газонакопления в недрах арктических и дальневосточных морей Северной Евразии (в связи с прогнозом новых открытий)

Д.А. Астафьев^{1*}, В.А. Скоробогатов¹, А.В. Толстик¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

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

Ключевые слова:

Арктика, Дальний Восток, шельф, нефтегазоносный бассейн, месторождение, залежь, ресурсы, запасы, нефть, газ, перспективы, поиски, разведка.

Тезисы. На основе большого объема данных о геологическом строении и газонефтеносности пород мезозоя и кайнозоя, новейших представлений об условиях формирования, закономерностях размещения углеводородных скоплений, геохимических материалов о составе и свойствах газа, конденсата и нефти в залежах сделаны выводы о причинах преимущественного газонакопления в недрах арктических и дальневосточных морей Северной Евразии и перспективах открытий новых месторождений различной крупности.

Почему «газонакопления», а не «нефтегазонакопления»? Ответ прост: уже накопленные фактические данные и результаты изучения недр северных (арктических) и восточных шельфовых осадочных бассейнов свидетельствуют о преимущественной и исключительной (по ряду областей и комплексов пород) их газоносности. Нефти будет немного (в суммарных будущих запасах и ресурсах углеводородов), ее мало и сейчас (в запасах). Однако, по порядку.

Авторы вместе с другими исследователями не одно десятилетие изучают проблемы геологии и газонефтеносности арктических и дальневосточных морей Северной Евразии (СЕА) [1–36]. Отметим, что, как и общая изученность недр арктических бассейнов, число публикаций экспоненциально снижается «с запада на восток». Обобщающих статей и монографий (по всем шельфам, северным, восточным и южным) хватает [1, 7, 10, 17, 19, 22, 26, 31, 32 и др.]. Мало крупных работ по отдельным арктическим и дальневосточным морям [3, 12, 27, 35]. Отсутствуют и монографии по арктическим морям, по крайней мере, общезначимые, всеобъемлющие и, главное, «общепринятые», не вызывающие несогласия и отторжения...

В данной статье, являющейся продолжением предыдущих исследований авторов, рассматриваются геологические и генетические причины крупного газонакопления в породах мезозоя (преимущественно нижнего мела и средней юры) и кайнозоя (преимущественно миоцена). Начнем с геостатистики по морям СЕА (без южных морей, в которых масштабы промышленного газо- и особенно нефтенакпления невелики).

Мегаконтинент Евразия с севера и востока омывают эпиконтинентальные моря: Баренцево, Карское, Лаптевых, Восточно-Сибирское, Чукотское, Берингово, Охотское и Японское (его северная часть). Изучение и освоение углеводородного потенциала (УВП) разномасштабных и разновозрастных геологических объектов:

нефтегазоносных осадочных бассейнов (НГБ), провинций (НГП), областей (НГО), районов (НГР) и т.д. подразделяются на четыре крупных этапа [30]:

- I – начальный, рекогносцировочный – до открытия крупных месторождений углеводородов (МУВ) и начала существенных приростов запасов нефти и газа;

- II – крупных и крупнейших открытий и приростов;

- III – массовых открытий разновеликих МУВ и отдельных залежей, но уже с менее масштабными приростами разведанных (доказанных) запасов углеводородов (УВ) категорий (далее – кат.) $A+B_1+C_1$;

- IV – заключительный (завершающий) этап открытий преимущественно мелких и редких средних по запасам МУВ – самый длительный, но и наименее продуктивный, когда степень освоения УВП перспективных объектов достигает 85...90 % и более от их реальной величины (почти все начальные потенциальные ресурсы (НПР) УВ, а именно свободного газа (СГ) и нефти (Н), включая спекулятивные запасы кат. B_2+C_2 , переведены в начальные запасы с учетом накопленной добычи (НД) с минимальной долей неоткрытых ресурсов – перспективных и прогнозных). В середине IV этапа интенсивность и масштабность поисково-разведочных работ (ППР) резко снижается в силу существенного исчерпания крупных и средних объектов поиска и неоткрытых месторождений: искать становится нечего за редким исключением необычных – экзотических – месторождений и отдельных залежей УВ.

Эта этапность доказана на представительной выборке НГП и НГО России и многих

мировых бассейнов и провинций, «успешно законченных» разведкой... Конечно, и к концу этапа IV существует вероятность открытия некоторого числа мелких и мельчайших скопленных УВ, но искать их (через ППР) становится абсолютно невыгодным предприятием (нерентабельным: затраты не окупятся будущей добычей). Подобная закономерность будет выполняться и для шельфовых бассейнов СЕА.

Помимо выделенных этапов [30] целесообразно выделить и нулевой этап – до бурения и испытания поисковых и параметрических скважин, когда исследования – теоретические в плане нефтегазовой геологии (НГГ) – начаты, затраты (временные, физические, финансовые) происходят, а месторождения отсутствуют. А это главное при освоении УВП недр перспективных объектов. Именно открытие новых месторождений и залежей («поиски и открытия»). Разведка уже открытых углеводородных скоплений (УВС) проходит легче и проще. Экспертная оценка изученности УВП недр морей СЕА приведена в табл. 1.

Авторы отдают себе отчет в том, что изученность осадочных бассейнов (ОБ), или НГБ, по разрезу не совпадает с таковой по площади. Например, в ЮКО – шельфовой части Западно-Сибирского мегабассейна / мегапровинции (ЗСМБ/П) – изученность среднемеловой части разреза (сеноман-баррем) соответствует II этапу, а юрского комплекса пород – первому, доюрской части (осадочный триас, складчатый палеозой-фундамент) – нулевому.

Геостатистика шельфовых ОБ отражена в табл. 2. Отметим сразу, что в морской нефтегазовой геостатистике не стоит смешивать (считать вместе) параметрические

Таблица 1

Морские бассейны СЕА, недра которых находятся на разных этапах изучения и освоения УВП

Этап	Примеры
Нулевой (скважины отсутствуют)	Восточно-Арктический сектор
I. Первые параметрические и поисковые скважины: • открытый нет (Ia); • открытие первых месторождений (Iб)	Север Япономорской провинции (см. Iб), Берингово море, восточная и северная части Охотского моря (см. Iб)
II. Этап открытия крупнейших (уникальных) месторождений и максимальных приростов УВ	Западно-Арктический сектор морей: открытый шельф – Баренцевоморская провинция (БМП), Южно-Карская область (ЮКО)
III. Открытие различных месторождений	Печорское море (север Тимано-Печорской провинции (ТПП)), присахалинский шельф, Тазовская и Обская губы, российский сектор Каспийского моря
IV (завершающий)	Примеры отсутствуют

Современная геостатистика по арктическим и дальневосточным ОБ СЕА

Море	Общая площадь* (площадь ОБ), млн км ²	Число разбуренных площадей / пробуренных глубоких скважин (в том числе продуктивных)	Возраст консолидации фундамента	Объем осадочного чехла (в том числе перепетивной части), × 10 ⁶ км ³	Осадочный доминант-комплекс (мощность, км)	Степень геологической сложности**
Баренцево – открытый шельф	1,4, в том числе российской часть 0,8 (0,7)	21 / 34 (18)	Рифей?	6,2 (4,5 росс. часть)	Триас (до 3,5)	Средняя
Карское – открытый шельф	0,9, в том числе ЮКО 0,4 (0,3)	8 / 12 (10)	Герцинский (пермь?)	2,5 (2,1)	Нижний мел (1,3)	Пониженная***
Лаптевых	0,7 (0,6)	0 / 0	Позднемеловой	2,2 (1,7)	Мезозой (3,2)	Средняя***
Восточно-Сибирское	0,9 (0,7)	0 / 0	Позднемеловой	4,5 (2,3)	Мезозой, палеоген (3,8)	С вероятностью высокая***
Чукотское	0,6 (0,5)	0 / 0	Позднемеловой	2,0 (1,8 росс. часть)	Мезозой, палеоген (4,2)	С вероятностью высокая***
Берингово	1,2, в том числе российской часть 0,5 (0,3)	1 / 1 (0)	Позднемеловой	1,5 (1,1 росс. часть)	Эоцен-олигоцен-нижнемеллен (1,7)	С вероятностью высокая***
Охотское	0,8 (0,6)	20 / 50 (40)	Позднемеловой	2,5 (1,2 росс. часть)	Миоцен (2,0)	Средняя***
Японское	0,7, в том числе российской часть 0,2	3 / 8 (1)	Позднемеловой	0,6 (0,5 росс. часть)	Миоцен (1,5)	Средняя**

* Перспективная часть площади.

** С учетом тектонодинамики, литологической макронеоднородности, наличия разломов и их характеристики (амплитуды, протяженности и др.).

*** Оценка.

скважины на островах, чисто поисковые (они же – поисково-оценочные в случае открытия ими МУВ), разведочные, которых может быть и много в случае сложного, т.е. блочно-го и многоэтажного, строения месторождений, и тем более эксплуатационные скважины [см., например, 1, 15 и др.]. Получается «средняя температура по больнице», не показывающая истинного положения дел с поиском и открытием, да и с приростами запасов: все «заболтано» – и цифрами, и словами. Буровую геостатистику следует соотносить с числом разбуренных площадей / локальных структур (поднятий) и открытых месторождений.

Итак, на стадии поисков пробурены 65 глубоких скважин со статусом поисковых, в том числе:

- в БМП – 25 (оценка);
- в ЮКО (без губ) – 9, в том числе одна водоносная на крыле Русановского поднятия;
- в Охотоморской провинции (ОМП) – 20;
- в Японском море (на севере) – 6, в том числе 5 водоносных (крайне низкая результативность ПРР).

Со статусом «разведочные» пробурены 95 скважин, наибольшее число на присахалинском шельфе. Наилучшие успехи ПРР достигнуты в Карском море: практически все поисковые скважины стали первооткрывательницами новых МУВ.

Из восьми арктических и дальневосточных морей (АДВМ) и приуроченных к ним ОБ только один – Южно-Карский (ЮКО) – составляет часть более крупного мегабассейна / мегапровинции – Западно-Сибирского (ЗСМБ / ЗСМП). Другие семь не имеют «начала» или «продолжения» на суше. Они, по сути, безаналоговые: на прилегающей суше и островах расположены либо уже другие по строению бассейны, либо складчатые рудоносные области. Южной части Баренцева моря соответствует нефтегазоносная Печорская область, являющаяся северным продолжением ТПП, в которой нефти значительно больше, чем СГ, по генетическим причинам. Но даже тогда, когда есть на суше вроде бы во многом аналогичные области (районы), при более детальном рассмотрении выясняются многие черты различий и в геологическом строении, и в нефтегазоносности.

Достаточно сравнить Ямальскую и Южно-Карскую области в Ямало-Карском регионе (ЯКР, суша и шельф), о. Сахалин

и присахалинский шельф в ОМП и многое другое. Чаще всего различия весьма существенны и в геологии, и во флюидалиной картине.

Тектоно-динамическое развитие и современное геологическое строение недр шельфовых бассейнов СЕА: сходство и различия

Эти вопросы обсуждаются в ряде работ [6, 10, 12, 19, 28 и др.]. Особенно много публикаций о БМП и ОМП [3, 9, 18, 31]. Главное вещество сходство шельфовых провинций и областей севера и востока (АДВМ) – преимущественно терригенный состав пород, слагающих их осадочный чехол: песчаники, глины, алевролиты, угли, терригенно-кремнистые породы слагают до 100 % разреза.

Главные тектонодинамические закономерности и особенности развития современного геологического (структурно-литологического) строения ОБ шельфа СЕА таковы.

Баренцево море (российская часть) – баренцевоморский шельф / БМП. Главный осадочно-породный доминант – комплекс Баренцевоморского региона – триасовый. Здесь в течение триасового периода накопилась очень мощная терригенная толща (до 6...8 км), существенно опесчаненная (песчаники + алевролиты составляют более 60 % объема и разреза по мощности). Даже кровля комплекса на большей части площади шельфа находится на больших современных глубинах (более 3...4 км), отсюда его низкая «вещественная» изученность (керн мало).

Нижне-среднеюрская терригенная толща – редуцированная, мощность 0,8...1,2 км; то же относится и к верхнеюрско-валанжинской преимущественно глинистой толще, к меловой в целом и особенно кайнозойской толщам. Развита многочисленная разломы, преимущественно средне- и малоамплитудные. Сведения об угленосности триаса и юры отсутствуют. Пликативная напряженность осадочного чехла малоинтенсивная: плотность замкнутых положительных структур невысокая.

ЮКО. В ее пределах находится эпицентр осадконакопления всей молодой Западно-Сибирской эпигерцинской плиты. В ее основании – грабен-рифтовые системы, заполненные осадочно-вулканогенным триасом и терригенной нижней юрой. Общая мощность осадочного чехла – до 6...8 км, в том числе 1,8...2,0 км приходится на юрский

существенно глинистый комплекс с песчаностью ниже-среднеюрской толщи менее 30 % (песчано-алевролитоглинистые горизонты Ю₂₋₄, Ю₆₋₈, Ю₁₀₋₁₂ прибрежно-морского генезиса). Максимальная мощность нижнего регионального экрана верхней юры–готерива – 700...800 м; выше залегает континентальная угленосная толща таноупчинской свиты с гор. ТП₁...ТП₂₀ (апт-баррем), перекрытая областным экраном – глинами нижнего альба (80...120 м). Альб-сеноманская субконтинентальная толща с углями имеет мощность 600...700 м, выше – экран турон-олигоценых глинисто-кремнистых пород (800...1200 м) и рыхлые четвертичные осадки (200...300 м).

Тектоническое строение осадочного чехла ЮКО изучено хорошо благодаря масштабным сейсмопоисковым работам последнего десятилетия [17, 20]. По современным представлениям, оно более «спокойное», чем в соседнем ЯКР: здесь выявлены до 40 замкнутых локальных поднятий – положительных структур III порядка конседиментационной природы с уменьшающейся амплитудой от подошвы юры к кровле сеномана. Здесь не выявлено крупных поднятий, подобных Бованенковскому на суше. Интенсивность дизъюнктивной тектоники ниже, чем на Ямале. Явно выраженные разломы, затрагивающие меловую часть разреза, не выявлены, что способствует сохранности газосодержащих скоплений в песчано-глинистой части мела [9]: нет разломов – нет нефти в большинстве преимущественно газоносных областей и комплексов пород, поскольку отсутствует дегазация недр [4, 28].

Размещение месторождений УВ на севере ЗСМП показано на рис. 1, залежи по разрезу ЯКР – на рис. 2.

Восточно-Арктический и Северо-Тихоокеанский сектора морей

Геологическое строение Лаптевоморской и более восточных областей сектора изучено явно недостаточно [27]. Глубокое бурение в акваториях морей Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского пока не проводилось. В результате геофизических работ в акватории морей Восточной Арктики выявлены около 100 газонефтеперспективных структур: 18 в Северо-Чукотском секторе, 20 в Восточно-Сибирском море и 59 в море Лаптевых. Здесь на крупных поднятиях возможны так называемые

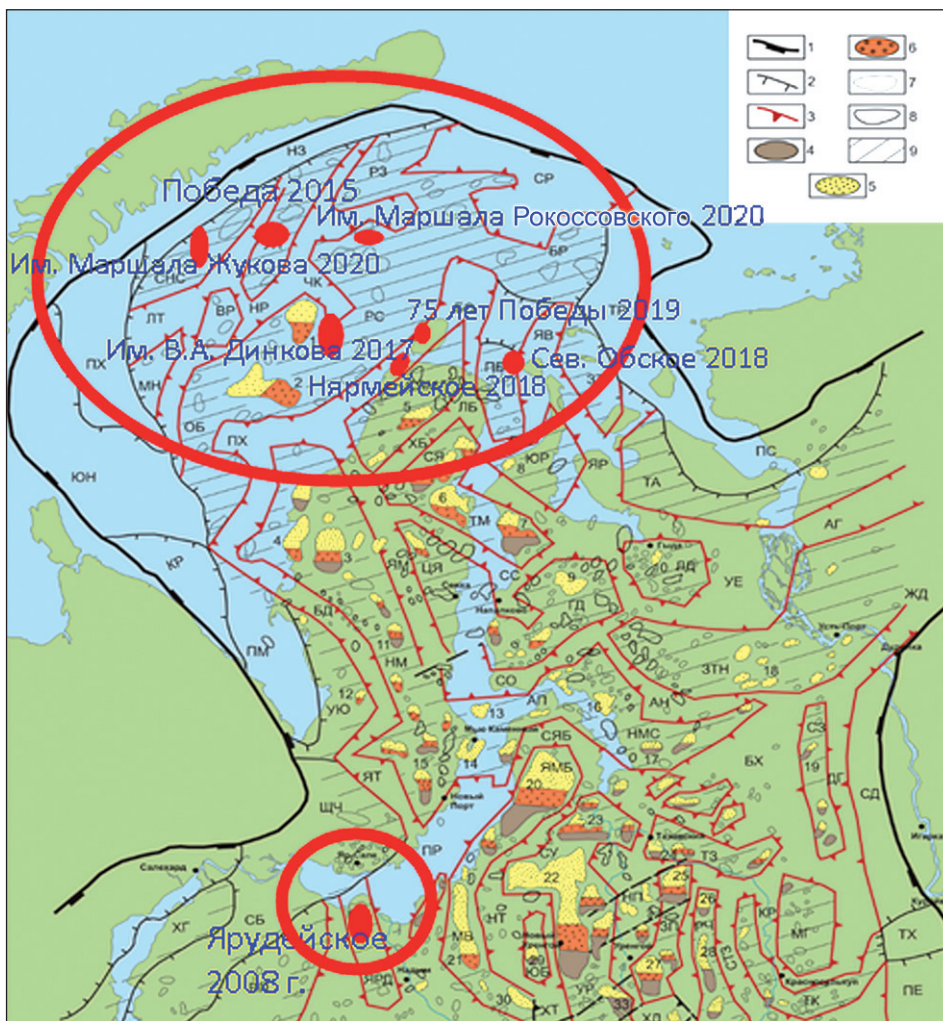


Рис. 1. Карта-схема грабен-рифтовой системы в основании осадочного чехла и размещение МУВ в северных районах Западно-Сибирского НГБ: окружности с красной заливкой – новые МУВ, открытые в период с 2015-го по 2019 г. ПАО «Газпром» и НК «Роснефть», Северо-Обское МУВ открыто ПАО «Новатэк». Все месторождения приурочены к ранее прогнозируемым зонам нефтегазоаккумуляции, связанным с межрифтовыми гипсометрически приподнятыми блоками; 1 – граница Западно-Сибирского НГБ; 2 – граница подножья моноклиналей, краевых выступов и краевых прогибов; 3 – граница грабен-рифтовых прогибов, разделяющих меж- и внутририфтовые приподнятые блоки; 4...6 – МУВ, содержащие нефть (4), газ (5), газоконденсат (6); 7...8 – локальные нефтегазоперспективные структуры (7 – выявленные, 8 – подготовленные к бурению); 9 – прогнозируемые зоны вероятного открытия новых МУВ

поглощающие ловушки, включающие группы ловушек, приуроченных к одному и тому же своду или мегавалу типа Мининского или Трофимовского в море Лаптевых.

Осадочный кайнозойский чехол Берингоморского ОБ изучен мало, и то по окраинным зонам (Анадырской, Хатырской), где на суше пробурены 12 поисковых скважин и несколько разведочных. Разведка открытых месторождений на суше не завершена,

в немалой степени вследствие малости предполагаемых запасов газа и особенно нефти.

В ОМБ / провинции высокая буровая изученность островной части сочетается со средней / повышенной изученностью присахалинского шельфа, на котором выявлен ряд крупных структур, хотя и затронутых разломами, но в значительно меньшей степени, чем на севере о. Сахалин, где все структуры разломные: мощная / масштабная дегазация всего

кайнозойского разреза. По разломам происходят постоянные землетрясения, в том числе катастрофического характера (нефтегорское и др.).

На основании комплексных накопленных геолого-геофизических данных созданы модели всех основных НГБ России, в частности Прикаспийского, Волго-Уральского, Баренцевоморского, Южно-Карского, всех НГБ Восточной Сибири, Дальнего Востока, Арктики и др. Установлено, что процесс формирования ОБ (НГБ) связан не просто с прогибанием земной коры, а с активными процессами ее деструкции, сокращением толщины земной коры и формированием в верхней ее части депрессионной впадины, заполняющейся осадочными или осадочно-вулканогенными породами. Чем менее «зрелая» литосфера, тем чаще и интенсивнее происходит процесс ее деструкции.

Во всех случаях рифтогенез приводит к формированию внутреннего структурно-тектонического каркаса бассейнов, впоследствии он контролирует размещение большей части основных зон нефтегазонакопления, включая в первую очередь крупные и уникальные по размерам и запасам УВ структуры [3, 9].

Практически во всех НГБ наиболее крупные зоны нефтегазонакопления приурочены к межрифтовым, внутририфтовым гипсометрически приподнятым блокам в центральных и осевых областях, а также к крупным меж- и приразломным блокам в краевых областях ОБ. Наиболее интенсивные процессы образования и аккумуляции УВ происходят в бассейнах, находящихся на стадиях формирования надрифтовых депрессий и начального этапа аккреции. В эти периоды наблюдаются газовые столбы, как над формирующимися залежами, так и сквозные – из фундамента к залежам и далее к поверхности (месторождения на сахалинском, западнокамчатском, каспийском шельфах). При этом наблюдаются максимально возможное заполнение ловушек даже с плохими экранирующими свойствами, а также непредсказуемое чередование залежей по фазовому составу и типу УВ-флюида, т.е. наблюдается современный / текущий процесс формирования залежей УВ. На «молодых» шельфах в кайнозойских толщах этот процесс происходит уже более 40 млн лет.

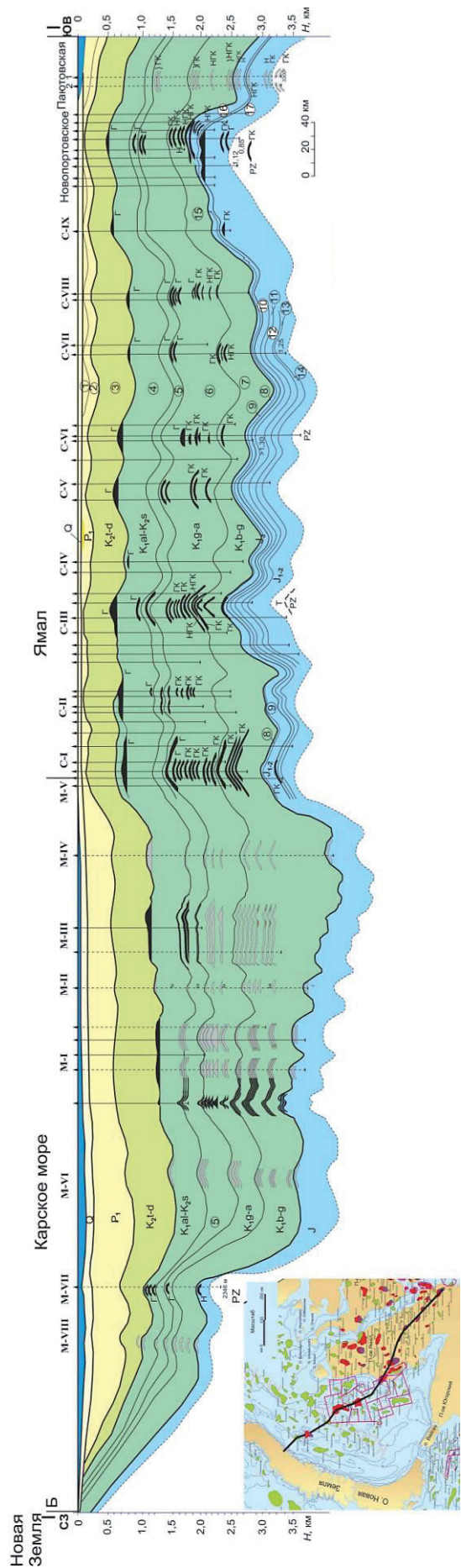


Рис. 2. Геологический профиль по линии Обская губа – Карское море

Таблица 3

Газонефтяная геостатистика шельфовых областей СЕА (2023 г.): ОШ – открытый шельф

Море	СГ				Нефть					
	Число месторождений с запасами СГ	НД	A+B ₁ +C ₁	B ₂ +C ₂	Сумма начальных запасов	Число нефтесодержащих месторождений	НД	A+B ₁ +C ₁	B ₂ +C ₂	Сумма начальных запасов
Каспийское	10	17	374	249	640	10	37	185	144	366
Азовское	3	10	13	10	33	1	0,1	2,3	–	2,4
Балтийское	–	–	–	–	–	6	9	28	0,1	37,1
Баренцево (ОШ = 5 ГКМ)	7 (5 + 2)	–	4236	644	4880	5	16	125	340	481
Карское (ОШ = 8 ГКМ)	16 (12 + 4)	403	4220	4186	8809	2	–	1**	138**	139
Охотское (всего 18 МУВ)	15	356	1290	175	1821	14	205	122	181	508
Японское	1	–	4	0,8	4,8	–	–	–	–	–
Всего	52	786	10137	5264,8	16187,8	38*	267,1	463,3	803,1	1533,5

* Не учтено море Лаптевых с «липовым» открытием у берега: реальных приполюсов УВ не получено.

** Существование нефтяных скоплений не доказано.

Газонефтеносность шельфовых областей СЕА

Эти проблемы достаточно подробно освещены в ряде работ, в том числе авторов настоящей статьи [1, 2, 8, 9, 12, 32 и др.]. Историография поисков и открытия МУВ в шельфовых областях проанализирована в ряде публикаций [15, 19, 24, 26]. Первые открытия начались в Охотском море: Чайво (1979 г.), Лунское (1984 г.) и т.д. Далее последовали Штокмановское газоконденсатное месторождение (1988 г.) в Баренцевом море, Русановское (1989 г.) и Ленинградское (1990 г.) в ЮКО и др.

На открытом шельфе Баренцева и Карского морей к 2024 г. обнаружены соответственно пять и восемь МУВ, из них 12 типа газовых (Г) и газоконденсатных (ГК), одно (Победа), возможно, типа газоконденсатонефтяных (ГКН) с неподтвержденной испытаниями нефтеносностью средней юры (возможный аналог – Новопортовское нефтегазоконденсатное (НГК) месторождение на Ямале).

На шельфе ОМП открыты 19 МУВ: в том числе четыре нефтяных (Н), четыре ГК, 10 НГК и одно газовое (Венинское). Данные о газонефтеносности приведены в табл. 3.

Абсолютный лидер по запасам газа в шельфовых бассейнах России – Штокмановское ГКМ в Баренцевом море (почти 4 трлн м³), на втором месте Крузенштернское в транзитной зоне суша / море (1,3 трлн м³), на третьем месте Южно-Кириновское (0,8 трлн м³), далее Ленинградское (0,7 трлн м³), Лунское (0,4 трлн м³) – т.е. одно уникальное по разведанным запасам, одно сверхгигантское и два гигантских (более 0,3 трлн м³ каждое).

К категории крупнейших относятся три газосодержащих МУВ: в том числе Чайво (0,27 трлн м³); Русановское (0,2 трлн м³), Кириновское (0,1 трлн м³). Остальные относятся к крупным (от 30 до 100 млрд м³). В Обской губе известны три крупнейших месторождения – Каменномысское-море, Северо-Каменномысское и Северо-Обское (более 100 млрд м³ каждое).

Газовые доминант-комплексы на шельфах СЕА:

- среднеюрский в БМП (горизонты Ю₁...Ю₄);
- аптский подкомплекс ЮКО (горизонты ТП₁...ТП₁₅ танопчинской свиты);
- среднемиоценовый в ОМП (дагинская свита).

В Западно-Арктическом секторе морей состав СГ изменяется закономерно в зависимости от термоглубинных и катагенетических условий локализации УВС: от метанового бесконденсатного в альб-сеноманском комплексе ЮКО и малоконденсатного ($9...16 \text{ г/м}^3$) в горизонтах Ю₀...Ю₁ в Баренцевом море до низкоконденсатного ($20...25 \text{ г/м}^3$) с содержанием тяжелых УВ-газов от $2...3$ до 5% и более, т.е. газ с глубиной становится более геохимически «зрелым».

На шельфе Сахалина известны ГК-залежи с содержанием метана от 80 до 92% , тяжелых УВ-газов до 15% , конденсата $100...127 \text{ г/м}^3$, некоторые с оторочками легких и средних по плотности нефтей (Одопту, Лунское, Южно-Кириновское).

На месторождении Чайво верхняя залежь содержит тяжелую нефть плотностью до $0,910 \text{ г/см}^3$, ниже в оторочках – нефти плотностью $0,82...0,86 \text{ г/см}^3$. Все нефти малосернистые ($0,2...0,3\%$) дельтового (неморского) генотипа [3].

Масштабы промышленного газонефтегазонакопления можно оценить по данным табл. 3. Наиболее значительные запасы СГ сосредоточены в недрах Карского моря – ЮКО: $4,6$ трлн м^3 начальных разведанных; $8,8$ трлн м^3 открытых запасов с учетом кат. С₂. В Баренцевом море запасы – $4,9$ трлн м^3 , в Охотском – $1,5$ трлн м^3 , в сумме по АДВМ – $15,2$ трлн м^3 . От суммарных начальных открытых запасов СЕА (суша + шельф) – $96,3$ трлн м^3 – они составляют около 15% . Это, конечно, только начало освоения газового потенциала недр Арктики. Но даже по уже открытым месторождениям остаются неописанными средние и нижние горизонты разреза, и с учетом доразведки известных залежей только в ЮКО начальные запасы, вероятно, увеличатся до $10...10,5$ трлн м^3 .

Главными проблемами нефтегазовой геологии для любого региона, области, комплекса пород: как сформировались УВС в их пределах? какие условия способствовали нефте- или газообразованию и накоплению, в том числе крупному? и как они повлияли на соотношение запасов и ресурсов СГ и Н? какие по крупности и фазовому состоянию месторождения будут еще открыты? что повлияло на крупность отдельных месторождений и масштабы накопления УВ? Эти проблемы не могут быть решены без анализа онтогенеза УВ в недрах. Применительно к АДВМ они обсуждаются в нескольких

работах [18, 26, 28]. Если и не предвидится какого-либо вида УВ (в форме залежей, хотя бы средних по запасам), то и нечего (пока!) обсуждать условия его онтогенеза (по крайней мере, детально). В связи с малой нефтеносностью недр северных и восточных шельфов СЕА (обнаружены всего шесть чисто нефтяных месторождений, в том числе четыре в Печорском море) в статье сделан упор на причины и закономерности именно крупного газонакопления в объеме осадочного чехла морских бассейнов.

Согласно опубликованным данным [9, 13, 14, 16, 28], на фазовое состояние УВС влияют преимущественно геохимический и геотермический факторы, определяющие условия и масштабы генерации органических подвижных соединений (ОПС) – газа и битумов в материнских толщах пород (в нашем случае в глинах и глинистых алевролитах). Условия миграции и аккумуляции УВС в ловушках контролируют литологический и тектонический факторы и определяющие их параметры, которые вместе с геотермическим, после аккумуляции, влияют на эволюцию УВ-систем в залежах, их сохранность и разрушение (частичное или полное).

Влияние геологических факторов на параметры нефтегазоносности отражено в табл. 4.

Генерационные свойства (способности) осадочных толщ морских бассейнов СЕА: тип и состав органического вещества (ОВ), рассеянного в глинах и концентрированного в углях, а также степень его катагенетической превращенности относительно хорошо изучены только для юры и триаса БМП, нижнего мела и средней юры Ямальской области, входящей в ЯКР (ближние аналогии суши и моря). Результаты геохимических и термокатагенетических исследований опубликованы [9, 16, 28]. Необходимо отметить, что повсеместно в двух областях присутствует существенно гумусовое ОВ с малой примесью сапропелевой компоненты (от кровли средней юры до низов триаса в Баренцевом море) – в нижнем мелу (песчано-глинистая часть) и в нижне-среднеюрской толще ЯКР вне зависимости от фациальной принадлежности пород. В битумогенерирующих интервалах разреза (верхняя юра – неоком) присутствует или незрелое ОВ типа сапропелево-гумусового или гумусово-сапропелевого (чисто сапропелевые разности отсутствуют) на грациях катагенеза ПК₂...ПК₃ ($R^\circ < 0,5\%$)

Таблица 4

Влияние геологических факторов и определяющих их параметров на характеристики нефтегазоносности:

$C_{\text{орг}}$ – содержание органического углерода; СТ – современная температура

Параметры УВС (систем, скоплений)	Геологический фактор							
	литологический		тектонический		геохимический		геотермический	
	песчанность	неоднородность	пликативно-тектонический	дизъюнктивно-тектонический	$C_{\text{орг}}$	тип и микрокомпонентный состав ОВ	степень кагагенеза	
Фазовое состояние: Г, ГКН/НГК, Н	-	+?	-	++ (через дегазацию)	-	+++	+++	++
Величина геологических запасов (в пласте)	+++	++	+++	++	++	-	+	+
Добывные возможности (дебиты, коэффициенты извлечения газа и нефти)	++	++	-	++	-	-	+++	++

Примечание. Использована следующая классификация факторов: важнейший, «управляющий» процессами (+++); важными (++) и значимый (+); второстепенный (-).

в БМП, либо невысокого содержания в мощной глинисто-кремнистой толще в объеме нижней региональной покрывки в ЮКО (менее 3 %). Поэтому масштабы битумогенерационных процессов были невелики повсеместно, даже в интервале «нефтяного окна» ($R^0 = 0,5...1,2$ % для смешанного гумусово-сапропелевого ОВ в ЮКО). Кроме того, грандиозные масштабы газогенерации и последующего газонакопления попросту «подавляли» нефтенакпление в ловушках как барремапта в ЮКО, так и средней юры в БМП в силу ограниченности аккумуляционных возможностей: в «борьбе» между газом и нефтью за аккумуляционный потенциал (ловушки) чаще всего побеждает СГ. Это единственно корректное объяснение формирования преимущественно и исключительно газоносных областей и комплексов пород в Западно-Арктическом ареале бассейнов. Как следствие, скопления нефти отсутствуют в недрах открытого шельфа Баренцева моря и не предполагаются к «массовому открытию» в ЮКО. Яркий пример – аналогия: в Бованенковско-Харасавэйской зоне из пяти месторождений только на одном обнаружена мелкая подгазовая залежь нефти (с запасами менее 1 млн т) в горизонте ТП₁₈ низов танопчинской угленосной свиты (баррем). И это из более чем 65 залежей УВ (типа Г и ГК, одна ГКН)! И в дальнейшем в ЮКО будет открыто небольшое число нефтяных скоплений – в средней, возможно, и в нижней юре, но будущие запасы нефти, даже геологические, будут на порядок меньше запасов СГ, при этом условия сохранности газосодержащих скоплений были превосходными (ввиду малого развития средне- и малоамплитудных дегазирующих разломов) [9, 13, 16, 18, 29].

Другие условия для генерации ОПС и накопления УВ намечаются на западе ОМП, на присахалинском шельфе. Здесь достаточно локально развита мощная осадочная толща миоцена дельтового генезиса (дельта пра-Амура), глины которой характеризуются невысоким содержанием ОВ сапропелево-гумусового типа (0,7...1,5 %), но за счет огромного объема осадков масштабы газо- и битумогенерации были весьма велики. Сформировались многозалежные месторождения типа НГК / ГКН на севере и типа ГК, иногда с очень малыми нефтяными оторочками, – в дагинской свите Кириинско-Лунской зоны на юге [4, 35]. Кстати,

нефти по составу малосернистые, но и малопарафинистые – типично дельтового геохимического облика. Степень дизъюнктивной нарушенности недр высокая на севере присахалинского шельфа и пониженная на юге, что благоприятно для газа. Газы и нефти типично «дельтового облика», с невысоким конденсатосодержанием и малой парафинистостью. ОМП следует признать преимущественно газоносной областью (в генетическом смысле), а ее нефтеносность обязана не генерационным, а консервационным (не везде благоприятным для газа) условиям. Опять же, дегазация недр очень интенсивна на севере о-ва Сахалин (множество разломов, землетрясения), также весьма интенсивна на прилегающем шельфе (Аркутун-Даги, Чайво-море и др.) и малоинтенсивна в южной зоне (Южно-Киринское и др.).

В осадочных толщах неогена ОБ Восточной Арктики при терригенном составе пород предполагается также существенно гумусовый тип органики с теми или иными, но невысокими долями (10...25 %) лейптинитовых и сапропелевых компонентов (битумогенерирующими в интервале $R^o = 0,5...1,2\%$ – «нефтяного окна» для сапропелевого рассеянного ОБ), как, впрочем, и для большинства других седиментационных бассейнов с кайнозойским выполнением [21, 28] в силу специфики органического мира Земли (на суше и на морях появлялось все больше высших растений, дающих «гумус»). Итак, тип материнского ОБ определяет фазовое состояние скоплений УВ. Много гумусового ОБ в генерирующих толщах – много (как правило) СГ в залежах и суммарных ресурсах УВ. И наоборот. Конечно, «вмешиваются» условия сохранности, но тем не менее... Скапливается в ловушках лишь то, что образовалось. Сапропелевая органика не дает начала газовым (ГК) скоплениям до завершения «нефтяного окна». Итак, с фазовым состоянием все понятно. С крупностью скоплений УВС – и сложнее, и проще. Только «аккумуляционный потенциал» осадочных толщ определяет крупность (запасы в пласте) залежей СГ и нефти: есть крупные структуры – будут крупные / крупнейшие / гигантские / уникальные МУВ и залежи. И если пликтивная тектоника слабо развита / редкие структуры, малая площадная «плотность» структур, не стоит ожидать открытия многочисленных изначально крупных МУВ. Сравним этот показатель по баренцевоморскому и южно-карскому

шельфам: не могут быть суммарные ресурсы газа на первом больше, чем на втором, где на приямальском шельфе образовалось более 20 только крупных структур (локальных поднятий), которые просто обязаны содержать значительные по запасам скопления типа Г и ГК. Безусловно, ЯКР будет богаче газом, чем БМП: по экспертной оценке авторов, соответственно 18...20 и 15...16 трлн м³. Конечно, это оценки «снизу», но гарантированные к подтверждению с высокой вероятностью. Хорошо бы больше, да вряд ли. И даже эти оценки надо подтвердить в ходе ПРР в 2025–2040 гг.

Газовый потенциал ЯКР ранее был оценен в 37...39 (до 40) трлн м³ (по 18...20 трлн м³ – Ямал-суша и ЮКО, плюс до 3 трлн м³ – Обская губа) [4, 5, 23, 29]. Здесь еще предполагаются к открытию несколько сверхгигантов (два-три более 1 трлн м³, но вряд ли более 2 трлн м³ каждое).

Сложнее с Восточно-Арктическим сектором. Здесь суммарный газовый потенциал вряд ли превысит 8...10 трлн м³ (по последней официальной оценке – 7,5 трлн м³). Но там все сложно – неопределенно. Когда нет ни одной поисковой скважины, пробуренной с отбором керна и с корректным испытанием, возможны любые фантазии. Но природу не проведешь: для газа чем сложнее – тем хуже. Это непреложная истина. А сложность осадочного кайнозойского чехла, структурно-литологическая и «геохимическая», здесь очевидна [5, 27, 32].

То же относится и к дальневосточным морям – в Беринговоморской провинции ресурсы газа вряд ли превысят 3...4 трлн м³, в ОМП – 5...6 трлн м³ с небольшими ресурсами нефти, соответственно до 1,0...1,5 млрд т в каждом, вряд ли более: много газа – мало нефти (в скоплениях), и наоборот. Примеры по Тимано-Печорской, Волго-Уральской, и Западно-Сибирской (центр) провинциям налицо.

Выводы

1. Объемы разведанных запасов нефти и газа, а также сложившиеся за последние годы тенденции по их приросту и качеству открываемых месторождений на территории РФ показывают, что основным резервом для существенного прироста запасов УВ остается континентальный шельф РФ – Карское, Баренцево и Охотское моря [1, 6, 7, 19–21, 23].

С учетом текущего состояния ПРР на нефть и газ и установленных закономерностей размещения нефтегазоносных районов

и зон новые открытия крупных месторождений УВ с высокой вероятностью прогнозируются и планируются на внутри- и межрифтовых, меж- и приразломных структурах и ловушках комбинированного и неантиклинального типов на баренцевоморском, карском и охотоморском шельфах, а также допускаются в пределах слабоизученных акваторий Восточно-Арктических морей. Однако, судя по результатам проведенных ГРП, перечисленные слабоизученные регионы характеризуются пока недостаточно достоверными перспективами в плане возможности подготовки крупных запасов газа и тем более нефти, особенно в Восточной Арктике. Аналогичные проблемы сохраняются для Северо-Карской, Анадырской, Хатырской и др. областей с относительно малоразмерными и не очень глубокими рифтогенными впадинами.

2. На баренцевоморском шельфе с учетом необходимости наращивания ресурсной базы газодобычи района Штокмановского газоконденсатного месторождения, уже подготовленного к разработке, в ареале этого центра газодобычи ПАО «Газпром» из имеющихся здесь структур-сателлитов выбраны следующие зоны газо(нефте)накопления с наиболее крупными прогнозируемыми запасами, освоение которых предлагается в следующей очередности проведения ПРР:

- в осевой зоне Восточно-Баренцевского прогиба доразведке подлежит Ледово-Лудловская, севернее в 150 км от нее – Лунинская, на восточном бортовом уступе Восточно-Баренцевского прогиба в 100 км к северо-западу от Штокмановского месторождения – Демидовско-Медвежья;

- юго-западнее Штокмановского месторождения – свод Федынского, а севернее в пределах Альбановской седловины – Орловская структура;

- в отдаленных северных районах Баренцева моря во впадине Святой Анны целесообразно продолжить изучение зоны возможного УВ-накопления Тегеттгофа, а в Северо-Карском бассейне рационально продолжение изучения перспективных зон Центральной, Визе и Ушаковской.

На данный момент реальные крупные по величине запасы газа и газового конденсата гарантированно ожидаются только в ранее открытых месторождениях северного продолжения осевой зоны Восточно-Баренцевской

впадины. Это Ледовое газоконденсатное и Лудловское газовое месторождения с залежами в отложениях юрского комплекса. Эти месторождения требуют доразведки и являются первоочередными в качестве сателлитов в процессе разработки Штокмановского месторождения.

3. По результатам анализа и обобщения материалов геофизических работ и бурения сделан вывод, что карский шельф, как и суша Надым-Пур-Тазовского региона, – это огромная область неоднократной деструкции литосферы (учитывая существование домезозойских ОБ на активных окраинах сближающихся Восточно-Европейского и Сибирского палеоконтинентов) [2]. В Карском море в пределах Центрально-Карского межрифтового мегавала первоочередными для ПРР определены структуры в северной части – Рогозинская (месторождение им. маршала Рокоссовского), Рождественская, Кропоткина, Матусевича; на Предновоземельской моноклинали – Университетская (месторождение Победа), Викулинская (месторождение им. маршала Жукова), Власьевская, Татаринская и др.; Северо-Обское месторождение на Преображенском поднятии. Все эти структуры «превратились» в месторождения.

Вторым перспективным направлением ПРР должен стать Западно-Шараповский лицензионный участок с продолжением ПРР на Шараповской, Шкиперской и Крузенштерн-море структурах с целью укрепления Бованенково-Харасавэйского центра газодобычи.

Третьим по очередности и значимости направлением ПРР будет Обручевская структура с группой соседних структур Обручевского вала и структур-сателлитов.

Нет сомнений, что на карском шельфе в перспективе до 2040 г. продолжатся открытия крупных по запасам УВ новых месторождений.

В научном и практическом отношении для изучения нижней части осадочного чехла, пород переходного комплекса и фундамента будет представлять интерес определение роли и значения геотермической аномалии под Южно-Карской НГО и связей ее со структурой литосферы, тектоникой, геодинамикой и кинематикой блоков фундамента, осадочного чехла и распределением ресурсов УВ. Также представляет интерес глубинное сочленение Южно-Карской синеклизы с Новоземельским орогеном и Восточно-Баренцевской впадиной

в плане уточнения газонефтеперспективности Приновоземельских участков.

4. В результате геофизических работ в акватории морей Восточной Арктики выявлены около 100 газонефтеперспективных структур: 18 в Северо-Чукотском секторе, 20 в Восточно-Сибирском море и 59 в море Лаптевых. По оценке экспертов ООО «Газпром ВНИИГАЗ», на наиболее крупных структурах возможны открытия месторождений с запасами до 150...250 млн т у.т. Здесь на крупных поднятиях возможны так называемые поглощающие ловушки, включающие группы ловушек, приуроченных к одному и тому же своду или мегавалу типа Мининского или Трофимовского в море Лаптевых.

На шельфе Восточно-Сибирского моря (Восточно-Арктическая перспективная НПП) Северо-Врангелевский участок недр федерального значения, принадлежащий ПАО «Газпром», включает газонефтеперспективные структуры Безымянную, Северо-Шелагскую, Шелагскую, Восточно-Шелагскую, Дремхедскую 1, Дремхедскую 2, Дремхедскую 3, Западно-Врангелевскую 1, Западно-Врангелевскую 2.

В пределах изученных сейсморазведкой 2D южной и восточной частей участка выявлены 22 газонефтеперспективные структуры, на девяти наиболее крупных из которых оценены ресурсы по категории D_2 в количестве 102,3 млрд m^3 газа и 238,8/71,6 млн т (геол./извлек.) нефти. На остальные 13 структур лицензионного участка приходится около 67 млрд m^3 газа и 46 млн т (извлек.) нефти. Наиболее крупные ресурсы УВ (извлек.) по категории D_2 оценены на структурах Безымянной – около 31,0 млрд m^3 газа и 21,7 млн т нефти, Северо-Шелагинской – 22,6 млрд m^3 газа и 15,8 млн т нефти, Дремхедской 2 – 15,8 млрд m^3 газа и 11,2 млн т нефти. Однако здесь возможны крупные объединенные ловушки – поглощающие две-три и более мелкие.

В связи с успешным освоением лицензионных участков северо-восточной части

присахалинского шельфа Охотоморского НГБ начато опосискование структур в пределах лицензионных участков проекта «Сахалин-6»: структур крупного межрифтового поднятия Полевого – Центрально-Пограничной, Озерной, Хузинской; обособленной Керосинной. Также целесообразно будет изучение объектов проекта «Сахалин-7» [35]. Здесь вероятно открытие ряда газосодержащих месторождений в диапазоне крупности 10...60 млрд m^3 .

На Западно-Камчатском шельфе первоочередными перспективными могут являться структуры в пределах межрифтовых поднятий – Утхолокско-Колпаковского, Пьягинского, Прикамчатского, Омгинского и Тайгоносского. В северной части шельфа Западной Камчатки также целесообразно продолжить поисковые работы на нефть и газ, что приведет к открытию месторождений УВ, преимущественно газа, на имеющихся локальных структурах в пределах Омгонского поднятия, в частности, на Пенсепельской, Качилинской, Жиловской, Тигильской, Кедровой и др. структурах. Но в условиях неповсеместного развития пластов-коллекторов в основных газонефтеносных комплексах Охотоморского НГБ альтернативными направлениями поисковых работ могут быть зоны повышенной тектонической активности, где развиты коллекторы трещинного типа, а также выступы фундамента, облекаемые флюидопорами, например Шантарский, Пьягинский, Западно-Камчатский и др. (аналоги выступов на зондском шельфе Вьетнама – Белый тигр, Дракон и др.).

Итак, генетические условия (онтогенез УВ) обусловили масштабное газонакопление в недрах морей СЕА. В дальнейшем в Арктике будет открыт ряд крупных и крупнейших газосодержащих месторождений, включая сверхгигантские (более 1 трлн m^3 каждое). Общий прирост разведанных запасов газа за счет ПРР в тридцатилетие 2021–2050 гг. оценивается в 23...25 трлн m^3 (гарантируемый минимум).

Список литературы

1. Алексеева А.К. Актуализация количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата континентального шельфа Российской Федерации по состоянию на 01.01.2017 г. – результаты и перспективы / А.К. Алексеева, С.С. Арутюнян, О.А. Васильева и др. // Геология нефти и газа. – 2023. – № 4. – С. 69–82.
2. Астафьев Д.А. Современные проблемы и альтернативные идеи изучения глубинного строения нефтегазоносных бассейнов, геодинамики и нафтидогенеза / Д.А. Астафьев // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2023. – № 1 (53): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 262–277.
3. 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.
4. Астафьев Д.А. Оценка и освоение углеводородного потенциала недр Охотоморской провинции / Д.А. Астафьев, М.Ю. Кабалин, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 3 (48): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 161–177.
5. Астафьев Д.А. А будет ли «большая нефть» в недрах морских осадочных бассейнов Северной Евразии? / Д.А. Астафьев, В.А. Скоробогатов, А.В. Толстиков // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2023. – № 1 (53): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 253–261.
6. Астафьев Д.А. Возможности уточнения ресурсов углеводородов и направлений нефтегазопроисковых работ с учетом глубинных структур и геодинамических процессов в недрах Земли / Д.А. Астафьев, А.В. Толстиков, Л.А. Наумова // Вести газовой науки: науч.-технический сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 2 (39): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – С. 18–29.
7. Астафьев Д.А. Перспективные направления газонефтепоисковых работ на морском шельфе России в XXI веке / Д.А. Астафьев, А.В. Толстиков, 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 месторождений российского шельфа. – С. 4–18.
8. Афанасенков А.П. Развитие минерально-сырьевой базы нефтегазового комплекса России и мира в XX–XXI вв.: итоги, проблемы, перспективы / А.П. Афанасенков, В.И. Высоцкий, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 3 (48): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 21–40.
9. 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.
10. 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.
11. 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.
12. 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.
13. Вовк В.С. О соотношении газа и нефти в недрах морей Северной Евразии / В.С. Вовк, С.М. Карнаухов, В.А. Скоробогатов // Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения (WGRR-2010): тезисы докладов II Международной научно-практической конференции 28–29 октября 2010 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 15–16.
14. Высоцкий В.И. Гигантские месторождения углеводородов России и мира. Перспективы новых открытий / В.И. Высоцкий, В.А. Скоробогатов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2021. – № 1-6. – С. 20–25.

15. Захаров Е.В. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности шельфа морей России / Е.В. Захаров, М.Н. Мансуров, Б.А. Никитин и др. – М.: Недра, 2011. – 181 с.
16. 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.
17. 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.
18. Ковалева Е.Д. Западно-Сибирская Арктика: новый взгляд на перспективы освоения углеводородного потенциала недр в XXI веке / Е.Д. Ковалева, О.Г. Кананыхина, В.А. Скоробогатов // Наука и техника в газовой промышленности. – 2015. – № 3. – С. 3–17.
19. Лобусев М.А. Арктическая газоносная провинция Западной Сибири / М.А. Лобусев. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2023. – 324 с.
20. Меньшиков С.М. Начало освоения и результаты геологоразведочных работ в Карском море / С.Н. Меньшиков, С.С. Чужмарев, М.Ф. Нуриев и др. // Газовая промышленность. – 2024. – № 5. – С. 30–40.
21. 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.
22. 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.
23. Рыбьяков А.Н. Газовое будущее России – Арктика: суша и шельф. Ресурсы и запасы, поиски и открытия, разведка и добыча углеводородов / А.Н. Рыбьяков, В.А. Скоробогатов, Д.Я. Хабибуллин // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 3 (48): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 41–60.
24. Рыбьяков А.Н. Поиски и открытия месторождений углеводородов в осадочных бассейнах Северной Евразии в XX–XXI веках. Итоги. Проблемы. Риски. Перспективы / А.Н. Рыбьяков, В.А. Скоробогатов, Д.Я. Хабибуллин // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2023. – № 1 (53): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 34–48.
25. 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.
26. Самсонов Р.О. Углеводородный потенциал российского сектора Арктики (суша и шельф): величина, структура, перспективы изучения и освоения в XXI веке / Р.О. Самсонов, В.А. Скоробогатов // Нефть, газ Арктики: м-лы международной научно-технической конференции; под ред. В.П. Гаврилова. – М.: Интерконтакт Наука, 2007. – С. 83–90.
27. 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.
28. Скоробогатов В.А. Онтогенез газа и нефти в осадочных бассейнах и породах различного типа и возраста / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов // Газовые ресурсы России в XXI веке: сб. науч. трудов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2003. – С. 43–67.
29. 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.
30. Скоробогатов В.А. Учение об этапности освоения углеводородного потенциала разномасштабных геологических объектов (территорий) в связи с формированием и развитием минерально-сырьевой базы газо- и нефтедобычи / В.А. Скоробогатов, Д.Я. Хабибуллин // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2023. – № 1 (53): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 71–81.
31. Ступакова А.В. Перспективы открытия новых месторождений в пределах арктического шельфа / А.В. Ступакова, А.А. Сулова, Р.С. Сауткин и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28). – С. 154–166.

32. Супруненко О.И. Состояние изучения и освоения нефтегазовых ресурсов Арктического шельфа России / О.И. Супруненко, В.В. Сулова, Т.Ю. Медведева // Геология нефти и газа. – 2012. – № 5. – С. 99–107.
33. Толстиков А.В. Запасы и ресурсы углеводородов, перспективы изучения и промышленного освоения недр морей России в XXI в. / А.В. Толстиков, Д.А. Астафьев, Я.И. Штейн и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 73–85.
34. 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.
35. Хабибуллин Д.Я. Новая парадигма ведения поисково-разведочных работ в России в 2021–2040 гг. для развития минерально-сырьевой базы газодобычи / Д.Я. Хабибуллин, В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2018. – 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 67–73.
36. Харахинов В.В. Возможности открытия новых месторождений углеводородов на шельфах Сахалина и Западной Камчатки / В.В. Харахинов, Д.А. Астафьев, М.А. Калита и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – С. 21–35.

Major laws and specifics of gas accumulation in depths of Arctic and Far-Eastern seas at Northern Eurasia (in respect to prediction of new discoveries)

D.A. Astafyev^{1*}, V.A. Skorobogatov¹, A.V. Tolstikov¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

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

Abstract. To formulate few conclusions concerning the reasons for the predominant gas accumulation in the sea depths of the Arctic and the Far East and to predict there new discoveries of hydrocarbon fields of various sizes, authors used vast amount of data about the geological structure and the oil-gas-bearing capacity of the Mesozoic and Cenozoic rocks, as well as the state-of-art concepts of generation and disposition of hydrocarbon agglomerations, and geochemical information about the composition and the properties of gas, oil and gas condensate within the reservoirs.

Keywords: the Arctic, Far East, continental shelf, oil-gas-bearing basin, field, deposit, resources, reserves, oil, gas, outlooks, search, prospecting.

References

1. ALEKSEYEVA, A.K., S.S. ARUTYUNYAN, O.A. VASILYEVA et al. Russian Federation continental shelf: update of quantitative estimate of oil, gas, and condensate resources as on 01.01.2017. Results and opportunities [Aktualizatsiya kolichestvennoy otsenki resursov nefli, gaza i kondensata kontinentalnogo shelfa Rossiyskoy Federatsii po sostoyaniyu na 01.01.2017 g. – rezultaty i perspektivy]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2023, no. 4, pp. 69–82. ISSN 0016-7894. (Russ.).
2. ASTAFYEV, D.A. Contemporary issues and alternative concepts in studying abyssal structure of oil-gas-bearing basins, geodynamics and naphtide genesis [Sovremennyye problem i alternativnyye idei izucheniya glubinnogo stroyeniya neftegazonosnykh basseynov, geodinamiki i naftidogeneza]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2023, no. 1: Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 262–277. ISSN 2306-8949. (Russ.).
3. 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.).

4. ASTAFYEV, D.A., M.Yu. KABALIN, V.A. SKOROBOGATOV. Assessment and development of Okhotomorskaya province subsoil potential for hydrocarbon presence [Otsenka i osvoyeniye uglevodorodnogo potentsiala nedr Okhotomorskoy provintsii]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 3(48): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 161–177. ISSN 2306-8949. (Russ.).
5. ASTAFYEV, D.A., V.A. SKOROBOGATOV, A.V. TOLSTIKOV. Will the “big oil” be found in subsoil sedimentary basins of Northern Eurasia, or not? [A budet li “bolshya neft” v nedrakh morskikh osadochnykh basseynov Severnoy Yevrazii?]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2023, no. 1: Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 253–261. ISSN 2306-8949. (Russ.).
6. ASTAFYEV, D.A., A.V. TOLSTIKOV, L.A. NAUMOVA. Ways to precise hydrocarbon resources and directions of oil-gas search considering intratelluric structures and geodynamics of subsoil processes [Vozmozhnosti utochneniya resursov uglevodorodov i napravleniy neftegazoposkovykh работ s uchetom glubinykh struktur i geodinamicheskikh protsessov v nedrakh Zemli]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2019, no. 2 (39): Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at Russian continental shelf, pp. 18–29. ISSN 2306-8949. (Russ.).
7. ASTAFYEV, D.A., A.V. TOLSTIKOV, L.A. NAUMOVA. Promising XXI-century trends of oil and gas prospecting offshore Russia [Perspektivnyye napravleniya gazonefteposkovykh работ 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.).
8. AFANASENKOV, A.P., V.I. VYSOTSKIY, V.A. SKOROBOGATOV. Evolution of mineral resource base for petroleum industry in Russia and abroad in 20th and 21st centuries: results, challenges and outlooks [Razvitiye mineralno-syryevoy bazy neftegazovogo kompleksa Rossii i mira v XX–XXI vv.: itogi, problem, perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 3(48): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 21–40. ISSN 2306-8949. (Russ.).
9. 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.).
10. BURLIN, Yu.K., A.V. STUPAKOVA. Geological background of oil and gas presence offshore Russian sector of the 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.).
11. 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.).
12. VERZHBITSKIY, B.Ye., N. KOSENKOVA, V. ANANYEV et al. Geology and hydrocarbon potential of Kara Sea [Geologiya i uglevodorodnyy potentsial Karskogo morya]. *Oil & Gas Journal Russia*, 2016, January–February, pp. 48–54, ISSN 1995-8137. (Russ.).
13. VOVK, V.S., S.M. KARNAUKHOV, V.A. SKOROBOGATOV. On gas–oil ratio in the depths of Northern Eurasia [O sootnoshenii gaza i nefti v nedrakh morey Severnoy Evrazii]. In: *World gas resources and reserves and advanced development technologies (WGRR-2010): Proc. of the 2nd International conference, October 28–29, 2010*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2010, pp. 15–16. (Russ.).
14. VYSOTSKIY, V.I., V.A. SKOROBOGATOV. Giant hydrocarbon fields of Russia and the world. Prospects for new discoveries [Gigantskiye mestorozhdeniya uglevodorodov Rossi i mira. Perspektivy novykh otkrytiy]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*, 2021, no. 1-6, pp. 20–25, ISSN 0869-3188. (Russ.).
15. ZAKHAROV, Ye.V., M.N. KHOLODILOV, B.A. MANSUROV, et al. *Geological structure and outlooks for oil and gas presence off shore Russia* [Geologicheskoye stroyeniye i perspektivy neftegazonosnosti shelfa morey Rossii]. Moscow: Nedra, 2011. (Russ.).
16. 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.).
17. KAMINSKIY, V.D., O.N. ZUYKOVA, T.Yu. MEDVEDEVA et al. Hydrocarbon potential of the Russian continental shelf: present-day condition and the development prospects [Uglevodorodnyy potentsial kontinentalnogo shelfa Rossii: sostoyaniye izuchennosti i perspektivy osvoiniya]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*, 2018, no. 1, pp. 4–9, ISSN 0869-3188. (Russ.).
18. KOVALEVA, Ye.D., O.G. KANANYKHINA, V.A. SKOROBOGATOV. West-Siberian Arctic: new vision of the outlooks for developing subsoil hydrocarbon potential in 21st century [Zapadno-Sibirskaya Arktika: novyy vzglyad na perspektivy osvoiniya uglevodorodnogo potentsiala nedr v XXI veke]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*, 2015, no. 3, pp. 3–11, ISSN 2070-6820. (Russ.).

19. LOBUSEV, M.A. *Arctic gas-bearing province of Western Siberia* [Arkticheskaya gazonosnaya provintsiya Zapadnoy Sibiri]. Moscow: Gubkin University, 2023. (Russ.).
20. MENSHIKOV, S.M., S.S. CHUZHMAREV, M.F. NURIYEV et al. Beginning of development and results of geological exploration in the Kara Sea [Nachalo osvoyeniya i rezultaty geologorazvedochnykh rabot v Karskom more]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2024, no. 5, pp. 30–40, ISSN 0016-5581. (Russ.).
21. POLYAKOV, Ye. Ye., V.V. RYBALCHENKO, A. Ye. RYZHOV, et al. Where must the new the biggest, gigantic and unique gas-bearing fields be looked for in Northern Eurasia? [Gde iskat novyye krupneyshiye, gigantskiye i unikalnyye gazosoderzhashchiye mestorozhdeniya v Severnoy Evrazii?]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 45–57. ISSN 0016-7894. (Russ.).
22. POPOV, A.I., I.A. PLESOVSKIKH, A.I. VARLAMOV et al. The state of oil and gas resource base of 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.).
23. RYBYAKOV, A.N., V.A. SKOROBOGATOV, D.Ya. KHABIBULLIN. Onshore and offshore Arctic as the future of Russian gas. Resources and reserves, search and discoveries, prospecting and production of hydrocarbons [Gazovoye budushcheye Rossii – Arktika: susha i shelf. Resursy, zapasy, poiski i otkrytiya, razvedka i dobycha uglerodov]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 3(48): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 41–60. ISSN 2306-8949. (Russ.).
24. RYBYAKOV, A.N., V.A. SKOROBOGATOV, D.Ya. KHABIBULLIN. Searching and discovering hydrocarbon fields in sedimentary basins of Northern Eurasia in 20th–21st centuries. Outcomes. Challenges. Risks. Prospects [Poiski i otkrytiya mestorozhdeniy uglevodorodov v osadochnykh basseynakh Severnoy Yevrazii v XX–XXI vekakh. Itogi. Problemy. Riski. Perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2023, no. 1: Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 34–48. ISSN 2306-8949. (Russ.).
25. SALMANOV, F.K., I.S. GRAMBERG, K.A. KLESHCHEV et al. Oil and gas in Arctic regions – the power of word future [Neft i gaz Arktiki – energetika mira budushchego]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 1994, no. 3, ISSN 0016-7894. (Russ.).
26. SAMSONOV, R.O., V.A. SKOROBOGATOV. Hydrocarbon potential of Russian sector of the Arctic (onshore and offshore): amounts, structure, prospects for studying and development in the 21st century [Uglevodorodnyy potentsial rossiyskogo sektora Arktiki (susha i shelf): velichina, struktura, perspektivy izucheniya i osvoyeniya v XXI veke]. In: *Oil and gas of the Arctic: proc. of the international R&D conference*. Moscow: Interkontakt Nauka, 2007, pp. 83–90. (Russ.).
27. SKVORTSOV, M.B., A.D. DZYUBLO, O.V. GRUSHEVSKAYA et al. Laptev Sea shelf: qualitative and quantitative assessment of hydrocarbon potential [Kachestvennaya i kolichestvennaya otsenka perspektiv neftegazonosnosti shelfa moray Laptevykh]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2020. – № 1. – С. 5–20, ISSN 0016-7894. (Russ.).
28. 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.).
29. SKOROBOGATOV, V.A., G.R. PYATNITSKAYA, D.A. SOIN, et al. Practice of estimation of potential resources of the free gas in sedimentary basins of Russia and their validation during prospecting works [Opyt otsenok potentsialnykh resursov svobodnogo gaza osadochnykh basseynov Rossii i ikh podtverzhdayemost pri poiskovo-razvedochnykh rabotakh]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 59–65. ISSN 0016-7894. (Russ.).
30. SKOROBOGATOV, V.A., D.Ya. KHABIBULLIN. Doctrine of stage-by-stage development of hydrocarbon potential of different-scale geological objects (territories) in context of synthesis of mineral base for gas and oil production [Ucheniye ob etapnosti osvoyeniya uglevodorodnogo potentsiala raznomasshtabnykh geologicheskikh obyektov (territoriy) v svyazi s formirovaniyem i razvitiyem mineralno-syryevoy bazy geo- i nefte dobychi]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2023, no. 1: Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 71–81. ISSN 2306-8949. (Russ.).
31. STUPAKOVA, A.V., A.A. SUSLOVA, R.S. SAUTKIN et al. Outlooks for discovery of new fields within the framework of Arctic continental shelf [Perspektivy otkrytiya novykh mestorozhdeniy v predelakh arkticheskogo shelfa]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016, no. 4 (28): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 154–164. ISSN 2306-8949. (Russ.).
32. SUPRUNENKO, O.I., V.V. SUSLOVA, T.Yu. MEDVEDEVA. Status of exploration and development of oil and gas resources at Arctic shelf of Russia [Sostoyaniye izucheniya i osvoyeniya neftegazovykh resursov Arkticheskogo shelfa Rossii]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2012, no. 5, pp. 99–107. ISSN 0016-7894. (Russ.).
33. 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.).

34. 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 работ na gaz i нефть 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.).
35. KHABIBULLIN, D.Ya., V.A. SKOROBOGATOV. New paradigm of prospecting and exploration operations in Russia in 2021–2040 aimed at development of mineral resource base of gas production [Novaya paradigma vedeniya poiskovo-razvedochnykh работ v Rossii v 2021–2040 dlya razvitiya mineralno-syryevoy bazy gazodobychi]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 67–73. ISSN 0016-7894. (Russ.).
36. 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.).

УДК 550.84(571.642)

Геохимическая характеристика разреза пограничного осадочного бассейна Восточного Сахалина

А.З. Морозова^{1*}, А.В. Лобусев¹, М.А. Лобусев¹

¹ Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, к. 1

* E-mail: albina.zulfatovna@mail.ru

Ключевые слова:

Сахалин, Пограничный осадочный бассейн, геохимия, свойства, нефтематеринская толща, нефтематеринские породы, мезозой, верхний мел, палеоген, эоцен, олигоцен, офиолиты, серпентиниты, рымникская серия, раkitинская свита, березовская свита, люкаминская свита, мутновская свита, пиленгская свита.

Тезисы. В работе приведена геохимическая характеристика сводного разреза Пограничного осадочного бассейна (ОБ). В отношении геохимических свойств разрез мезозоя и большей части палеогена Пограничного бассейна охарактеризован слабо. По данной причине основной упор в статье сделан на указанные подразделения.

Пограничный ОБ расположен в пределах восточной части о-ва Сахалин и прилегающего шельфа. Основание бассейна представлено мезозойскими магматическими породами офиолитовой ассоциации и осадочно-вулканогенными верхнемеловыми породами рымникской серии. Интервал серпентинитов офиолитовой ассоциации, вскрытый скважиной Окружная 28, обладает повышенной маслянисто-смолистой близкой к нейтральной битуминозностью, признаками нефтенасыщенности по керну. Перекрывающая осадочно-вулканогенная рымникская серия, по имеющимся ограниченным сведениям, обладает «низкими» геохимическими свойствами. Породы израсходовали потенциал и не выступают в роли нефтематеринских.

Интервал палеогена представлен рифтовыми субконтинентальными осадками люкаминской свиты, мористыми конседиментационными отложениями мутновской и пострифтовыми глубоководными кремнистыми породами пиленгской свит. Углистые отложения люкаминской свиты обладают выраженными нефтематеринскими свойствами, на что указывают повышенное содержание органического вещества гумусового типа ($C_{орг}$), высокий генетический потенциал, положение толщи в начале «нефтяного окна», а также нефтепроявления по разрезу. Сниженная концентрация $C_{орг}$ в аржиллитах, низкий генетический потенциал и уровень катагенеза мутновской свиты не показывают высокий нефтегазоматеринский интерес. Исследуемый разрез венчается отложениями пиленгской свиты, которые обладают выраженными нефтематеринскими свойствами и потенциалом от «превосходного» до «умеренного». К данному разрезу приурочено сингенетичное Окружное месторождение, основная роль в формировании которого отводится пиленгской свите.

Пограничный осадочный бассейн (ОБ) расположен в пределах восточной части о-ва Сахалин и прилегающего шельфа и в тектоническом отношении приурочен к одноименной депрессии [1]. Западная часть ОБ протягивается узкой полосой вдоль восточного побережья, а основная площадь приурочена к акватории (рис. 1).

Литолого-стратиграфический разрез и структурно-тектонические особенности строения бассейна изучены по обнажениям горных пород, геофизическими исследованиями и результатами бурения скважин. Изученность бурением здесь значительно ниже, чем в северо-восточной части острова, и представлена поисково-разведочными скважинами, пробуренными преимущественно на кайнозойский разрез. Эксплуатационное бурение ведется лишь в пределах Окружного поднятия, где в отложениях пиленгской и борской свит установлено одноименное месторождение, на текущий момент единственное, в пределах Пограничного ОБ. В пределах акватории пробурена лишь одна скважина (далее – скв.) – Борисовская 1 – на пиленгский интервал.

Основание бассейна представлено мезозойскими магматическими и осадочно-вулканогенными комплексами: магматический разрез сложен породами офиолитовой ассоциации, осадочно-вулканогенный – верхнемеловыми породами раkitинской и березовской свит, объединенных в рымникскую серию [2]. Мезозойский разрез офиолитов и перекрывающие отложения краевого моря (рымникская серия) были сформированы во впадине Дерюгина в интервале юрского и мелового времени, а затем в кампан-дании обдуцированы на структуры восточного Сахалина [3].

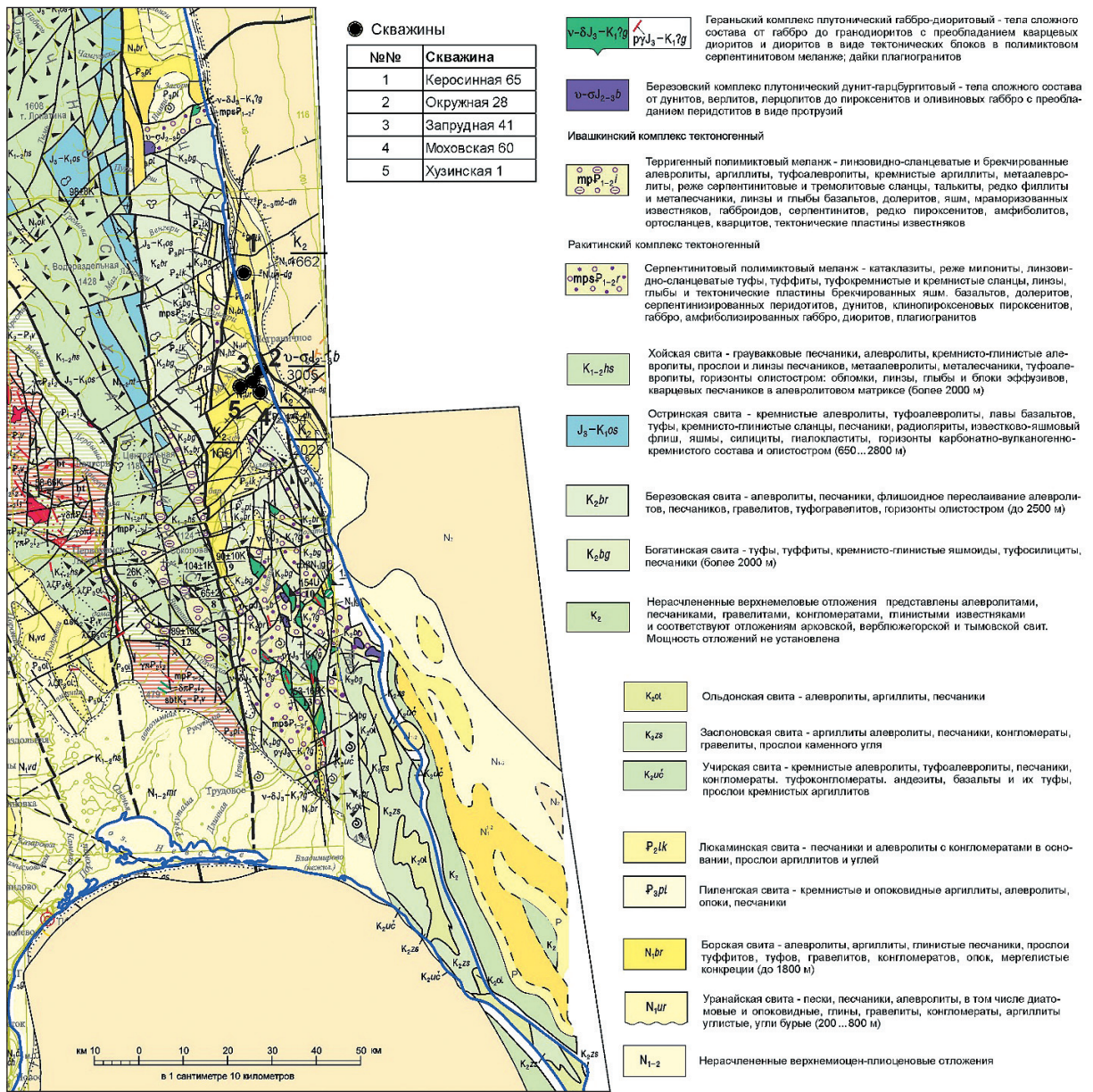


Рис. 1. Геологическая карта Пограничного ОБ [4, 5]

В палеогене осадконакопление происходило в течение трех основных тектонических этапов: синграбенового-рифтового (раннеэоценовый), конседиментационного (олигоцен-раннемиоценовый), пострифтового (олигоцен-раннемиоценовый). Рифтовый комплекс представлен субконтинентальными угленосными отложениями люкаминской свиты, выполняющими глубокие морфотектонические впадины мезозойского основания и торцово примыкающие к выступам. Морские, преимущественно терригенные, осадки мутновской свиты конседиментационно перекрывают палеорельеф, утоньшаясь и выклиниваясь к бортам грабенов. Глубоководные кремнистые отложения

пиленгской свиты практически повсеместно нивелируют тектонический рельеф района. Преобладающая в миоцене морская обстановка привела к накоплению шельфовых и прибрежно-морских терригенных отложений борской свиты с вулканическим влиянием, завершая накопление основной части пограничного разреза. Перекрывающие более молодые образования уранайской и хузинской свит выполняют крупные синклинали и широко развиты лишь на площади акватории.

Юго-восточная часть бассейна представлена обнажениями меловых осадочных пород котиковской серии, слагающей п-ов Терпения. С запада осадочный комплекс бассейна

ограничен обнажениями аккреционных морских отложений остринской и хойской свит юрско-мелового возраста. Породы развиты на значительной площади и геоморфологически приурочены к Восточно-Сахалинским горам (см. рис. 1).

Геохимическая характеристика [6–8]

Интервал серпентинитов офиолитовой ассоциации. Мезозой. В геохимическом отношении магматический надвиговый разрез офиолитов изучен по результатам бурения скв. Окружная 28 (ОК28). Изученность низкая по объему и набору исследований, включающих лишь люминесцентно-битуминологические исследования и анализ компонентного состава хлороформного битумоида (ХБ) керн скв. ОК28 [6, 8]. Здесь с глубины 2868 м и до забоя 3005 м вскрыты брекчированные измененные серпентиниты, которые можно соотнести с дунит-гарцбургитовым комплексом офиолитовой ассоциации. Породы ассоциации развиты и в структурно-литологическом плане хорошо изучены в обнажениях бассейна. Керн интервала серпентинитов характеризуется нефтенасыщенностью (см. «Дело скважины № 28. Площадь Окружная» [8]) и имеет повышенные геохимические показатели [6]. Испытания показали, что объекты практические «сухие» или имеют слабые притоки пластовой воды дебитом менее 5 м³/сут (см. «Дело скважины № 28. Площадь Окружная» [8]).

По результатам битуминологического анализа (5 опр.), концентрации ХБ изменяются от средних до очень высоких в пределах от 0,02 до 0,47 % при среднем значении 0,11 %. Отдельно обращает на себя внимание образец керн интервала 2968...2973 м с концентрацией ХБ 0,47 % [6]: это крайне высокое значение даже для площадей Сахалина с доказанной продуктивностью. Концентрации спиртобензольного битумоида (СББ) (4 опр.) изменяются от 0,03 до 0,08 %. Среднее отношение ХБ/СББ составляет 0,9, что характеризует битумоиды как нейтральные (рис. 2).

По компонентному составу ХБ в двух образцах, отобранных в интервале 2996...3001 м, отмечены высокое содержание масел (77...80 %) и относительно низкое содержание асфальтенов (2...3 %), что показывает высокую степень восстановленности битума. Содержание смол имеет подчиненное положение – 18...20 %. Данные образцы характеризуются

маслянисто-смолистым (МСБ) типом битумоида, а интервал в целом содержит битумоиды от «легкого» (образец 0,47 % ХБ) до «маслянисто-смолистого», по классификации В.Н. Флоровской. Нейтральность и восстановленность битумоидов косвенно указывают на преимущественно сапропелевый тип исходного органического вещества (ОВ).

Содержание гуминовых кислот (ГК) крайне мало и определено по четырем образцам. Содержание изменяется в пределах от 0,0006 до 0,005 %, что можно связывать с катагенетической преобразованностью ОВ. Косвенно на преобразованность ОВ также указывают и относительно высокое содержание масел, и сниженное содержание асфальтенов в составе битумоида (см. выше). Современный температурный режим недр на глубине интервала составляет 80...86 °С (см. «Дело скважины № 28. Площадь Окружная» [8]) и условно соответствует стадии МК₁ – области главной зоны нефтеобразования (Н.Б. Вассоевич) [9].

Рымникская серия. Верхний мел. Геохимическая изученность интервала крайне низкая, представлена «штучными» исследованиями образцов керн скв. Керосинная 65, Запрудная 41, Моховская 60 и Окружная 28 (см. «Лабораторные анализы скважины № 28. Площадь Окружная» [8]). Исследования ограничены люминесцентно-битуминологическим (ЛБА) и силикатным анализом.

Разрез в скважинах не расчленен стратиграфически и объединен в верхнемеловую рымникскую серию, включающую отложения богатинской, ракетинской, березовской свит. Отложения представлены чередованием зеленоватых, темно-серых до черных аргиллитов с прослоями алевролитовых песчаников, туффитами, эффузивами, яшмами. В трещинном пространстве образца туфа интервала керн 2587...5292 скв. ОК28 отмечено присутствие «легкого миграционного битумоида» (см. «Лабораторные анализы скважины № 28. Площадь Окружная» [8]). Имеются сведения о признаках нефти и газа в обнажениях района горы Медвежья. При испытании скв. 41 получен приток пластовой воды до 41 м³/сут с растворенным газом [10], в скв. ОК28 получены притоки пластовых вод до 6,9 м³/сут (см. «Дело скважины № 28. Площадь Окружная» [8]).

Сведения (7 опр.) о содержании органического углерода (C_{орг}) сильно разнятся по скважинам. В скв. Керосинная 65 имеет место

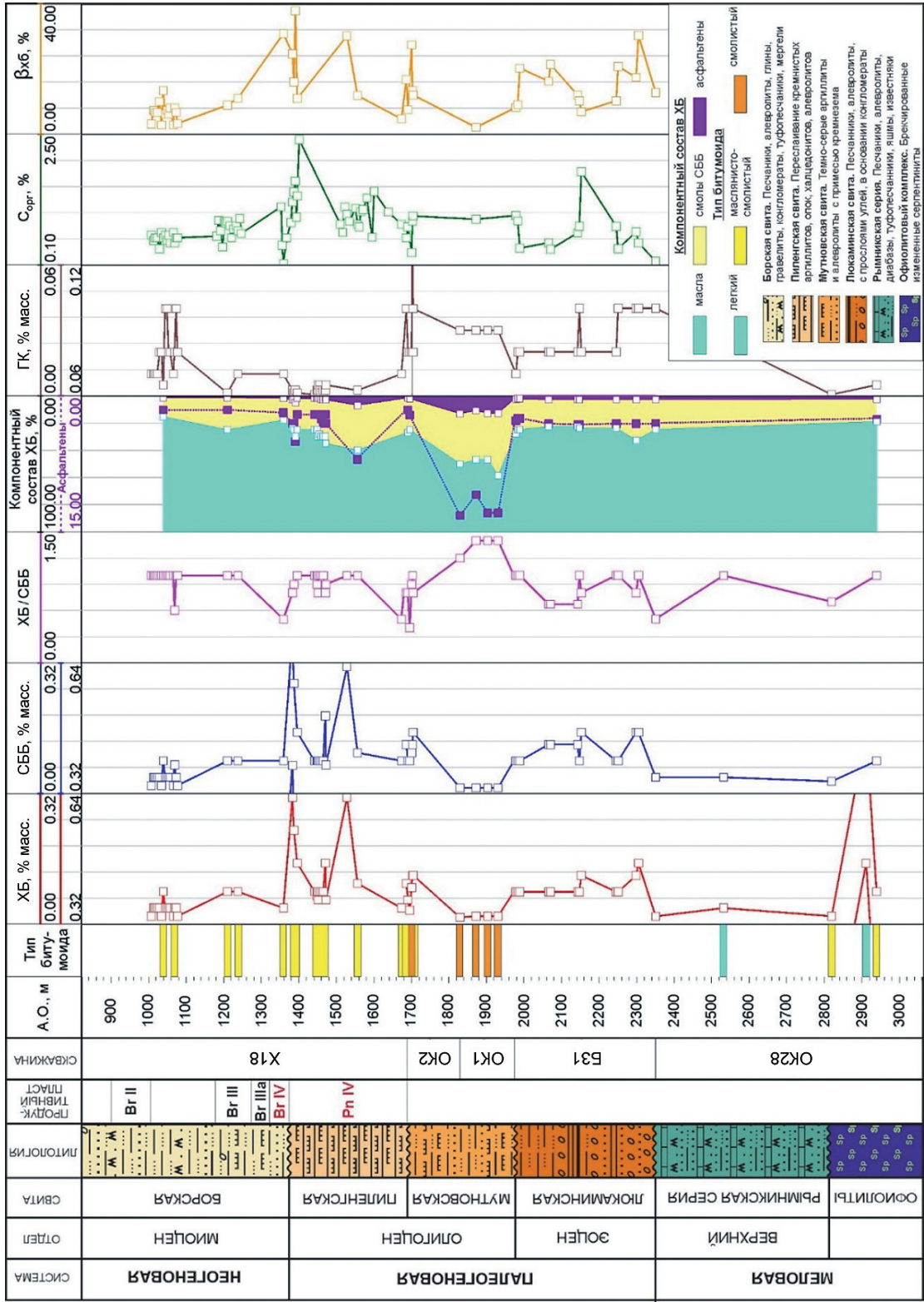


Рис. 2. Сводный геохимический планшет разреза Пограничного ОБ: X18, ОК1, ОК2, ОК28 – скв. Окружной площади; Б31 – скв. Борская 31; А.О. – абсолютная отметка; βоб – битумоидный коэффициент

наибольшее значение $C_{\text{орг}} = 0,78\%$ (алевролит), минимальное значение $C_{\text{орг}} = 0,11\%$ отмечается в скв. Моховская 60. В среднем содержание ОВ низкое и составляет $0,28\%$.

Исследования на содержание ХБ и СББ включают по 4 определения при средних содержаниях $0,07$ и $0,07\%$ соответственно. В скв. Керосинная 65 наблюдаются высокие равнозначные содержания ХБ и СББ: в алевролитах – по $0,15\%$, в аргиллитах – по $0,08\%$. В скв. Запрудная 41 значения ХБ и СББ низкие: $0,0003$ и $0,0006\%$ соответственно. Преобладающий тип ХБ – маслянисто-смолистый. Исключение составляет скв. 28, в которой содержанию ХБ и СББ $0,04\%$ соответствует «легкий» тип битумоида. Битумоиды для группы скважин преимущественно нейтральные. Содержание гуминовых кислот (3 опр.) крайне низкое, составляет в среднем $0,001\%$ (см. рис. 2).

Битумоидный коэффициент для скв. Керосинная 65 составляет $19,2\%$ (1 опр.). Данные значения характерны для син-, возможно, парагенетичных перераспределенных битумоидов. Отметим, что в скв. Керосинная 65 битумологические характеристики и $C_{\text{орг}}$ имеют высокие значения в алевролитах, в остальных же скважинах в аргиллитах и брекчиях в среднем $C_{\text{орг}} = 0,21\%$, что ниже пороговых значений кларка для нефтегазоматеринских пород.

Закисные формы железа незначительно преобладают над окисными: в среднем (7 опр.) $\text{Fe}^{2+}/\text{Fe}^{3+} = 2,4$, что свидетельствует о преобразовании ОВ, протекающем в слабо восстановительных условиях. Судя по содержаниям общей серы до $0,3\%$, накопление осадков происходило в несколько опресненном морском бассейне.

Согласно температурному градиенту и относительно перекрывающих отложений Люкаминской свиты для разреза Окружной площади можно довольно условно предполагать степень катагенеза МК_1 . Низкий катагенез пород предполагается и в работе А.В. Шапошникова и др. [10].

По имеющимся ограниченными сведениям, разрез верхнемеловой рымникской серии обладает низкими геохимическими свойствами. Породы израсходовали свой материнский потенциал и не рассматриваются в качестве нефтематеринских.

Люкаминская свита. Эоцен. Терригенно-угленосные отложения Люкаминской свиты

сложены в нижней части конгломератами, переходящими в алевролито-песчанистый разрез, с линзами углей и растительным детритом и в верхней части прослоем туфитов. Отложения свиты развиты и далее на север – в южной части Северо-Сахалинского ОБ, где обнаружены в разрезах скважин Полярнинско-Нампинской площади (по данным А.И. Араповой и др. [11]), и, возможно, вплоть до междуреченской площади [8]. Непосредственно в пределах Пограничного ОБ отложения изучены бурением лишь в скв. Борских 31, 32, Керосинной 65, Моховской 60. По обнажениям отмечены нефтепроявления [7]. Свита имеет преобладающий гумусовый состав рассеянного ОВ (кероген типа III) [12] с высоким генетическим потенциалом – более 10 мг УВ на грамм породы, что обусловлено высокими концентрациями ОВ (в среднем $30...48\%$) и присутствием в составе липидных компонентов (водородный индекс – до 414 мг УВ на грамм породы) [7]. Степень катагенеза, определенная по образцам керна скв. Борская 31, составляет $\text{МК}_1... \text{ПК}_3$.

Содержание ХБ в песчаниках и алевролитах изменяется от $0,005$ до $0,12\%$ при среднем значении $0,06\%$, СББ – от $0,012$ до $0,16\%$ при среднем значении $0,08\%$, что отражает повышенное содержание битумоидов в породе. Средний коэффициент нейтральности для песчаников и аргиллитов составляет $0,7$, а среднее содержание гуминовых кислот – $0,04\%$. Битумоиды преимущественно смолистые с содержанием масел в пределах 74% и асфальтенов до 3% по компонентному составу. Аргиллитам соответствуют средние содержания ХБ $0,07\%$ и СББ $0,11\%$, отмечается повышенная концентрация. Битумоиды преимущественно сингенетичные с незначительной долей перераспределенных ($\beta_{\text{хб}}$ до 30%) (см. рис. 2).

Положение толщи в области начала «нефтяного окна» в совокупности с приведенными выше геохимическими показателями позволяет отнести люкаминскую свиту к нефтематеринскому комплексу, представляющему значительный интерес в формировании скоплений УВ.

Мутновская свита. Олигоцен. Отложения представлены резко изменяющейся в мощности (до $1,5$ км) терригенно-глинистой толщей, несогласно перекрывающей люкаминские отложения или мезозойский комплекс. Свита распространена в пределах пограничного прогиба и далее в северном направлении,

где на Полярнинско-Нампинской площади представляет собой нерасчлененные образования мутновско-пиленгской свиты. Сложена алевролитами с прослоями аргиллитов и песчаников. В верхней части разреза породы окремненные, в нижней – прослойки песчаников с глауконитом. Закисное железо преобладает над окисным в среднем в соотношении 10:1, среднее содержание общей серы 0,4 % указывает на восстановительные мористые условия осадконакопления.

Геохимические характеристики изучены по образцам керна скв. Запрудной 41, Борских 31, 32 Окружной площади и в подавляющем большинстве характеризуют аргиллиты. Средние содержания ХБ и СББ составляют соответственно 0,09 и 0,10 %, что уже должно считаться повышенным содержанием для разреза по причине выборки по аргиллитам. Битумоиды – нейтральные с соотношением ХБ/СББ 0,94 (см. рис. 2). Среднее содержание гуминовых кислот 0,03 %. ЛБА и компонентный состав ХБ указывают на смолистый, маслянисто-смолистый типы битумоидов с повышенным содержанием смол (в среднем 35 %) и асфальтенов (в среднем 7 %). Степень катагенеза – ПК₃.

Содержание ОВ низкое: изменяется от 0,2 до 1,2 %, составляя в среднем 0,7 % в аргиллитах. Битумоидность пород повышенная: около 35 % образцов характеризуются степенью битуминизации 20...52 %, что указывает на значительную долю параавтохтонных, перераспределенных битумоидов.

Несмотря на повышенную битуминозность и «качественное» мористое ОВ, сниженное $C_{орг}$ в аргиллитах, низкий генетический потенциал и уровень катагенеза толщи не показывают высокий нефтегазоматеринский интерес, но с возможным нефтяным потенциалом в будущем.

Пиленгская свита. Оligоцен. Глинисто-кремнистые отложения пиленгской свиты представляют собой морские глубоководные образования, сложенные переслаиванием трещиноватых кремнистых и глинисто-кремнистых пород с единичными включениями карбонатных конкреций и карбонатизированных пород [12]. Постграбенные отложения залегают преимущественно на мутновских и в меньшей степени на люкаминских и мезозойских породах, нивелируя тектонический рельеф района. Свита имеет широкое площадное распространение в пределах Пограничного ОБ и далее

на север, где в Лунском районе вместе с мутновской свитой образует нерасчлененный совместный комплекс.

В отличие от иных подразделений Пограничного разреза, пиленгская свита обладает доказанными выраженными нефтематеринскими свойствами. В пределах Окружного месторождения в разрезе пиленгской свиты установлена сингенетичная залежь нефти, представляющая собой единый гидродинамический объект (горизонт IV) с перекрывающим пластом борской свиты. Генетическая связь нефти IV горизонта с ОВ вмещающих пород пиленгской свиты установлена на основе характера распределения углеводородов-биомаркеров стеранового и гопанового рядов, выделенных из продуктов крекинга различных фракций ОВ [12]. Геохимическая изученность разреза свиты здесь довольно высокая и приводится с учетом работы Ю.Б. Гладенкова и др. [12].

$C_{орг}$ по разрезам скважин Пограничного ОБ изменяется от 0,3 до 2,9 %. Повышенные значения свойственны перекристаллизованным опокам (до 2,5 %) и кремнистым аргиллитам (до 2,9 %), пониженные — халцедонитам (до 0,9 %). Показатели аутигенных форм серы и железа указывают на преобладающие восстановительные диагенетические обстановки с частой сменой на слабо восстановительные.

Отложения характеризуются повышенной битуминозностью: ХБ – 0,02...1,5 %, СББ – 0,04...1 %. Битумоиды по большей части нейтральные (соотношение ХБ/СББ близко к единице). Битумоидность достаточно высокая – от 12 до 51 %, что указывает на параавтохтонность битумоидов (см. рис. 2). Преобладающий тип битумоида – маслянисто-смолистый с преобладанием масел в компонентном составе. В других образцах близкого интервала наблюдаются соотношения ХБ/СББ < 1 (преобладает СББ), т.е., видимо, имеет место перераспределение кислых и восстановительных компонентов [12].

Сингенетичный битумоид, полученный из образцов керна скв. Лангерийская-51 и Хузинская 18, отличается резким преобладанием метаново-нафтовых фракций, бимодальным распределением циклических УВ, преобладанием пристана и фитана над $n-C_{17}$ и $n-C_{18}$.

Породы свиты имеют степени катагенеза от ПК₂ до МК₂; большая часть разреза, в том числе и в пределах Окружного месторождения, находится в зоне ПК₃, отражая низкую

преобразованность ОВ. Кероген, находящийся на градации МК₁, имеет следующий элементный состав, %: С – 72,2; Н – 7,9; О – 17,3; N – 0,9; S – 0,9. Соотношение атомарных водорода и углерода $(H/C)_{ат} = 1,32$, т.е. кероген характеризуется высоким содержанием водорода и при этом явно повышенным содержанием кислорода и относительно невысокими содержаниями азота и серы. Элементарный состав, а также значения водородного индекса от 300 до 670 кг УВ на тонну ОВ указывают на кероген II типа в породах пиленгской свиты.

Низкий катагенез пород (ПК₃) находит отражение в составе нефти, которая по отношению стерановых и гопановых показателей, а также высоким соотношениям цикланов/алканов и изо-/н-алканов также является низкокзрелой [12]. Способность генерировать подобные

нефти – свойство «мористого» планктоногенного ОВ (кероген II и частично I типов), богатого липоидными компонентами и подвергнувшегося интенсивной бактериальной переработке в диагенезе. Нефтематеринский потенциал колеблется от превосходного до умеренного.

Приведена геохимическая характеристика ключевых подразделений Пограничного ОБ, развитие которых предполагается в направлении акваториальной части – основной площади ОБ. Оценка геохимических свойств разреза, а также бассейновый анализ формирования углеводородных систем являются одним из ключевых этапов в прогнозировании скопления УВ и постановке геологоразведочных работ в пределах шельфовой части Охотского моря.

Список литературы

1. Харахинов В.В. Нефтегазовая геология сахалинского региона / В.В. Харахинов. – М.: Научный мир, 2010. – 276 с.
2. Геология СССР. Т. XXXIII: Остров Сахалин. Геологическое описание / под ред. В.Н. Верещагина. – М.: Недра, 1970.
3. Разницын Ю.Н. Офиолитовые аллохтоны и сопредельные глубоководные впадины на западе Тихого океана / Ю.Н. Разницын. – М.: Наука, 1982. – 105 с. – (Тр. ГИН АН СССР. – Вып. 371).
4. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Лист М-(53), 54, (55) (Хабаровск). – Масштаб 1:1000000 (новая серия). – СПб.: Роскомнедра: ВСЕГЕИ, 1994.
5. Дымович В.А. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Серия Дальневосточная. Лист М-54 (Александровск-Сахалинский) / В.А. Дымович, С.В. Евсеев, В.Ф. Евсеев и др. – Масштаб 1:1000000 (3-е поколение). – СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2017.
6. Харахинов А.В. Новые перспективные направления нефтегазописковых работ на шельфе северного Сахалина / А.В. Харахинов // Геология нефти и газа. – 1999. – № 9-10. – С. 18–25.
7. Шкутина Т.Е. Перспективы открытия новых месторождений углеводородов на территории Пограничного прогиба о. Сахалин / Т.Е. Шкутина, Н.А. Налимова, Ю.В. Костров и др. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2020. – Т. 15. – № 1.
8. Тузов В.П. Обработка материалов поискового бурения на суше о. Сахалин, выполненного за средства федерального бюджета, с целью обоснования перспективных направлений геологоразведочных работ на нефть и газ и формирования перечня участков недр для лицензирования: геологический отчет по объекту № 70-65 / гос. контракт № 15-2010; В.П. Тузов, Н.П. Воронин, Л.И. Митрофанова и др. – Южно-Сахалинск: ДВ ф-л ФГУ НПП «Росгеолфонд», 2012. – Дело скважины № 28. Площадь Окружная. – Лабораторные анализы скважины № 28. Площадь Окружная.
9. Кожевникова Е.Е. Геология и геохимия нефти и газа: учеб. пособие / Е.Е. Кожевникова. – Пермь: Пермский государственный национальный исследовательский университет, 2020. – 90 с.
10. Шапошников А.В. Анализ геолого-геофизических материалов Пограничного прогиба Сахалинской обл. по площадям, выведенным из глубокого бурения с отрицательными результатами / А.В. Шапошников, И.И. Тютрин, Т.П. Безлюдко и др. – Южно-Сахалинск: Сахалингеология, 1991. – Лист М-54.
11. Арапова А.И. Сейсморазведочные работы по технологии 2D на территории Полярнинского участка недр в 2009–2010 гг. / А.И. Арапова, В.М. Иоспа и др. – М.: Геопир, 2010.
12. Гладенков Ю.Б. Кайнозой Сахалина и его нефтегазоносность / Ю.Б. Гладенков, О.К. Баженова, В.И. Гречин и др. – М.: ГЕОС, 2002. – 225 с.

Geochemical characteristic of the Pogranichnyy sedimentary basin profile at Eastern Sakhalin

A.Z. Morozova^{1*}, A.V. Lobusev¹, M.A. Lobusev¹

¹ National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Block 1, Bld. 65, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russian Federation

* E-mail: albina.zulfatovna@mail.ru

Abstract. This paper presents a geochemical characterization of the composite section of the Pogranichnyy sedimentary basin. With regard to information about geochemical properties, the Mesozoic and most of the Paleogene sections of the Border Basin are poorly characterized. For this reason, the main emphasis in the article is on these divisions.

The Pogranichnyy basin is located within the eastern part of Sakhalin Island and the adjacent shelf. The foundation of the basin is represented by Mesozoic igneous rocks of the ophiolite association and sedimentary-volcanogenic Upper Cretaceous rocks of the Rymnik series. The interval of serpentinites of the ophiolite association, discovered by the Okruzhnaya 28 well, has increased oily-resinous bituminous content close to neutral, and signs of oil saturation according to the core. The overlying sedimentary-volcanogenic Rymnik series, according to limited information available, has “low” geochemical properties. The rocks have exhausted their potential and do not act as oil source rocks.

The Paleogene interval is represented by the rift subcontinental sediments of the Lyukaminskaya formation, seaward sedimentation deposits of the Mutnovskaya formation and post-rift deep-sea siliceous rocks of the Pilengskaya formation. The carbonaceous deposits of the Lyukama formation have pronounced oil-source properties, as indicated by the increased content of humus-type organic matter, high genetic potential, the position of the strata at the beginning of the “oil window,” as well as oil phenomena along the section. The reduced concentration of the organic carbon in the mudstones, low genetic potential and the level of catagenesis of the Mutnovskaya formation do not show high oil and gas source interest. The studied section is crowned by sediments of the Pileng formation, which have pronounced petroleum source properties and the potential from “excellent” to “moderate”. The syngenetic Okruzhnoye field is confined to this section, the main role in the formation of which is assigned to the Pilengskaya suite.

Keywords: Sakhalin, Pogranichnyy sedimentary basin, geochemistry, properties, oil-maternal strata, oil-maternal rocks, Mesozoic, Upper Cretaceous, Paleogene, Eocene, Oligocene, ophiolites, serpentinites, Rymnik series, Rakitinskaya formation, Berezovskaya formation, Lyukaminskaya formation, Mutnovskaya formation, Pilengskaya formation.

References

1. KHARAKHINOV, V.V. *Petroleum & gas geology of Sakhalin Region* [Neftegazovaya geologiya sakhalinskogo regiona]. Moscow: Nauchnyy mir, 2010. (Russ.).
2. VERESHCHAGIN, V.N. (ed.). *Geology of the USSR* [Geologiya SSSR]. Vol. XXXIII: *The Sakhalin Island* [Ostrov Sakhalin]. Moscow: Nedra, 1970. (Russ.).
3. RAZNITSYN, Yu.N. Ophiolite allochthones and adjacent deep-sea depressions in west of the Pacific Ocean [Ofiolitovyie allokhtony i sopredelnyie glubokovodnyie vpadiny na zapade Tikhogo okeana]. *Proc. of GIN AN SSSR*. Moscow: Nauka, 1982, is. 371. (Russ.).
4. *State geological map of Russian Federation*. Sheet no. M-(53), 54, (55) (Khabarovsk). Scale 1:1000000 (new series). St. Petersburg: Roskomnedra: All-Russia R&D geological institute named after A.P. Karpinskiy (VSEGEI), 1994. (Russ.).
5. DYMOVICH, V.A., S.V. YEVSEYEV, V.F. YEVSEYEV et al. *State geological map of Russian Federation. Far-Eastern* [Dalnevostochnaya] Series. Sheet no. M-54 (Aleksandrovsik-Sakhalinskiy). Scale 1:1000000 (3rd generation). St. Petersburg: All-Russia R&D geological institute named after A.P. Karpinskiy (VSEGEI), 2017.
6. KHARAKHINOV, A.V. New promising leads of oil-and-gas searching at shelf of Northern Sakhalin [Novyye perspektivnyie napravleniya neftegazopiskovykh rabot na shelfe severnogo Sakhalina]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 1999, no. 9-10, pp. 18–25, ISSN 0016-7894. (Russ.).
7. SHKUTINA, T.Ye., N.A. NALIMOVA, Yu.V. KOSTROV et al. Prospects of hydrocarbon accumulations in the Pogranichny arch area of Sakhalin island [Perspektivy otkrytiya novykh mestorozhdeniy uglevodorodov na territorii Pogranichnogo progiba o. Sakhalin]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika* [online], 2020, vol. 15, no. 1, ISSN 2070-5379. (Russ.).

8. TUZOV, V.P., N.P. VORONIN, L.I. MOTROFANOVA et al. *Processing records of wildcat drilling onshore the Sakhalin Island done at the expenses of the federal budget to substantiate the promising leads of oil and gas geological prospecting and list the subsoil sites for licensing* [Obrabotka materialov poiskovogo bureniya na sushi o. Sakhalin, vypolnennogo za sredstva federalnogo byudzgeta, s tselyu obosnovaniya perspektivnykh napravleniy geologorazhvedochnykh rabot nan eft i gaz i formirovaniya perechnya uchastkov nedr dlya litsenzirovaniya]: geological report on the object no. 70-65. A case of the well no. 28. The Okruzhnaya area [Delo skvazhiny № 28. Ploshchad Okruzhnaya]. Laboratory tests for the well no. 28. The Okruzhnaya area [Laboratornyye analizy skvazhiny № 28. Ploshchad Okruzhnaya]. State contract no. 15-2010. Yuzhno-Sakhalinsk: Far-East branch of Rosgeolfond, 2012. (Russ.).
9. KOZHEVNIKOVA, Ye.Ye. *Geology and geochemistry of oil and gas* [Geologiya i geokhimiya nefi i gaza]: study guide. Perm: Perm State National Research University, 2020. (Russ.).
10. SHAPOSHNIKOV, A.V., I.I. TYURIN, T.P. BEZLYUDKO et al. *Analysis of geological and geophysical information about the Pogranichnyy depression at Sakhalin region according to areas which deep drilling gave the negative results* [Analiz geologo-geofizicheskikh materialov Pogranichnogo progiba Sakhalinskoy obl. po ploshchadyam, vyvedennym is glubokogo bureniya s otritsatelnyimi rezultatami]. Yuzhno-Sakhalinsk: Sakhalingeologiya, 1991. Sheet no. M-54. (Russ.).
11. ARAPOVA, A.I., V.M. IOSPA et al. *2D seismic prospecting at Polyarninskiy subsoil site in 2009–2010 gg.* [Seysmorazvedochnyye raboty po tekhnologii 2D na territorii Polyarninskogo uchastka nedr v 2009–2010 gg.]. Moscow: Geopir, 2010. (Russ.).
12. GLADENKOV, Yu.B., O.K. BAZHENOVA, V.I. GRECHIN et al. *Sakhalin Cenozoic erathem and its oil and gas bearing capacity* [Kaynozoy Sakhalina i yego neftegazonosnost]. Moscow: GEOS, 2002. (Russ.).

УДК 552.578.2.061.43::004.032.26

Прогноз распространения зон трещиноватости на основе результатов комплексной интерпретации данных каротажа и сейсморазведочных работ МОГТ-3D по методике нейронных сетей на примере Оренбургского месторождения

А.Р. Галиева^{1*}, Е.Е. Поляков¹, А.В. Пинчук¹, Н.А. Никульникова¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

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

Тезисы. Продуктивная артинско-среднекаменноугольная толща Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ) характеризуется сложным строением карбонатного резервуара, при исследовании которого одним из главных является вопрос о распределении и степени интенсивности трещиноватости. Для выделения зон трещиноватости по данным геофизических исследований скважин (ГИС) в коллекторах на ОНГКМ была применена методика, основанная на нормализации кривых бокового нейтронного гамма-каротажа. По результатам интерпретации данных ГИС ряд простых нейронных сетей выявляет закономерности в данных обучающего набора, используемого для создания нелинейных связей между зонами трещиноватости в скважинах и набором сейсмических атрибутов. Нейронная сеть оценивает неопределенность распределения горных пород и представляет результаты в виде вероятностей нахождения зоны трещиноватости.

Ключевые слова: Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение, артинско-среднекаменноугольные отложения, трещиноватость, нормализация, нейросетевое моделирование.

Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение (ОНГКМ) является одним из уникальных по размерам, запасам и компонентному составу газа с широким распространением нефтегазоносности как по площади, так и по разрезу. В региональном плане ОНГКМ приурочено к юго-восточной части Волго-Уральской антеклизы, входящей в состав Восточно-Европейской платформы, и непосредственно примыкает к западной бортовой части Предуральского краевого прогиба, отделяющего орогенный Урал от платформы. В зоне сочленения Волго-Уральской антеклизы, Прикаспийской синеклизы и Предуральского прогиба выделяется клинообразное в плане поднятие по нижнепалеозойским отложениям, получившее название Соль-Илецкого. В центральной части Соль-Илецкий свод осложнен Иртек-Илецкой тектоно-седиментационной флексурой, делящей его на два блока – северный приподнятый Оренбургский и южный опущенный Нагумановский.

В крайней северной части Соль-Илецкого свода по данным наземных геофизических исследований по подсолевому рельефу откартирована протяженная структура широтного простирания – Оренбургский вал, в пределах которого и сосредоточено одноименное месторождение. Кристаллический фундамент на рассматриваемой территории глубоким бурением не вскрыт, глубина залегания, по сейсмическим данным, свыше 6,5 км. Фундамент перекрывается осадочным чехлом, сложенным ордовикскими, девонскими, каменноугольными, пермскими и мезокайнозойскими отложениями. В целом по месторождению отмечено увеличение мощности стратиграфических горизонтов с запада на восток. Максимальная вскрытая толщина осадочного чехла на месторождении составляет более 5300 м. Кунгурские хемогенные образования нижней перми условно делят разрез месторождения на две части: надсолевою и подсолевою. Газонефтеносные пласты приурочены к подсолевой толще от саранинского горизонта до девонских отложений.

Месторождение делится на три крупных участка (купола) в соответствии со структурно-тектоническим строением – Западный, Центральный и Восточный.

В целом для геологического строения ОНГКМ характерно проявление тектонических разрывных нарушений, в основном субширотного простирания. При этом большая часть выделяется в северной части основного купола.

В пределах Западного и Центрального участков в сакмаро-ассельско-верхнекаменноугольных отложениях месторождения развита Основная газоконденсатная залежь, которая подстилается нефтенасыщенным интервалом разновозрастных карбонатных отложений от артинского яруса нижней перми до башкирского яруса среднего карбона. Изучение сложного строения карбонатного резервуара продуктивной артинско-среднекаменноугольной толщи ОНГКМ и особенно исследование распределения и степени интенсивности трещиноватости помогает улучшить прогноз обводнения скважин и, соответственно, прогноз добычи газа.

Для прогноза зон трещиноватости специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» применена технология с использованием нейронных сетей, основанная на результатах комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) и сейсморазведочных работ МОГТ-3D. В качестве входных данных ГИС для создания модели трещиноватости использованы дискретные кривые с индексами наличия и отсутствия трещиноватости.

Стандартно при выделении в карбонатном разрезе трещинных коллекторов по ГИС используется метод двух растворов, суть которого состоит в проведении электрического каротажа при заполнении скважины вначале минерализованным буровым раствором, а затем пресным буровым раствором. Трещинные коллекторы, обладающие повышенной проницаемостью, выявляются по изменению удельного электрического сопротивления пласта, происходящему при смене раствора за счет проникновения в трещинный коллектор вначале фильтрата раствора низкого сопротивления, а затем его вытеснения фильтратом раствора высокого сопротивления [1].

Однако для осуществления такого метода необходимо проводить трудоемкую операцию по смене раствора, что вызывает определенные технические трудности, особенно в скважинах, вскрывших газоносные пласты с высоким давлением. Кроме того, использование глинистого раствора приводит к закупориванию наиболее крупных трещин и каверн глиной, что

препятствует проникновению новых порций фильтрата раствора.

В связи с этим для выявления трещинных коллекторов на ОНГКМ применена методика выделения зон трещиноватости, основанная на нормализации кривых бокового (БК) и нейтронного гамма-каротажа (НГК). В основу методики заложен способ нормализации кривых ГИС, предложенный д.г.-м.н. Наилем Заляевичем Заляевым: для водонасыщенных пород с межзерновой пористостью значения НГК и логарифма удельного электрического сопротивления ($УЭС$) по БК линейно связаны с логарифмом пористости, в коллекторах со сложным типом пористости на значения БК существенное влияние оказывает трещиноватость [2].

Фактически обработка данных ГИС производится путем нормировки кривой логарифма БК и нормализованной кривой НГК. При превышении кривой логарифма БК кривой НГК коллектор считается поровым (при коэффициенте пористости $K_n \geq 0,06$), при превышении кривой НГК кривой логарифма БК – порово-трещинным (при $0,03 \leq K_n < 0,06$) или трещинным (при $K_n < 0,03$). Бывают небольшие отклонения, связанные с погрешностью нормировки, но в основном все структурные неоднородности выделяются устойчиво. В качестве опорных пластов для нормализации использованы водонасыщенные поровые коллекторы, мало-мощные глины (1...1,5 м) и несколько плотных интервалов по всему разрезу.

Достоверность результатов выделения зон трещиноватости по адаптированной к разрезу ОНГКМ методике нормализации данных ГИС проверена следующими способами:

- 1) по сопоставлению с литологическим описанием трещиноватости на отобранном из скважин керне (рис. 1);
- 2) по сопоставлению с интервалами катстрофического поглощения бурового раствора в разведочных скважинах (рис. 2);
- 3) по сопоставлению с результатами выделения трещиноватых интервалов по данным микросканера (рис. 3).

Анализ результатов сопоставлений свидетельствует о достоверности адаптированной к разрезу ОНГКМ методики нормализации, правильно подобранных опорных пластов, объективности выделения трещиноватых интервалов.

В качестве входных сейсмических данных для построения сейсмогеологической

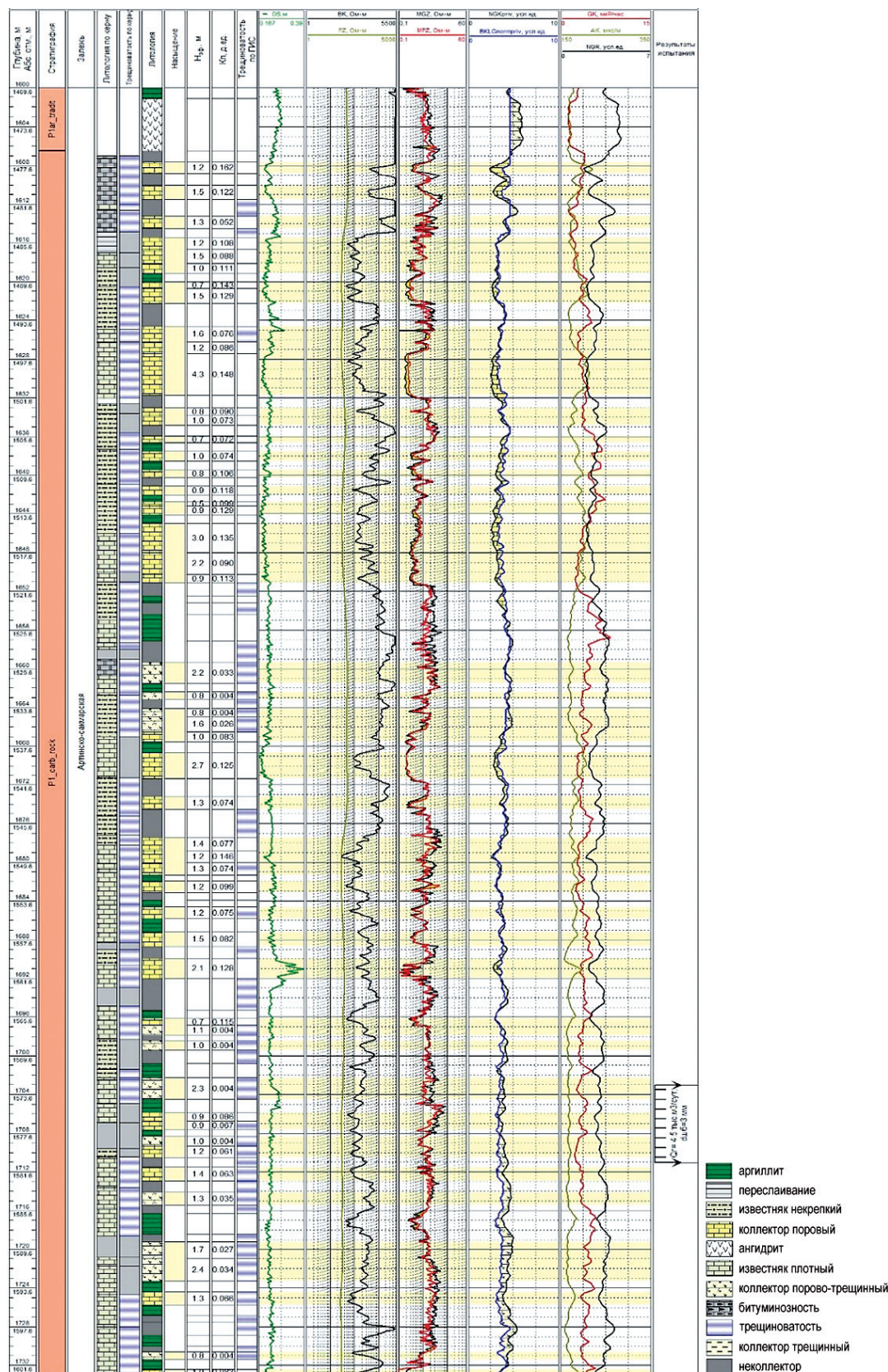


Рис. 1. Пример сопоставления зон трещиноватости по ГИС и керну:

$H_{эф}$ – эффективная толщина

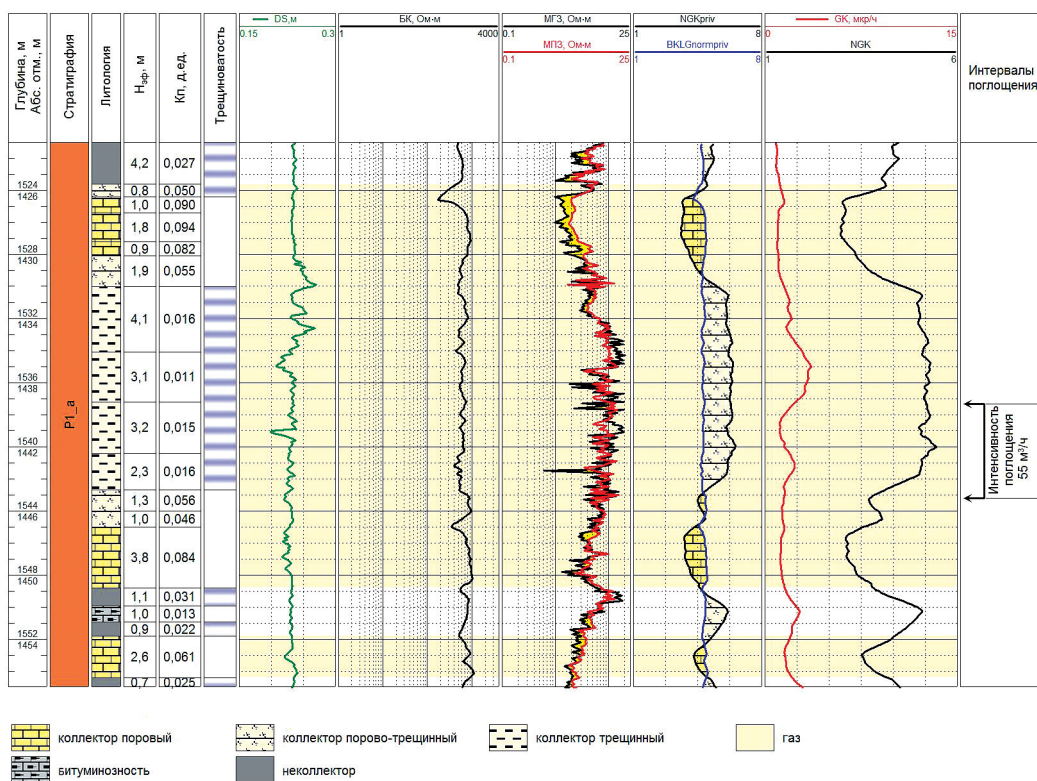


Рис. 2. Сопоставление зон трещиноватости и поглощения

модели использовались результаты структурной и динамической интерпретации сейсмических данных МОГТ 3D [3]. При моделировании использован вероятностный подход машинного обучения на основе «ассоциативного обучения нейронной сети с равноправной связью» [4–6]. Суть метода заключается в следующем: ряд простых нейронных сетей выявляет закономерности в данных обучающего набора, используемого для создания нелинейных связей между зонами трещиноватости в скважинах (по результатам интерпретации ГИС) и набором сейсмических атрибутов. Нейронная сеть оценивает неопределенность распределения горных пород и представляет результаты в виде вероятностей нахождения зоны трещиноватости, что позволяет оптимизировать неоднозначность решения обратной задачи. В итоге куб трещиноватости создается в соответствии с максимальной вероятностью нахождения индикатора трещиноватости в данной точке. Представленный алгоритм машинного обучения успешно внедрен при создании адаптивной литолого-фациальной модели трещиноватости.

В результате нейросетевого моделирования получен куб прогнозной трещиноватости

(рис. 4), на основе которого построены карты распределения доли трещиноватости по каждому пласту. Согласно построенным картам высокая доля трещиноватых пород характеризует отложения верхнего карбона. Наименее подвержены трещиноватости отложения артинского яруса (рис. 5).

Прогнозный объем трещин в скважинах, вскрывших породы артинского яруса, составляет 12,5 %, сакмарского яруса – 24,1 %, асельского яруса – 41,1 %, верхнего карбона – 62,8 %, мячковского горизонта московского яруса среднего карбона – 37,9 %, кашироподольских горизонтов московского яруса среднего карбона – 43 %. Следовательно, по скважинным данным максимальные значения трещиноватости также фиксируются в трещиноватых известняках верхнего карбона, минимальные – в плотных карбонатах артинского яруса. В объеме всех нижнепермско-каменноугольных пород доля трещиноватых разностей составляет 34,6 %.

В целом сопоставление исходных скважинных и модельных данных прогнозной трещиноватости показывает тенденцию незначительного увеличения объема трещиноватых пород в кубе относительно скважинных данных.

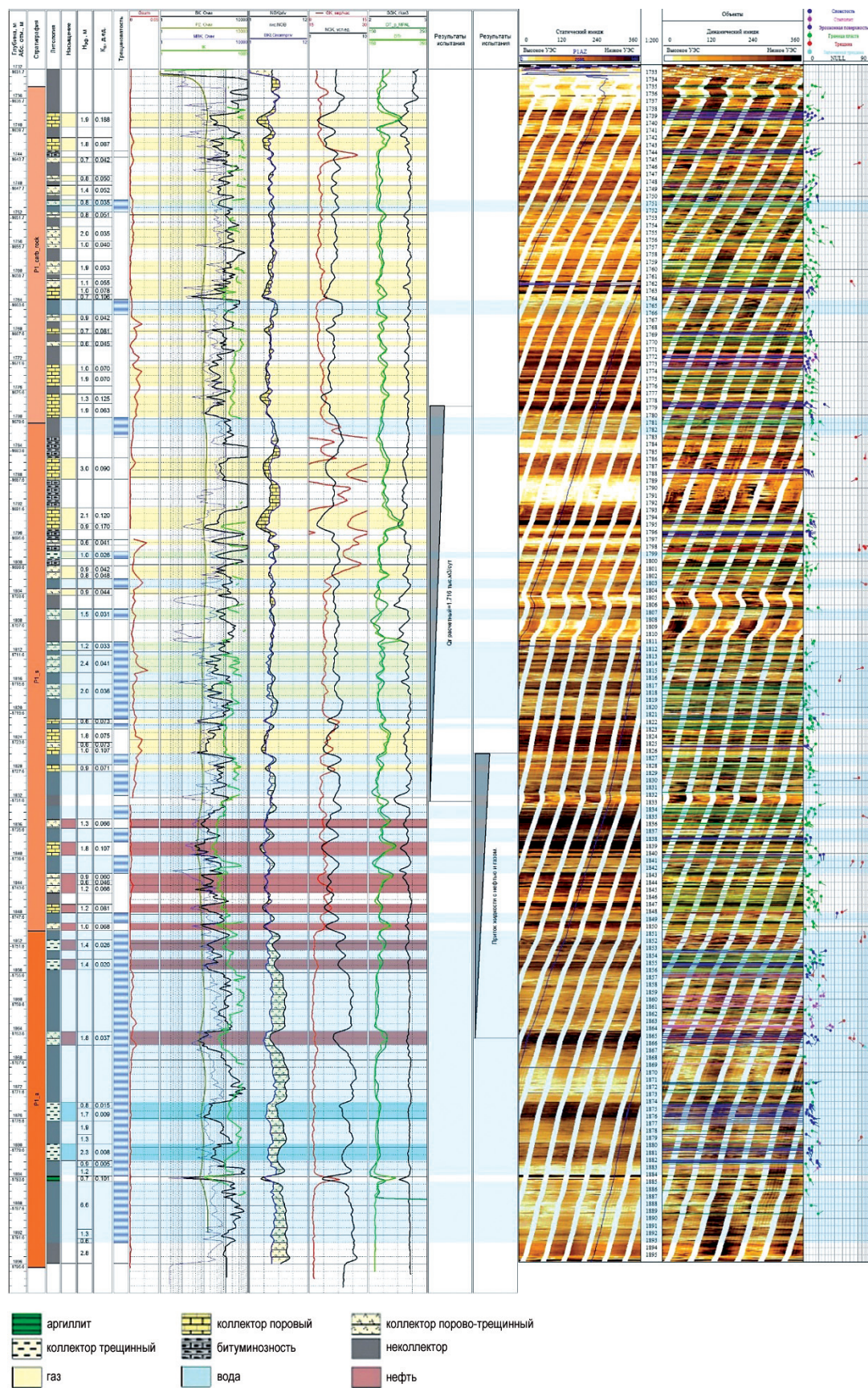


Рис. 3. Пример сопоставления результатов выделения трещиноватых коллекторов

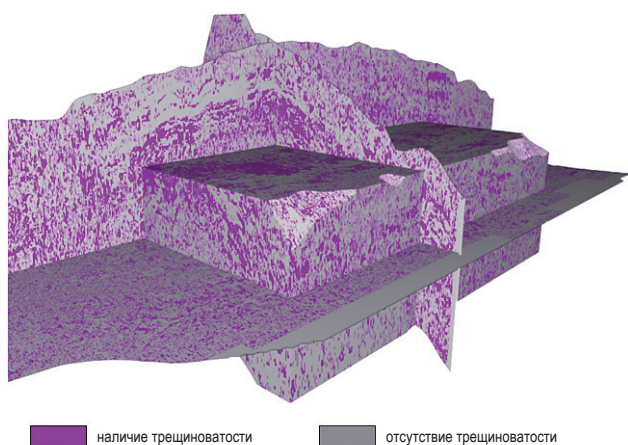


Рис. 4. Сейсмогеологический куб трещиноватости нижнепермско-среднекаменноугольных отложений ОНГКМ

Это связано с результатами работы алгоритма нейронной сети в части оценки неопределенности распределения горных пород и создания итогового куба трещиноватости по максимальной вероятности индикатора трещиноватости в каждой точке, в то время как выборка по скважинам существенно уступает по объему.

Выводы:

- максимальная трещиноватость приурочена к северной части Основной залежи, где концентрация широтных разломов выше. Также интенсивное развитие трещин наблюдается в центральной, наиболее обводняющейся, части месторождения, что подтверждается данными керновых исследований;
- более высокой долей трещиноватых известняков характеризуются отложения

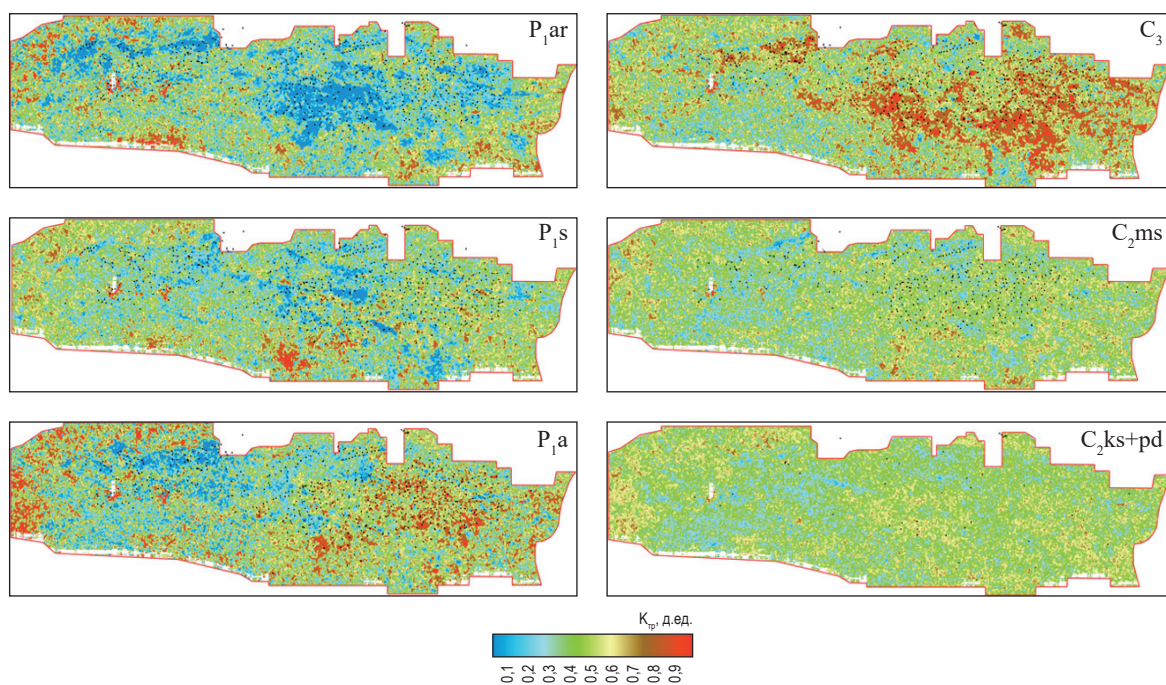


Рис. 5. Распределение прогнозной трещиноватости ($K_{тр}$) в артинско-среднекаменноугольных отложениях ОНГКМ

верхнего карбона, меньше подвержены трещиноватости отложения артинского яруса;

- построенный куб трещиноватости можно использовать для гидродинамических

моделей, прогнозов добычи газа и определения путей прорыва пластовых вод в газонасыщенную часть залежи.

Список литературы

1. Политыкина М.А. Значение горизонтальной трещиноватости для разработки залежей углеводородов / М.А. Политыкина // Советская геология. – 1988. – № 4(128). – С. 49–59.
2. Заляев Н.З. Методика автоматизированной интерпретации геофизических исследований скважин / Н.З. Заляев. – Минск: Университетское, 1990. – 142 с.
3. Гогоненков Г.Н. Изучение детального строения осадочных толщ сейсморазведкой / Г.Н. Гогоненков. – М.: Недра, 1987. – 221 с.
4. Hami-Eddine K. A new technique for lithology and fluid content prediction from prestack data: An application to a carbonate reservoir / K. Hami-Eddine, P. Klein, L. Richard et al. // *Interpretation*. – 2015. – Т. 3. – № 1. – С. 19–32. – DOI:10.1190/INT-2014-0049.1.
5. Klarner S. Benchmarking probabilistic lithotype prediction from seismic data against neural network-derived results / S. Klarner, O. Malinovskaya // *Explorer*. – 2020. – <https://explorer.aapg.org/story/articleid/58919/benchmarking-probabilistic-lithotype-prediction-from-seismic-data-against-neural-network-derived-results>.
6. Klarner S. Comparing Bayesian and neural network supported lithotype prediction from seismic data / S. Klarner, D. Kirnos, N. Ivanova et al. // *First Break*. – 2020. – Т. 38. – С. 75–79. – DOI:10.3997/1365-2397.fb2020053.

Prediction of fracturing expansion by complex neural-net interpretation of the 3D common depth point records. A case of the Orenburg field

A.R. Galieva^{1*}, Ye.Ye. Polyakov¹, A.V. Pinchuk¹, N.A. Nikulnikova¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

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

Abstract. The productive Artinskian–mid-Carboniferous series of the Orenburg oil-gas-condensate field is notable for the complex structure of the carbon-bearing reservoir. When studying this reservoir, the major challenge amounts to distribution and extent of fracturing. To outline the fracturing zones, normalization of the lateral neutron gamma-ray curves was applied for the Orenburg deposit reservoirs. On the background of well logs interpretation, a number of the simple neural nets can find out the dependencies for the training data set being used for creation of the non-linear links between the fracturing zones in the wells and a set of the seismic attributes. The neural net assesses the uncertainty of rocks distribution and reports the results through the probabilities of fracturing presence.

Keywords: Orenburg oil-gas-condensate field, Artinskian–mid-Carboniferous deposits, fracturing, smoothing, neural simulation.

References

1. POLITYKINA, M.A. Significance of horizontal fracturing for development of hydrocarbon deposits [Znachenie gorizontальной treshchinovosti dlya razrabotki zalezhey uglevodorodov]. *Sovetskaya Geologiya*, 1988, no. 4(128), pp. 49–59. (Russ.).
2. ZALYAYEV, N.Z. *Procedure for automatized interpreting of well logging records* [Metodika avtomatizirovannoy interpretatsii geofizicheskikh issledovaniy skvazhin]. Minsk: Universitetskoye, 1990. (Russ.).
3. GOGONENKOV, G.N. *Detail seismic prospecting of sediments structure* [Izucheniye detalnogo stroyeniya osadochnykh tolshch seysmorazvedkoy]. Moscow: Nedra, 1987. (Russ.).
4. HAMI-EDDINE, K., P. KLEIN, L. RICHARD et al. A new technique for lithology and fluid content prediction from prestack data: An application to a carbonate reservoir. *Interpretation*, 2015, vol. 3, no. 1, pp. 19–32, ISSN 2324-8858. DOI:10.1190/INT-2014-0049.1.
5. KLARNER, S., O. MALINOVSKAYA. Benchmarking probabilistic lithotype prediction from seismic data against neural network-derived results. *Explorer* [online]. 2020. Available from: <https://explorer.aapg.org/story/articleid/58919/benchmarking-probabilistic-lithotype-prediction-from-seismic-data-against-neural-network-derived-results>.
6. KLARNER, S., D. KIRNOS, N. IVANOVA et al. Comparing Bayesian and neural network supported lithotype prediction from seismic data. *First Break*, 2020, vol. 38, pp. 75–79, ISSN 0263-5046. DOI:10.3997/1365-2397.fb2020053.

УДК 553.04

К вопросу трактовки понятия «качество запасов углеводородного газа»

Р.Ф. Садртдинов^{1*}, Ю.И. Заболотная¹, С.Н. Кузнецов¹, А.В. Российский¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, пр-кт Малоохтинский, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

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

Ключевые слова:

геологоразведочные работы, минерально-сырьевая база, углеводороды, запасы углеводородов, ресурсы углеводородов, качество запасов, оценка качества запасов.

Тезисы. С момента начала активного развития газовой отрасли нашей страны добыча газа в основном обеспечивалась запасами сеноманских залежей севера Западной Сибири. В настоящее время эпоха «дешевого» сеноманского газа закончилась. Для обеспечения добычи будущих периодов ПАО «Газпром» расширяет географию деятельности по развитию минерально-сырьевой базы (МСБ), как следствие, геологоразведочные работы смещаются в малоизученные регионы с ограниченной инфраструктурой и с более сложным горно-геологическим строением участков недр. В таких условиях при формировании стратегии развития МСБ на первое место выходят вопросы оценки и управления ее качеством.

Мировые нефтегазовые компании при формировании программ развития минерально-сырьевой базы (МСБ) и планировании геологоразведочных работ (ГРП) в первую очередь руководствуются количественной оценкой запасов и ресурсов углеводородов (УВ) с последующей оценкой экономической эффективности добычи. Оценки выполняются по различным классификационным системам запасов и ресурсов углеводородного сырья, которых в настоящее время насчитывается более 150. Существование такого множества классификаций обусловлено разными причинами, которые можно объединить в три группы: исторические, использование разных принципов кластеризации, семантические.

Наиболее актуальными для мировых нефтегазовых компаний считаются три классификации:

- PRMS (*англ.* Petroleum Resources Management System) Общества инженеров-нефтяников (*англ.* Society of Petroleum Engineers, SPE);
- американской Комиссии по рынку ценных бумаг (*англ.* Securities and Exchange Commission, SEC);
- РКООН-2009 или *англ.* UNFC-2009 – рамочная классификация Европейской экономической комиссии ООН.

Самой распространенной в мире методикой является оценка запасов по классификации PRMS – системе управления запасами и ресурсами жидких, газообразных и твердых углеводородов. Согласно PRMS ресурсы разделены на открытые и неоткрытые, в которых далее выделены классы извлекаемых ресурсов: «добыча», «запасы», «условные ресурсы» и «перспективные ресурсы», а также «неизвлекаемые УВ». Под ресурсами понимаются все количества УВ, естественно залегающие в земной коре или на поверхности, – как открытые, так и неоткрытые (как извлекаемые, так и неизвлекаемые), а также уже добытые. При этом подсчитываются все виды УВ независимо от того, относят ли их в настоящее время к традиционным или к нетрадиционным ресурсам.

Критериями оценки месторождения по стандартам SEC являются достоверность существования запасов и срок действия лицензии на разработку месторождения. В данном случае основная цель – защита интересов инвесторов и обеспечение стабильности рынка ценных бумаг. Акцент в классификации делается на положительном потоке наличности, т.е. проект должен быть рентабельным.

Основным отличием этой классификации запасов от классификации PRMS является отсутствие категорий «вероятных» и «возможных» запасов, а также «ресурсов». Здесь рассматриваются только «доказанные» запасы. Помимо этого, согласно американской классификации, количества УВ, извлечение которых будет производиться после окончания действия лицензии на разработку месторождения, не рассматриваются в качестве запасов, несмотря на степень их изученности и обоснованности.

В 1997 г. специалистами ООН была создана рамочная классификация UNFC (*англ.* United Nations Framework Classification for Resources). С течением времени она много раз модифицировалась, последняя версия 2009 г. (РКООН-2009) является наиболее универсальной к применению во всех странах и представляет собой трехмерную сетку, осями которой служат геологическая изученность (*G, англ.* geological), экономическая эффективность (*E, англ.* economic) и степень достоверности оценки (*F, англ.* feasibility). Классификация ООН не получила большого распространения из-за трехмерной сетки, осложняющей задачу определения запасов.

В 2016 г. в России введена в действие новая классификация запасов и ресурсов углеводородного сырья. В ней отражена более тесная связь с проектно-технологическими документами. Однако она предназначена для государственного учета и не может служить инструментом управления запасами ПАО «Газпром», по крайней мере единственным. Основная цель новой классификации обеспечить переход от административного регулирования недропользования к механизму, основанному на геолого-экономической и технико-экономической оценке возможности разработки запасов полезных ископаемых. Формальное использование имеющихся зарубежных классификаций при планировании развития МСБ ПАО «Газпром» невозможно и нецелесообразно, поскольку в России немало особенностей планирования и проведения ГРП и разработки месторождений. К тому же не ясно, чью из имеющихся классификаций принять за основу – SEC, SPE, ООН или иную. Необходима разработка простой, но в то же время полноценной системы оценки качества МСБ, а фактически – качества запасов, которая по своей сути должна являться инструментом приоритизации запасов

(ресурсов), сосредоточенных во множестве объектов (как в потенциальных ловушках, так и в ловушках уже открытых месторождений), находящихся на различных стадиях геологического изучения. Но прежде чем переходить к разработке такой системы и развитию МСБ с учетом «качества запасов», необходимо определить, что же такое «качество запасов», от чего оно зависит и как оценивается. Поскольку конечной целью интересов ПАО «Газпром» при развитии МСБ являются именно запасы углеводородного газа, которые переводятся из категории ресурсов и ставятся на баланс после успешного проведения ГРП, то далее по тексту при упоминании термина «качество запасов» будем подразумевать как запасы углеводородного газа категорий А, В₁₋₂, С₁₋₂, так и ресурсы категорий D₀₋₂, в соответствии с действующей Классификацией запасов и ресурсов нефти и горючих газов¹.

Определения термина «качество запасов газа» в литературе не встречается. В различных источниках приводится термин «качество продукции», который в отличие от философского понятия «качество», охватывает только те свойства продукции, которые связаны с возможностью удовлетворения продукцией определенных общественных или личных потребностей в соответствии с ее назначением². В литературе имеются и более сложные, междисциплинарные толкования категории «качество» [1, 2], но в рамках данной статьи на них мы останавливаться не будем.

Для оценки качества продукции используются различные показатели качества, которые измеряются количественно и могут быть абсолютными, относительными или удельными, а именно:

- единичный, характеризующий одно из свойств продукции;
- комплексный, характеризующий несколько свойств продукции;
- определяющий, по которому принимают решение оценивать качество продукции;
- интегральный, являющийся отношением суммарного полезного эффекта от эксплуатации или потребления продукции к суммарным

¹ Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов / утв. приказом Минприроды России от 01.11.2013 № 477.

² См.: Управление качеством продукции. Основные понятия. Термины и определения: ГОСТ 15467-79 (СТ СЭВ 3519-81). См. также 3-е издание Большой советской энциклопедии.

затратам на ее создание и эксплуатацию или потребление;

- и др. Всего ГОСТ 15467-79² устанавливает 24 показателя качества продукции, которые количественно характеризуют пригодность продукции удовлетворять определенные потребности.

Для оценки качества продукции используются различные методы: измерительный, регистрационный, расчетный, органолептический, экспертный, социологический.

Таким образом, если рассматривать запасы или ресурсы УВ как некий объект (продукт), который обладает качеством, т.е. совокупностью свойств, отвечающих ожиданиям потребителя (в данном случае нефтегазовой компании), то для оценки качества запасов необходимо разработать соответствующую номенклатуру показателей качества и метод определения этих показателей. При этом, как отмечено выше, необходимо учитывать категоричность запасов и ресурсов. Но как выбрать, на основании каких именно показателей можно делать вывод о приоритете тех или иных запасов (ресурсов)? В век технического прогресса и информационных технологий помимо литературных источников дополнительно обратимся к возможностям искусственного интеллекта.

Самая популярная на 2023 г. нейросеть, имеющая более 100 млн активных пользователей в неделю, на запрос о качестве запасов углеводородов дает следующий ответ: «Качество запасов углеводородного газа определяет его физические и химические свойства, которые влияют на его использование в различных промышленных и энергетических процессах. Качество запасов углеводородного газа включает такие характеристики, как содержание метана (основного компонента газа), концентрации других углеводородных соединений, содержание примесей (например, серы), объемные общие теплотворные характеристики, влажность, плотность и давление. Более высокое качество запасов углеводородного газа обычно означает большую энергетическую ценность и лучшие условия для его эксплуатации и использования». Таким образом, нейросеть отождествляет «качество запасов» с составом и физическими свойствами газа, более высокое качество запасов соответствует более высокой энергетической ценности, т.е. для определения качества запасов достаточно знать теплотворную способность природного газа.

Несколько иной результат выдает другая генеративная языковая модель на базе нейросети, которая, как утверждают разработчики, способна объяснить термин, разъяснить понятие, сможет помочь разобраться в незнакомой области, однако отмечают, что нейросеть лишь подражает текстам в интернете и ее ответы могут оказаться выдумкой, хоть и правдоподобной. На момент подготовки статьи эта нейросеть работала на данных, используемых для тренировки, и дала следующий ответ: «Качество запасов углеводородного газа относится к физическим и химическим характеристикам природного газа и нефти, которые определяют их ценность и пригодность для различных видов использования. Основными показателями качества углеводородных запасов являются:

- 1) состав газа: включает содержание метана, этана, пропана, бутана, пентана+ (тяжелые углеводороды), углекислого газа, азота, сероводорода и других примесей. Разные виды газов имеют различное применение, например, метан используется для производства электроэнергии, а пропан и бутан – для отопления и в качестве автомобильного топлива;

- 2) теплотворная способность: это количество тепла, которое выделяется при полном сгорании единицы объема или массы газа. Этот показатель определяет эффективность использования газа в качестве топлива;

- 3) плотность: это масса единицы объема газа, которая влияет на его объемный расход и энергоэффективность при использовании».

В этом ответе также идет речь о составе и физических свойствах УВ, но на запрос о том, как оценивать качество запасов газа, нейросеть выдает более интересный результат: «Оценка качества запасов углеводородного газа включает в себя несколько параметров, которые определяют его экономическую и энергетическую ценность. Вот основные факторы, которые учитываются при оценке запасов газа:

- 1) геологические характеристики: включают качество и глубину залегания пласта, его структуру и объем, а также степень изученности;

- 2) технические характеристики: влияют на сложность и стоимость добычи, включая давление в пласте, вязкость и состав газа, а также наличие воды, песка и других примесей;

- 3) экономические показатели: включают затраты на добычу, транспортировку

и переработку газа, а также ожидаемую прибыль и сроки окупаемости инвестиций;

4) рыночные условия: анализируются спрос и предложение на газ на мировом рынке, цены на газ и их динамика, а также потенциальные риски и возможности для развития;

5) экологические аспекты: учитываются потенциальные воздействия добычи и использования газа на окружающую среду и климат.

На основе этих факторов и с учетом различных сценариев развития отрасли специалисты могут оценить качество запасов газа и сделать вывод о его инвестиционной привлекательности».

Из приведенных ответов видно, что по состоянию на 2023 г. массив данных, загруженных и используемых для тренировки нейросетей, доступных для массового применения, не содержит однозначной информации на тему качества запасов. Представляется, что второй вариант ответа об оценке качества запасов можно рассматривать как рабочую версию и в какой-то степени он совпадает с теми наработками, которые авторы ранее использовали при разработке программ развития МСБ (рисунок).

Однако приведенный вариант оценки «качества запасов» во многом совпадает

с оценкой, которая выполняется при технико-экономических расчетах и обосновании привлекательности инвестиционных проектов. Но такие расчеты, довольно трудоемкие, требуют большого массива исходной информации и затрат времени, а при качественной оценке МСБ необходима система, которая точно и быстро даст ответы на вопросы о приоритетности запасов / ресурсов газа, ведь, как верно отмечают специалисты, в вопросах управления качеством «в условиях перманентно изменяющейся среды фактором успеха признается скорость принятия управленческих решений» [3]. А изменения в области МСБ отчетливо видны: происходят ухудшение и усложнение состава и структуры ресурсной базы, отрицательное влияние на ее развитие оказывает множеством негативных внешних и внутренних факторов, связанных с нестабильной геополитической и экономической ситуацией в мире. Поэтому предлагается термином «качество запасов» обозначать интегральную характеристику, описывающую приоритетность освоения запасов и ресурсов УВ и их востребованность на внутреннем и внешнем рынках в целях обеспечения прогнозных уровней добычи [4]. При этом интегральный показатель качества



Один из вариантов возможных показателей качества запасов:

ГИС – геофизические исследования скважин; ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

запасов предложено определять поэтапно по критериям «готовность к разработке» – «экономика» – «востребованность».

В настоящее время вопрос установления качества запасов остается открытым, работа

в этом направлении продолжается, ее результатом должен стать нормативный документ однозначно определяющий термин «качество запасов».

Список литературы

1. Азгальдов Г.Г. Теория и практика оценки качества товаров (основы квалиметрии) / Г.Г. Азгальдов. – М.: Экономика, 1982. – 256 с.
2. Шапошников В.А. Квалиметрия / В.А. Шапошников. – Екатеринбург: РГППУ, 2016. – 134 с.
3. Измайлова М.А. Принятие качественных управленческих решений в условиях неопределенности / М.А. Измайлова, Е.Ю. Корнева // Стандарты и качество. – 2023. – № 11 (1037). – С. 36–41.
4. Эдер Л.В. Основные тенденции в развитии минерально-сырьевой базы ПАО «Газпром» и подходы к планированию ее развития / Л.В. Эдер, Г.В. Зубарев, Ю.И. Заболотная и др. // Газовая промышленность. – 2023. – № S2 (849). – С. 44–48.

On interpreting a “quality of the hydrocarbon gas reserves” concept

R.F. Sadrtidinov^{1*}, Yu.I. Zabolotnaya¹, S.N. Kuznetsov¹, A.V. Rossiyskiy¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

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

Abstract. Since the start of the active advancement of the gas industry in our country, the gas production has been mostly provided by the Cenomanian deposits at north of Western Siberia. Nowadays, the epoch of the “cheap” Cenomanian gas has ended. To support future gas production, the Gazprom PJSC enlarges geography of activities on development of its mineral resource base. Thus, geological prospecting deflects into the poorly studied regions with limited infrastructure and more complex subsoil structure. Against this situation, the issues of assessment and control of the recourse quality come to the fore when forming a strategy of the mineral recourse base development.

Keywords: geological prospecting, mineral resource base, hydrocarbons, hydrocarbon reserves and resources, quality of reserves, qualitative assessment of reserves.

References

1. AZGALDOV, G.G. *Theory and practice of commodity quality assessment (principles of qualimetry)* [Teoriya i praktika otsenki kachestva tovarov (osnovy kvalimetrii)]. Moscow: Ekonomika, 1982. (Russ.).
2. SHAPOSHNIKOV, V.A. *Qualimetry* [Kvalimetriya]. Yekaterinburg: Russian State Professional Pedagogical University, 2016. (Russ.).
3. IZMAYLOVA, M.A., Ye. Yu. KORNEYEVA. High-quality managerial decision-making under under conditions of uncertainty [Prinyatiye kachestvennykh upravlencheskikh resheniy v usloviyakh neopredelennosti]. *Standarty i Kachestvo*, 2023, no. 11 (1037), pp. 36–41, ISSN 0038-9692. (Russ.).
4. EDER, L.V., G.V. ZUBAREV, Yu.I. ZABOLOTNAYA et al. Leading trends in advancing mineral resource base of the Gazprom PJSC and approaches to planning its development [Osnovnyye tendentsii v razvitiy mineralno-syryevoy bazy PAO “Gazprom” i podkhody k planirovaniyu yeye razvitiya]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2023, no. S2 (849), pp. 44–48, ISSN 0016-5581. (Russ.).

УДК 550.8

Тестирование валидационной методики оценки ошибок

Д.Н. Крылов

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, пр-кт Малоохтинский, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812
E-mail: D_Krylov@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Валидационный подход заключается в последовательном исключении данных, участвующих в построении регулярного числового поля, и определении ошибки прогноза значения в местах каждого исключенного (выколото) значения. Важно оценить особенности, надежность и устойчивость работы метода с учетом влияния на результат распределения и количества исходных данных. В статье сравниваются результаты тестирования метода валидации на реальных материалах с результатами модельных тестов. Валидационный подход к оценке ошибки результатов построений наиболее корректен, поскольку не предусматривает последующего подтягивания измеренных значений к эталонным. Он в целом обеспечивает устойчивую и достоверную оценку ошибки построения числовых полей при условии достаточной статистической представительности (количество и распределение) используемых при построении значений-интерполянтов, особенно в так называемой зоне ближней интерполяции. В зоне дальней интерполяции устойчивость метода резко уменьшается при уменьшении количества исходных значений-интерполянтов, что можно использовать при прогнозе надежности оценок.

Ключевые слова:

валидация, интерполяция, надежность, стабильность, интерпретация, достоверность, методика.

На практике используют несколько подходов к определению ошибки числовых измерений. Так, аналитический подход основан на требовании выполнения определенных закономерностей (теоремы о сумме внутренних углов многоугольника в геодезии, уравнения литологического баланса в интерпретации и т.п.), когда «невязка» «разбрасывается» по результатам отдельных измерений. Примером экспертного подхода может служить оценка точности структурного построения путем сложения всех возможных ошибок на каждом этапе интерпретации в сейсморазведке. Также применяется выборочное сравнение с эталонными данными – т.е. данными более точных или повторных измерений, информацией глубокого бурения в сейсмической интерпретации и т.д. – с последующим подтягиванием измерений к эталону. И, наконец, валидационный подход, заключающийся в последовательном исключении данных, участвовавших в построении регулярного числового поля, и определении ошибки прогноза значения в местах каждого такого «выкола» (чаще скважины).

Постановка задачи. Валидационный подход наиболее точен и корректен, поскольку не предусматривает последующего подтягивания измеренных значений к эталонным. Как показывает практика сейсмической интерпретации, валидационные оценки, как правило, близки к эталонным оценкам погрешности. Недостатком валидационного подхода является условие статистической представительности данных, участвующих в построении регулярного числового поля. В каждом конкретном случае количество таких значений свое и зависит от особенностей числового поля и равномерности распределения значений по площади. Чаще для корректного использования валидационной методики на поисково-разведочной площади вполне достаточно пятнадцати-двадцати скважин, но не всегда. Поэтому важно оценить особенности, надежность и устойчивость работы метода с учетом влияния на результат распределения и количества используемых скважин. Это и является целью написания данной статьи.

Методика и результаты тестирования. Пойдем традиционным путем: сравним результаты тестирования метода валидации на реальных материалах с результатами проведенных ранее модельных тестов. При наличии существенных расхождений устойчивость валидационных оценок можно будет ставить под сомнение, и наоборот.

Ранее подробно описаны результаты тестирования различных алгоритмов интерполяции на представительных выборках данных [1]. Помимо исследования свойств алгоритмов попутно были получены и изучены зависимости надежности результатов интерполяции от количества и распределения исходных значений-интерполянтов. Была установлена общая закономерность – наличие тесной корреляционной зависимости между среднеквадратической ошибкой интерполяции и количеством интерполируемых значений. Такая зависимость интуитивно понятна, но она имеет одну характерную особенность: в зонах ближней и дальней интерполяции она ведет себя по-разному (рис. 1).

На основе реальных значений эффективной мощности ($H_{эф}$) продуктивного коллектора одного из месторождений Восточной Сибири, полученных по данным бурения 71 скважины (рис. 2), согласно обнародованной ранее методике [2, 3] проведены семь валидационных тестов с последовательным уменьшением количества скважин-интерполянтов на семь (таблица). В рамках каждого теста по каждой «выколотой» скважине были получены прогнозные значения $H_{эф}$, затем вычислялись

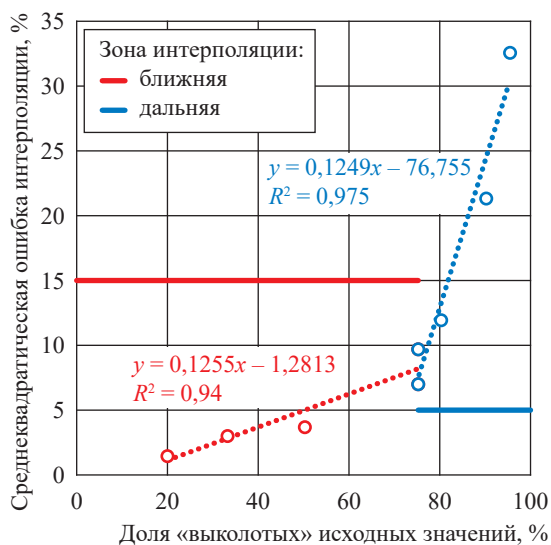


Рис. 1. Результаты бикубической интерполяции, демонстрирующие тесную статистическую зависимость среднеквадратической ошибки интерполяции от доли «выколотых» исходных значений в ближней (20...75 %) и дальней (75...95 %) зонах интерполяции [1]

коэффициенты корреляции (R) и средняя относительная ошибка¹ (ϵ). Коэффициент корреляции как интегральный показатель отслеживает достоверность прогноза тенденций изменения значений, определяемых распределением наиболее крупных величин, ϵ показывает точность прогноза отдельных значений независимо от их величины:

$$\epsilon = \frac{\sum_{i=1}^{N_{\text{СКВ}}} \frac{A_{i,\text{СКВ}} - A_i^*}{A_{i,\text{СКВ}}}}{N_{\text{СКВ}}}, \quad (1)$$

где $A_{i,\text{СКВ}}$ – эталонное скважинное значение интерполируемого параметра; A_i^* – прогнозное значение, соответствующее $A_{i,\text{СКВ}}$; $N_{\text{СКВ}}$ – общее число скважин. Таким образом обеспечивалась надежная комплексная оценка достоверности прогноза интерполируемых значений после каждого валидационного теста [4–6]. Можно ввести числовой комплексный показатель, разделив коэффициент корреляции на величину ошибки.

На рис. 3–5 видно, что достоверность прогноза значений $H_{эф}$ закономерно растет с ростом числа используемых скважин. При этом четко, особенно на рис. 3, выделяются ближняя и дальняя зоны интерполяции, в которых тенденции изменения достоверности различны. Сравним полученный результат с результатами модельных расчетов (см. рис. 1). При этом проявляется фактор нестабильности, связанный с распределением исходных значений (скважин): при уменьшении числа скважин с 57 до 50 зафиксирован незначительный рост коэффициента корреляции с одновременным уменьшением ошибки прогноза. Возможность таких девиаций от общего тренда, имеющих случайный характер, необходимо учитывать [7, 8].

Подведем итоги. На базе метода валидации можно подтвердить корректность построений или провести отбраковку недостоверной информации с выделением участков, характеризующихся высокими рисками ошибок прогноза параметров. Валидационный подход к оценке ошибки результатов построений наиболее корректен, поскольку не предусматривает последующего подтягивания измеренных значений к эталонным. Он в целом обеспечивает устойчивую и достоверную оценку ошибки

¹ Не путать со среднеквадратической ошибкой, имеющей функциональную связь с коэффициентом корреляции! – Авт.

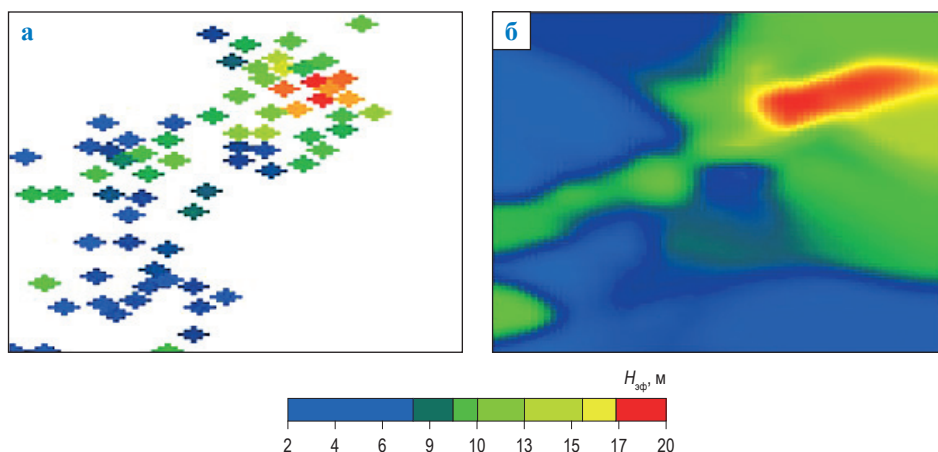


Рис. 2. Исходные скважинные данные (а) и результат интерполяции умного осреднения по критерию максимальной представительности (окно сглаживания 7×7) (б) значений эффективной мощности (на массиве из 71 скважины, Восточная Сибирь) [2, 3]

Результаты тестирования метода валидации на примере оценки достоверности построения карты $H_{эф}$ продуктивного коллектора разным числом скважин

$N_{скв}$	R	ε	R/ε
25	0,2	0,9	0,222222222
36	0,41	0,67	0,611940299
43	0,635	0,6	1,058333333
50	0,79	0,5	1,580000000
57	0,774	0,51	1,517647059
64	0,793	0,47	1,687234043
71	0,808	0,41	1,970731707

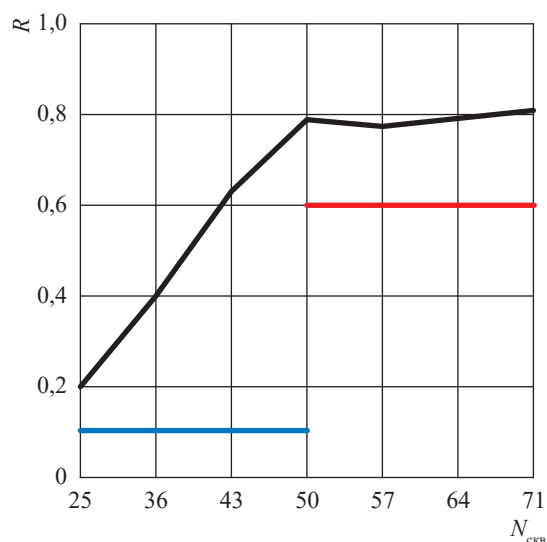


Рис. 3. Результаты тестирования [2, 3] метода валидации: зависимость коэффициента корреляции истинных и прогнозных значений в «выколотых» точках от числа скважин-интерполянтов. Здесь и далее на рис. 4, 5 см. экспликацию к рис. 1

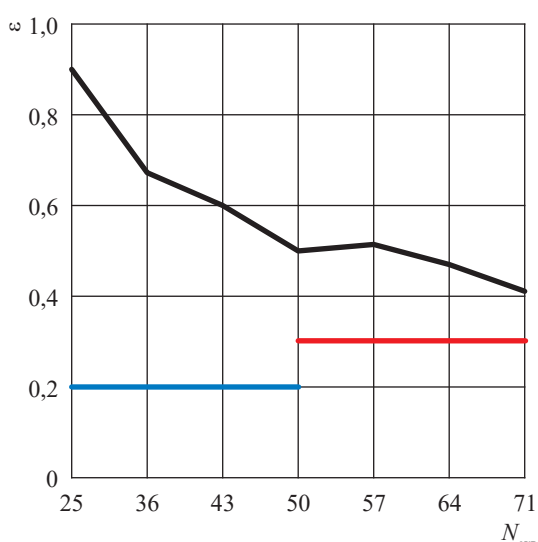


Рис. 4. Результаты тестирования [2, 3] метода валидации: зависимость средней относительной ошибки прогнозных значений в «выколотых» точках от числа скважин-интерполянтов

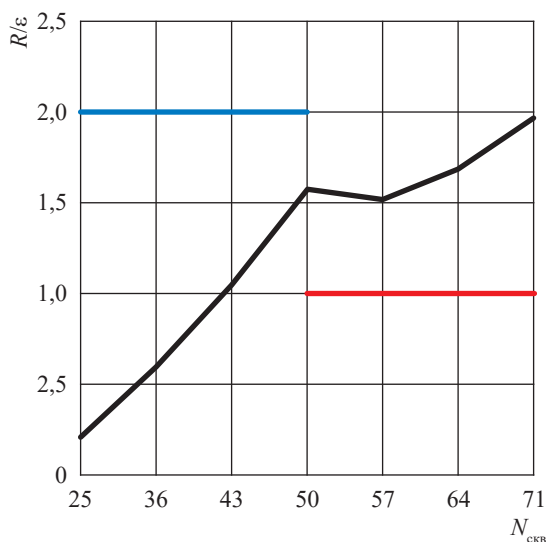


Рис. 5. Результаты тестирования [2, 3] метода валидации: зависимость отношения R/ϵ (см. рис. 3 и 4) в «выколотых» точках от числа скважин-интерполянтов

построения числовых полей при условии достаточной статистической представительности (количество и распределение) используемых при построении значений-интерполянтов, особенно в так называемой зоне ближней интерполяции. В зоне дальней интерполяции устойчивость метода резко уменьшается при уменьшении количества интерполянтов.

Таким образом, можно рекомендовать к применению следующий методический прием: если при выборочном удалении незначительного количества интерполянтов (до 10 %) устойчивость оценок существенно не меняется, то статистическая представительность исходных значений-интерполянтов достаточна. Незначительные вариации оценок в этом случае связаны с особенностями пространственного распределения значений-интерполянтов.

Список литературы

1. Krylov D. Smart averaging interpolation algorithm comparative test / D. Krylov, Ya. Vaniarho, D. Basaev // *Geophysical Prospecting*. – 2016. – Т. 64. – № 3. – С. 642–656.
2. Крылов Д.Н. Методика картопостроений в условиях неоднозначности решения задачи / Д.Н. Крылов, М.Д. Крылова // *Геология нефти и газа*. – 2017. – № 4. – С. 65–72.
3. Krylov D. Well data mapping validation / D. Krylov, M. Krylova // *Geophysical Prospecting*. – 2020. – Т. 68. – С. 1356–1360.
4. Кортнев А.В. Практикум по физике / А.В. Кортнев, Ю.В. Рублев, А.Н. Куценко. – М.: Высшая школа, 1965. – 568 с.
5. Кунце Х.-И. Методы физических измерений: пер. с нем. / Х.-И. Кунце. – М: Мир, 1989. – 216 с.
6. Симонович С.В. Специальная информатика: учеб. пособие / С.В. Симонович, Г.А. Евсеев, А.Г. Алексеев. – М.: АСТ-Пресс Книга, 2004. – 480 с.
7. Chiles J.P. *Geostatistics: modeling spatial uncertainty* / J.P. Chiles, P. Delfiner. – London: Wiley, 1999. – (Wiley series in probability and statistics).
8. Franke R. Scattered data interpolation: Test of some methods // *Mathematics of Computations*. – 1982. – Т. 38. – № 157. – <https://core.ac.uk/download/pdf/36732509.pdf>

Testing the validation technique for error evaluation

D.N. Krylov

Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation
E-mail: D_Krylov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The validation approach implies sequential exclusion of the values involved in the calculation of a regular data field, and the determination of the value prediction error in the places of each destroyed (deleted) value. It is important to evaluate the features, reliability and stability of the method taking into account the influence on the result of the distribution and the number of initial data (interpolants). The results of testing the validation method on real data are compared with the results of the model tests. The validation approach to assessment of the calculated data field is the most correct, since it does not provide for the subsequent narrowing of the calculated values to the reference ones. In general, the method provides a stable and reliable estimate of the error in the calculated numerical fields, in case there is sufficient statistical representativeness (number and distribution) of the interpolant values

used in the calculation, especially in the so-called near interpolation zone. In the long-range interpolation zone, the stability of the method decreases sharply with decrease in the number of initial interpolant values, which can be used to predict the reliability of estimates.

Keywords: validation, interpolation, reliability, stability, interpretation, accuracy, technique.

References

1. KRYLOV, D., Ya. VANJARHO, D. BASAEV. Smart averaging interpolation algorithm comparative test. *Geophysical Prospecting*, 2016, vol. 64, no. 3, pp. 642–656, ISSN 0016-8025.
2. KRYLOV, D.N., M.D. KRYLOVA. Interpolation technology in case of complex mapping solutions [Metodika kartopostroyeniya v usloviyakh neodnoznachnosti resheniya zadachi]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2017, no. 4, pp. 65–72, ISSN 0016-7894. (Russ.).
3. KRYLOV, D.N., M.D. KRYLOVA. Well data mapping validation. *Geophysical Prospecting*, 2020, vol. 68, pp. 1356–1360, ISSN 0016-8025.
4. KORTNEV, A.V., Yu.V. RUBLEV, A.N. KUTSENKO. *Practicum on physics* [Praktikum po fizike]. Moscow: Vysshaya shkola, 1965. (Russ.).
5. KUNZE, H.-J. *Physikalische Messmethoden* [Metody fizicheskikh izmereniy]. Translated from Germ. Moscow: Mir, 1989. (Russ.).
6. SIMONOVICH, S.V., G.A. YEVSEYEV, A.G. ALEKSEYEV. *Special informatics* [Spetsialnaya informatika]. Moscow: AST-Press Kniga, 2004. (Russ.).
7. CHILES, J.P., P. DELFINER. Geostatistics: modeling spatial uncertainty. In: *Wiley series in probability and statistics*. London: Wiley, 1999.
8. FRANKE R. Scattered data interpolation: Test of some methods. *Mathematics of Computations*, 1982, vol. 38, no. 157, ISSN 0025-5718. Available from: <https://core.ac.uk/download/pdf/36732509.pdf>

УДК 550.8:311.311

Газовая промышленность России и Китая в XXI веке: взаимодополняющие необходимости и реальные возможности развития

В.А. Скоробогатов

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812
E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова:

Россия, Китай, газ, нефть, месторождение, поиски, разведка, добыча, экспорт, импорт, поставки, развитие, будущее.

Тезисы. Настоящая статья является логическим продолжением работ, посвященных анализу состояния и перспективам развития газовой отрасли промышленности крупнейших газопроизводящих и газопотребляющих стран мира, к которым относятся Россия и Китай. Упор сделан на развитие минерально-сырьевой базы газодобычи: на запасы и ресурсы, поиски и открытия газосодержащих месторождений углеводородов и залежей как основу развития топливно-энергетического комплекса любой добывающей страны (нет запасов – нет добычи...). Сделан вывод о необходимости дальнейшего взаимовыгодного и во многом взаимообусловленного развития газовой отрасли промышленности России и Китая.

К началу 2020-х гг. сложились три мировые сверхдержавы: одна в Северной Америке (США), две другие в Евразии – в Северной (Россия) и Восточной (Китай, КНР). Россия и Китай – во многом взаимодополняющие друг друга лидеры огромного незападного мира (Север, Восток и Юг). Именно они будут определять развитие человеческой цивилизации в нынешнем столетии. От взаимоотношений России и Китая, взаимодействия во всех сферах – политической, военной, экономической, культурной, общечеловеческой – будет зависеть многое в этом стремительно изменяющемся мире.

Итак, экономическая сфера: добыча, потребление, взаимопоставки горючих полезных ископаемых (ГПИ), прежде всего газа [1–37]. И Россия, и Китай – мощные добывающие сверхдержавы мира благодаря богатству их недр разнообразными полезными ископаемыми [3, 6, 12, 21, 31, 37]. Россия, бесспорно, – наиболее мощная газовая сверхдержава [20, 29, 30]. По сообщениям прессы, 30–31 мая 2024 г. экономика России вышла на 4-е место в мире, потеснив Японию – «вечного врага» Китая. Среди всех ГПИ природный (ПГ), преимущественно свободный (СГ), газ находится в привилегированном положении: он лучше, чем уголь (У) и даже чем нефть (Н) практически по всем параметрам. Его легче и дешевле добывать (сам «идет» из недр), он экологичнее, поэтому в большинстве стран мира газ предпочтительнее, чем нефть и особенно уголь.

Среди всех стран, добывающих ГПИ, а таких в мире 120 (на 2024 г.), есть преимущественно «угольные» (Китай, Индия, ЮАР, Индонезия, Австралия и др.), «нефтяные» – большинство арабских стран и Иран, Венесуэла, Казахстан и др., «газовые» – Катар, Узбекистан, Туркменистан, Бангладеш, Нидерланды и др. И найдется немного стран, производящих в сопоставимых объемах У, Н, ПГ, но, главное, обеспечивающих внутренние потребности и экспорт минеральных энергоносителей. К ним относятся прежде всего Россия, США и Канада.

Газовым проблемам России и Китая, в частности поисково-разведочным работам (ПРР), запасам, ресурсам, добыче, взаимоотношениям в области газовой промышленности, посвящено относительно немного публикаций [1, 9, 11, 16, 20, 31 и др.] – значительно меньше, чем нефтяным. Еще меньший интерес к углю: там все ясно (громкие запасы и ресурсы, «любая» добыча).

Подчеркивалось неоднократно, что XIX в. был веком угля, XX в. – веком нефти (угольная промышленность во многих странах «угасала», особенно в 1980–1990-х гг., это усугубилось и в XXI в.). Газ только-только – во второй половине прошлого века – «входил в силу». XXI в. представляется как век газа [16, 19, 27, 37]. В обозримом будущем замены ГПИ не будет, особенно газу. Многие страны и их правительства уяснили себе принцип: чем больше газа в структуре топливно-энергетического комплекса (ТЭК) и баланса (ТЭБ) страны, тем лучше [32, 33]! И никак иначе...

Автор настоящей работы – «вечный» газовик, поскольку профессионально служит одному богу – газовой промышленности России – уже более полувека и изучает комплекс газовых проблем страны с 1970 г., по сути, сразу после открытия уникальных газосодержащих месторождений севера Западной Сибири в середине-конце 1960-х и начале 1970-х гг. [2, 9, 23], сам участвовал в разведке сеноманской газовой залежи Уренгоя (7,5 трлн м³ начальных геологических запасов), потом Заполярного и др. месторождений в Надым-Пур-Тазовском регионе (НПТР), Бованенковского месторождения на Ямале.

Контакты между Россией (СССР) и Китаем в области газа до 1989 г. отсутствовали, в области нефти развивались с 1948-го по 1961 г. Успешно. Потом длительная «пауза» по известным причинам. В XX в. собственной газовой промышленности у Китая практически не было.

Начиная с первой поездки газовых геологов России в Китай осенью 1989 г. (Пекин, Харбин, Дачин – самое крупное нефтегазовое месторождение КНР в северо-китайском осадочном бассейне Сунляо) для организации совместных исследований в области поисков, разведки и добычи углеводородов (УВ), прежде всего СГ, и до настоящего времени (2024 г.) автор пристально следит за развитием нефтяной и газовой отраслей «первой экономики мира» (провозглашено с 2022 г.). Результаты совместных исследований опубликованы [3, 30, 31], однако необходимо отметить, что статей по затронутой проблеме за последние два десятилетия появилось немного, монографий – ни одной. Подчеркну: ни одной книги, посвященной взаимодополняющему развитию газовой отрасли промышленности России и Китая, особенно после

«тектонических» изменений в мировой энергетике с конца февраля 2022 г.

Итак, газовая промышленность РФ и КНР... Любая горнодобывающая отрасль промышленности любой страны может функционировать, развиваться и «продолжаться» в течение десятилетий лишь при условии наличия полезных ископаемых того или иного вида в недрах – на суше и прилегающем континентальном шельфе – и произведенного внутри страны или закупленного за рубежом топлива. Минерально-сырьевая база (МСБ) добычи (в том числе газо- и нефтедобычи) – необходимый фундамент, основа, без которой не бывает ничего. Нет ресурсов (в недрах) – нет запасов. Нет запасов – нет добычи (прошлой, настоящей и будущей), нет добычи – нет бизнеса (производства и потребления, поставок, продаж, переработки и т.д.). А запасы – открытая часть ресурсов (начальных потенциальных (НПР) и текущих), динамика и экономика освоения которых – основа производства. Это проблемы прежде всего геологические и геотехнологические: где и как открыть и разведать имеющиеся в природе месторождения и залежи, освоить их запасы, добыть, поставить (транспорт), переработать и продать – технологическая цепочка добывающих отраслей. Любого горнодобывающего комплекса.

Наша национальная газовая промышленность [34, 37] «моложе» нефтяной лет эдак на 45...50 (в США – на 20...25, там все происходило еще в первое тридцатилетие XX в.). Период формирования газовой промышленности в России – 1944–1950 гг. Ее существование началось с открытия первого газопровода Саратов – Москва и освоения мелких газосодержащих месторождений Среднего Поволжья, средних и отдельных крупных Предкавказья. Малые запасы – немасштабная добыча. Именно развитие МСБ газа определяло динамику и масштабы газодобычи, в объеме которой доля нефтяного попутного газа (НПГ) снижалась постоянно со 100 % (в 1930-х гг.) до 10 % и менее в первые два десятилетия текущего столетия.

Природные необходимости – развитие осадочных бассейнов (ОБ) большой площади и со значительным объемом терригенных (что предпочтительно) и карбонатно-соленосных пород при наличии условий, благоприятствующих крупному газонакоплению. Автором давно было подмечено,

что Россия – страна равнин и рек (в геосторическом аспекте), Китай – страна пустынь и гор, рек и озер, поэтому недра первой предрасположены более к газонакоплению, второй – к нефтенакоплению (сложнопостроенные межгорные, небольшие по площади впадины, интенсивная тектонодинамика и развитие разломов и, как следствие, дегазация и остаточное нефтенакопление – газ ушел, нефть пришла... в ловушки). Сравните крупнейшие мегабассейны России – Восточно-Сибирский (3,2 млн км²) и Западно-Сибирский (2,5 млн км²) – и Китая – Таримский и Ордосский (по 0,4), Сычуаньский (0,3 млн км²). Разница существенная. По площади, ресурсам и запасам УВ. И, безусловно, по сложности строения и развития в фанерозое: малые площади и объемы пород – неблагоприятная ситуация: газу негде разгуляться, как большой рыбе в малой речке.

В Северной Евразии (СЕА) огромный арктический и дальневосточный шельф (в сумме 6,4 млн км²), а на востоке Китая – Желтое, Восточно- и Южно-Китайское моря общей площадью менее 1 млн км². Впрочем, отличаются две страны и общей площадью суши – 17,1 и 9,6 млн км² соответственно. Однако вместе они составляют большую часть мега-континента Евразия.

Газовая геостатистика России

За все время ведения ПРР на нефть и газ (а сначала искали именно нефть, она была нужнее), более 150 лет, в пределах 12 ОБ и мегабассейнов, или провинций и мегапровинций, СЕА (суша, арктический и дальневосточный шельфы) открыты 3850 месторождений УВ, в том числе:

- 475 газовых и газоконденсатных (Г, ГК);
- 2846 нефтяных (Н, без залежей СГ);
- 529 смешанного фазового состояния (типа ГКН, НГК, НГ, ГН).

Всего газосодержащих месторождений обнаружено 1004 (на 01.01.2023), и если в 1967–1990 гг. в России открывались ежегодно 25...30 газосодержащих месторождений (с залежами СГ), то в последнее десятилетие (2014–2023 гг.) – менее 10, обычно

четыре-шесть, в том числе одно-три на шельфе. В силу ряда причин... [2, 26].

В последние годы возобновился период очень крупных открытий и новых значительных приростов СГ на шельфе Карского моря и в Обской губе. Только за три года (2018–2020 гг.) были обнаружены семь газосодержащих месторождений-гигантов с предполагаемыми (после разведки) запасами не менее 300 млрд м³ каждое, в том числе: Сев.-Обское, Нямеинское, Скуратовское, Динковское («отделившееся» в ходе разведки от Русановского газоконденсатного месторождения) и др. Этот период продлится 10...12 лет (вероятно, до 2033–2035 гг.), когда в Южно-Карской области (ЮКО) будут открыты и частично разведаны практически все крупнейшие месторождения с запасами более 100 млрд м³ каждое (в количестве 15...16), в том числе пять-шесть гигантов и сверхгигантов с запасами от 0,3 до 1,5 трлн м³ каждое, вряд ли более. Во всяком случае, должны быть открыты. Есть резервы для обнаружения и на суше крупнейших и ряда крупных (30...100 млрд м³) газосодержащих месторождений в арктических областях Западной Сибири и, вероятно, на севере Восточной Сибири – в своеобразном геологическом заповеднике без поселков и дорог и со сложной тектонодинамикой в мезозое и кайнозое... Динамика геологических запасов СГ России в XX в. по пятилетиям (на 1 января каждого года) показана в табл. 1.

Крупные «скачки» величин текущих разведанных запасов произошли в периоды 1968–1969 гг., 1974–1975 гг., до 1990 г. Далее, после 1996 г., запасы стабилизировались в диапазоне 46...49 трлн м³ (в динамике добычи и прироста). На начало 2000 г. (в канун нового столетия) число открытых месторождений УВ составило 2565, в том числе 1789 Н, 378 Г+ГК, 398 НГ/ГКН, при этом в Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО) – 195, из которых газосодержащих было 132.

Формула газового баланса России на 01.01.2022, трлн м³: НД + РЗ (кат. А+В₁+С₁) + ПОЗ (кат. В₂+С₂) = 25,7 + 44,5 + 22,8 = 93, где НД – накопленная (интегральная) добыча;

Таблица 1

Изменение геологических разведанных запасов газа в России, трлн м³

1940 г.	1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.	1990 г.	1995 г.	1998 г.	2000 г.
0,006	0,1	0,4	1,0	1,5	9,3	19,3	29,7	36,9	44,8	48,9	47,5	48,0

РЗ – разведанные запасы; ПОЗ – предварительно оцененные запасы. При подтверждаемости в ходе ПРР запасов кат. В₂+С₂ в среднем 40 % общие текущие запасы под будущую добычу составят 53,6 трлн м³. Это крупнейшие в мире запасы традиционного газа, не считая нетрадиционных его источников – плотного (ПлГ), угольного (УГ), сланцевого (СлГ) газа и др.

Отметим, что в 1990 г. в России было добыто 587 млрд м³, в США – 497 млрд м³, в 2010 г. соответственно 610 и 611, в 2019 г. – 739 и 920 млрд м³: скачок добычи в США произошел за счет СлГ, преимущественно южных штатов (Техас и др.). В 2022 г. в США добыли 954 млрд м³ ПГ при запасах 12,2 трлн м³ (в основном это СлГ). При этом почти столетний период освоения ресурсов обычного (традиционного) газа на собственной территории успешно завершился [6, 28].

Формула полного ресурсного газового баланса России на 2023 г., т.е. структура извлекаемых традиционных запасов и ресурсов РФ, трлн м³: НПП = НД + РЗ + ПОЗ + ППР = 26,3 + 43,0 + 22,7 + 167...117(215*) = 200...210(307*), где ППР – перспективные + прогнозные ресурсы; НПП – начальные потенциальные ресурсы; звездочкой в скобках отмечена официальная оценка на 01.01.2017. Авторская интегральная и интервальная оценка НПП СГ суши и шельфа СЕА, трлн м³: 200...210 (геол.), в том числе шельфа – 70...75 (т.е. около трети), что соответствует извлекаемым 167...177 трлн м³. С учетом изученности сухопутных ОБ России и освоения УВ-потенциала их недр от 50...55 % (Восточная Сибирь) до 65...70 % (Западная Сибирь) и до 85...95 % (европейская часть РФ) неоткрытые традиционные ресурсы газа (извлекаемые), по расчетам автора, составляют около 80 трлн м³. Эта оценка представляется обоснованной. Она будет подтверждена (с переводом в запасы) примерно к 2055–2060 гг. после тотального опоскования перспективных объектов и открытия всех месторождений УВ вплоть до мельчайших (с запасами 0,05...0,1 млрд м³) и их разведки до глубин 5,5...6,0 км, ниже бурить не стоит – затраты не окупятся. От ста до ста десяти триллионов метров кубических «неподтверждаемых» официальных ресурсов газа в недрах провинций суши и шельфа – большая и, по сути, неразрешимая проблема. Их попросту негде «разместить», их нет в природе (ошибки счета и спекуляции подсчетчиков

из организаций бывшего Мингео СССР, всегда склонных к преувеличениям, в отличие от газовых и нефтяных геологов [9, 14, 25, 28]).

При проведении ПРР на газ (в преимущественно газоносных областях и регионах) в период 2021–2060 гг. (за четыре десятилетия) и средних приростах новых РЗ (за счет новых открытий) и разведки всеми компаниями-операторами даже в объемах 1,1...1,3 трлн м³/год (реальные приросты за последние 13 лет по России не превышают 0,8...1,0 трлн м³/год) неоткрытые только традиционные ресурсы будут далеко не исчерпаны... Останутся на потом, правда с малоблагоприятной структурой (по крупности – мелкие и мельчайшие).

В недрах СЕА огромны и так называемые нетрадиционные ресурсы СГ: в плотных газонасыщенных терригенных и карбонатных коллекторах (проницаемостью менее 0,1 мД), а также Г и УГ [8, 10, 15, 18, 27]. СлГ в России немного (3...4 трлн м³, извлеч.), в отличие от Северной и Южной Америки, Китая и др. регионов [7, 8, 18]. По мере исчерпания традиционных извлекаемых запасов и ресурсов роль нетрадиционных ресурсов газа будет и в России увеличиваться, прежде всего в традиционных областях газодобычи (европейских, на суше Западно-Сибирской мегапровинции – в ее северных и арктических областях). А пока хватает и традиционного газа. И хватит еще на два-три десятилетия даже интенсивной добычи и новых приростов в ходе ПРР. Ожидается, что доля в добыче России ПлГ (залегающего под газовыми гигантами Сибири и на шельфе Баренцева и Карского морей) достигнет 12...15 % к 2040 г., 22...25 % – к 2050 г. и т.д.

Добыча УГ и СлГ (в России) никогда не будет значительной, предполагается на уровне первых десятков, а ПлГ – и 120, и 180, и даже 200...220 млрд м³/год. Посмотрим... Сейчас добыча ПлГ при дебитах – на «естественном» уровне – 20...30...50 тыс. м³/сут из новых залежей экономически нецелесообразна, при фоновых дебитах «обычного» газа от 80...100 до 400...700 тыс. м³/сут (на глубинах 1,0...4,0 км). Таким образом, природная ресурсно-геологическая прочность сырьевой базы газодобычи в России очень высокая, в отличие, например, от другого лидера мировой газовой гонки – США [2, 6, 7]. Современная динамика газодобычи в России приведена в табл. 2.

Таблица 2

Добыча газа в России с середины XX в. до наших дней, млрд м³/год

1950 г.	1955 г.	1960 г.	1970 г.	1980 г.	1985 г.	1990 г.	1995 г.	2000 г.	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2023 г.
2,3	2,5	24,4	83,3	230	435	641	595	584	641	651	636	692	637

С 1972-го по 1990 г. в разработку были введены все уникальные и супергигантские газосодержащие месторождения Надым-Пур-Тазовского региона (НПТР) Западной Сибири, что позволило резко увеличить добычу газа в России. Отметим, что максимальная добыча ПГ до ковид-кризиса была достигнута в 2019 г. – 739 млрд м³, в том числе, млрд м³, НПГ – 79, СГ – 660, в том числе, млрд м³, на промыслах Западной Сибири – более 640, в Восточной Сибири – менее 40, в том числе, млрд м³, на присахалинском шельфе – 28, на Юрхаровском месторождении типа суша/море – 45 (с берега, из приливной части поднятия в Тазовской губе). В условиях пандемии (2020–2021 гг.) добыча несколько снизилась, а в 2022 г. вновь возросла. Далее начались проблемы с поставками газа. В 2023 г. при добыче 639 млрд м³ на внутренний рынок России было поставлено 501 млрд м³ (против 450...465 млрд м³ в предыдущие годы), в дружественные страны – 69 млрд м³, однако точный баланс распределения газа неизвестен (цифры для служебного пользования). Существенно сократился экспорт газа – до 212,5 млрд м³, экспорт трубного газа – 100 млрд м³, вкпе со сжиженным природным газом (СПГ) – 45 млрд м³.

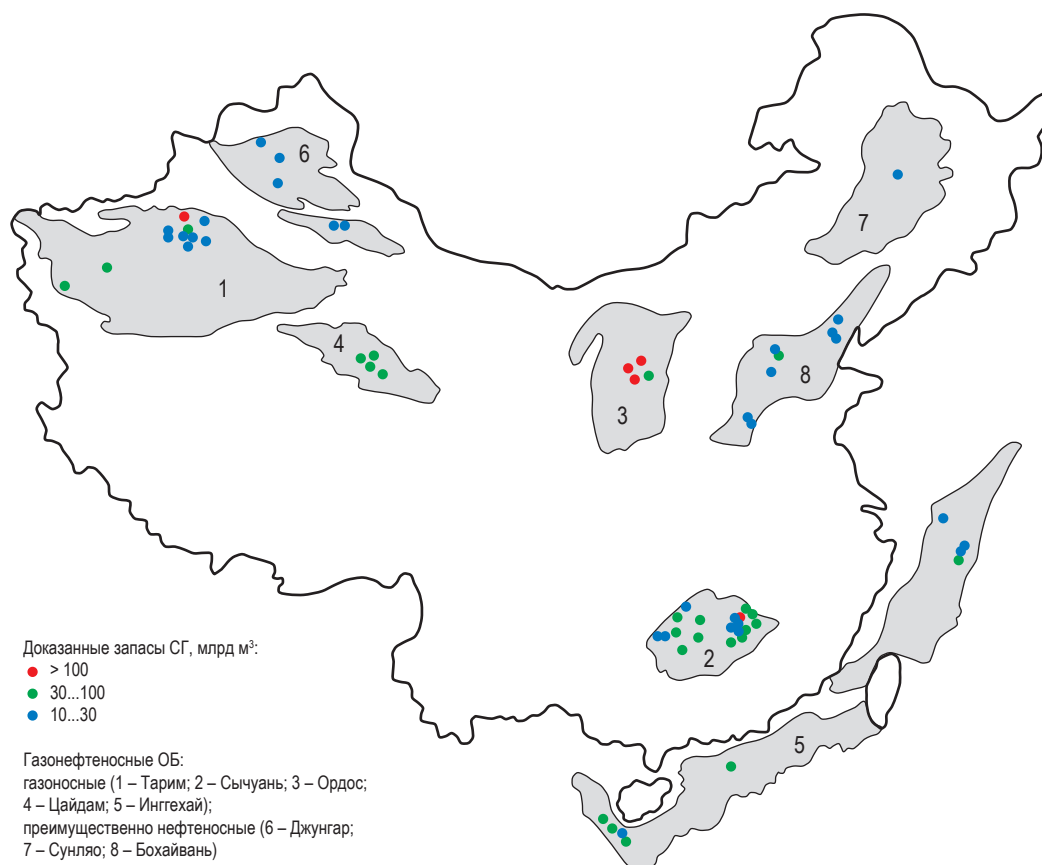
По мнению ряда аналитиков, в области разведки и добычи газа уже сейчас Россия может производить не 700...750, а 850...900 млрд м³/год и более. В принципе, до 1 трлн м³/год [2, 13, 19, 33]. Однако газ легко добыть, да трудно хранить. Его надо немедленно доставить потребителю по газопроводам, либо в виде СПГ. Отказы импортеров в Европе «позволили» России форсированно продолжить газификацию страны. Например, к концу 2023 г. в Московской области уровень газификации достиг 98 % (по данным губернатора А.Ю. Воробьева), страны в целом – 75...76 %. Правда, остается еще много населенных пунктов на севере европейской части и в Сибири без газа (уголь, дрова, мазут, дизельное топливо), но это уже проблемы доставки в СЕА – на большие расстояния (сотни километров).

Газовая геостатистика Китая

Газовая отрасль промышленности Китая начала развиваться сравнительно недавно. Еще в 1980-х гг. добыча газа (СГ + НПГ) не превышала 30 млрд м³/год, в основном за счет НПГ. Стране нужна была нефть, и ее форсированно добывали. Производство СГ было ограничено провинцией Сычуань (из газосодержащих месторождений типа Г, ГК на юге одноименной межгорной впадины – Шиюгоу-Дунси и др.). Запасы СГ в стране не превышали 1 трлн м³ [3, 21].

Есть сведения о добыче газа в Сычуани еще в начале I тысячелетия н.э.: бурили скважины на соль (через бамбуковые стволы), а пошел газ... (подсолевой). И далее никаких сведений вплоть до 1950-х гг.

Из 40 крупных межгорных ОБ и суббассейнов на территории Китая семь относятся к газонефтеносным (газа больше, чем нефти), 10 – преимущественно нефтеносным (Н > СГ). Наиболее выдающиеся ОБ с месторождениями и залежами СГ: Сычуаньский, Ордосский, Таримский (площади соответственно 180, 330 и 560 тыс. км²) и два шельфовых бассейна (рисунки). Здесь открыты месторождения УВ с начальными запасами до 300...340 млрд м³ каждое, однако их немного, крупнее 400 млрд м³ месторождения с традиционным газом отсутствуют. Характерная черта Китая – связь традиционной газоносности преимущественно с неморскими сероцветными, часто угленосными формациями (нетрадиционной – с морскими). В частности, бассейн Ордос является одновременно и богатейшим угленосным бассейном с другим названием – Шанганьин [21, 24, 31, 36]. Здесь же значительные геологические запасы СГ связаны с плотными низкопроницаемыми песчано-алевролитовыми резервуарами (ПлГ), в отличие от СлГ, объемно рассеянного в морских высокопреобразованных толщах с сапропелевым органическим веществом, где битумоиды пород трансформировались во вторичный газ (тепловое разрушение). По российской терминологии, это уже нетрадиционные ресурсы газа [7, 8, 27]. Динамика запасов и добычи приведена в табл. 3.



Осадочные бассейны Китая

Таблица 3

Динамика доказанных запасов и добычи ПГ в Китае в XXI в.

	2001 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2022 г.	2023 г.
Запасы, трлн м ³	1,5	3,3	3,3	3,0	7,0 (с учетом СЛГ)	7,5
Добыча, млрд м ³	27 (товарных)	93 (товарных)	133 (СГ+УГ – 5,0)	170	179 (СГ+СЛГ)	229,7

В 2015 г. в КНР национальная добыча жидких УВ составила 240 млн т (в основном в ОБ Сунляо и Бохайвань), газа – 133 млрд м³. В последнее десятилетие наблюдаются две противоположные тенденции: нефтедобыча падает, газодобыча форсированно растет.

Ранее автором высказано предположение [21], что «потолок» добычи обычного (традиционного) газа – 200 млрд м³. Вероятно, это верно, но в целом прогноз не подтвердился..., как и большинство прогнозов – не только автора, но и других исследователей [15, 37]. Вообще, прогнозы в области нефти и газа – дело тонкое... Рывок в добыче в последний год произошел за счет СЛГ, опять же за счет преимущественно газоносной провинции Сычуань.

Из 200 китайских бассейнов и суббассейнов (с учетом небольших впадин) к промышленно нефтегазоносным относятся 35. К 2000 г. в Китае было открыто 591 месторождение УВ, в том числе 134 – Г, 20 – НГ. Преобладали чисто нефтяные. Были известны 12 крупных (более – 30 млрд м³ каждое), 49 – средних (5...30 млрд м³) и др. К 2024 г. общее число месторождений составило 680, однако открываются повсеместно в основном мелкие и отдельные средние месторождения, пропущенные в ходе масштабных ПРР 1991–2015 гг. [21, 36].

Крупные газосодержащие месторождения бассейна Ордос, млрд м³, извлек.: Сулигэ – 333; Чанбей – 224; Цзиньбянь – 209; Данюди – 118. В ОБ Сычуань – 75 месторождений

УВ с газом, в том числе Шинюгоу-Дунси – 220 млрд м³ начальных запасов; в Таримском ОБ есть месторождение Кела-2 – 213 млрд м³; месторождение Ливань (шельф, ОБ устья реки Сицзян) содержит 110 млрд м³; в Инггехай-Ячен (Южный Китай) – 100 млрд м³.

Достаточно проблематична оценка ресурсов газа – традиционных и нетрадиционных. Реальные интервальные авторские оценки НПР газа Китая, трлн м³ (расчеты 2002 г.): Тарим – 4,5...5,0; Сычуань – 2,5...3,0; Ордос – 3,2...3,5; Северо-Китайский + Сунляо – 2,4...3,0 [21]. Только по крупнейшим нефтегазоносным бассейнам суши – 12,6...14,5 трлн м³.

По данным проф. Ху Цзяньи (КННК, г. Пекин, 2001 г.), традиционные извлекаемые ресурсы газа были оценены в объеме 11 трлн м³. По данным В.И. Высоцкого (2020 г.), НПР газа Китая на начало 2020 г. оценивались в 12,5 трлн м³ (все виды газа, включая ПЛГ и частично СЛГ); для сравнения: НПР газа России – 291 трлн м³ (традиционные СГ + НПГ).

Структура традиционных ресурсов газа Китая (по состоянию на 01.01.2022, В.И. Высоцкий), трлн м³: НПР – 12,5; НД – 2,7; текущие запасы – 7,0*; прогнозные ресурсы – 2,8* (в оценках, помеченных звездочкой, учтены в том числе рентабельно извлекаемые запасы и ресурсы СЛГ в провинции Сычуань и др.).

Ежегодный экспорт газа из России постепенно увеличивался в первые десятилетия XXI в., однако в последние два года сократился, трлн м³: 2017 г. – 231; 2018 г. – 248; 2019 г. – 257; 2021 г. – 260 (по оценкам); 2023 г. – 99,6 (традиционный газ) + 45,4 (СПГ). При этом запасы СГ России в 2022 г. составляли объем 47,8 трлн м³. Импорт газа Китаем составлял по годам (в скобках: в виде СПГ по морю), млрд м³: 2017 г. – 92 (53); 2018 г. – 121 (74); 2019 г. – 133 (85); 2021 г. – 155 (108); 2023 г. – 175 (92).

Главные экспортеры газа в Китай – Австралия, Туркмения, Катар, Россия, Мьянма. Объемы поставок из России пока скромные – 25 млрд м³ в 2023 г., потенциал в ближайшие годы – до 48 млрд м³ (по газопроводу «Сила Сибири – I» из юго-западной Якутии до Владивостока с ответвлением в провинцию Хэйлунцзян).

По расчетам автора 2021–2023 гг. [33], при национальной добыче России 950...1050 млрд м³/год в десятилетие 2031–2040 гг. 450...550 млрд м³ будут экспортироваться

в дружественные страны – Китай, Индию и др. (в Беларусь – много лет стандартно 22...25 млрд м³/год). Какова же может быть реальная экспортная квота российского газа в Китай? По мнению автора, не менее 150...170 (200) млрд м³/год, в том числе по газопроводам «Сила Сибири – I, II» (и второй уже будет построен, однако его маршрут пока не вполне очевиден) – 110...120 млрд м³/год, в виде СПГ с промыслов Ямала и Карского моря – 40...50, до 70 млрд м³/год (впрочем, чем больше, тем лучше). В таком случае доля российского газа составит в газовом балансе КНР 33...35 % и более. Идеал – 50 %, но он труднодостижим, хотя и реален... И все-таки возможен – в 2041–2050 гг.!

Будущее газовой промышленности России и Китая

Россия и хочет, и может, и, безусловно, должна добывать ПГ, много газа, быть лидером по его производству и поставкам как внутри страны, так и на экспорт в восточном и южном геостратегических направлениях (табл. 4). В западном – маломасштабно, проблематично (после 2022 г.), впрочем, все вернется на круги своя... Но когда? Даже в Индию! Куда туркменский газ вряд ли «прорвется» через вечно воюющий Афганистан и недружественный Пакистан. Через Иран – навряд ли, там он составит конкуренцию местному газу, которого много – и свободного, и нефтяного.

По запасам и ресурсам РФ – неизменный лидер уже более 40 лет. Начальные доказанные извлекаемые запасы ПГ и жидких УВ Китая оцениваются в 7,0 трлн м³ (уже не менее 4 трлн м³ – подсчитанные запасы СЛГ) и 11,4 млрд т (В.И. Высоцкий, 2022 г.). Это стартовые позиции Китая в области дальнейшего развития минеральной компоненты ТЭК. К 2024 г. они изменились несущественно.

В Китае национальная добыча жидких УВ после 2023 г. продолжит снижаться, а добыча ПГ будет некоторое время увеличиваться, и добычное «равнодействие» произойдет в 2026–2027 гг. в отношении 200...210 / 200...210 (±5...7) млн т / млрд м³, однако вряд ли когда-либо производство ПГ превысит уровень в 250 млрд м³ в динамике: уменьшение на действующих месторождениях и увеличение на вновь открываемых и вводимых. Возможности прироста новых запасов традиционного газа невелики в силу

существенного истощения эффективных прогнозных ресурсов до глубин 4,5...5,0 км во всех бассейнах страны (под поиски, разведку и дальнейшие приросты).

Оценки изменения структуры ТЭБ наших двух стран до 2050 г. (реальные и весьма желательные) приведены в табл. 5.

Баланс до 100 % – за счет других видов энергии, включая возобновляемые источники энергии (ВИЭ). В России доля ВИЭ вряд ли превысит – лет через двадцать – 4...5 %, в Китае уже сейчас составляет 4,5%.

За 2021 г. потребление энергии в России составило 753 млн т н.э., в Китае – 3739. Для сравнения: в США – 2237 млн т н.э. Уже сейчас у России структура национального ТЭБ близка к «идеальной», разумно-рациональной, за счет использования газа, и поэтому в ближайшие десятилетия она не будет претерпевать каких-либо существенных изменений, хотя национальное потребление ПГ будет медленно расти, но вряд ли когда-нибудь превысит 550 млрд м³/год. Если только производство водорода из метана не пойдет существенно вверх.

Потребности КНР в газе составляли в доковидном 2019 г. 307 млрд м³ и удовлетворялись за счет национальной добычи и импортных поставок (из Центральной Азии, Мьянмы и др. – по трубам, из Австралии и «стран залива» – в форме СПГ). Уже в 2030 г. внутреннее потребление газа в Китае достигнет, вероятно,

530...560 млрд м³ (по данным компании CNPC, опубликованным в 2021 г., – до 575 млрд м³ против 370...375 млрд м³ в 2020–2021 гг.), нефти до 650...670 млн т, в 2040 г. – соответственно до 650 млрд м³ и до 700...750 млн т (точность оценок ±20...25 млн т или млрд м³). По оценкам китайских экспертов и плановым показателям, добыча СлГ должна достигнуть в 2030 г. 100 млрд м³, однако реально будет составлять 70...80 млрд м³, навряд ли более, скорее всего, менее: «замучают» экологические проблемы в густонаселенной главной газосланцевой провинции Сычуань.

Традиционные запасы и ресурсы газа в России и Китае, очевидно, несопоставимы. Однако по нетрадиционным ресурсам и газа, и нефти картина прогнотическая. В Китае много СлГ – до 32 трлн м³ извлек (это 1-е место в мире); в России – 3...4 трлн м³, вряд ли более (6-е место). Сланцевой нефти, наоборот, в России – 10,2 млрд т (1-е место) – главным образом в баженновской битуминозной свите Западной Сибири [7], в Китае – 4,4 млрд т. Это, конечно, весьма приблизительные цифры, но то, что у России первое место в мире по ресурсам СлН, никем не берется под сомнение... как, впрочем, и ресурсы СлГ в недрах Китая.

Интересна диспозиция нетрадиционных ресурсов (источников производства) газа в Китае: НПП – в северных нефтеносных

Таблица 4

Вероятные объемы производства газа в России, млрд м³/год

2020 г.	2030 г.	2040 г.	2050 г.
750 планировалось и ожидалось (факт – 693)	900...950 (начало добычи ПЛГ)	1050 (продолжение масштабной добычи традиционного и нетрадиционного газа)	1100 (НПП + нетрадиционный – до 180...200)

Таблица 5

Прогноз изменения долей газа, нефти и угля в ТЭБ потребления России и Китая до 2050 г., % (пересчет через тонны нефтяного эквивалента (т н.э.) – экспертные оценки автора)

Энергоноситель	2021 г.	2030 г.	2040 г.	2050 г.	
Россия	нефть	21	19,5	17	
	газ	55	56	56,5	58...60
	уголь	11	10,5	10	8...9
Китай	нефть	19,5	17	16	15
	газ	7,5	12 (максимум)	18	20...22 (хорошо бы!)
	уголь	58	50	42	36...38

бассейнах (Сунляо, Северо-Китайском); СЛГ – Сычуань (преимущественно); ПЛГ + + УГ – Ордос; традиционный газ – во всех добывающих провинциях, но традиционно – в Сычуани, сейчас уже в Тариме и на шельфе.

Современные «совместные» проблемы России и Китая в области газа – не ресурсные, а логистические и ценовые. Здесь есть противоречия и отсутствует полное единодушие – даже в направлениях поставок и объемах российского ПГ, «пересекающего» границу с Китаем (в ближайшем будущем). Проблемы решаемы и будут решены, думается, в ближайшие четыре-пять лет.

Какие же «текущие» проблемы осложняют отношения РФ и КНР в области газа?

1. Ценовая политика Китая, а именно стремление получить побольше и подешевле.

2. Направления поставок: не определены (окончательно) маршруты главного потока трубного газа – западно-сибирского. Маршрут через Западную Монголию очень «не нравятся» китайской стороне.

3. Объемы газа. Мало – плохо (для обеих сторон). Много – не определено, сколько... По экспертной оценке, в диапазоне 100... 200 млрд м³ в год. Но по каким «объемным» и географическим направлениям?

4. Соотношения между трубным и сжиженным газом (отправка / прием). Есть большие плюсы и не меньшие минусы и риски

(комплексные, в том числе геополитические) в обоих случаях. Хотя финансовые затраты в обоих вариантах будут очень значительные. И как они распределятся между заинтересованными сторонами? Хотя все знают: и добывать газ и нефть, и торговать ими очень выгодно. Затраты окупаются быстро.

Ясно одно. Китайские необходимости и российские возможности в области газа должны быть взаимовыгодными и взаимоприемлемыми. Россия и Китай, безусловно, – стратегические партнеры. У нас одни цели, одни враги, одна – единая – судьба в XXI в. Во многом, была единой и в XX в. Китай станет мировым лидером по многим позициям. Уже становится. Россия – страна самодостаточная – во всем! Развиваться будем вместе, дополняя друг друга во многом, поддерживая во всем!

Итак, две великие энергетические державы мира – производящая и экспортирующая все виды ГПИ (Россия) и потребляющая (Китай) – налицо. Впрочем, и по многому другому они лидируют, занимая первое-второе места в «табели о рангах» по большинству показателей. Их статусу – природно-геологическому и геостратегическому – ничто и никто не угрожает. Главное, чтобы они сотрудничали в области энергетики так же успешно, как и в других областях (политической, военной, культурной и др.) во имя общих интересов, во благо своих народов... и всего прогрессивного человечества.

Список литературы

1. Ананенков А.Г. Проблемы оценки и освоения углеводородного потенциала осадочных бассейнов Сибири и Китая в связи с формированием единого Восточно-Азиатского энергетического пространства / А.Г. Ананенков, В.И. Резуненко, В.А. Пономарев и др. // Сб. м-лов Международного форума «Топливно-энергетический комплекс России: региональные аспекты», Санкт-Петербург, 2–5 апреля 2002 г. – С. 40–43.
2. Афанасенков А.П. Развитие минерально-сырьевой базы нефтегазового комплекса России и мира в XX–XXI вв.: итоги, проблемы, перспективы / А.П. Афанасенков, В.И. Высоцкий, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 3 (48): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 21–40.
3. Белый Н.И. Газоносность бассейнов Сычуань и Сунляо Китайской Народной Республики: обзорн. инф. / Н.И. Белый, В.А. Скоробогатов, В.И. Старосельский и др. – М., 1991. – 39 с. – (Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений).
4. Варламов А.И. Ресурсный потенциал углеводородов – основа развития топливно-энергетического комплекса России / А.И. Варламов, А.П. Афанасенков, М.И. Лоджевская и др. // Геология нефти и газа. – 2016. – № 3. – С. 3–13.
5. Высоцкий В.И. Гигантские месторождения углеводородов России и мира. Перспективы новых открытий / В.И. Высоцкий, В.А. Скоробогатов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2021. – № 1-6. – С. 20–25.

6. Высоцкий В.И. Нефтегазовая промышленность мира в 2010–2016 гг.: инф.-аналит. обзор / В.И. Высоцкий. – М.: ВНИИзарубежгеология, 2017. – 59 с.
7. Высоцкий В.И. Сланцевые углеводороды осадочных бассейнов мира / В.И. Высоцкий, А.В. Лобусев, В.Т. Мартынов и др. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2023. – 324 с.
8. Гулев В.Л. Нетрадиционные ресурсы газа и нефти / В.Л. Гулев, Н.А. Гафаров, В.И. Высоцкий и др. – М.: Недра, 2014. – 284 с.
9. Ермаков В.И. Газовый потенциал Евразийского мегаконтинента / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов // Газовая промышленность. – 1998. – С. 15–18.
10. Леонов С.А. Газ в плотных низкопроницаемых коллекторах – основной резерв освоения газового потенциала недр осадочных бассейнов России в 2031–2070 гг. / С.А. Леонов, В.А. Скоробогатов, Д.Я. Хабибуллин // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 3 (48): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 203–212.
11. Ли Г.Ю. Геология нефти и газа Китая / Ли Го Юй; под ред. В.С. Вышемирского. – Новосибирск: ОИГГМ СО РАН, 1992. – С. 37.
12. Логвинов М.И. Состояние, проблемы, развитие и перспективы освоения угольной сырьевой базы / М.И. Логвинов, И.В. Гордеев, В.Н. Микерина и др. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2017. – № 3. – С. 52–61.
13. 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.
14. 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.
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. – СПб.: ВНИГРИ, 2014. – 323 с. – (Труды ВНИГРИ).
16. Рыбьяков А.Н. Газовое будущее России – Арктика: суша и шельф. Ресурсы и запасы, поиски и открытия, разведка и добыча углеводородов / А.Н. Рыбьяков, В.А. Скоробогатов, Д.Я. Хабибуллин // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 3 (48): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 41–60.
17. Рыбьяков А.Н. Крупнейшие, гигантские и уникальные месторождения углеводородов Сибири и Дальнего Востока России. Сколько еще не открыто и где? / А.Н. Рыбьяков, В.А. Скоробогатов, Д.Я. Хабибуллин // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2023. – № 1 (53): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 278–293.
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. Будущее российского газа и нефти / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 31–43.
20. Скоробогатов В.А. Газовый потенциал недр осадочных бассейнов России и мира. Величина, структура, перспективы изучения и освоения в XXI веке / В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2023. – № 1 (53): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 49–62.
21. Скоробогатов В.А. Газоносность осадочных бассейнов Китая / В.А. Скоробогатов // Сырьевая база газовой отрасли России и перспективы ее развития в XXI веке. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2001. – С. 235–262.
22. Скоробогатов В.А. Геостратегические основы восточного направления энергетической политики России в первые десятилетия XXI века // Газовая геология России. Вчера. Сегодня. Завтра. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2000. – С. 64–81.
23. 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.
24. 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.

25. 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.
26. Скоробогатов В.А. Поиски месторождений и залежей углеводородов в осадочных бассейнах Северной Евразии: итоги, проблемы, перспективы / В.А. Скоробогатов, В.В. Рыбальченко, Д.Я. Хабибуллин и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 4 (41): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 18–34.
27. 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.
28. 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.
29. Скоробогатов В.А. Россия и Китай – мировые энергетические державы XXI века / В.А. Скоробогатов // Прогноз газоносности России и сопредельных стран. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2000. – С. 269–287.
30. Скоробогатов В.А. Россия и Китай – великие энергетические державы XXI века: производство энергоресурсов, потребление, поставки, торговля, влияние на мировую энергетику и геополитику / В.А. Скоробогатов // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2022. – № 5 (209). – С. 59–69.
31. Скоробогатов В.А. Угленосность и газонефтеносность осадочных бассейнов Сибири и Дальнего Востока России и Китая / В.А. Скоробогатов // Стратиграфия, тектоника и полезные ископаемые осадочных бассейнов Евразии: мат-лы совещания. – М.: МГГРУ, 2004. – С. 54–55.
32. Скоробогатов В.А. Энергетическая геополитика России в Евразии в начале XXI века / В.А. Скоробогатов // Нефтегазовая вертикаль. – 1999. – № 2-3.
33. Скоробогатов В.А. Энергетический мир в 2040 году. Взгляд из две тысячи двадцатого / В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 3 (48): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 218–231.
34. 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.
35. Ступакова А.В. Угольный ренессанс России в XXI веке: веление времени? необходимость? / А.В. Ступакова, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2023. – № 1 (53): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 232–242.
36. Цзиньшен Чжао. Месторождение Сулигэ в Китае. Повышение газодобычи из плотных коллекторов / Цзиньшен Чжао, Хунтуо Ян, Пань Ли и др. // Oil and gas J. – 2018. – Ноябрь. – С. 43–46.
37. 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.

Gas industry of Russia and China in the 21st century: complementary necessities and real capabilities to advance

V.A. Skorobogatov

Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation
E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. This article is a logical extension of the previous publications devoted to analysis of the status and the outlooks for advancing the gas industries in the biggest gas-producing and gas-consuming states in the world including Russia and China. Development of the mineral resource base is emphasized, namely: reserves and resources, searching, prospecting and discovering of the gas-bearing deposits and fields are examined, which constitute a foundation of the fuel and energy balance in any country (no reserves – no production). Author insists

on the necessity of further mutually beneficial and interdependent collaboration of Russian Federation and China within the scope of the gas business.

Keywords: Russia, China, gas, oil, field, searching, prospecting, production, export, import, supplies, advancement, future.

References

1. ANANENKOV, A.G., V.I. REZUNENKO, V.A. PONOMAREV et al. Issues of assessment and exploration of hydrocarbon potential in sedimentary basins of Siberia and China in context of forming unified East Asian Energy Area [Problemy otsenki i isvoyeniya uglevodorodnogo potentsiala osadochnykh basseynov Sibiri i Kataya v svyazi s formirovaniyem yedinogo Vostochno-Aziatskogo energeticheskogo prostranstva]. In: *Proc. of the International forum "Fuel and energy complex of Russia: regional aspects"*, St. Petersburg, April 2–5, 2002, pp. 40–43. (Russ.).
2. AFANASENKOV, A.P., V.I. VYSOTSKIY, V.A. SKOROBOGATOV. Evolution of mineral resource base for petroleum industry in Russia and abroad in 20th and 21st centuries: results, challenges and outlooks [Razvitiye mineralno-syryevoy bazy neftegazovogo kompleksa Rossii i mira v XX–XXI vv.: itogi, problem, perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 3(48): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 21–40. ISSN 2306-8949. (Russ.).
3. BELYY, N.I., V.A. SKOROBOGATOV, V.I. STAROSELSKIY et al. Gas-bearing capacity of Szechuan and Sunlayo basins in the People's Republic of China [Gazonosnost basseynov Sychuan i Sunlyao Kitayskoy Narodnoy Respubliki]: review. *Geologiya i razvedka gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy*. Moscow: VNIIEGazprom, 1991 (Russ.).
4. VARLAMOV, A.I., A.P. AFANASENKOV, M.I. LODZHEVSKAYA, et al. Resource potential of hydrocarbons as a foundation of the fuel & energy industry in Russia [Resursnyy potentsial uglevodorodov – osnova razvitiya toplivno-energeticheskogo kompleksa Rossii]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2016, no. 3, pp. 3–13. ISSN 0016-7894. (Russ.).
5. VYSOTSKIY, V.I., V.A. SKOROBOGATOV. Giant hydrocarbon fields of Russia and the world. Prospects for new discoveries [Gigantskiye mestorozhdeniya uglevodorodov Rossi i mira. Perspektivy novykh otkrytiy]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*, 2021, no. 1-6, pp. 20–25, ISSN 0869-3188. (Russ.).
6. VYSOTSKIY, V.I. *Global petroleum industry in 2010–2016* [Neftegazovaya promyshlennost mira v 2010–2016 gg.]: analytical review. Moscow: VNIIZarubezhgeologiya, 2017. (Russ.).
7. VYSOTSKIY, V.I., A.V. LOBUSEV, V.T. MARTYNOV et al. *Shale hydrocarbons of sedimentary basins in the world*. Moscow: Gubkin University, 2023. (Russ.).
8. GULEV, V.L., N.A. GAFAROV, V.I. VYSOTSKIY, et al. *Alternative gas and oil resources* [Netraditsionnyye resursy gaza i nefti]. Moscow: Nedra, 2014. (Russ.).
9. 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.).
10. LEONOV, S.A., V.A. SKOROBOGATOV, D.Ya. Khabibullin. Gas in tight low-permeable reservoirs as a major reserve for development of subsoil gas potential at sedimentary basins of Russia in 2031–2070 [Gaz v plotnykh nizkopronitsayemykh kollektorakh – osnovnoy rezerv osvoyeniya gazovogo potentsiala nedr osadochnykh basseynov Rossii v 2031–2070 gg.]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 3(48): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 203–212. ISSN 2306-8949. (Russ.).
11. LI, Gouyu. *Geology of oil and gas in China* [Geologiya nefti i gaza Kitaya]. Translated from Chinese. V.S. VYSHEMIRSKIY (ed.). Novosibirsk: United Institute for Geology, Geophysics and Mineralogy named after A.A. Trofimuk, 1992. (Russ.).
12. LOGVINOV, M.I., I.V. GORDEYEV, V.N. MIKERINA et al. Current state, development challenges and prospects of the coal resources base [Sostoyaniye, problemy, razvitiye i perspektivy osvoyeniya ugolnoy syryevoy bazy]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*, 2017, no. 3, pp. 52–61, ISSN 0869-3188. (Russ.).
13. LYUGAY, D.V., V.V. RYBALCHENKO, A.Ye. RYZHOV, et al. Developing a base of raw materials for gas industry of Russia and the Gazprom PJSC: overall results, issues, outlooks [Razvitiye mineralno-syryevoy bazy gazovoy otrasli promyshlennosti Rossii i PAO "Gazprom": itogi, problem, perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 3(35): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 33–45. ISSN 2306-9849. (Russ.).
14. POLYAKOV, Ye.Ye., V.V. RYBALCHENKO, A.Ye. RYZHOV, et al. Where must the new the biggest, gigantic and unique gas-bearing fields be looked for in Northern Eurasia? [Gde iskat novyye krupneyshiye, gigantskiye i unikalnyye gazosoderzhashchiye mestorozhdeniya v Severnoy Evrazii?]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 45–57. ISSN 0016-7894. (Russ.).
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 [Neft i gaz nizkopronitsayemykh slantsevnykh tolshch – rezerv syryevoy bazy uglevodorodov Rossii]. *Proceedings of the VNIIGRI*. St. Petersburg: All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIIGRI), 2014. (Russ.).

16. RYBYAKOV, A.N., V.A. SKOROBOGATOV, D.Ya. KHABIBULLIN. Onshore and offshore Arctic as the future of Russian gas. Resources and reserves, search and discoveries, prospecting and production of hydrocarbons [Gazovoye budushcheye Rossii – Arktika: susha i shelf. Resursy, zapasy, poiski i otkrytiya, razvedka i dobycha uglevorodov]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 3(48): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 41–60. ISSN 2306-8949. (Russ.).
17. RYBYAKOV, A.N., V.A. SKOROBOGATOV, D.Ya. KHABIBULLIN. The biggest, gigantic and unique hydrocarbon fields in Siberia and at the Far East of Russia. How many of them are still going to be discovered and where? [Krupneyshkiye, gigantskiye i unikalnyye mestorozhdeniya uglevorodov Sibiri i Dalnego Vostoka Rossii. Skolko yeshche ne otkryto i gde?]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2023, no. 1: Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 278–293. ISSN 2306-8949. (Russ.).
18. SKOROBOGATOV, V.A. Is there any shale gas in sedimentary basins of Russia? [A yest li slanstevyy gaz v nedrakh osadochnykh basseynov Rossii?]. *Delovoy Zhurnal Neftegaz.ru*, 2020, no. 5, pp. 66–74. ISSN 2410-3837. (Russ.).
19. SKOROBOGATOV, V.A. Future of Russian gas and oil [Budushcheye rossiyskogo gaza i nefti]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 31–43. ISSN 0016-7894. (Russ.).
20. SKOROBOGATOV, V.A. Gas potential of subsoil sedimentary basins in Russia and in the world. Amounts, structure, outlooks for exploration and development in 21st century [Gazovyy potentsial nedr osadochnykh basseynov Rossii i mira. Velichina, struktura, perspektivy izucheniya i osvoyeniya v XXI veke]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2023, no. 1: Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 49–62. ISSN 2306-8949. (Russ.).
21. SKOROBOGATOV, V.A. Presence of gas at sedimentary basins of China [Gazonosnost osadochnykh basseynov Kitaya]. In: *Base of mineral resources for gas industry of Russia and outlooks for its development in 21st century* [Syryevaya baza gazovoy otrasli Rossi i perspektivy yeye razvitiya v XXI veke]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2001, pp. 235–262. (Russ.).
22. SKOROBOGATOV, V.A. Geostrategic principles of eastern vector in Russian energy policy during the first decades of 21st century [Geostrategicheskiye osnovy vostochnogo napravleniya energeticheskoy politiki Rossii v pervyye desyatletiya XXI veka]. *Gas geology of Russia. Yesterday. Today. Tomorrow* [Gazovaya geologiya Rossii. Vchera. Segodnya. Zavtra]: collected bk. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2000, pp. 64–81. (Russ.).
23. 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 uglevorodnogo potentsiala nedr Zapadno-Sibirskogo osadochnogo megabasseyina: itogi i perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014, no. 3 (19): Resource support problems of Russian oil-producing regions, pp. 8–26. ISSN 2306-8949. (Russ.).
24. 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 [Krupneyshkiye, gigantskiye i unikalnyye osadochnyye basseyny mira i ikh rol v razviii gazovoy promyshlennosti v XXI veke]. *Delovoy zhurnal Neftegaz.ru*. 2018, no. 10, pp. 126–141. ISSN 2410-3837. (Russ.).
25. SKOROBOGATOV, V.A., G.R. PYATNITSKAYA, D.A. SOIN, et al. Practice of estimation of potential resources of the free gas in sedimentary basins of Russia and their validation during prospecting works [Opyt otsenok potentsialnykh resursov svobodnogo gaza osadochnykh basseynov Rossii i ikh podtverzhdayemost pri poiskovo-razvedochnykh rabotakh]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 59–65. ISSN 0016-7894. (Russ.).
26. SKOROBOGATOV, V.A., V.V. RYBALCHENKO, D.Ya. KHABIBULLIN, et al. Searching hydrocarbon fields and deposits in sedimentary basins of Northern Eurasia: results, issues and outlooks [Poiski mestorozhdeniy i zalezhey uglevorodov v osadochnykh basseynakh Severnoy Yevrazii: itogi, problem, perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, no. 4 (41): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 18–34. ISSN 2306-9849. (Russ.).
27. SKOROBOGATOV, V.A., Ye.V. PERLOVA. Potential in-situ resources of alternative gas in Russia (onshore and off shore), and outlooks for their industrial development before 2050 [Potentsialnyye resursy netradsitsionnogo gaza nedr Rossii (susha i shelf) i perspektivy ikh promyshlennogo osvoyeniya do 2050 g.]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2014, no. 5, pp. 48–57. ISSN 0016-7894. (Russ.).
28. 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 uglevorodov: metody i praktika otsenok velichiny i struktury, dostovernost i podtverzhdayemost pri poiskovo-razvedochnykh rabotakh]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2018. (Russ.).
29. SKOROBOGATOV, V.A. Russia and China are the global energy powers of the 21st century [Rossiya i Kitay – mirovyye energeticheskiye derzhavy XXI veka]. In: *Forecast of gas presence in Russia and contiguous countries* [Prognoz gazonosnosti Rossi i sopredelnykh starn]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2000, pp. 269–287. (Russ.).

30. SKOROBOGATOV, V.A. Russia and China are the great energy powers of the 21st century: energy production, consumption, supply, trade, impact on the world energy and geopolitics (energy geostrategy) [Rossiya i Kitay – velikiye energeticheskiye derzhavy XXI veka: proizvodstvo energoresurov, potrebleniye, postavki, trgovlya, vliyaniye na mirovuyu energetiku i geopolitiku]. In: *Problemy Ekonomiki i Upravleniya Neftegazovym Kompleksom*, 2022, no. 5 (209), pp. 59–69, ISSN 1999-6942. (Russ.).
31. SKOROBOGATOV, V.A. Coal and gas-oil presence in sedimentary basins of Russian Siberia and Far East, and China [Uglenosnost i gazoneftenosnost osadochnykh basseynov Sibiri i Dalnego Vostoka i Kitaya]. In: *Stratigraphy, tectonics and mineral resources in Eurasian sedimentary basins* [Stratigrafiya, tektonika i poleznyye iskopayemye osadochnykh basseynov Yevrazii]. Moscow: Sergo Ordzhonikidze Russian State University of Geological Prospecting, 2004, pp. 54–55. (Russ.).
32. SKOROBOGATOV, V.A. Energy geostrategy of Russia in Eurasia in the beginning of the 21st century [Energeticheskaya geopolitika Rossii v Evrazii v nachale XXI veka]. *Neftegazovaya Vertikal*, 1999, no. 2-3. (Russ.).
33. SKOROBOGATOV, V.A. Global power industry in 2040. Vision from 2020 [Energeticheskiy mir v 2040 godu. Vzglyad iz dve tysyachi dvadtsatogo]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 3(48): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 218–231. ISSN 2306-8949. (Russ.).
34. 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.).
35. STUPAKOVA A.V., V.A. SKOROBOGATOV. Coal renaissance in Russia in 21st century: is it imperative or necessity? [Ugolnyy renessans Rossii v XXI veke: veleniye vremeni ili neobkhodimost?]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2023, no. 1: Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 232–242. ISSN 2306-8949. (Russ.).
36. Jinsheng ZHAO, Hongtuo YANG, Pan LI, et al. The Sulige deposit in China. Increasing gas production from dense reservoirs [Mestorozhdeniye Sulige v Kitaye. Povysheniye gazootdachi iz plotnykh kollektorov]. *Oil and gas J.*, 2018, November, pp. 43–46.
37. 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 550.812.14

Практическое применение и ограничения моделей фильтрации по J -функции при определении газонасыщения коллекторов для отложений вендского возраста Восточной Сибири (на примере одного из месторождений)

Е.А. Пылев¹, М.А. Творогов¹, Е.Е. Поляков¹, Е.В. Сорокина¹, Е.О. Семенов¹,
И.В. Чурикова¹, С.Ю. Ромащенко^{1*}, А.А. Константинов¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

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

Ключевые слова:
керна,
фильтрационные
свойства,
насыщение,
капилляриметрия.

Тезисы. Для описания строения и свойств переходной зоны используется капиллярная модель – функция зависимости коэффициентов водо-, нефте- и газонасыщенности от фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и положения коллектора по высоте залежи. Описание взаимосвязи между капиллярным давлением и степенью насыщенности флюидами зачастую является непростой задачей из-за сложных изменений объекта по разрезу и площади, а также необходимости учета его неоднородностей. В связи с этим возникает потребность в разработке капиллярных моделей, способных связать значения ФЕС, определяемых геофизическими методами в разрезе скважин, и степень геологической неоднородности с капиллярными свойствами пород.

В середине прошлого века М.К. Леверетт [1], Р.Х. Брукс и А.Т. Кори [2], Д. Басс [3], Дж.Х.М. Томеер [4] в своих работах показали, что с использованием специальных капиллярных исследований на керне появляется возможность смоделировать водонасыщенность по высоте залежи. В научных работах Ю.П. Желтова, С.Н. Закирова, Р.И. Медведского, Н.Н. Михайлова, Ш.К. Гиматудинова, В.И. Пороскуна, Е.Е. Полякова, А.Д. Егоровой [5–19] и других ученых были рассмотрены особенности процесса вытеснения нефти и газа водой в неоднородных пористых средах и расчета коэффициента нефтегазонасыщенности для целей подсчета геологических запасов.

Существует ряд примеров на гигантских газовых месторождениях, когда оценки коэффициента нефтегазонасыщенности по данным электрометрии должны быть верифицированы, а иногда и требуют наличия альтернативных подходов к расчету коэффициента нефтегазонасыщенности. Для описания строения и свойств переходной зоны используется капиллярная модель – функция зависимости коэффициентов водо-, нефте- и газонасыщенности от фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и положения коллектора по высоте залежи. Описание взаимосвязи между капиллярным давлением и степенью насыщенности флюидами зачастую является непростой задачей из-за сложных изменений объекта по разрезу и площади, а также необходимости учета его неоднородностей. В связи с этим возникает потребность в разработке капиллярных моделей, способных связать значения ФЕС, определяемых геофизическими методами в разрезе скважин, и степень геологической неоднородности с капиллярными свойствами пород.

Лабораторные капилляриметрические исследования на керне в широком диапазоне ФЕС и петрофизических характеристик коллекторов позволяют с неясной достоверностью прогнозировать флюидальную геологическую модель залежи. При подсчете геологических запасов углеводородов такие модели применяются для альтернативного определения коэффициента нефтегазонасыщенности в случае сомнений в достоверности оценок удельного электрического сопротивления ($УЭС$) по данным каротажа (при проникновении фильтрата бурового раствора в коллектор на глубину,

которая превышает глубинность электрокаротажа, а также при существенной вертикальной неоднородности разреза – менее 1 м), а также для обоснования динамических характеристик при построении гидродинамических моделей.

На рассматриваемом месторождении Восточной Сибири в результате актуализации пластово-блоковой геологической модели обосновано строение тектонических блоков-залежей. Капилляриметрические исследования на керне были проведены для большинства тектонических блоков в интервалах ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов.

Залежь ботубинского горизонта разделена серий тектонических нарушений на 13 блоков. В пяти блоках из 13, скважины, вскрывшие залежь, не охарактеризованы капилляриметрическими исследованиями на керне.

Залежь хамакинского горизонта разделена тектоническими нарушениями на 25 блоков. В двадцати трех блоках выделена самостоятельная газоконденсатная залежь (два блока представлены нефтяными залежами). В пяти блоках из двадцати пяти скважины, вскрывшие залежь, не охарактеризованы капилляриметрическими исследованиями на керне.

Талахский горизонт имеет сложное тектоническое строение: продуктивная часть пласта разбита серий тектонических нарушений на 11 самостоятельных блоков. В трех блоках из 11 скважины, вскрывшие залежь, не охарактеризованы капилляриметрическими исследованиями на керне.

По капиллярным исследованиям кернового материала возможно прогнозировать газонасыщенность в зонах переходного насыщения при достоверно установленных газоводяных контактах (ГВК) в случаях отсутствия качественных замеров УЭС в скважинах. Наиболее распространенным методом аппроксимации изменения газонасыщенности и расстояния пласта-коллектора от уровня свободной воды (ниже ГВК) является уравнение пересчета капиллярных давлений в безразмерный параметр J :

$$J = \frac{3,183P_k}{\gamma \cos(\Theta)} \sqrt{\frac{K_{np}}{K_n}} \text{ или } J = aK_b^{-b}, \quad (1)$$

где J – безразмерная функция Леверетта определенной насыщенности; P_k – капиллярное давление, бар; K_{np} – коэффициент проницаемости, мД; K_n – коэффициент пористости, д.ед.; γ – поверхностное натяжение в системе углеводороды/пластовая вода, дин/см; Θ – угол

смачивания, град; K_b – коэффициент текущей водонасыщенности д.ед; a, b – коэффициенты аппроксимирующей функции.

Поскольку петрофизические исследования проводят в лабораторных условиях, то для дальнейших расчетов значения P_k приводятся к пластовым условиям ($P_{к.пл}$), при которых обычно рассматривается система «вода/газ» при соответствующих давлении и температуре:

$$P_{к.пл} = \frac{\gamma_{пл} \cos(\Theta_{пл})}{\gamma_{лаб} \cos(\Theta_{лаб})} P_{к.лаб}, \quad (2)$$

где $P_{к.лаб}$ – капиллярное давление, бар, в лабораторных условиях; $\gamma_{пл}$ и $\gamma_{лаб}$ – поверхностное натяжение, дин/см, в пластовых и лабораторных условиях соответственно; $\Theta_{пл}$ и $\Theta_{лаб}$ – угол смачивания, град., в пластовых и лабораторных условиях соответственно. Согласно справочным данным при лабораторных условиях (система: воздух/вода) $\gamma_{лаб} = 72$ дин/см, $\Theta_{лаб} = 1$; при пластовых условиях (система: вода/газ) $\gamma_{пл} = 50$ дин/см; $\Theta_{пл} = 1,0$. Межфазное натяжение в пластовых условиях ($\gamma_{пл}$) принимается равным 30, 72 и 50 дин/см соответственно для нефтяных частей залежей, подстилающихся водой газовых залежей и газовых шапок.

После приведения лабораторных данных к пластовым условиям оценивается давление на границе фаз внутри капилляра, т.е. разность значений плотности и высоты подъема воды:

$$P_k = (\rho_v - \rho_r)gh, \quad (3)$$

где ρ_v и ρ_r – плотности, кг/м³, пластовой воды и газа соответственно; $g = 9,8$ м/с²; h – высота над уровнем свободной воды, м. Плотности ρ_v и ρ_r являются определяющими параметрами размеров переходной зоны в залежи: чем больше разность между плотностями, тем меньше размер переходной зоны.

Наиболее существенно на вид капиллярных моделей влияют следующие факторы: тип и однородность структуры порового пространства; тип смачиваемости поверхности пор; ФЕС пород, свойства флюидов. Остальные факторы, а именно литологическая принадлежность, минеральный состав скелета, фациальная и структурно-тектоническая зональность, определяют адекватность капиллярной модели реальному распределению насыщенности коллекторов над уровнем свободной воды.

К моменту написания этой статьи по изучаемому месторождению Восточной Сибири

собраны актуальные исследования капиллярметрии на керне в интервалах ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов по 27, 45 и 31 скважине соответственно. По данным капиллярметрических исследований на керне построены одномерные регрессивные зависимости J от остаточной водонасыщенности коллектора ($K_{ов}$) для каждого тектонического блока ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов. Для учета влияния литологии коллекторов результаты капиллярметрических исследований анализировались с учетом классификации образцов по укрупненным литотипам (табл. 1). Общая выборка состояла из 1423 пропластков, по данным геофизических исследований скважин (ГИС), охарактеризованных керном.

На рис. 1 приведены примеры капиллярных кривых и их аппроксимаций J -функцией с нанесенной литологией коллекторов. В результате выполненных построений были сделаны следующие выводы для всех трех продуктивных горизонтов:

- коллекторы, представленные песчаниками и гравелитами в большинстве пластопересечений для всех горизонтов выходят на асимптотическую зависимость с минимальными значениями $K_{ов}$;

- коллекторы, представленные алевролитами, выходят на асимптотическую зависимость значительно раньше: на уровнях $K_{ов} = 0,3...0,4$ для хамакинского горизонта и $K_{ов} = 0,5...0,7$ для талахского горизонта;

- аппроксимирующая J -функция не позволяет в полной мере учесть влияние литологии на ухудшение ФЕС коллекторов с увеличением в них глинистого материала (мелкозернистых песчаников, алевролитов, сильноглинистых алевролитов и т.п.). Необходимо использовать трехмерные аналоги J -функции.

Полученные выводы вполне объясняются исследованиями А.Д. Егоровой [17–19], в ходе которых доказано, что неоднородное распределение ФЕС пластов приводит к разнообразию капиллярных свойств, что отражается в различных формах кривых капиллярного давления. В связи с этим возникает потребность в разработке капиллярных моделей, которые способны связать значения ФЕС, определяемые геофизическими методами в разрезе скважин, и степень литологической неоднородности с капиллярными свойствами пород. В табл. 2 перечислены известные модели аппроксимации капиллярного давления.

Таким образом по керну исследуемого месторождения наблюдается существенное

Таблица 1

**Классификация для укрупненных литотипов
согласно упрощенному литологическому описанию керна**

Горизонт	Литологическое описание образцов	Литотип обобщенный
Ботубинский	Песчаник крупнозернистый	Песчаник
	Песчаник среднезернистый, мелкозернистый	
	Глинистые песчаники и алевролиты	Алевролит (алевролит и глинистый песчаник)
	Глинистый алевролит	Глинистый алевролит (неколлектор)
	Карбонатизированные песчаники	Неколлектор
Хамакинский	Песчаник крупнозернистый	Песчаник
	Песчаник среднезернистый	
	Песчаник мелкозернистый	
	Глинистые песчаники и алевролиты	Алевролит (алевролит и глинистый песчаник)
	Гравелит	Гравелит
Талахский	Глинистый алевролит	Глинистый алевролит (неколлектор)
	Карбонатизированные песчаники	Неколлектор
	Песчаник крупнозернистый	Песчаник
	Песчаник среднезернистый	
	Гравелиты	Гравелит
Песчаник мелкозернистый, алевролиты	Алевролит (песчаник мелкозернистый, алевролит и глинистый песчаник)	
Глинистые песчаники	Глинистый алевролит (неколлектор)	
Глинистые алевролиты		
Карбонатизированные песчаники		

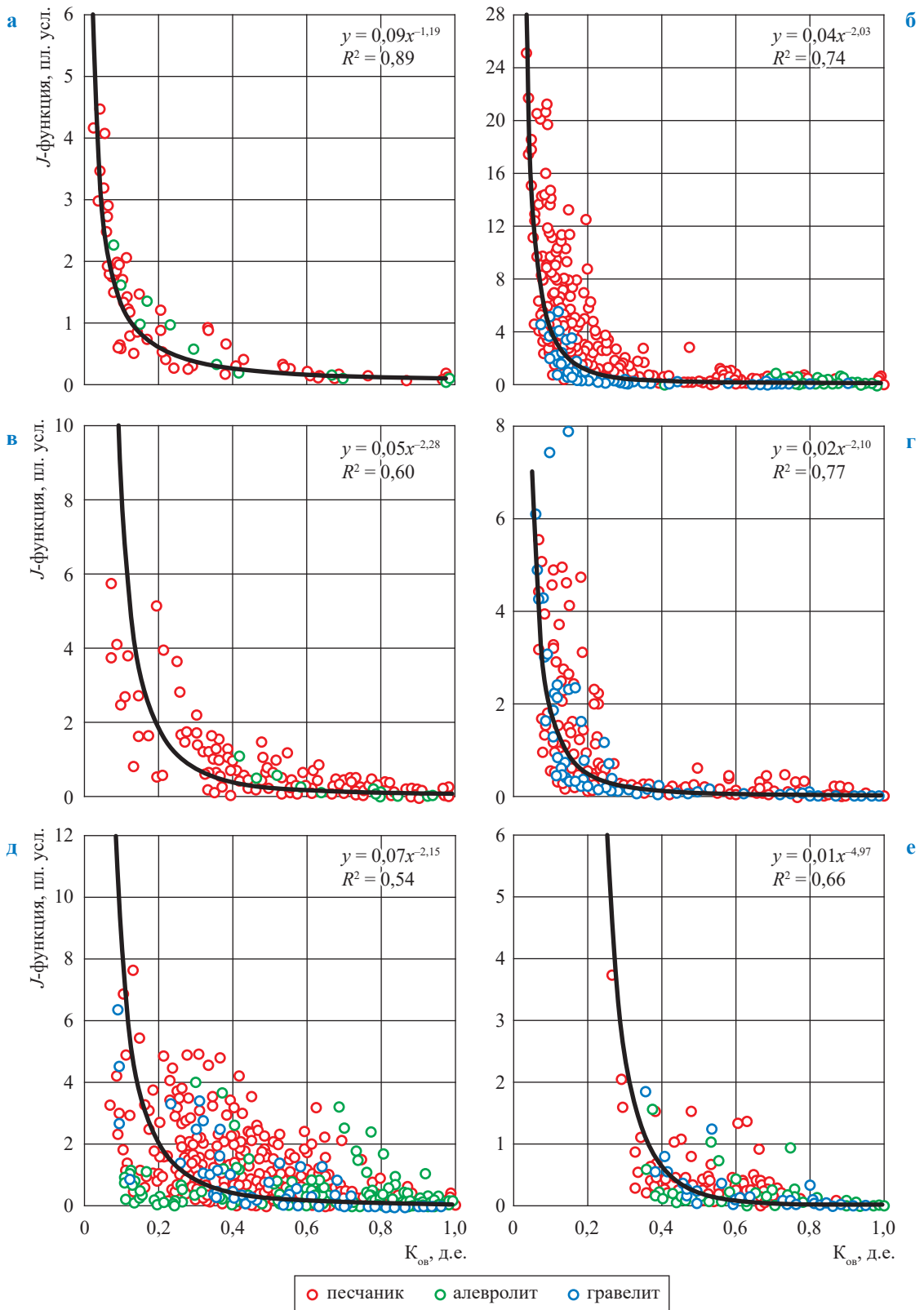


Рис. 1. Зависимость параметра J от $K_{ов}$ для пород ботубинского (а), хамакинского (б, в, г) и талахского (д, е) горизонтов

Таблица 2

Способы математической аппроксимации кривых капиллярного давления

№	Модель	Формула	Входные петрофизические параметры	Оцениваемые параметры
1	J -функция [1]	$J = \frac{P_k \sqrt{\frac{K_{np}}{K_{II}}}}{\sigma \cos \Theta}; K_B = \left(\frac{J}{a}\right)^{\frac{1}{b}}$	$K_{np}, K_{II}, \sigma, \Theta$	a, b
2	J -функция, модификация 1 [20, 21]	$J_{-1} = \frac{P_k K_{np}}{\sigma \cos \Theta}; K_B = \left(\frac{J}{a}\right)^{\frac{1}{b}}$	K_{np}, σ, Θ	a, b
3	Модель Кожевникова – Коваленко [22]	$P_k = P_{k_{кx}} + \frac{P_{k_{во}}(1-k)}{\left(1 - \frac{K_B - K_{во}}{1 - K_{во}}\right)^{-1} - k}$	$K_{во}, P_{к_{кx}}$ – входное капиллярное давление, $P_{к_{во}}$ – капиллярное давление при $K_{во}$	k
4	Модель Брукса – Кори [2]	$K_B = K_{во} + (1 - K_{во}) \left(\frac{P_{к_{кx}}}{P_k}\right)^{\frac{1}{n}}$	$K_{во}, P_{к_{кx}}$	n
5	Модель Тиксье [23]	$K_B = \sqrt{1 + \frac{\sqrt{K_{np}}}{b} P_k}$	K_{np}	b
6	Модель Томира [4]	$K_B = K_{во} + (1 - K_{во}) \left(1 - \exp\left(\frac{G}{\ln \frac{P_{к_{кx}}}{P_k}}\right)\right)$	$K_{во}, P_{к_{кx}}$	G
7	Модель Фарреля – Ларсона [24]	$\frac{K_B - K_{во}}{1 - K_{во}} = \frac{1}{a} \ln\left(\frac{P_{к_{кx}}}{b}\right)$	$K_{во}, P_{к_{кx}}$	a, b
8	Модель Митчелла [25]	$\lg(K_B) = \lg(a) + b \lg(K_{np}) + c \lg(P_k)$	K_{np}	a, b, c
9	Кинетическая модель [26]	$\frac{P_k - P_{к_{во}}}{P_{к_{кx}} - P_k} = a(K_B - K_{во})^b$	$K_{во}, P_{к_{кx}}, P_{к_{во}}$	a, b
10	Оптимальная модель [27]	$P_k = a \left(\frac{1 - K_B}{K_B - K_{во}}\right)^b$	$K_{во}$	a, b
11	Модель Уолкотта – Амикса [3, 28]	$K_B(P_{к_i}) = a + b \lg(K_{np})$	K_{np}	a, b
12	Модель Гутри – Гринбургера [29]	$K_B(P_{к_i}) = a + b \lg(K_{np}) + c K_{II}$	K_{II}, K_{np}	a, b, c
13	Модель Гутри – Гринбургера № 2 [29]	$K_B(P_{к_i}) = a + b_1 \lg(K_{np}) + b_2 \lg(K_{II}) + c_1 K_{II} + c_2 K_{II}^2$	K_{II}, K_{np}	a, b_1, b_2, c_1, c_2
14	Модель Джонсона [30]	$\lg(K_B) = \lg(a) + b \lg(K_{np}) + c P_k^n$	K_{np}	a, b, c, n
15	Модель Джонсона № 2 [30]	$\lg(K_B) = c P_k^n - b \lg(K_{np})$	K_{np}	b, c, n

влияние литологии на форму J -функции и, соответственно, на оценку $K_{ов}$ и K_B .

В результате построения зависимости $J = f(K_B)$ были получены коэффициенты аппроксимирующей функции a и b для каждого тектонического блока. При расчетах за уровень «зеркала воды» условно принималось

положение ГВК, утвержденное в рамках оперативного подсчета запасов для каждого тектонического блока продуктивных горизонтов. По расчетным коэффициентам a и b при наличии сведений о плотности пластовой воды и газа и отметке положения ГВК, а также значениях K_{II} , K_{np} по ГИС рассчитывалась

$$J\text{-функция: } J = \frac{3,183(\delta_b - \delta_r)gh}{\gamma \cos(\Theta)} \sqrt{\frac{K_{np}}{K_n}} = aK_b^{-b}$$

и далее $K_r = 1 - K_b$, где K_r – коэффициент газонасыщенности.

Рассмотрим результаты сопоставления K_b по методикам Леверетта [1] и Арчи – Дахнова [31] с использованием геолого-геофизических характеристик по скважинам исследуемого месторождения на примере хамакинского и талахского горизонтов (рис. 2, 3).

В результате анализа всех сопоставлений для ботубинского хамакинского и талахского горизонтов (см. примеры на рис. 1–3) наблюдаются очевидные закономерности, откуда вытекают следующие выводы:

- завышение оценок величины K_b по J -функции относительно методики Арчи – Дахнова обусловлено недоучетом при использовании этой функции литологического состава коллекторов;

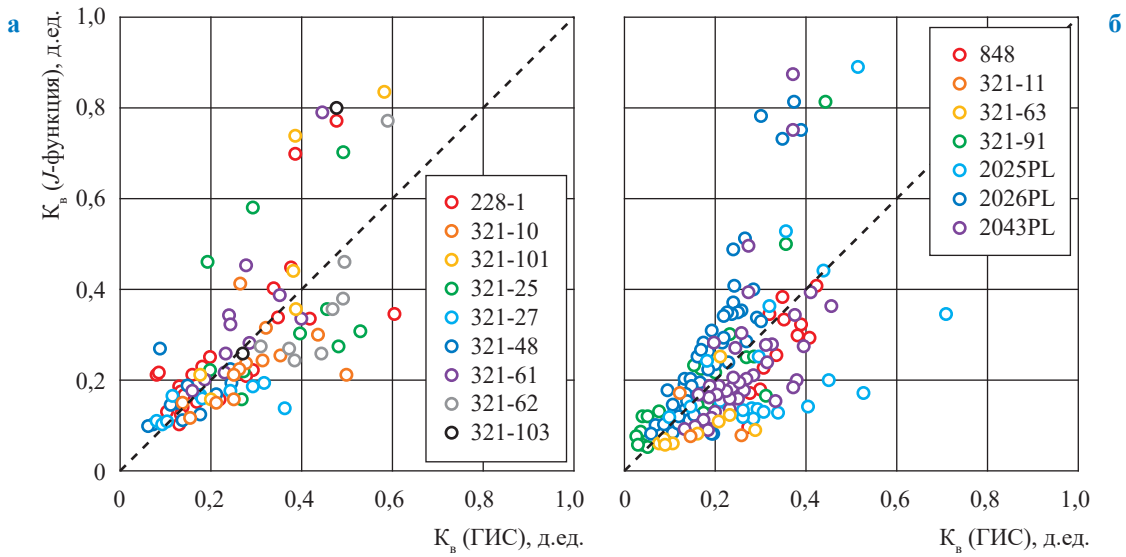


Рис. 2. Сопоставление оценки K_b по методикам Леверетта [1] и Арчи – Дахнова [31] по скважинам в пределах блоков Юж1-1 (а) и Юж 1-3 (б) хамакинского горизонта

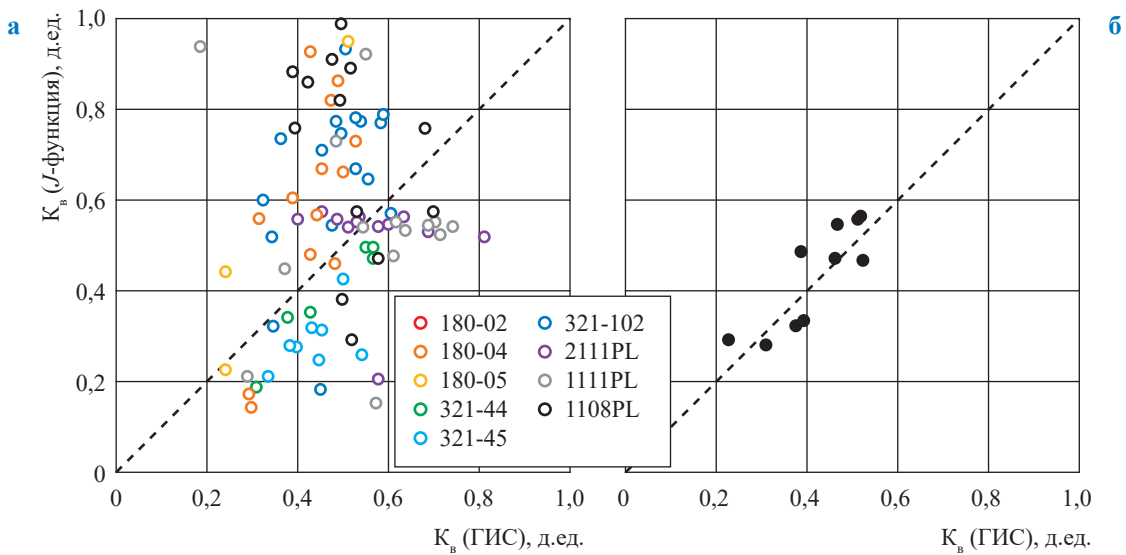


Рис. 3. Сопоставление оценки K_b по методикам Леверетта [1] и Арчи – Дахнова [31] по скважинам в пределах Северного основного (а) и Северного (р-н скв. 321-85) (б) блоков талахского горизонта

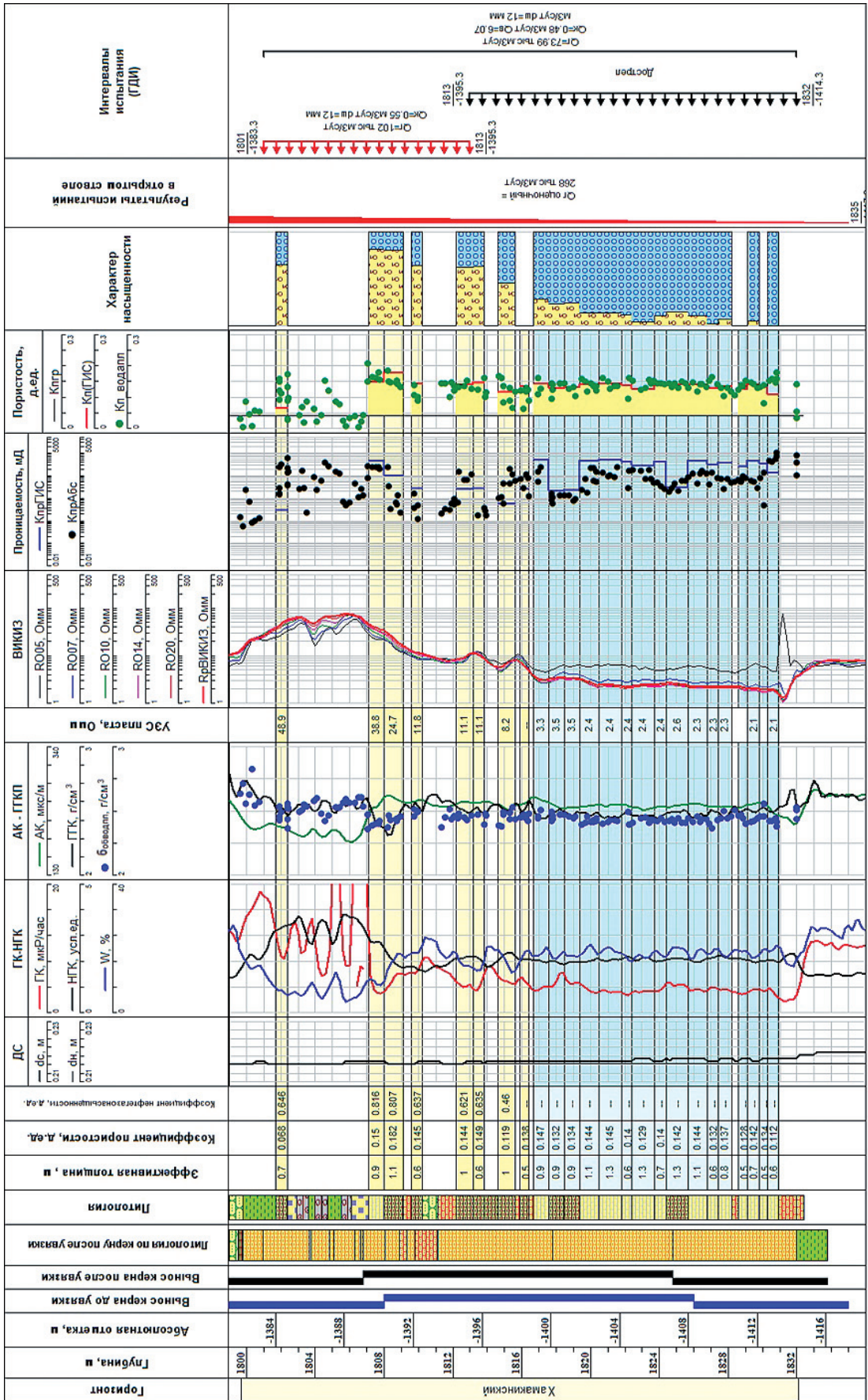




Рис. 4. Пример геолого-геофизической характеристики по скв. 321-101, блок Юж I-1:

ДС – диаметр скважины, м; dn – номинальный диаметр скважины, м; ГК – гамма-каротаж, мкР/ч; НГК – нейтронный гамма-каротаж, усл. ед.; W – водородосодержание по нейтронному гамма каротажу, %; АК – акустический каротаж, мкс/м; ГГК – гамма-гамма-каротаж, г/см²; б_{объемл} – объемная минералогическая плотность образца керна, г/см³; ВИКИЗ – высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование; RO05, RO07, RO10, RO14, RO20 – пять разнотрубных зондов длиной 0,5; 0,7; 1; 1,4; 2 м соответственно; РrВИКИЗ – сопротивление пласта, рассчитанное по ВИКИЗ, Ом·м; КпрГИС – проницаемость, рассчитанная по результатам интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС), мД; КпрАбс – абсолютная проницаемость, определенная на образцах керна, мД; КпГИС – граничное значение пористости, д.ед.; КпГИС – пористость, рассчитанная по результатам интерпретации ГИС, д.ед.; Кп_водапл – пористость, определенная на образцах керна, с поправкой за пластовые условия, д.ед.; ГДИ – гидродинамические испытания; Q_г, Q_в, Q_ж – объемы газа, воды и конденсата соответственно, полученные при испытании; УЭС – удельное электрическое сопротивление, Ом·м

• занижение оценок величины K_v по J-функции относительно методики Арчи – Дахнова обусловлено принятыми условными отметками ГВК и вероятными их вариациями (при неизвестном положении «зеркала воды»). Данные электрического каротажа регистрируют фактическое положение ГВК в отличие от расчетного по J-функции;

• для 4...10 % скважин результаты оценок величины K_v по J-функции и по методике Арчи – Дахнова совпадают в пределах случайной погрешности. Для ботубинского горизонта по результатам сопоставления данных о 68 скважинах наблюдается хорошая сходимость в 18 % скважин, удовлетворительная – в 27 %, плохая сходимость – в 55 % скважин; для хамакинского горизонта по результатам сопоставления данных о 123 скважинах наблюдается хорошая сходимость в 5 % скважин, удовлетворительная – в 20 %, плохая сходимость – в 75 %; для талахского горизонта для 52 скважин удовлетворительная сходимость наблюдается в 4 % случаев, плохая сходимость – в 96 %;

• тенденция ухудшения доли совпадающих оценок K_v обусловлена ростом литологической неоднородности с глубиной от ботубинского горизонта к хамакинскому и талахскому горизонтам.

С учетом недостатков теоретических J-моделей предложен альтернативный подход, и выполнен анализ фактической модели переходной зоны (капиллярной модели) в хамакинских отложениях по скважинам со вскрытым ГВК. Это позволило подобрать фактическую модель, на основании которой возможен прогноз ГВК под забой. Так, на примере строения газовой залежи для блока Юж I-1 на основе анализа изменения параметров K_v и K_p с глубиной по данным интерпретации ГИС в скв. 228-1 и 321-101 (рис. 4) установлено наличие переходной зоны, величина которой составляет 6 м до уровня ГВК, установленного в пласте (рис. 5). Для переходной зоны получена общая фактическая функция (тренд изменения K_v в зависимости от расстояния до ГВК), характерная для хамакинского горизонта изучаемого месторождения.

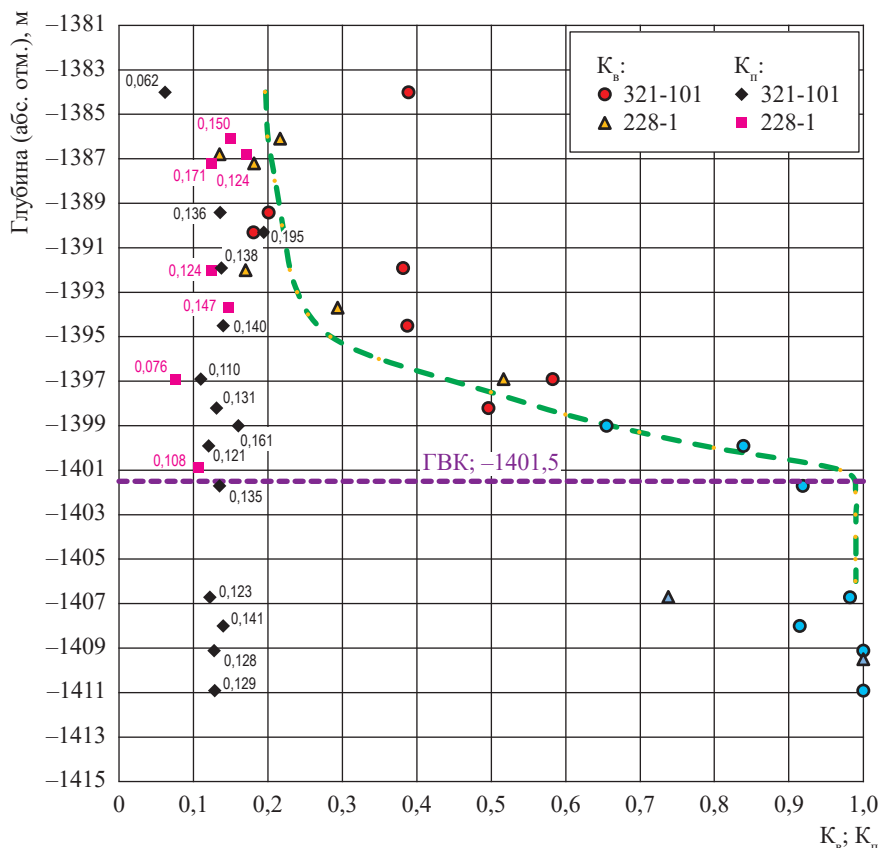


Рис. 5. Структура переходной зоны газовой залежи хамакинского горизонта на примере блока Юж I-1

Вывод

Использование для прогноза газонасыщенности в залежах J -функции Бакли – Леверетта при геологическом и гидродинамическом моделировании коллекторов рассматриваемого месторождения вносит существенные систематические погрешности в оценки коэффициента

газонасыщенности коллекторов, так как не учитывает литологической неоднородности коллекторов геологического разреза залежей. Целесообразно использовать адаптивную методику для получения аппроксимирующих уравнений в капилляриметрических, керновых, геологических и гидродинамических моделях.

Список литературы

1. Leverett M.C. Capillary behavior in porous solids / M.C. Leverett. – San Ramon, CA: AIME, 1941. – 204 с. – (Transactions of the AIME).
2. Brooks R.H. Hydraulic properties of porous media / R.H. Brooks, A.T. Corey. – Fort Collins, Colorado: Colorado State University, 1964. – 27 с. – (Hydrology Papers).
3. Амикс Дж. Физика нефтяного пласта / Дж. Амикс, Д. Басс, Р. Удмтинг. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 569 с.
4. Thomeer J.H.M. Introduction of a pore geometrical factor defined by the capillary pressure / J.H.M. Thomeer // Trans. AIME. – 1960. – № 213. – С. 354–358.
5. Желтов Ю.П. О моделировании в нефтепромысловых механике: обзор / Ю.П. Желтов // ПМТФ. – 1962. – № 4. – С. 134–151.
6. Закиров С.Н. Прогнозирование и регулирование разработки газовых месторождений / С.Н. Закиров, В.И. Васильев, А.И. Гутников. – М.: Недра, 1984. – 295 с.
7. Закиров С.Н. Проблемы подсчета запасов, разработки и 3D компьютерного моделирования / С.Н. Закиров, Э.С. Закиров, И.М. Индрупский и др. // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 5. – С. 66–70.

8. Борисов А.Г. Методы обобщения кривых капиллярного давления и их совершенствование / А.Г. Борисов, Р.И. Медведский // Каротажник. – 2011. – № 7. – С. 43–52.
9. Михайлов Н.Н. Проницаемость пластовых систем / Н.Н. Михайлов. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. – 186 с.
10. Михайлов Н.Н. Физика нефтяного и газового пласта / Н.Н. Михайлов. – М.: Макс Пресс, 2008. – 447 с.
11. Михайлов Н.Н. Экспериментальное исследование смачиваемости и анализ ее влияния на фильтрационно-емкостные свойства продуктивных коллекторов неокомской залежи Ново-Уренгойского и Ямбургского месторождений / Н.Н. Михайлов, М.О. Ермилов, Л.С. Сечина; отв. ред. В.М. Максимов. – Новосибирск: Сибирское отделение РАН, 2012. – 58 с.
12. Михайлов Н.Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов / Н.Н. Михайлов. – М.: Недра, 1992. – 270 с.
13. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта / Ш.К. Гиматудинов, А.И. Ширковский. – М.: Недра, 1982. – 311 с.
14. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта / Ш.К. Гиматудинов. – М.: Недра, 1971. – 309 с.
15. Петерсилье В.И. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / В.И. Петерсилье, В.И. Пороскун, Г.Г. Яценко. – М.: ВНИГНИ; Тверь: Тверьгеофизика, 2003. – 258 с.
16. Гороян В.И. Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрографическими методами / В.И. Гороян, Б.М. Березин, Ю.Я. Белов и др.; под ред. В.И. Гороян, В.И. Петерсилье. – М.: ВНИГНИ, 1978. – 395 с.
17. Егорова А.Д. Капиллярная модель – комплексное геолого-петрофизическое представление залежи при подсчете геологических запасов углеводородов / А.Д. Егорова, Т.Г. Исакова, Т.Ф. Дьяконова и др. // Георесурсы. – 2023. – Т. 25. – № 2. – С. 150–160.
18. Егорова А.Д. Моделирование газонефтяной переходной зоны по данным керна и геофизических исследований скважин / А.Д. Егорова, Т.Г. Исакова, Т.Ф. Дьяконова и др. // Геофизика. – 2023. – № 3. – С. 78–84.
19. Егорова А.Д. Оценка характера насыщенности коллекторов ачимовских отложений по каротажу в условиях низкой проницаемости и фациальной неоднородности / А.Д. Егорова, Т.Г. Исакова, Л.К. Бата и др. // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2023. – № 2. – С. 128–138.
20. Donaldson E.C. Wettability determination and its effect on recovery efficiency / E.C. Donaldson, R.D. Thomas, P.B. Lorenz // SPE Journal. – 1969. – № 9. – С. 331–359.
21. Тиаб Д. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов / Д. Тиаб, Э. Доналдсон. – М.: Премиум Инжиниринг, 2009. – 868 с.
22. Кожевников Д.А. Моделирование насыщения в переходной зоне коллекторов в концепции эффективного порового пространства / Д.А. Кожевников, К.В. Коваленко, И.С. Дешененков и др. // Теоретические основы и технологии поисков и разведки нефти и газа. – 2013. – № 4. – С. 51–56.
23. Tixier M.P. Evaluation of permeability from electric-log resistivity gradients / M.P. Tixier // Oil and Gas J. – 1949. – June. – С. 14–23.
24. Farrel D.A. Modelling the pore structure of porous media / D.A. Farrel, W.E. Larson // Water Resour. Res. – 1972. – № 3. – С. 699–706.
25. Alnaimi S.M. Binary liquid mixtures in porous solids / S.M. Alnaimi, J. Mitchell, J.H. Strange et al. // J. Chem. Phys. – 2004. – № 120. – С. 2075–2077.
26. Civan F. An alternative parameterization of relative permeability and capillary pressure curves / F. Civan // SPE Journal. – 2021. – № 2. – С. 97–101.
27. Мартынова Ю.В. Математическое моделирование кривой капиллярного давления горных пород / Ю.В. Мартынова, С.П. Михайлов // Математическое моделирование процессов и систем: м-лы VIII Международной научно-практической конференции. – Уфа: Башк. гос. ун-т, 2018. – С. 26–31.
28. Уолкотт Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении / Д. Уолкотт. – М.: Юкос, 2001. – 143 с.
29. Gunter G. Saturation modeling at the well log scale using petrophysical rock types and a classic non-resistivity based method / G. Gunter // Proc. of the SPWLA 40th Annual symposium. – 1999. – Paper ZZ.
30. Johnson A. Permeability averaged capillary data: A supplement to log analysis in field studies / A. Johnson // Proc. of the SPWLA 28th Annual Logging Symposium. – 1987. – Paper EE.
31. Archie G.E. Introduction to petrophysics of reservoir rocks / G.E. Archie // Bull. of Americ. Ass. of Petr. Geol. – 1950. – Т. 34. – № 5.

Practical application and limitations for J -function models of filtration when evaluating gas saturation of reservoirs. A case of Vendian deposits in Eastern Siberia (as exemplified by one of the fields)

Ye.A. Pylev¹, M.A. Tvorogov¹, Ye.Ye. Polyakov¹, Ye.V. Sorokina¹, Ye.O. Semenov¹,
I.V. Churikova¹, S.Yu. Ronashchenko^{1*}, A.A. Konstantinov¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

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

Abstract. To describe the structure and the properties of a transitory zone a capillary model is commonly applied. It is a function of the water, gas or oil saturation dependency from the permeability and filtration properties and from an elevation position of a reservoir within a deposit. Often, describing the interrelations between the capillary pressure and the extent of fluid saturation is quite a difficult task due to the complex variations of an object in along with profile and area, and necessity to consider its non-uniformity. Hence, capillary models are needed to link the log measurements of filtration and permeability and the extent of geological heterogeneity with the capillary properties of rocks.

Keywords: core, filtration properties, saturation, capillary measurements.

References

1. LEVERETT, M.C. Capillary behavior in porous solids. In: *Transactions of the AIME*. San Ramon, CA: AIME, 1941.
2. BROOKS, R.H., A.T. COREY. Hydraulic properties of porous media. In: *Hydrology Papers*. Fort Collins, Colorado: Colorado State University, 1964.
3. AMYX, J.W., D.M. BASS, Jr. R.Z. WHITING. *Petroleum reservoir engineering. Physical properties* [Fizika neftyanogo plasta]. Translated from Engl. Moscow: Gostoptekhizdat, 1962. (Russ.).
4. THOMEER, J.H.M. Introduction of a pore geometrical factor defined by the capillary pressure. In: *Trans. AIME*, 1960, vol. 213, pp. 354–358.
5. ZHELTOV, Yu.P. About modelling in industrial petroleum mechanics [O modelirovani v neftepromyslovy mekhanike]: review. *Prikladnaya Mekhanika i Tekhnicheskaya Fizika*, 1962, no. 4, pp. 134–151, ISSN 0869-5032. (Russ.).
6. ZAKIROV, S.N., V.I. VASILYEV, A.I. GUTNIKOV. *Prediction and control of gas fields development* [Prognozirovaniye i regulirovaniye razrabotki gazovykh mestorozhdeniy]. Moscow: Nedra, 1984. (Russ.).
7. ZAKIROV, S.N., E.S. ZAKIROV, I.M. INDRUPSKIY et al. Problems of calculation of reserves, development and 3D computer modeling [Problemy podscheta zapasov, razrabotki i 3D kompyuternogo modelirovaniya]. *Neftyanoye Khozyaystvo*, 2007, no. 5, pp. 66–70, ISSN 0028-2448. (Russ.).
8. BORISOV, A.G., R.I. MEDVEDSKIY. Methods for capillary pressure curve generalization and improving them [Metody obobshcheniya krivykh kapillyarnogo davleniya i ikh sovershenstvovaniye]. *Karotazhnik*, 2011, no. 7, pp. 43–52, ISSN 1810-5599. (Russ.).
9. MIKHAYLOV, N.N. *Permeability of bedded systems* [Pronitsayemost plastovykh system]. Moscow: Gubkin University, 2006. (Russ.).
10. MIKHAYLOV, N.N. *Physics of oil and gas beds* [Fizika neftyanogo i gazovogo plasta]. Moscow: Maks Press, 2008. (Russ.).
11. MIKHAYLOV, N.N., M.O. YERMILOV, L.S. SECHINA. *Experimental testing of wettability and analysis of its impact to filtration ability and porosity of productive Neocomian reservoirs at Novyy Urengoy and Yamburg fields* [Eksperimentalnoye issledovaniye smachivayemosti i analiz yeye vliyaniya na filtratsionnyemkostnyye svoystva produktivnykh kollektorov neokomskoy zalezhi Novo-Urengoyevskogo i Yamburgskogo mestorozhdeniy]. Novosibirsk: Siberian branch of Russian academy of sciences, 2012. (Russ.).
12. MIKHAYLOV, N.N. *Residual oil saturation of the beds being developed* [Ostatochnoye neftenasyshcheniye razrabatyvayemykh plastov]. Moscow: Nedra, 1992. (Russ.).
13. GIMATUDINOV, Sh.K., A.I. SHIRKOVSKIY. *Physics of oil and gas beds* [Fizika neftyanogo i gazovogo plasta]. Moscow: Nedra, 1982. (Russ.).
14. GIMATUDINOV, Sh.K. *Physics of oil and gas beds* [Fizika neftyanogo i gazovogo plasta]. Moscow: Nedra, 1971. (Russ.).
15. PETERSILYE, V.I., V.I. POROSKUN, G.G. YATSENKO. *Guidelines on volumetric calculation of oil and gas geological reserves* [Metodicheskiye rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefi i gaza obyemnym metodom]. Moscow: All-Russian Research Geological Oil Institute; Tver: Tvergeofiofizika, 2003. (Russ.).

16. GORYAN, V.I., B.M. BEREZIN, Yu.Ya. BELOV et al. *Guidelines on physical and petrographic testing the rock reservoirs of oil and gas* [Metodicheskiye rekomendatsii po issledovaniyu porod-kollektorov nefi i gaza fizicheskimi i petrograficheskimi metodami]. Moscow: All-Russian Research Geological Oil Institute, 1978. (Russ.).
17. YEGOROVA, A.D., T.G. ISAKOVA, T.F. DYAKONOVA et al. Capillary model – complex geological and petrophysical representation of the deposit when calculating geological reserves of hydrocarbons [Kapillyarnaya model – kompleksnoye geologo-petrofizicheskoye predstavleniye zalezhi pri podschete geologicheskikh zapasov uglevodorodov]. *Georesursy*, 2023, vol. 25, no. 2, pp. 150–160, ISSN 1608-5043. (Russ.).
18. YEGOROVA, A.D., T.G. ISAKOVA, T.F. DYAKONOVA et al. Modeling of the gas-oil transition saturation zone based on core data and well logging [Modelizovaniye gazonefityanoy perekhodnoy zony po dannym kerna i geofizicheskikh issledovaniy skvazhin]. *Geofizika*, 2023, no. 3, pp. 78–84, ISSN 1681-4568. (Russ.).
19. YEGOROVA, A.D., T.G. ISAKOVA, L.K. BATA et al. Evaluation of the nature of saturation of the reservoirs of the Achimov formation by well-logging in conditions of low permeability and facies heterogeneity [Otsenka kharaktera nesyshchennosti kollektora achimovskikh otlozheniy po karotazhu v usloviyakh nizkoy pronitsayemosti i fatsialnoy neodnorodnosti]. *Vestnik Moskovskogo universiteta. Seriya 4: Geologiya*, 2023, no. 2, pp. 128–138, ISSN 0579-9406. (Russ.).
20. DONALDSON, E.C., R.D. THOMAS, P.B. LORENZ. Wettability determination and its effect on recovery efficiency. *SPE Journal*, 1969, no. 9, pp. 331–359, ISSN 1086-055X.
21. TIAB, D., E.C. DONALDSON. *Petrophysics. Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties* [Petrofizika: teoriya i praktika izucheniya kollektorskikh svoystv gornyykh porod i dvizheniya plastovykh flyuidov]. Translated from Engl. Moscow: Premium Inzhiniring, 2009. (Russ.).
22. KOZHEVNIKOV, D.A., K.V. KOVALENKO, I.S. DASHENKOV et al. Saturation modeling in the reservoirs transition zone in the concept of effective pore space [Modelirovaniye nasushcheniya v perekhodnoy zone kollektorov v kontseptsii effektivnogo porovogo prostranstva]. *Teoreticheskiye Osnovy i Tekhnologii Poiskov i Razvedki Nefi i Gaza*, 2013, no. 4, pp. 51–56, ISSN 2307-9411. (Russ.).
23. TIXIER, M.P. Evaluation of permeability from electric-log resistivity gradients. *Oil and Gas J.*, 1949, June, pp. 14–23, ISSN 0030-1388.
24. FARREL, D.A., W.E. LARSON. Modelling the pore structure of porous media. *Water Resour. Res.*, 1972, no. 3, pp. 699–706, ISSN 0043-1397.
25. ALNAIMI, S.M., J. MITCHELL, J.H. STRANGE et al. Binary liquid mixtures in porous solids. *J. Chem. Phys.*, 2004, no. 120, pp. 2075–2077, ISSN 1089-7690.
26. CIVAN, F. An alternative parameterization of relative permeability and capillary pressure curves. *SPE Journal*, 2021, no. 2, pp. 97–101, ISSN 1086-055X.
27. MARTYNOVA, Yu.V., S.P. MIKHAYLOV. Mathematical modelling of the capillary-pressure curve of rocks [Matematicheskoye modelirovaniye krivoy kapillyarnogo davleniya gornyykh porod]. In: *Mathematical modelling of processes and systems* [Matematicheskoye modelirovaniye protsessov i sistem]: proc. of the 8th International R&D conference. Ufa: Bashkiriya State University, 2018, pp. 26–31. (Russ.).
28. WALCOTT D. *Development and control of fields against flooding* [Razrabotka i upravleniye mestorozhdeniyami pri zavodnenii]. Translated from Engl. Moscow: Yukos, 2001. (Russ.).
29. GUNTER, G. Saturation modeling at the well log scale using petrophysical rock types and a classic non-resistivity based method. In: *Proc. of the SPWLA 40th Annual symposium*, 1999, paper ZZ.
30. JOHNSON, A. Permeability averaged capillary data: A supplement to log analysis in field studies. In: *Proc. of the SPWLA 28th Annual Logging Symposium*, 1987, paper EE.
31. ARCHIE, G.E. Introduction to petrophysics of reservoir rocks. *Bull. of Americ. Ass. of Petr. Geol.*, 1950, vol. 34, no. 5, ISSN 0016-7606.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА

УДК 622.24

Эволюция научно-технического отношения к наличию межколонных давлений в аспекте обеспечения целостности скважины

В.А. Мнацаканов¹, А.М. Лихушин^{1*}

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

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

Ключевые слова:

скважина,
межколонное
давление,
целостность,
герметичность,
крепление,
экология,
безопасность.

Тезисы. В статье рассмотрены вопросы обеспечения целостности и долговечности скважины при наличии межколонных давлений. Показано, что даже при современном уровне развития науки и техники невозможно гарантированно построить скважину без межколонных давлений. В этой ситуации, как показывает мировой опыт эксплуатации таких скважин, необходимо технологически грамотно управлять величиной межколонного давления для обеспечения промышленной и экологической безопасной добычи.

Современные подходы к целостности скважин

В настоящее время проблема обеспечения герметичности (целостности) скважин остается нерешенной во всем мире во многом из-за несовершенства технологии крепления и качества тампонажных материалов. Под целостностью скважины принято понимать ее способность эффективно выполнять свои функции при соблюдении требований безопасности и охраны окружающей среды [1]. Целостность скважины в первую очередь определяется качеством ее крепления. Добиться гарнированной целостности скважины проблематично и во многих случаях невозможно по ряду причин, в том числе [2–4]:

1) неполного вытеснения бурового раствора тампонажным, что приводит к образованию вертикальных, наполненных буровым раствором каналов, создающих гидродинамические условия для миграции пластового флюида из продуктивного пласта к другим пластам-коллекторам или / и к устью;

2) падения давления тампонажного раствора в процессе его гидратации, что приводит к снижению гидростатического давления (депрессии) на пласт, в результате чего возможна миграция флюида по межколонному пространству (МКП). При этом использование наружного заколонного пакера проблему не решает, более того, отсечение столба жидкости пакером способствует немедленному вторжению в ствол скважины флюида из пласта;

3) водоотделения из-за большого содержания воды в тампонажном растворе, которое способствует образованию миграционных флюидопроводящих каналов, даже если при затворении тампонажного раствора использовался пластификатор;

4) контракции с усадкой цементного камня при его твердении с образованием областей декомпрессии, сопровождающейся разрушением фильтрационной корки, взаимодействием тампонажного и невытесненного бурового растворов (это касается и расширяющихся цементов, хотя и в меньшей степени);

5) опрессовок обсадной колонны (после ожидания затвердевания цемента), которые снижают степень контакта цементного камня с колонной, по данным акустической цементометрии, на 20...25 %;

6) разбухания цементного стакана и оснастки обсадной колонны роторным способом, что способствует образованию миграционных каналов из-за механического воздействия на колонну и цементное кольцо;

7) наличия при эксплуатации скважин знакопеременных нагрузок, ухудшающих состояние цементного камня за колонной.

В многолетней мировой практике бурения скважин разработано множество технологий, направленных на повышение качества разобщения пластов, включая:

1) применение специальных расширяющихся тампонажных составов и составов с минимальными усадочными деформациями;

2) уменьшение водоотдачи буровых и цементных растворов;

3) снижение содержания свободной воды в тампонажном растворе;

4) внедрение мероприятий по наиболее полному вытеснению бурового раствора цементным;

5) улучшение реологии тампонажных растворов;

6) сокращение сроков схватывания тампонажного раствора (с различными сроками схватывания);

7) создание непроницаемых барьеров типа Gasblock;

8) создание избыточного давления в затрубном пространстве в период ожидания затвердевания цемента;

9) установку герметизирующих пакеров;

10) применение ступенчатого цементирования с разрывом во времени, в том числе с использованием муфт;

11) увеличение кольцевого зазора (толщины цементного кольца);

12) уменьшение столба цементного раствора за колонной.

Таким образом, основными факторами неудовлетворительного качества крепления скважин считаются [2, 3]:

1) низкий уровень техники и технологии крепления скважин;

2) снижение активного давления на пласт с аномально высоким пластовым давлением при твердении тампонажного раствора;

3) неудовлетворительные технологические свойства тампонажного раствора, в первую очередь, плохая седиментационная устойчивость, приводящая к образованию каналов в самом цементном камне;

4) усадочные деформации цементного камня на ранних стадиях твердения, в том числе и за счет контракции при отсутствии контакта с окружающей средой (пластовыми водами), приводящие к нарушению герметичности контактных зон цементного камня;

5) термодеструкционные процессы, происходящие в изоляционном комплексе при высоких температурах и давлениях;

6) уязвимость цементного камня при воздействии кислых компонентов пластового флюида;

7) низкая степень вытеснения бурового раствора из заколонного пространства;

8) образование канала между цементным кольцом и обсадными трубами за счет их деформации при опрессовке обсадной колонны.

Все перечисленные причины пока еще изучены слабо. В этой связи выдвигается множество различных гипотез, и нет пока единой точки зрения на природу возникновения и формирования каналов для движения газа в заколонном пространстве. В каждом конкретном случае с целью выявления причин межколонного давления (МКД) необходимо проводить комплексную диагностику скважины, по результатам которой разрабатываются мероприятия для ликвидации перетоков или управления МКД.

Дополнительная трудность заключается в том, что возникновение МКД нельзя однозначно объяснить действием какого-либо технического или технологического фактора во время строительства или эксплуатации скважины. А.И. Булатов отмечает, что частота возникновения газопроявлений не зависит только от конструкции скважин, типа применяемого цемента, его плотности, кривизны ствола скважины или других факторов, хотя бесспорно то, что применение технологий, обеспечивающих повышение качества цементирования, заметно способствует снижению частоты возникновения МКД [3].

Мировой опыт эксплуатации скважин с МКД

Несмотря на использование в строительстве скважин высоких технологий, межпластовые перетоки и МКД остаются наиболее

распространенными и серьезными видами осложнений. По мнению А.И. Булатова, несомненного авторитета в вопросах крепления скважин, межколонные газопроявления могут возникать даже при соблюдении всех выработанных практикой требований к тампонажным материалам и процессу цементирования [3]. В теории и практике заканчивания скважин уже поняли, что цементирование – не самый лучший способ разобщения пластов, а цемент – не самый лучший тампонирующий материал.

Из обширной отечественной и зарубежной практики строительства и эксплуатации газовых скважин известно, что добиться их гарантированной массовой герметичности, как правило, не удается. Месторождения разрабатываются большим количеством скважин, имеющих МКД. Например, обзор [5],

подготовленный Службой управления полезными ископаемыми США в 2004 г., показал наличие проблем с герметичностью в 6650 из 12927 скважин в Мексиканском заливе (45 %). Исследование [6] целостности скважин, выполненное Норвежским управлением нефтяной безопасности (*норв.* Havindustriilsyne), выявило, что проблемы имеются у 482 из 2682 скважин в Северном море на побережье Норвегии (18 %). В 2009 г. опрос [7] около 100 участников форума «Проблемы целостности скважин в Северном море» Сообщества инженеров-нефтяников (SPE) позволил заключить, что на шельфе Северного моря в среднем 34 % скважин (1600 из 4700) имели как минимум один дефект герметичности.

Данные о состоянии скважин в различных странах мира представлены в таблице [8].

Данные о фонде скважин с МКД [8]

Страна	Месторождение или компания	Изученные скважины				Год
		всего, ед.	из них с МКД, ед.	всего, %	из них с МКД, %	
Россия	Астраханское газоконденсатное месторождение	505	423	–	76–84	1998
	ООО «Ямбурггаздобыча»	–	251	–	–	2006
	ООО «Уренгойгазпром» (Уренгойское газоконденсатное месторождение)	2 400	47	–	2–4	2006
	ООО «Надымгазпром»	–	61	–	–	2006
	Заполярье месторождение	314	175	–	56	2007
Канада	–	–	–	5	64	
	Альберта	316 439	12 458	7	4	2009
	Альберта	31 077	18 271	–	59	2020
	Британская Колумбия	21 525	2 329	–	11	2018
США	–	969 136	–	5	23	2019
	Пенсильвания	3 533	1 144	–	32	2011
	Мексиканский залив	15 500	6 692	100	43	2003
	Санта Фе Спрингс, Калифорния	50	–	–	75	2005
	Энн Мэг, Южный Техас	18	–	–	61	2014
	Подземные хранилища газа (ПХГ) и утилизация CO ₂	470	–	–	2	2014
	Колорадо	22 108	4 593	–	21	2021
	Нью-Мексико	25 925	2 507	–	10	2021
	Пенсильвания	56 998	8 030	–	14	2021
	Норвегия	8 компаний	193	–	–	38
Неизвестно (внутренний аудит)		711	–	–	20	–
–		406	–	–	18	2006
Индонезия	–	175	–	100	43	2010
Китай	Шэнли (Shengli)	4 054	1 122	100	28	2007
Бахрейн	–	750	–	100	13	2004
Вьетнам	СП «Вьетсовпетро»	163	116	–	71	1997
	Месторождение Белый Тигр (Батьхо)	–	–	–	50	2006
Казахстан	ПХГ Бозой (Актюбинск)	42	–	–	50	2019
	Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение	236	136	–	58	1999

Анализ ряда подобных источников показывает, что появление МКД в скважинах происходит повсеместно. Доля фонда скважин с МКД на разных месторождениях и в разных странах различна, и эти различия обусловлены особенностями технологии строительства скважин и контроля ее соблюдения, применяемыми материалами и множеством других факторов, которые и становятся предметом исследований, но сам факт наличия МКД является неоспоримым. Поэтому добывающие компании вводят весьма успешные процедуры подконтрольной эксплуатации скважин с МКД.

Можно сделать вывод, что в настоящее время подавляющее большинство недропользователей не может исключить появления МКД в скважинах.

Крупнейшие западные компании определяют МКД терминами «установившееся межтрубное давление» или «устойчивое давление в обсадной колонне» (сокращенно *англ.* SCP). Под этим понимается давление в любом кольцевом пространстве (между эксплуатационной колонной и насосно-компрессорными трубами (НКТ), между обсадными колоннами), которое восстанавливается до первоначального значения после стравливания. Сюда не входят давления из-за температурного расширения и искусственно созданные давления между эксплуатационной колонной и НКТ (давление газлифта, давление нагнетания газа или воды и др.).

Промысловый и исследовательский опыт работы с МКД имеют ряд крупнейших добывающих компаний, а именно: BP, Shell, Phillips Petroleum, Mobil, Arco, Texaco, Unocal, Amoco, Conoco, Amerada-Hess, ABB, Pan Canadian; и некоторые сервисные компании, а именно: Halliburton, Schlumberger, Cam West, Seal Tite, Sanjel, Bj Services, Cementing Solutions; а также Государственный университет Луизианы. Анализ опыта их работы, а также информация о крупных месторождениях России, Казахстана, Вьетнама позволяют отметить следующее.

Проблема МКД широко распространена и не зависит от условий конкретного нефтяного или газового месторождения. Например, на Мексиканском заливе 11498 обсадных колонн в 8122 скважинах имеют МКД (установившиеся межтрубные давления), в том числе возникшие сразу после цементирования скважин. МКД имеют около 50 % нефтяных скважин месторождения Белый Тигр на шельфе

Вьетнама, почти 30 % скважин газоконденсатного сероводородсодержащего месторождения Карачаганак в Казахстане.

Несмотря на широкое распространение МКД, в мировой практике добывающих компаний до сих пор не существует единой модели образования и миграции по МКП флюида на устье скважины, интенсивности его истечения и возможности возникновения и развития межколонного проявления. Для определения источника МКД и серьезности осложнения разработаны определенные методы диагностики. Например, для скважин континентального шельфа США диагностические операции в настоящее время регулируются правилами и предполагают анализ флюидов, геофизические исследования, определение уровня жидкости в межтрубном пространстве, запись кривой падения и восстановления давления, контроль и обслуживание устьевого оборудования. В большинстве случаев присутствие в межколонном и заколонном пространствах скважины флюидов под избыточным давлением не представляет реальной угрозы.

Ликвидация МКД в процессе эксплуатации добывающей газовой скважины даже при современном уровне развития техники и технологии является серьезной проблемой. Применяемые в мировой практике методы ликвидации МКД разделяются на два вида – с использованием и без использования бурового станка. Ремонтные работы с использованием станка для ликвидации МКД, связанного с утечками в НКТ, в эксплуатационной колонне и в уплотнениях устьевого оборудования, просты в исполнении, но дорогостоящие. Ремонтные работы для изоляции канала в цементном кольце трудны для выполнения. Признано, что закачка изолирующего материала через перфорационные отверстия или вырезанный участок колонны является крайней мерой вследствие сомнительного успеха и высокой стоимости работ. Есть многочисленные примеры, в том числе у авторов статьи, когда попытки ликвидации МКД закачкой составов через перфорационные отверстия или вырезанный участок в колонне, даже с применением высоких технологий и современных достижений в области материалов, не увенчались успехом.

В связи с высокой стоимостью ремонтных работ по ликвидации МКД (особенно тех, причиной которых является негерметичное цементное кольцо) и низкой их результативностью

(если и дают, то кратковременный эффект), считается целесообразным продолжать эксплуатацию таких скважин, обеспечив при этом необходимый уровень безопасности, контроль скважин и управление МКД.

В зарубежных компаниях разработаны стандарты, которые допускают эксплуатацию скважин при наличии давления в МКП при обеспечении не менее двух барьеров безопасности (принцип двух барьеров) и постоянного мониторинга МКП (принцип обеспечения эксплуатационной надежности скважин). В соответствии с API RP 90¹ для затрубного и всех МКП каждой скважины морских месторождений рассчитываются и документально оформляются следующие величины:

- МДДМП, или максимально допустимое давление в затрубном / межколонном пространстве на устье скважины (*англ.* maximum allowable annulus surface pressure, или MAASP);
- МДРД, или максимально допустимое рабочее давление устья скважины (*англ.* maximum allowable wellhead operating pressure, или MAWOP).

Значение МДДМП рассчитывается для каждой скважины с учетом всех ее конструктивных особенностей, прочностных свойств обсадных колонн (расчет на смятие и разрыв колонн), имеющихся результатов определения качества цементирования обсадной колонны, коррозии и эрозии, а также с учетом результатов испытаний целостности горной породы (*англ.* formation integrity test, FIT), или испытаний давления начала поглощения горной породы (*англ.* leak-off test, LOT), или расширенного теста по определению комплекса параметров прочности горной породы (*англ.* extended leak-off test, XLOT) под башмаком спущенных обсадных колонн.

Значение МДРД определяется исходя из МДДМП и принимается с коэффициентом надежности 20 %. МДРД для МКП равно наименьшей из двух величин:

- 80 % от МДДМП для анализируемого МКП;
- 100 % от МДДМП для соседнего МКП.

Для всех эксплуатационных скважин устанавливается пороговое давление (~ 80 % от МДРД) с целью автоматического информирования оператора об изменении давления в МКП и его приближении к МДРД.

Ежедневно инженерно-техническим персоналом проводятся мониторинг и анализ поведения давления в МКП по каждой скважине. В случае приближения МКД к пороговому давлению производится стравливание МКД до значений ниже порогового.

Отдельно рассчитывается максимальное давление, которое может возникнуть из-за теплового расширения при пуске скважины в работу.

Для каждой скважины разработаны программы контроля МКД, которые определяют порядок действий производственного персонала при наблюдении, контроле и управлении им.

Опыт эксплуатации скважин с МКД в РФ

Приведенные выше положения, касающиеся практики работы мировых компаний, в основном совпадают с положениями и требованиями нормативных документов российских компаний для месторождений на суше и ПХГ, где предъявляются следующие, даже более жесткие, требования безопасности [1]:

а) обязательным условием эксплуатации скважин с МКД является осуществление систематического контроля, принятие оперативных мер по выявлению причин (источников) его возникновения и проведение работ по ограничению и снижению МКД. Эксплуатация скважин с МКД, находящихся в предельном состоянии, не допускается;

б) признаками предельного состояния для скважин с МКД являются:

1) МКД, превышающее предельно допустимое значение для данного МКП, не снижаемое методами текущего ремонта;

2) присутствие в составе межколонного флюида сероводорода в объеме и при давлении, приводящее к сульфидному коррозионному растрескиванию под напряжением;

3) присутствие сероводорода в МКП между промежуточными колоннами или между промежуточной колонной и кондуктором на месторождениях с содержанием сероводорода в добываемой продукции больше 6 % об.;

4) присутствие в составе межколонного флюида диоксида углерода при парциальном давлении, равном или большем 0,2 МПа;

5) расход межколонного флюида из МКП при установившемся режиме стравливания более 1000 м³/сут для газовой фазы или 1 м³/сут для жидкой фазы;

¹ См.: API RP 90. Recommended practice for annular pressure management in offshore oilfields.

б) недоподъем цемента до башмака промежуточной колонны (кондуктора) при наличии МКД в данном МКП.

Предельно допустимое МКД определяется для каждого МКП исходя из условий:

- сохранения целостности обсадных колонн;
- недопущения миграции межколонного флюида в горные породы в интервале заколонного пространства.

Предельно допустимое значение МКД равно минимальному из значений следующих величин:

- предельно допустимого внутреннего давления для обсадной колонны большего диаметра ($P_{\text{МК}}^в$);
- предельно допустимого наружного давления для обсадной колонны меньшего диаметра;
- предельно допустимого межколонного давления, ограниченного давлением гидроразрыва горных пород, расположенных ниже башмака внешней обсадной колонны.

Для колонны большего диаметра МКД является избыточным внутренним давлением.

$$P_{\text{МК}}^в = \frac{P'_т}{n_2},$$

где $P'_т$ – минимальное для колонны значение избыточного внутреннего давления, при котором максимальные напряжения в телах(-е) труб(ы) равны пределу текучести материала, МПа; n_2 – коэффициент запаса прочности на внутреннее избыточное давление. $P'_т$ может быть определено, например, в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-117-2007 «Инструкция по расчету поврежденных и находящихся в особых условиях эксплуатации обсадных колонн», «Инструкцией по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин» (Москва, ВНИИТнефть, 1997 г.) или другими методиками, учитывающими специфические особенности эксплуатации скважин,

и является характеристикой труб интервала колонны, имеющего наименьшую несущую способность. Коэффициент n_2 выбирается в зависимости от диаметра труб и вида данных о техническом состоянии обсадной колонны, используемых для расчета параметров ее остаточной прочности.

При наличии признаков предельного состояния скважины должны быть выведены из эксплуатации и приведены в безопасное состояние до выполнения ремонтно-восстановительных или ликвидационных работ. Мониторинг и контроль МКД осуществляется путем обследования устьев скважин персоналом эксплуатирующих организаций. Обследования включают осмотр территории вокруг скважины, приустьевую часть, колонной головки, запорной и контрольной арматуры МКП на наличие утечек, а также замер давления в МКП скважин. При наличии МКД фиксируется текущее состояние скважины (простой, закачка, отбор газа, ремонт и т.п.), регистрируются давления в трубном и затрубном пространствах.

Выводы

Поскольку добиться гарантированной герметичности крепи с полным отсутствием МКД на современном этапе развития науки и техники невозможно, необходимо технологически грамотно управлять величиной МКД для обеспечения промышленной и экологической безопасности работы скважины. Промысловый многолетний опыт работы скважин с наличием МКД в ряде крупнейших добывающих компаний как в РФ, так и за рубежом доказал возможность такой эксплуатации скважин при условии выполнения мероприятий по безопасности, что не противоречит требованиям ГОСТ Р 55415-2013 «Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Правила разработки».

Список литературы

1. Жилин С.В. Методические подходы к обеспечению целостности скважин морских месторождений / С. В. Жилин, О.А. Ковалевская, А.М. Лихущин и др. // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2020. – № 4(118). – С. 52–57. – DOI 10.33285/1999-6934-2020-4(118)-52-57.
2. Киршин В.И. К вопросу строительства высокогерметичной скважины с использованием принципа гидрозатвора на стадии ее заканчивания / В.И. Киршин, А.М. Лихущин, О.Г. Мязин и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 6. – С. 27–30.

3. Теория и практика заканчивания скважин. В 5 т. Т. 4 / под ред. А.И. Булатова. – М.: Недра, 1997.
4. Булатов А.И. О природе межтрубных газо-, водо- и нефтепроявлений / А.И. Булатов // Газовая промышленность. – 1996. – № 12. – С. 24–27.
5. Howard D. API committee addresses annular casing pressure management / D. Howard // Oil Gas J. – 2004. – № 102 (38). – <https://www.ogj.com/exploration-development/article/17232183/api-committee-addresses-annular-casing-pressure-management>.
6. Vignes B. PSA Well Integrity Survey. Phase 1 summary report / B. Vignes, J. Andreassen, S.A. Tønning. – 2006. – <https://silotips.com/download/psa-well-integritysurvey-phase-1-summary-report-o-o-begrenset-fortrolig-strengt>
7. SPE forum North Sea Well Integrity Challenges. – 2009.
8. Демин Е.В. Работа с фондом скважин, осложненных межколлонными давлениями: эволюция нормативного регулирования и подходы нефтегазодобывающих компаний / Е.В. Демин, А.Р. Хуснутдинов, П.С. Соловьев // ПРНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2022. – № 2. – С. 60–75.

Evolution of scientific and technical attitude to the presence of casing annulus pressure in terms of ensuring well integrity

V.A. Mnatsakanov¹, A.M. Likhushin^{1*}

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

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

Abstract. The article addresses the issues of ensuring the integrity and durability of a well in the presence of inter casing pressures. Authors state that even with the current level of development in science and technology, it is impossible to construct a reliable well without the inter casing pressures. In this situation, based on worldwide experience of operating such wells, it is necessary to manage the value of inter casing pressure technologically competently to ensure industrially and environmentally safe production.

Keywords: well, casing annulus pressure, integrity, tightness, fastening, ecology, safety.

References

1. ZHILIN, S.V., O.A. KOVALEVSKAYA, A.M. LIKHUSHIN et al. Methodological approaches to ensuring the integrity of offshore wells [Metodicheskiye podkhody k obespecheniyu tselostnosti skvazhin morskikh mestorozhdeniy]. *Oborudovaniye i Tekhnologii dlya Neftegazovogo Kompleksa*, 2020, no. 4(118), pp. 52–57, ISSN 1999-6934. (Russ.). DOI: 10.33285/1999-6934-2020-4(118)-52-57.
2. KIRSHIN, V.I., A.M. LIKHUSHIN, O.G. MYAZIN et al. On the issue of constructing a highly sealed well using the principle of a hydraulic seal at the stage of its completion [K voprosu stroitelstva vysokogermetichnoy skvazhiny s ispolzovaniyem printsipa gidrozatvora na stadia yeye zakanchivaniya]. *Stroitelstvo Neftnykh i Gazovykh Skvazhin na Sushe in na More*, 2014, no. 6, pp. 27-30, ISSN 0130-3872. (Russ.).
3. BULATOV, A.I. (ed.). *Theory and practice of well completion* [Teoriya i praktika zakanchivaniya skvazhin]. In 5 vols. Vol. 4. Moscow: Nedra, 1997. (Russ.).
4. BULATOV, A.I. On the nature of intertube gas, water and oil shows [O prirode mezhtrubnykh gazo-, vodo- i nefteproyavleniy]. *Gazovaya Promyshlennost*, 1996, no. 12, pp. 24-27, ISSN 0016-5581. (Russ.).
5. HOWARD, D. API committee addresses annular casing pressure management. *Oil Gas J.*, 2004, no. 102(38), ISSN 0030-1388. Available from: <https://www.ogj.com/exploration-development/article/17232183/api-committee-addresses-annular-casing-pressure-management>.
6. VIGNES, B., J. ANDREASSEN, S.A. TONNING. PSA well integrity survey. Phase 1 summary report [online]. 2006. Available from: <https://silotips.com/download/psa-well-integritysurvey-phase-1-summary-report-o-o-begrenset-fortrolig-strengt>
7. *SPE forum North Sea Well Integrity Challenges*. 2009.
8. DEMIN, Ye.V., A.R. KHUSNUTDINOV, P.S. SOLOVYEV. Working with a stock of wells complicated by inter casing pressures: the evolution of regulatory framework and approaches of oil and gas producing companies [Rabota s fondom skvazhin, oslozhnennykh mezhtkolonnymi davleniyami: evolutsiya normativnogo regulirovaniya i podkhody neftegazodobyvayushchikh kompaniy]. *PRNEFT. Professionalno o Nefti*, 2022, no. 2, pp. 60–75, ISSN 2587-7399. (Russ.).

УДК 504.062.2

Карбонатизация полимиктовых пород при геосеквестрации CO₂

А.А. Борисенко¹, А.С. Габисов¹, Е.П. Микляева¹, Н.А. Прокудина^{1*}

¹ Апрельское отделение Всероссийского научно-исследовательского геологического нефтяного института, Российская Федерация, 143363, Московская обл., г. Апрелька, 1-я ул. Кетрица, д. 1

* E-mail: n.prokudina@vnign.ru; nprokudina@yandex.ru

Тезисы. С помощью рентгенофазового и рентгено-флуоресцентного методов анализа изучено термобарическое воздействие CO₂ на образцы полимиктовых пород параметрических скважин Волго-Уральской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций. Установлено, что на взаимодействие CO₂ с силикатными и алюмосиликатными породами влияют количество присутствующей пластовой воды и ее минерализация, давление сверхкритического CO₂ и время карбонатизации. Скорость процесса лимитируется диффузионными ограничениями. Наиболее интенсивное изменение состава полимиктовых пород отмечено в течение первых двух недель. С течением времени аморфообразование замедляется, и наблюдается окристаллизовывание аморфной фазы. Повышенная минерализация пластовой воды способствует альбитизации калиевых полевых шпатов вследствие ионного обмена алюмосиликатных катионов K⁺ на катионы Na⁺ из пластовой воды и стабилизации каркасной структуры алюмосиликатов.

Ключевые слова: диоксид углерода, георазмещение, термобарические условия, карбонатизация, десилификация, полимиктовые породы.

В докладе Росгидромета [1] отмечено, что современное глобальное потепление, отчетливо выраженное на территории России, имеет ряд важных особенностей. Потепление над сушей в целом происходит быстрее, чем над океаном: темп роста среднегодовой глобальной приповерхностной температуры (суша и море) составляет за период 1976–2020 гг. 0,179 °C за десятилетие, а температуры над сушей – 0,295 °C за десятилетие, т.е. более чем в полтора раза выше. Территория России теплеет еще почти вдвое быстрее, чем суша в целом: 0,51 °C за десятилетие, причем каждое десятилетие с 1981–1990 гг. теплее предыдущего, а из 10 самых теплых лет девять наблюдались в XXI в. Уровень концентрации CO₂ в атмосфере северных широт достиг в прошлом году очередного максимума. Уровень концентрации и амплитуда сезонного хода на этих станциях близки к данным станции «Барроу» (США, Арктическая зона). В докладе говорится, что, по данным фоновых станций, темпы роста концентрации CO₂ в 2022 г. возросли по сравнению с 2020 и 2021 гг. Увеличение концентрации за 2022 г. составило 3,4...3,5 млн⁻¹, что существенно выше среднеглобальной скорости роста за предыдущие десять лет. Это также значительно выше показателя глобального прироста за 2021 г. (2,5 млн⁻¹) и на российских арктических станциях (2,6 млн⁻¹). Доля CO₂ составляет 70 % относительно общей эмиссии парниковых газов [2]. Основная часть выбросов CO₂ в России приходится на энергетический и промышленный секторы, а также на сельское хозяйство, транспорт, конечное потребление населением [3, с. 28].

Одной из наиболее перспективных технологий, позволяющих улучшить экологический баланс в окружающей среде, является геосеквестрация CO₂ – размещение в глубоких геологических структурах [4–7] с последующим его использованием в качестве сырья для получения минеральных удобрений, пластмасс, синтетических смол, лаков, метанола, уксусной кислоты, моторных топлив и увеличения трудноизвлекаемых запасов нефти [8, 9]. К.И. Сидоровой и А.Е. Череповицыным [7] приведена оценка стоимости различных вариантов подземного размещения CO₂ в зависимости от типа резервуара. Из ряда существующих опций особый интерес с экономической точки зрения представляет размещение в выработанных нефтяных коллекторах, позволяющее получить дополнительный доход за счет повышения нефтеотдачи. Отмечена перспективность Уральского и Западно-Сибирского регионов РФ для осуществления

проектов геосеквестрации CO₂: наличие постоянных источников эмиссии CO₂ и геологических резервуаров для его хранения [10, 11]. Существующие природные хранилища газов (в том числе и горючих) естественного генезиса надежны, утечки газов из них пренебрежимо малы. Однако следует учесть, что состоящие в основном из С и Н природные углеводороды и кислотный ангидрид CO₂ имеют совершенно разную природу и, соответственно, химические свойства. И если присутствие пластовой воды практически не оказывает влияния на химические свойства природных углеводородов, то при растворении в воде CO₂ образуется угольная кислота, оказывающая агрессивное воздействие на породу [12–16]. Отмечено [12], что ключом к успеху долгосрочного размещения CO₂ на истощенных нефтяных или газовых месторождениях, а также в глубоких соленых водоносных горизонтах является гидравлическая целостность как геологических формаций, ограничивающих пласт, так и стволов скважин, которые проникают в него. На действующем в Алжире проекта In Salah с помощью данных спутниковых радаров зафиксирована деформация поверхности породы под воздействием CO₂ [17]. Поскольку геосеквестрация CO₂ предполагает его долгосрочное размещение, то необходимо изучить воздействие CO₂ на контактирующую с ним породу. Далее описаны результаты исследования, выполненного авторами с целью изучения изменений, происходящих с полимиктовой породой коллекторов под воздействием CO₂ в термобарических условиях.

Методика исследования

Объектами исследования являлись образцы полимиктовых пород параметрических скважин Волго-Уральской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций (НГП) и образцы

силикатных минералов, предоставленных Минералогическим музеем им. А.Е. Ферсмана.

Рентгенофазовый анализ образцов выполняли на порошковом дифрактометре ARL X'tra (Thermo Scientific), оснащенный рентгеновской трубкой с медным анодом ($\lambda(\text{Cu K}\alpha 1) = 1,541 \text{ \AA}$, $\lambda(\text{Cu K}\alpha 2) = 1,544 \text{ \AA}$). Полученные дифрактограммы обрабатывали с использованием программных комплексов Crystallographica Search-Match и Siroquant и базы данных порошковых дифракционных стандартов ICDD PDF-2 2019 г. выпуска. В качестве внешнего стандарта использовали кварц. Рентгенофлуоресцентный анализ проводили на спектрометре ARL Perform'X 4200. Коллекторы, представляющие интерес для подземного размещения CO₂, расположены на глубинах 800...1500 м, где CO₂ находится в сверхкритическом фазовом состоянии [18, 19].

В табл. 1 приведены условия проведения экспериментов: давление, температура, время выдержки, минерализация воды и ее количество. Для исследования изменений состава пород под влиянием сверхкритического CO₂ около 5 г дезинтегрированного образца (фракция 0,02...0,04 мм) запаковывали в конверт из фильтровальной бумаги и помещали в литровый реактор из нержавеющей стали. Объем реактора на 90 % заполняли моделью пластовой воды (раствор из смеси хлоридных солей с соотношением катионов Na⁺:Ca²⁺:Mg²⁺ = 500:50:3 – см. «избыток» в табл. 1), подавали газообразный CO₂ и нагревали содержимое реактора. Для исследования влияния воды на процесс карбонизации проводили эксперименты в присутствии капиллярно связанной воды. Для этого пакеты с образцами предварительно погружали в раствор модели пластовой воды, а затем удаляли избыток влаги с помощью фильтровальной бумаги и ручного пресса (см. «Капиллярно связ.» в табл. 1).

Таблица 1

Условия проведения экспериментов

№	Давление, МПа	Температура, °С	Длительность, недель	Вода	
				минерализация, г/л	количество
1	11	60	2	20	Избыток
2	15	60	2	20	Избыток
3	11	60	2	20	Капиллярно связ.
4	11	60	2	160	Избыток
5	11	60	12	20	Избыток
6	11	60	12	160	Избыток

Таблица 2

Катионообменная емкость осадочных минералов

Группа минералов	Минерал	Химическая формула	Катионообменная емкость, ион-экв/г
Силикат	Кварц	SiO ₂	0
Полевые шпаты	Калиевый полевой шпат (КПШ)	K(AlSi ₃ O ₈)	3,6·10 ⁻³
	Альбит	Na(AlSi ₃ O ₈)	3,8·10 ⁻³
	Анортит	Ca(Al ₂ Si ₂ O ₈)	7,2·10 ⁻³
Слюды	Мусковит	KAl ₂ (AlSi ₃ O ₁₀)(OH,F) ₂	2,4·10 ⁻³
	Биотит	K(Mg,Fe) ₃ (AlSi ₃ O ₁₀)(F,OH)	2,3·10 ⁻²
Глины	Каолинит	Al ₄ (Si ₄ O ₁₀)(OH) ₈ + примеси Na	Незначит.
	Монтмориллонит	(Na,Ca) _{0,33} (Al,Mg) ₂ (Si ₄ O ₁₀)(OH) ₂ ·nH ₂ O	8,1·10 ⁻³
	Хлорит	(Mg,Fe) ₃ (Si ₃ Al) ₄ O ₁₀ (OH) ₂ (Mg,Fe) ₃ (OH) ₆	1,6·10 ⁻²
	Иллит	(K _{0,75} (H ₃ O) _{0,25})Al ₂ (Si ₃ Al)O ₁₀ ((H ₂ O) _{0,75} (OH) _{0,25}) ₂	1,9·10 ⁻³

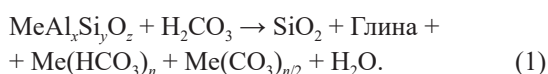
Таблица 3

Минералогический состав исходных образцов пород параметрических скважин

№	Образец		Содержание минералов, % масс.												Аморфная фаза, % масс.
	обозначение	скважина	Силикаты			Полевые шпаты		Слюды	Глины			Карбонаты		Пирит	
			кварц	эпидот	амфибол	КПШ	плаггиоклазы		каолинит	иллит	хлорит	кальцит	анкерит		
1	71	Новомостовская	74,5	0	0	10,8	3,0	8,2	3,6	0	0	0	0	0	0
2	1-У-1	Ульяновская 1	22,7	0	0	12,7	9,1	12,3	5,4	5,7	2,1	0	0	0	31,4
3	5-А-1	Алатырская 1	13,3	0	0	0,1	0	0	5,8	21,4	0	19,3	0,4	3,3	37,2
4	2139	Сюнай-Салинская 45	23,0	19,2	4,4	8,5	37,0	0	5,4	0	2,6	0	0	0	0

Результаты исследования

При георазмещении CO₂ растворяется в пластовой воде с образованием угольной кислоты, константа диссоциации которой на 3 порядка выше, чем у кремниевой¹. Как результат, угольная кислота десилифицирует породу, образуя карбонатные и бикарбонатные соли с катионами металлов (Me с валентностью *n*) (реакция карбонатизации):



Карбонатизация породы зависит от ее структуры и содержания катионов металлов, вступающих в реакцию ионного обмена с протоном угольной кислоты (табл. 2).

Состав полимиктовых пород. Образцы полимиктовых пород Волго-Уральской НПП

(скважины Ульяновская 1 и Алатырская 1) и Западно-Сибирской НПП (скважины Новомостовская и Сюнай-Салинская 45) содержат силикаты (кварц, эпидот, амфибол), глины (каолинит, иллит, хлорит), КПШ, плаггиоклазы ряда альбит – анортит, слюды, карбонаты (кальцит и анкерит), пирит, а также аморфную фазу (табл. 3). В состав образцов силикатных минералов (Минералогический музей им. А.Е. Ферсмана) входят волластонит (Ca,Fe)SiO₃, датолит CaBSiO₄(OH), диопсид CaMgSi₂O₆, скаполит Na₄(AlSi₃O₈)₃Cl–Ca₄(Al₂Si₂O₈)₃(CO₃,SO₄), бустамит (Ca,Fe,Mn)SiO₃, геденбергит Ca(Fe,Mg)(SiO₃)₂, а также аморфная фаза (табл. 4). Химический состав образцов представлен оксидами Si и Al, а также Fe и металлов I и II групп периодической таблицы Д.И. Менделеева (табл. 5).

Присутствие пластовой воды. В соответствии с уравнением (1) продуктами карбонатизации алюмосиликатов и воздушного выветривания полевых шпатов и слюд [20] являются

¹ См.: Справочник по химии / под ред. Б.П. Никольского. – М.-Л.: Химия, 1966. – Т. 3. – С. 79–80.

Таблица 4

Минералогический состав исходных образцов силикатных минералов

№	Образец	Содержание минералов, % масс.				Аморфная фаза, % масс.
		волластонит (Ca,Fe)SiO ₃	далолит CaBSiO ₄ (OH)	бустамит (Ca,Fe,Mn)SiO ₃	геденбергит Ca(Fe,Mg)(SiO ₃) ₂	
1	Силикат-1	46,6	21,2	0	0	32,2
2	Силикат-3	0	14,8	47,2	7,5	30,5

Таблица 5

Химический состав исходных образцов породы параметрических скважин и силикатных минералов

№	Образец		Содержание оксидов, % масс.								
	обозначение	скважина	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	Na ₂ O	K ₂ O	CaO	MgO	MnO	SO ₃
1	71	Новомостовская	79,3	11,7	3,7	0,5	3,1	0,1	0,3	< 0,1	< 0,1
2	1-У-1	Ульяновская 1	56,1	22,6	8,3	2,3	6,0	0,7	2,4	0,1	< 0,1
3	5-А-1	Алатырская 1	43,9	23,3	8,5	0,9	3,5	16,0	2,2	0,1	0,3
4	2139	Сюнай-Салинская 45	58,8	16,9	6,7	5,0	1,3	6,7	1,6	0,1	< 0,1
5	Силикат-1	–	47,9	0,3	6,7	0,1	0,1	39,5	0,3	5,0	0
6	Силикат-3	–	47,0	0,4	7,6	0,1	0,1	39,5	0,5	4,7	0

глины и кремнезем. Изменения, происходящие с породой при георазмещении в ней CO₂, оценивали по появлению в образцах прежде всего глинистых фаз и кварца, а также аморфных продуктов. Исходя из изменений дифрактограмм образцов термобарическая обработка полимиктовых пород в избыточном количестве воды привела к повышенному выходу каолинита и иллита (рис. 1). Так, в обр. 71 (см. рис. 1а) в избытке воды с минерализацией 20 г/л образовалось 5,7 % масс. каолинита и 6,7 % масс. аморфной фазы, содержания кварца, слюд и КПШ уменьшились на 5,6; 5,9 и 0,4 % масс. соответственно; в присутствии капиллярно связанной воды количества каолинита и кварца практически не изменились, образовалось меньше аморфной фазы – 5,4 % масс., несмотря на уменьшение КПШ. Аналогичные изменения наблюдаются для обр. 1-У-1 (см. рис. 1б) и обр. 5-А-1 (см. рис. 1в). Кроме того, в присутствии небольших количеств воды выделился также нерастворимый карбонат кальция – кальцит (см. рис. 1в). Таким образом, вода способствует протеканию процесса карбонатизации, поскольку участвует в образовании агрессивной угольной кислоты.

Степень минерализации пластовой воды. Увеличение степени минерализации воды от 20 до 160 г/л (средние характеристики пластовых вод Западно-Сибирского и Волго-Уральского регионов соответственно) в течение первых двух недель

привело к росту аморфообразования в образце 1-У-1 на 10,3 % масс., в образце 5-А-1 – на 1,9 % масс., в обр. 2139 – на 6,2 % масс. (рис. 2). Повышенная минерализация способствует более интенсивному снижению содержания кристаллических фаз КПШ (см. рис. 2а,в), слюд (см. рис. 2а), а также каолинита (см. рис. 2).

Давление сверхкритического CO₂. Несмотря на то что концентрация агрессивной угольной кислоты меняется симбатно с давлением CO₂, его рост от 11 до 15 МПа замедлил растворение кальцита (рис. 3, см. а), карбонатизацию КПШ (см. рис. 3б) и образование каолинита (см. рис. 3а,б), а также процессы карбонатизации силикатных минералов волластонита и бустамита – образование кварца и аморфных продуктов (см. рис. 3в,г). Снижение скорости гетерогенных химических процессов с ростом концентрации реагентов является, скорее всего, следствием диффузионных ограничений, поскольку изменение давления CO₂ от 11 до 15 МПа приводит к двукратному увеличению его вязкости [21].

Время карбонатизации. Изменения фазового состава пород в процессе карбонатизации наблюдалось вплоть до 12 недель (рис. 4), хотя и с меньшими по сравнению с первоначальными скоростями. Вместе с тем уменьшение содержания КПШ сопровождается ростом содержания плагиоклазов, особенно в воде повышенной минерализации. Скорее всего, это

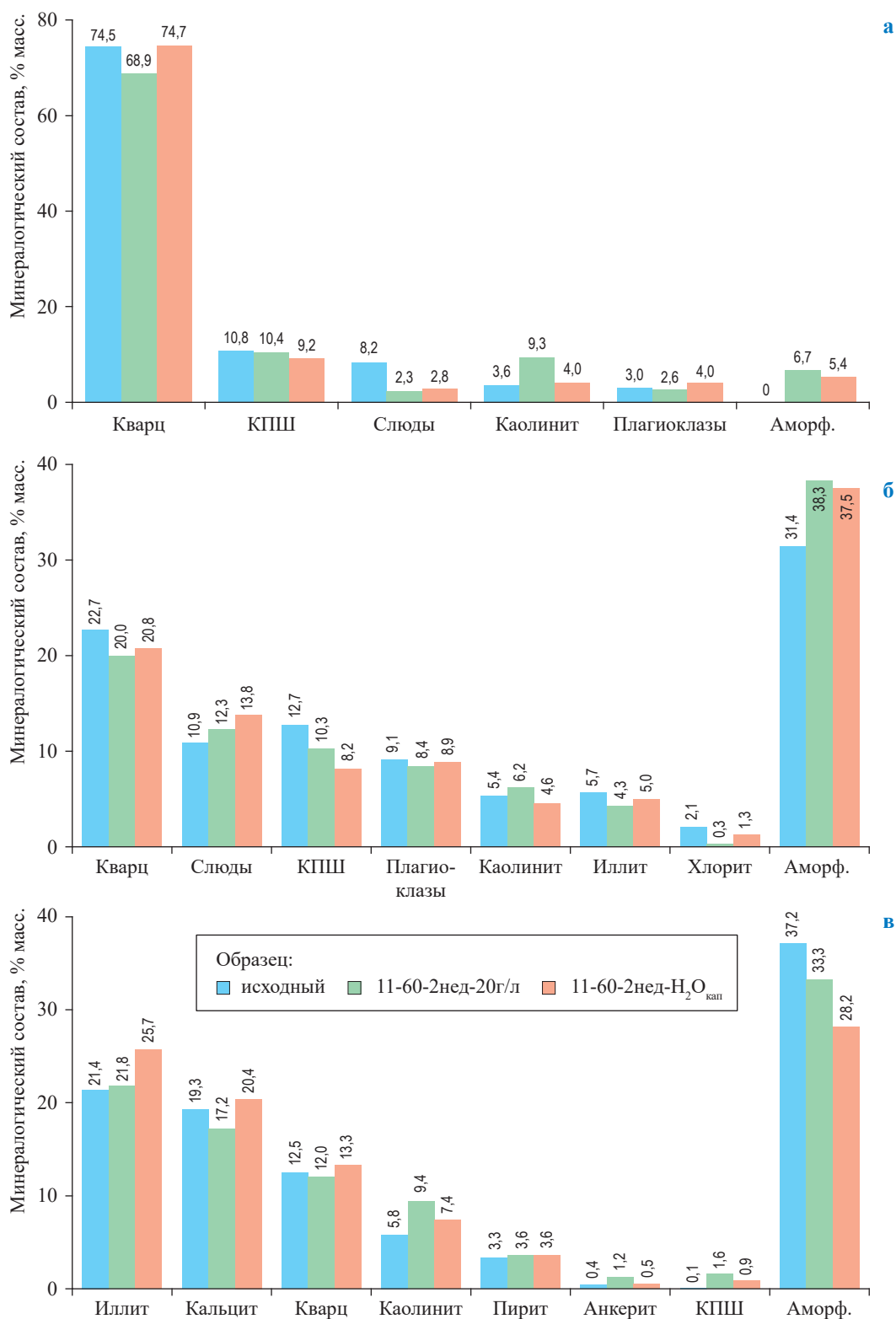


Рис. 1. Влияние воды (избыточного количества при минерализации 20 г/л и капиллярного действия) на изменение минералогического состава образцов пород параметрических скважин Новомостовской (а), Ульяновской 1 (б) и Алатырской 1 (в) при их карбонатизации.

Здесь и далее на рис. 2–4 обозначения исходных образцов см. в табл. 3 и 5, условные обозначения карбонатизированных образцов включают четыре элемента: первый указывает на давление CO₂, МПа; второй – на температуру, °С; третий – на длительность, недель, выдержки в термобарических условиях; четвертый – на минерализацию, г/л, модели пластовой воды в реакторе или на присутствие капиллярно связанной воды (H₂O_{кап})

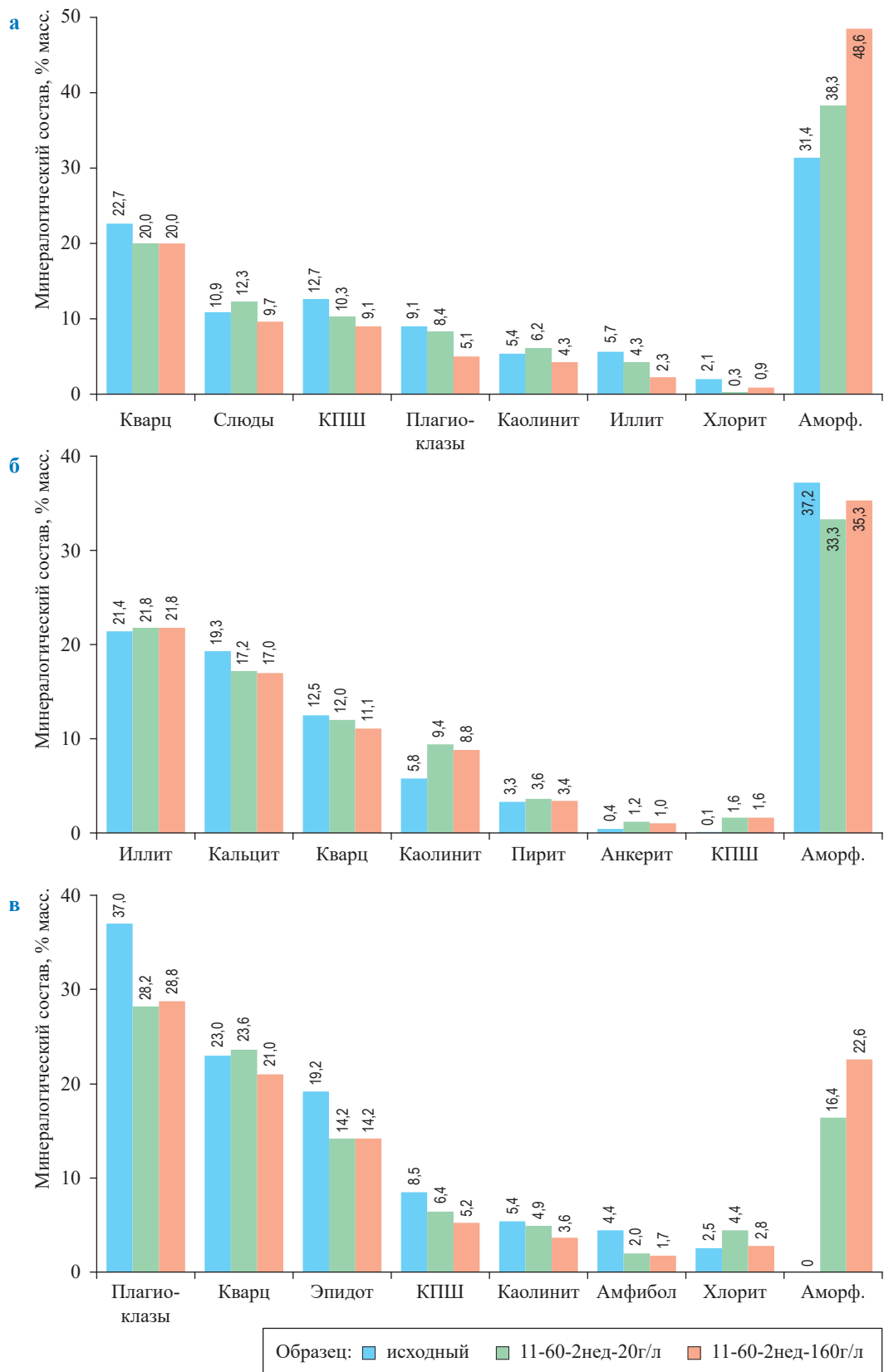


Рис. 2. Влияние минерализации воды (20 и 160 г/л) на изменение минералогического состава образцов пород параметрических скважин Ульяновской 1 (а), Алатырской 1 (б) и Сюнай-Салинской 45 (в) при их карбонатизации

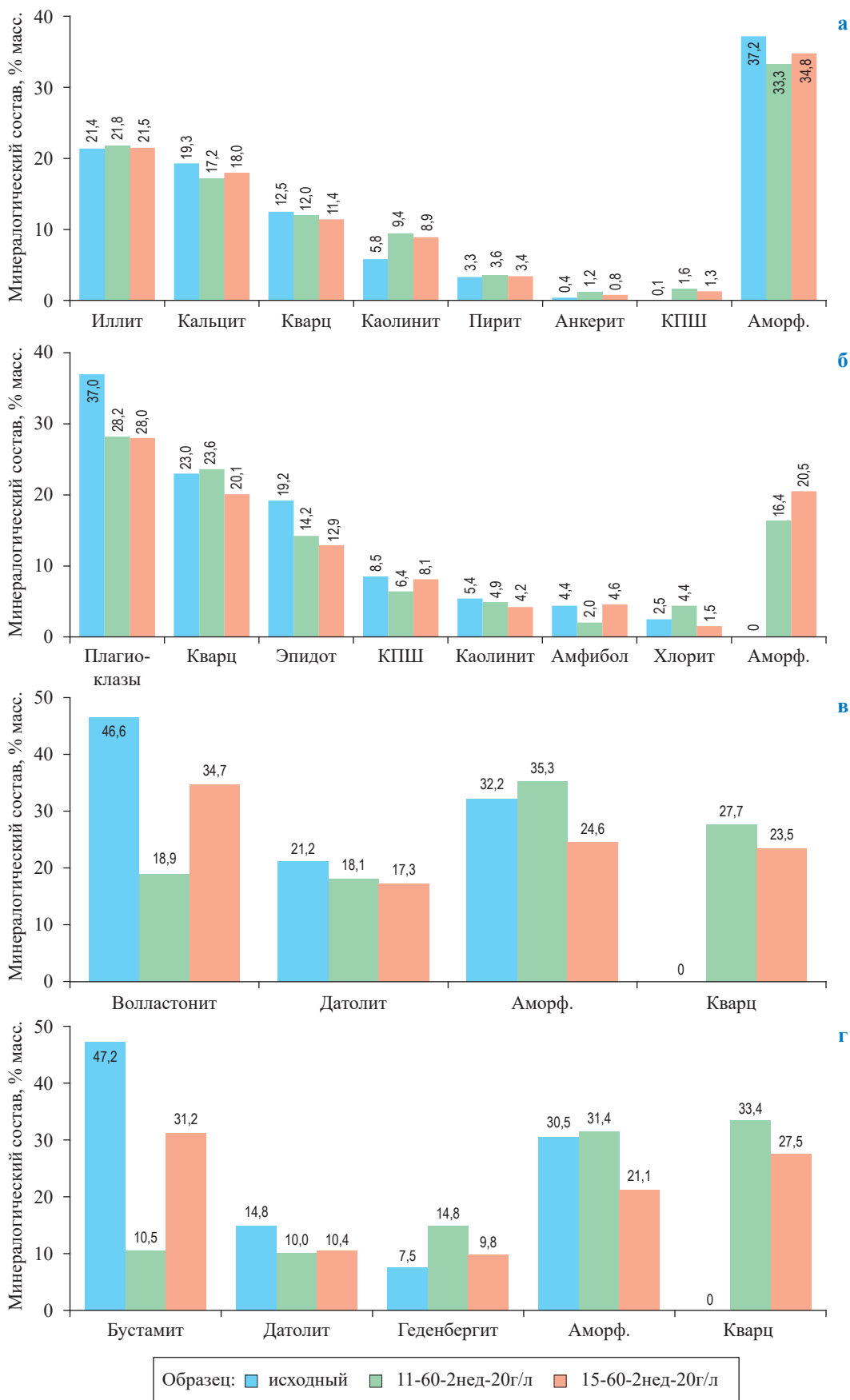


Рис. 3. Влияние давления CO₂ (11 и 15 МПа) на изменение минералогического состава образцов пород параметрических скважин Алатырской 1 (а) и Сюнай-Салинской 45 (б) и силикатных минералов (в, г) при их карбонатизации

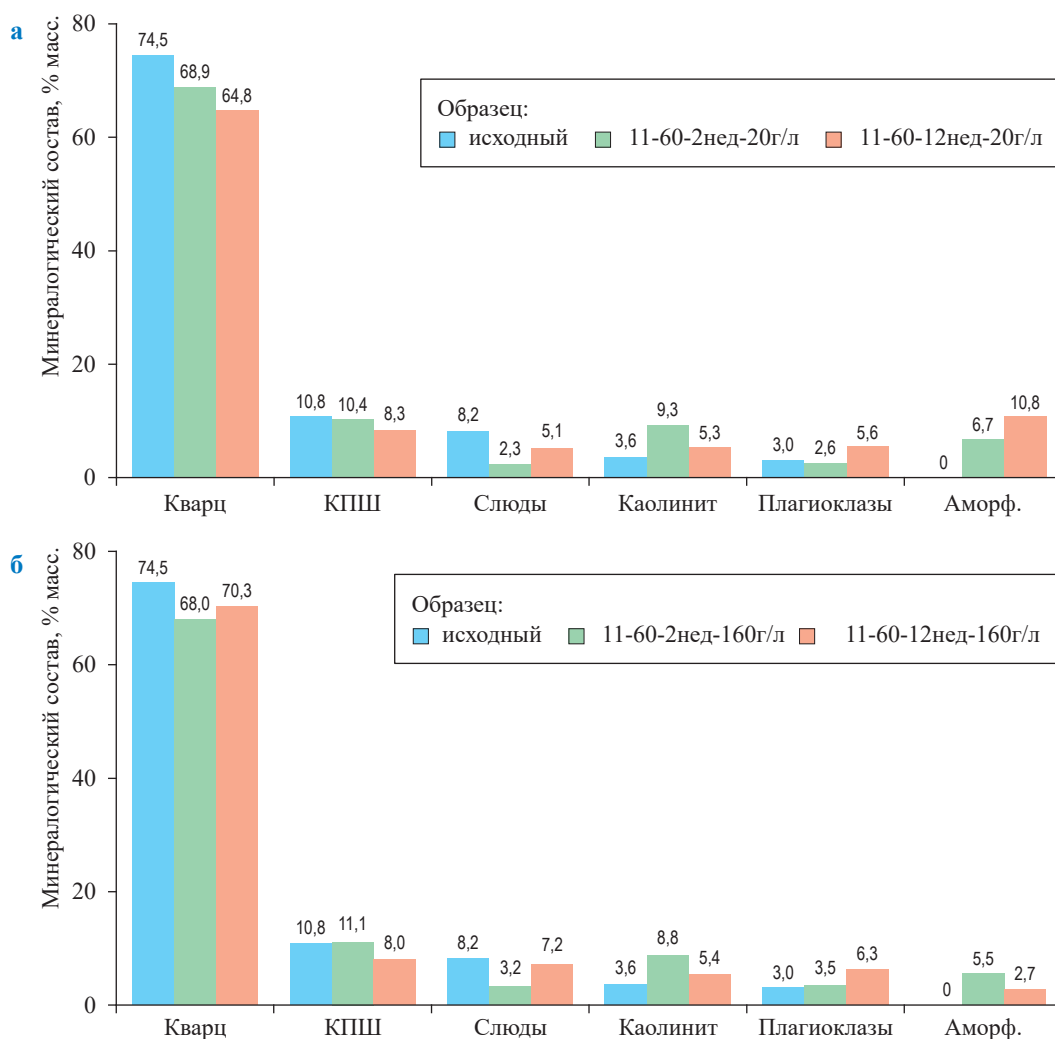


Рис. 4. Влияние времени карбонатизации на изменение минералогического состава образцов породы Новомостовской скважины с минерализацией 20 г/л (а) и 160 г/л (б)

связано с альбитизацией КПШ, происходящей за счет ионного обмена решеточных катионов K^+ с катионами Na^+ из пластовой воды. Такой метасоматоз стабилизирует каркасную структуру полевых шпатов и обеспечивает механическую прочность породы.

Заключение

Геосеквестрация CO_2 сопровождается его растворением в пластовой воде с образованием угольной кислоты. Эта более сильная, чем кремниевая, кислота карбонатирует и десилифицирует силикатную породу за счет реакции ионного обмена содержащихся в породе катионов металлов с протоном угольной кислоты. Повышенная агрессивность концентрированных солевых растворов с CO_2 связана, по всей вероятности, с участием в реакциях ионного обмена содержащихся в пластовой

воде катионов металлов, прежде всего Na^+ , наряду с протонами угольной кислоты – на этот факт указывает альбитизация породы при карбонатизации КПШ.

В сверхкритической области скорость процесса карбонатизации антибатна давлению CO_2 вопреки тому, что повышение давления приводит к большей растворимости CO_2 в воде и, как результат, более высокой концентрации реакционноспособной угольной кислоты. С ростом давления жидкие среды становятся более вязкими и плотными и, как следствие, создаются благоприятные условия для диффузионных ограничений в процессах массопереноса. К аналогичным ограничениям приводит и повышение минерализации пластовой воды, а также ее обогащение растворимыми продуктами реакции (карбонатами и бикарбонатами).

Надежное долгосрочное подземное размещение CO_2 может быть обеспечено в породах, не способных к ионному обмену, таких как, например, каолинит. Для сухих сред интерес могут представлять пещеры и купола, сложенные солями минеральных кислот, более сильных, чем угольная (например, хлоридами, сульфатами, фосфатами). В качестве потенциальных формаций для геосеквестрации CO_2 могут также рассматриваться геологические структуры с неразвитой внутренней поверхностью – глубокозалегающие водоносные горизонты, где высокая минерализация воды будет препятствовать растворению CO_2 и создавать диффузионные ограничения для процессов массопереноса.

Работы выполнены в рамках п. 4.3 Государственного задания ФГБУ «ВНИГНИ» от 14.01.2022 № 049-00014-22-01.

Благодарности

Авторы выражают благодарность руководителю научно-аналитического центра Д.А. Асташкину за научное руководство и полезные замечания при анализе полученных результатов, заведующему сектором Н.В. Клавдиевой за подбор образцов kernового материала и геологу А.В. Грачевой за выполнение рентгено-флюоресцентного анализа образцов, а также глубокую признательность директору Минералогического музея РАН им. А.Е. Ферсмана д.г.-м.н., профессору П.Ю. Плечову и с.н.с. Д.И. Белаковскому за подбор и предоставление образцов силикатных минералов.

Список литературы

1. Третий оценочный доклад об изменениях климата и их последствиях на территории Российской Федерации. Общее резюме / Росгидромет. – СПб.: Научное издание, 2022. – 126 с. – https://www.meteorf.gov.ru/upload/pdf_download/compressed.pdf.
2. Буквич Р. Рыночные механизмы сокращения выбросов парниковых газов, активности и перспективы России / Р. Буквич // Вестник НГИЭИ. – 2015. – № 9 (52). – С. 23–38.
3. Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом, за 1990–2020 годы. – М.: Росгидромет: Институт глобального климата и экологии имени академика Ю. А. Израэля, 2022. – Ч. 1. – 468 с.
4. Holloway S. An overview of the underground disposal of carbon dioxide / S. Holloway // Energy Conversion and Management. – 1997. – Т. 38. – С. S193–S198.
5. Улавливание и хранение двуокиси углерода: резюме для лиц, определяющих политику, и техническое резюме / Межправительственная группа экспертов по изменению климата. – 2005. – https://archive.ipcc.ch/pdf/special-reports/srccs/srccs_spm_ts_ru.pdf.
6. Переверзева С.А. Захоронение промышленных выбросов углекислого газа в геологические структуры / С.А. Переверзева, П.К. Коносавский, А.В. Тудвачев и др. // Вестник Санкт-Петербургского университета. Сер. 7: Геология. География. – 2014. – Вып. 1. – С. 5–21.
7. Сидорова К.И. Оценка возможностей захоронения углекислого газа в геологических резервуарах / К.И. Сидорова, А.Е. Череповицын // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 8. – № 4. – http://www.ngtp.ru/rub/3/47_2013.pdf.
8. Афанасьев С.В. Углекислый газ как сырье для крупнотоннажной химии / С.В. Афанасьев // Деловой журнал Neftegas.ru. – 2019. – № 9 (93). – С. 94–106.
9. Малышев В.П. Варианты формирования комплексных промышленных объединений по утилизации и переработке углекислого газа в продукты крупнотоннажной химии / В.П. Малышев, О.В. Виноградов, И.А. Родионов // Технологии гражданской безопасности. – 2022. – Т. 19. – № 1 (71). – С. 31–35.
10. Шамшурина А.В. Краткий обзор ведущих отраслей нефтяной промышленности Российской Федерации / А.В. Шамшурина // Нефть, газ и бизнес. – 2017. – № 8. – С. 16–20.

11. Хлебников В.Н. Перспективные регионы для осуществления проектов по хранению парниковых газов в России / В.Н. Хлебников, П.М. Зобов, И.Р. Хамидуллин и др. // Башкирский химический журнал. – 2009. – Т. 16. – № 2. – С. 73–80.
12. Cailly B. Geological storage of CO₂: a state-of-the-art of injection processes and technologies / B. Cailly, P. Le Thiez, P. Egermann et al. // Oil & Gas Science and Technology Rev. – 2005. – Т. 60. – № 3. – С. 517–525.
13. Krilov Z. Investigation of a long-term cement deterioration under a high-temperature, sour gas downhole environment / Z. Krilov, B. Loncaric, Z. Miksa // SPE International Symposium on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, February 2000. – Статья № SPE-58771-MS. – <https://doi.org/10.2118/58771-MS>.
14. Gaus I. Role and impact of CO₂-rock interactions during CO₂ storage in sedimentary rocks / I. Gaus // International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2010. – Т. 4. – № 1. – С. 73–89.
15. Kampman N. Fluid flow and CO₂-fluid-mineral interactions during CO₂-storage in sedimentary basins / N. Kampman, M. Bickle, M. Wigley et al. // Chemical Geology. – 2014. – Т. 369. – С. 22–50.
16. Gislason S.R. A brief history of CarbFix: challenges and victories of the project's pilot phase / S.R. Gislason, H. Sigurdardottir, E.S. Aradottir et al. // Energy Procedia. – 2018. – Т. 146. – С. 103–114.
17. Onuma T. Surface heave detection related with CO₂ injection by DInSAR at In Salah, Algeria / T. Onuma, K. Okada, S. Ohkawa // International Petroleum Technology Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, December 2008. – Статья № IPTC-12294-MS. – <https://doi.org/10.2523/IPTC-12294-MS>
18. Meer B., van der. Carbon dioxide storage in natural gas reservoirs / B. van der Meer // Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP. – 2005. – Т. 60. – № 3. – С. 527–536.
19. Span R. A new equation of state for carbon dioxide covering the fluid region from triple-point temperature to 1100 K at pressures up to 800 MPa / R. Span, W. Wagner // J. Phys. Chem. – 1996. – Т. 25. – № 6. – С. 1509–1596.
20. Оллиер К. Выветривание: Пер. с англ. / К. Оллиер. – М.: Недра, 1987. – 348 с.
21. Nordbotten J.M. Injection and storage of CO₂ in deep saline aquifers: analytical solution for CO₂ plume evolution during injection / J.M. Nordbotten, M.A. Celia, S. Bachu // Transport in Porous Media. – 2005. – Т. 58 (3). – С. 339–360.

Carbonation of polymictic rocks against geosequestration of CO₂

A.A. Borisenko¹, A.S. Gabisov¹, Ye.P. Miklyayeva¹, N.A. Prokudina^{1*}

¹ Aprelevka Division of the All-Russian Research Geological Petroleum Institute, Bld. 1, First Ketrirts' street, Aprelevka, Moscow region, 143363, Russian Federation

* E-mail: n.prokudina@vngni.ru; nprokudina@yandex.ru

Abstract. Using the X-ray diffraction and X-ray fluorescence analysis, authors studied the thermobaric effect of CO₂ on the samples of the polymictic rocks taken from the parametric wells at Volga-Urals and Western Siberian oil-gas provinces. It is found out that the CO₂ interaction with silicate and aluminum silicate rocks was affected by the amount and the mineralization of the attendant in-situ water, by the supercritical CO₂ pressure and by duration of carbonation. Diffusion limited velocity of this process. The most intensive reconstitution of the polymictic rocks was detected during the first fortnight. In length of time, generation of the amorphous structures slowed down, and crystallization of an amorphous phase occurred. The higher mineralization of the in-situ water promoted albitization of the potash feldspars both due to the ion exchange of the aluminum silicate cations K⁺ and the Na⁺ cations from the in-situ water and due to the skeleton structure of the aluminum silicates.

Keywords: carbon dioxide, geodisposal, thermobaric conditions, carbonation, desilication, polymictic rocks.

References

1. ROSHYDROMET. *Third assessment report on climate change and its consequences in Russian Federation. General summary* [Tretiy otsenochnyy doklad ob izmeneniyakh klimata i ikh posledstviyakh na territorii Rossiyskoy Federatsii. Obshcheye rezyume]. St. Petersburg: Naukoyemkiye tekhnologii, 2022. (Russ.). Available from: https://www.meteorf.gov.ru/upload/pdf_download/compressed.pdf.
2. BUKVICH, R. Market mechanisms of reduction of greenhouse gases emissions and actions and perspectives of Russia [Rynochnyye mekhanizmy sokrashcheniya vybrosov parnikovyykh gazov, aktivnosti i perspektivy Rossii]. *Vestnik NGIEI*, 2015, no. 9 (52), pp. 23–38, ISSN 2227-9407. (Russ.).

3. *The national report of the Russian Federation on the inventory of the anthropogenic emissions and sinks of greenhouse gases not controlled by the Montreal protocol for the years 1990-2020*. Moscow: Roshydromet: Yu.A. Izrael Institute of Global Climate and Ecology, 2022. Pt. 1. (Russ.).
4. HOLLOWAY, S. An overview of the underground disposal of carbon dioxide. *Energy Conversion and Management*, 1997, vol. 38, pp. S193–S198, ISSN 0196-8904.
5. INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. *Carbon Dioxide capture and storage* [online]. 2005. Available from: <https://www.ipcc.ch/report/carbon-dioxide-capture-and-storage>.
6. PEREVERZEVA, S.A., P.K. KONOSAVSKIY, A.V. TUDVACHEV et al. Disposal of carbon dioxide industrial emissions in geological structures [Zakhoroneniye promyshlennykh vybrosov uglekislogo gaza v geologicheskiye struktury]. *Vestnik Sankt-Peterburgskogo Universiteta. Series 7: Geologiya. Geografiya*, 2014, is. 1, pp. 5–21, ISSN 1029-7456. (Russ.).
7. SIDOROVA, K.I., A.Ye. CHEREPOVITSYN. Evaluation of the possibility of carbon dioxide geological storage [Otsenka vozmozhnostey zakhoroneniya uglekislogo gaza v geologicheskikh rezervuarakh]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika* [online], 2013, vol. 8, no. 4, ISSN 2070-5379. (Russ.). Available from: http://www.ngtp.ru/rub/3/47_2013.pdf.
8. AFANASYEV, S.V. Carbon dioxide as a feedstock for large-scale chemistry [Uglekislyy gaz kak syrye dlya krupnotonnazhnoy khimii]. *Delovoy Zhurnal Neftegas.ru*, 2019, no. 9(93), pp. 94–106, ISSN 2410-3837. (Russ.).
9. MALYSHEV, V.P., O.V. VINOGRADOV, I.A. RODIONOV. Options for the formation of complex industrial associations for utilization and processing of carbon dioxide into basic chemicals products [Varianty formirovaniya kompleksnykh promyshlennykh obyedineniy po utilizatsii i pererabotke uglekislogo gaza v produkty krupnotonnazhnoy khimii]. *Tekhnologii Grazhdanskoj Bezopasnosti*, 2022, vol. 19, no. 1 (71), pp. 31–35, ISSN 1996-8493. (Russ.).
10. SHAMSHURINA, A.V. Brief review of leading sector oil industry's in the Russian Federation [Kratkiy obzor vedushchikh otrasley neftyanoy promyshlennosti Rossiyskoj Federatsii]. *Neft, Gaz i Biznes*, 2017, no. 8, pp. 16–20, ISSN 2218-4929. (Russ.).
11. KHLEBNIKOV, V.N., P.M. ZOBOV, I.R. KHAMIDULLIN et al. Perspective regions for hothouse gas sequestration project realization in Russia [Perspektivnyye region dlya osushestvleniya proyektov po khraneniyu parnikovyykh gazov v Rossii]. *Bashkirskiy Khimicheskij Zhurnal*, 2009, vol. 16, no. 2, pp. 73–80, ISSN 0869-8406. (Russ.).
12. CAILLY, B., P. Le THIEZ, P. EGERMANN et al. Geological storage of CO₂: a state-of-the-art of injection processes and technologies. *Oil & Gas Science and Technology Rev.*, 2005, vol. 60, no. 3, pp. 517–525, ISSN 1294-4475.
13. KRILOV, Z., B. LONCARIC, Z. MIKSA. Investigation of a long-term cement deterioration under a high-temperature, sour gas downhole environment. In: *SPE International Symposium on Formation Damage Control*, Lafayette, Louisiana, February 2000. Paper no. SPE-58771-MS. DOI: 10.2118/58771-MS.
14. GAUS, I. Role and impact of CO₂-rock interactions during CO₂ storage in sedimentary rocks. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2010, vol. 4, no. 1, pp. 73–89, ISSN 1750-5836.
15. KAMPMAN, N., M. BICKLE, M. WIGLEY et al. Fluid flow and CO₂-fluid-mineral interactions during CO₂-storage in sedimentary basins. *Chemical Geology*, 2014, vol. 369, pp. 22–50, ISSN 0009-2541.
16. GISLASON, S.R., H. SIGURDARDOTTIR, E.S. ARADOTTIR et al. A brief history of CarbFix: challenges and victories of the project's pilot phase. *Energy Procedia*, 2018, vol. 146, pp. 103–114, ISSN 1876-6102.
17. ONUMA, T., K. OKADA, S. OHKAWA. Surface heave detection related with CO₂ injection by DInSAR at In Salah, Algeria. In: *International Petroleum Technology Conference*, Kuala Lumpur, Malaysia, December 2008, paper no. IPTC-12294-MS. DOI: 10.2523/IPTC-12294-MS.
18. MEER, B., van der. Carbon dioxide storage in natural gas reservoirs. *Oil & Gas Science and Technology*, 2005, vol. 60, no. 3, pp. 527–536, ISSN 1294-4475.
19. SPAN R., W. WAGNER. A new equation of state for carbon dioxide covering the fluid region from triple-point temperature to 1100 K at pressures up to 800 MPa. *J. Phys. Chem.*, 1996, vol. 25, no. 6, pp. 1509–1596, ISSN 0022-3654.
20. OLLIER, C. *Weathering* [Vyvetrivaniye]. Translated from Engl. Moscow: Nedra, 1987. (Russ.).
21. NORDBOTTEN, J.M., M.A. CELIA, S. BACHU. Injection and storage of CO₂ in deep saline aquifers: analytical solution for CO₂ plume evolution during injection. *Transport in Porous Media*, 2005, vol. 58 (3), pp. 339–360, ISSN 0169-3913.

УДК 622.691.24

Исследование максимально допустимого пластового давления в структурных ловушках высокопроницаемых водоносных пластов подземных хранилищ газа

А.А. Михайловский^{1*}, А.А. Таран¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

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

Ключевые слова: максимально допустимое пластовое давление, структурная ловушка, герметичность ловушки газа, высокопроницаемый водоносный пласт-коллектор, распределение контура газодляного контакта.

Тезисы. В работе представлены некоторые результаты исследования максимально допустимого пластового давления в структурных ловушках высокопроницаемых водоносных пластов подземных хранилищ газа (ПХГ) в аспекте компактного формирования и обеспечения условий стабильной циклической эксплуатации создаваемой искусственной газовой залежи. Показано, что в высокопроницаемых водоносных пластах ПХГ критическим фактором возможного техногенного нарушения герметичности ловушки, определяющим максимально допустимое пластовое давление, являются не гидроразрыв пласта-покрышки в соответствии с традиционным подходом, а риски растекания и избирательного латерального ухода закачиваемого газа по пласту-коллектору за пределы ловушки.

С использованием методики расчета формы газодляного контакта (ГВК) при создании ПХГ в водоносных пластах рассмотрено влияние основных геолого-геометрических и гидродинамических параметров, а именно: угла наклона крыльев ловушки, пористости и толщины пласта-коллектора, темпов нагнетания газа, на газонасыщенную толщину пласта, продвижение ГВК и величину максимально допустимого пластового давления.

Представлены примеры расчетов действующего объекта хранения газа.

На территории России находятся в эксплуатации семь подземных хранилищ газа (ПХГ) в водоносных пластах, которые включают восемь объектов хранения газа. Все объекты хранения газа в водоносных пластах относятся к высокопроницаемым пластам, на которых средние значения проницаемости превышают 0,5 Д, достигая на некоторых нескольких дарси [1]. Из указанных объектов хранения один объект представлен моноклинальным пластом с гидродинамической ловушкой газа, пять объектов – малоамплитудными и два объекта – среднеамплитудными структурными ловушками [2, 3]. На перспективных площадях с достаточно высокой степенью разведанности можно ожидать, что новые объекты для хранения газа в водоносных горизонтах будут характеризоваться малоамплитудными структурами.

Одной из наиболее важных задач технологического проектирования расширения действующих, создания и циклической эксплуатации новых ПХГ в водоносных пластах является обоснование максимального пластового давления в искусственной газовой залежи (ИГЗ) ПХГ. Это давление является одним из основных факторов, определяющих технологические параметры циклической эксплуатации ПХГ. С его повышением увеличивается активный и снижается буферный объемы газа, растет максимальная суточная производительность при отборе газа, повышаются темпы нагнетания газа при создании ПХГ и его последующей циклической эксплуатации. Однако увеличение пластового давления выше некоторого максимально допустимого значения может привести к потере способности ловушки сохранять герметичность.

В некоторых случаях величина превышения максимальным пластовым давлением начального гидростатического давления может обуславливаться допустимым снижением минимального пластового давления в газовой залежи, которое необходимо по гидродинамическим условиям обеспечения многолетней стабильной циклической эксплуатации ИГЗ ПХГ в водоносных пластах или для устойчивой эксплуатации скважин с выносом попутной пластовой воды и частиц породы.

В теоретическом аспекте вопрос обоснования максимально допустимого пластового давления в высокопроницаемых водоносных пластах ПХГ недостаточно изучен. В настоящей статье исследуется зависимость максимально допустимого пластового давления от наиболее значимых геометрических и гидродинамических параметров пласта, а также технологических режимов закачки газа в структурных ловушках высокопроницаемых водоносных пластов ПХГ.

Изученность темы исследования

Под максимально допустимым пластовым давлением в объекте хранения газа понимается давление, при превышении которого нарушается герметичность ловушки. Известные теоретические и экспериментальные исследования позволяют установить некоторые основные причины и факторы возможного техногенного нарушения условно вертикальной или латеральной герметичности ловушки. Нарушение вертикальной герметичности ловушки, приводящее к утечкам газа в вышележащие горизонты, может обуславливаться геомеханическими (прочностными) и фильтрационными свойствами пласта-покрышки, физическими свойствами хранимого газа, а также техническим состоянием (герметичностью) пробуренных скважин. Нарушение латеральной герметичности ловушки, связанное с избирательным уходом газа по пласту-коллектору за пределы ловушки, может быть вызвано недостатками реализуемой технологии хранения газа в конкретных геолого-гидродинамических условиях. Обычно с учетом имеющихся данных из всей совокупности основных факторов, влияющих на величину максимально допустимого пластового давления, выделяется один, в некоторых случаях может существовать несколько критических факторов, по которым оценивается это пластовое давление.

Указывается [2], что при обосновании максимального давления нагнетания газа в водоносный пласт ПХГ с использованием теории гидроразрыва вследствие высокой проницаемости пластов и небольшой вязкости закачиваемого газа не представляется возможным достигать в призабойной зоне скважин перепадов давления, при которых мог бы произойти гидроразрыв пласта в обычном представлении [4–6]. Предложено оценивать максимально

допустимое пластовое давление исходя из начального гидростатического давления, соответствующего глубине залегания пласта, с превышением последнего в пределах 20...50 % в предположении, что в покрышке имеются естественные вертикальные трещины.

В высокопроницаемых пластах ПХГ, особенно в моноклиальных пластах и малоамплитудных структурных ловушках, критическим фактором максимально допустимого пластового давления является не нарушение вертикальной герметичности ловушки по прочностным свойствам покрышки, а растекающее и опережающее избирательное латеральное продвижение газа по опасным направлениям за пределы ловушки [3, 7]. Оценить риски латерального ухода закачиваемого газа за пределы ловушки можно с использованием гидродинамических моделей (ГДМ) пластов ПХГ [8]. При этом применение сеточных детальных ГДМ позволяет учесть особенности геологического строения и распределение фильтрационно-емкостных свойств пласта конкретного ПХГ. С помощью упрощенных, огрубленных ГДМ можно оценить и достаточно полно изучить закономерности влияния на максимально допустимое пластовое давление основных геометрических и гидродинамических параметров пласта, а также каждого в отдельности показателя технологических режимов закачки газа.

Краткое изложение методики расчета формы газовой контактной поверхности

Исследование максимально допустимого пластового давления в аспекте недопущения латеральных перетоков газа за пределы структурных ловушек высокопроницаемых водоносных пластов ПХГ проведено с использованием методики, в которой впервые была рассмотрена фильтрационная задача «оценки формы контактной поверхности газ-вода при создании подземных хранилищ газа» [9]. Фильтрационная задача решается в осесимметричной профильной двухмерной (r, z) -постановке, где r – радиус цилиндрической поверхности. В однородном по газонасыщенной толщине (h) , проницаемости (k) , пористости (m) водоносном пласте с углом наклона (α) пластовая вода вытесняется газом; газонасыщенность (σ) в зоне неполного вытеснения воды газом принимается постоянной.

Модель описывается следующими уравнениями. Расход газа через цилиндрическую поверхность радиуса r

$$Q_r = -2\pi r \frac{k_r}{\mu_r} (h-y) \frac{\partial P_r}{\partial r}, \quad (1) \quad y = h\bar{y}. \quad (8)$$

где y – водонасыщенная толщина пласта; P_r – давление в газонасыщенной части пласта; μ_r – вязкость газа; k_r – проницаемость пласта по газу.

Тогда расход воды

$$Q_b = -2\pi r \frac{k_b}{\mu_b} y \left(\frac{\partial P_1}{\partial r} - \rho_b g \sin \alpha \right), \quad (2)$$

где ρ_b – плотность воды; g – ускорение свободного падения; μ_b – вязкость воды; k_b – проницаемость пласта по воде; давление на подошве пласта $P_1 = P_r + \rho_b g \cdot \cos \alpha \cdot y$.

Согласно предложенной методике расчета распределение контура газовой контактной (ГВК) зависит от агрегированных параметров ρ и τ , определяемых по следующим формулам:

$$\rho = 2\pi \frac{kh}{\mu} \rho_b g h \frac{1}{Q}; \quad (3)$$

$$\tau = \frac{Qt \sin^2 \alpha}{2\pi m h^3}. \quad (4)$$

Здесь Q – средний расход газа в пластовых условиях, равный объему газа в пласте, отнесенному за время нагнетания t :

$$Q = \frac{V_{г.пл.у}}{t}, \quad (5)$$

где $V_{г.пл.у}$ – объем газа в пластовых условиях.

$$V_{г.пл.у} = \frac{V_r}{\frac{P_{пл}}{Z}}, \quad (6)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление; Z – коэффициент сжимаемости; V_r – объем газа в стандартных условиях.

Видно, что параметр ρ состоит из двух частей: одна характеризует фильтрационные свойства пласта-коллектора, вторая – темп нагнетания газа. Параметр τ отражает геометрическую характеристику пласта и нагнетаемый в объект хранения объем газа.

Решение поставленной задачи представлено [9] в виде графиков $\bar{r} = \bar{r}(\bar{y}, \tau)$, которые носят универсальный характер и были использованы в рамках данного исследования. Параметры \bar{r} при заданных \bar{y} зависят от толщины пласта-коллектора и среднего по площади угла наклона пласта:

$$r = \frac{h\bar{r}}{\sin \alpha}, \quad (7)$$

Результаты исследования максимально допустимого пластового давления

Для одного рассматриваемого ПХГ в высокопроницаемом водоносном пласте расчетное [4, 5] давление гидроразрыва покрышки составило 200,6 кгс/см², что превышает фактически достигаемое в процессе эксплуатации пластовое давление более чем в 2 раза. Следовательно, давление гидроразрыва покрышки высокопроницаемого пласта-коллектора ПХГ не может являться критическим для определения максимально допустимого пластового давления в технологических и технико-экономических расчетах.

Ниже представлены результаты исследования максимально допустимого пластового давления для ПХГ по описанной методике расчета распределения ГВК. В качестве предельного значения, при котором происходит выход газа за пределы замыкающей изогипсы (абсолютная отметка – 750 м), было принято расстояние 1800 м от центра зоны расположения эксплуатационных скважин. Углы падения крыльев в юго-восточном, южном, юго-западном и западном направлениях щигровского пласта-коллектора составляют 0,5°...1,1°; в северо-западном, северном и северо-восточном направлениях – не превышают 0,3°...0,5°.

По результатам геофизических исследований щигровского пласта-коллектора, в расчетах приняты следующие исходные данные: в последних сезонах закачки $h \leq 15$ м, на конец сезона закачки $\bar{\sigma} = 0,5$, $m = 0,28$ %; гидропроводность ($k \cdot h / \mu$) оценена в 1950 Д·см/сПз; в качестве плотности пластовой воды взято стандартное значение – 1 г/см³. Расчет проведен для $V_r = 750$ млн м³. На ПХГ закачивается метановый (94 %) газ плотностью 0,716 кг/м³.

Представлены результаты расчетов для двух крайних вариантов. В первом случае рассчитывалась закачка 750 млн м³ газа за 152 дня. Средний темп нагнетания газа для такого случая – 5,0 млн м³/сут, что приведет к росту пластового давления в зоне скважин до 98 кгс/см². Во втором случае закачка 750 млн м³ осуществляется средним темпом 11,7 млн м³/сут в течение 64 дней, в связи с чем пластовое давление в зоне эксплуатационных скважин возрастет до 105 кгс/см². Рассчитанные для двух вариантов промежуточные данные представлены в табл. 1.

Графические зависимости для определения безразмерных значений \bar{y} , \bar{r} , построенные [9] для указанных значений ρ , τ (см. табл. 1) и газонасыщенностей $\sigma = 0,3; 0,5$ и $0,7$, аппроксимированы авторами следующими уравнениями:

- при $\rho = 0,04$ и $\tau = 0,01$

$$\bar{r} = -0,000000001\bar{y}^5 - 1,3020833328\bar{y}^4 + 2,604166666\bar{y}^3 - 1,1979166660\bar{y}^2 + 0,6458333335\bar{y} + 0,2499999998; \tag{9}$$

- при $\rho = 0,02$ и $\tau = 0,01$

$$y = -1,3020833335\bar{y}^5 + 3,9062500003\bar{y}^4 - 3,3854166674\bar{y}^3 + 1,0937500009\bar{y}^2 + 0,6375000002\bar{y} + 0,2999999997. \tag{10}$$

С использованием формул (9) и (10) определены параметры \bar{r} при заданных \bar{y} , которые далее представляются в виде размерных параметров y и r , зависящих от толщины пласта-коллектора и угла наклона пласта (см. формулы (7), (8)).

Полученные зависимости отображены в табличном (табл. 2) и в графическом (рис. 1) форматах в сопоставлении с реальным распределением осредненного контура ГВК по результатам геофизических исследований скважин (ГИС).

Распределение контура ГВК при разных углах наклона крыльев пласта-коллектора.

Углы падения крыльев в разных направлениях пластов-коллекторов могут изменяться в широких пределах. При этом наиболее опасным направлением будет считаться именно то, где пласт стремится к выполаживанию (рис. 2).

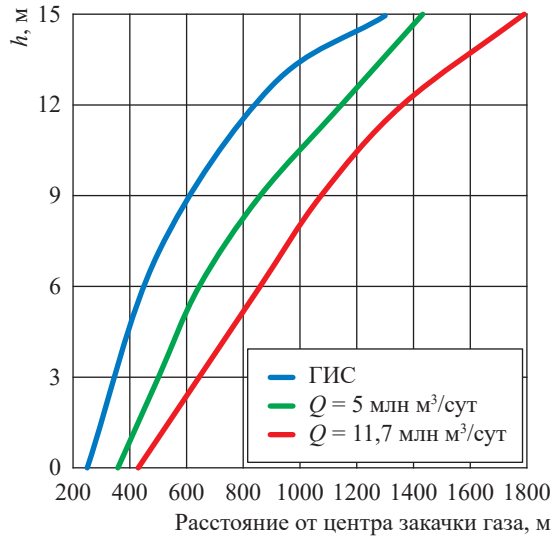


Рис. 1. Осредненные формы ГВК для разных пластовых давлений и темпов нагнетания газа

Таблица 1

Результаты расчетов по определению формы ГВК

Параметр	I вариант закачки	II вариант закачки
$P_{пл}$, кгс/см ²	98	105
Z	0,83	0,83
$V_{г.пл.у}$, м ³	6380466	5914253
t , сут	152	64
Q , см ³ /с	485842	1069562
ρ	0,04	0,02
τ	0,01	0,01

Таблица 2

Расчетное распределение контура ГВК

I вариант						
\bar{y}	0	0,2	0,4	0,6	0,8	1
\bar{r}	0,25	0,35	0,45	0,6	0,8	1
y	0	3	6	9	12	15
r	358,1	501,3	644,6	859,5	1145,9	1432,4
II вариант						
\bar{y}	0	0,2	0,4	0,6	0,8	1
\bar{r}	0,3	0,4	0,55	0,75	0,95	1,2
y	0	3	6	9	12	15
r	429,7	573,0	787,8	1074,3	1360,8	1718,9

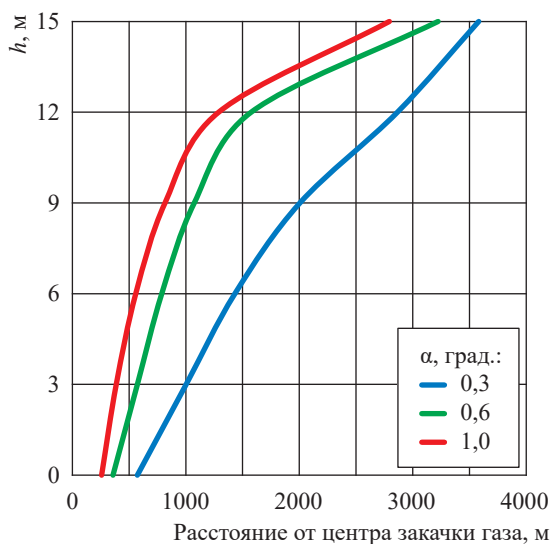


Рис. 2. Распределение контура ГВК при разных углах наклона пласта-коллектора

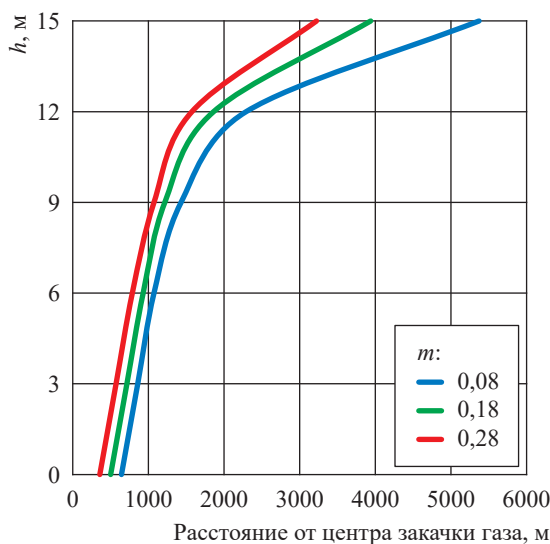


Рис. 3. Распределение контура ГВК при разных значениях пористости пласта-коллектора

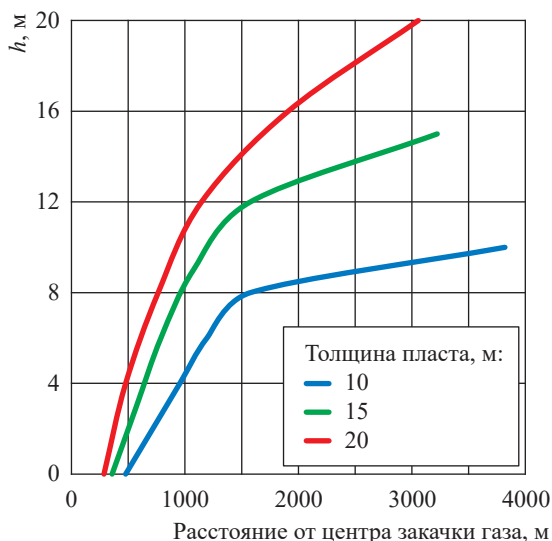


Рис. 4. Распределение контура ГВК в зависимости от толщины пласта-коллектора

Для компактного формирования ИГЗ в малоамплитудных ловушках важно учитывать темпы нагнетания газа и создаваемое пластовое давление.

Распределение контура ГВК при разных значениях пористости пласта-коллектора. Значение открытой пористости пласта-коллектора определяет его емкостные свойства, т.е. объем пор, который может быть занят газом. Следовательно, коэффициент пористости также будет оказывать влияние

на распределение контура ГВК в ИГЗ (рис. 3). С уменьшением коэффициента пористости происходит все большее распространение контура ГВК от центра закачки газа. Таким образом, максимально допустимое пластовое давление и напрямую связанные с ним темпы нагнетания газа будут также зависеть от коэффициента пористости пласта-коллектора.

Распределение контура ГВК в зависимости от газонасыщенной толщины пласта-коллектора. При нагнетании одинакового количества газа ИГЗ может быть создана за счет большей газонасыщенной толщины при сокращении площади растекания газа или за счет увеличения площади «газового пузыря» при сокращении газонасыщенной толщины (рис. 4). Для пластов-коллекторов маленькой толщины также необходимо учитывать влияние темпов нагнетания и соответствующего пластового давления на форму ГВК. Особенно важным это влияние может быть в случае небольшой по площади ловушки.

Распределение контура ГВК при разных темпах нагнетания газа. На рис. 1 (см. ранее) показана зависимость распределения контура ГВК от расхода газа. В первом варианте средний расход газа составляет 5 млн м³/сут, что приводит к росту $P_{пл}$ в зоне скважин до 98 кгс/см². Во втором варианте закачка осуществляется средним темпом 11,7 млн м³/сут, в связи с чем $P_{пл}$ в зоне эксплуатационных скважин возрастает до 105 кгс/см².

Расчеты подтверждают, что форсированные темпы закачки, закономерно приводящие к росту $P_{\text{пл}}$ в залежи, повышают риски ухода газа за пределы структурной ловушки.

Исследования показали, что в высокопроницаемых водоносных пластах ПХГ критический фактор возможного техногенного нарушения герметичности ловушки, определяющий максимально допустимое пластовое давление, – это не гидроразрыв пласта-покрышки в соответствии с обычным подходом, а растекание и риски избирательного латерального ухода закачиваемого газа по пласту-коллектору за пределы ловушки.

В настоящей работе с использованием упрощенной ГДМ структурной ловушки в осесимметричной профильной двухмерной (r, z) -постановке рассмотрены закономерности влияния на максимально допустимое пластовое давление некоторых основных геометрических и гидродинамических параметров пласта, а также показателей технологических режимов закачки газа. На примере действующего объекта хранения газа показана зависимость формы ГВК от темпов нагнетания газа и создаваемого таким образом пластового давления.

Выявлено, что уменьшение угла наклона крыльев ловушки, пористости и газонасыщенной толщины пласта-коллектора приводит к повышенным рискам ухода газа за пределы структурной ловушки. Для таких случаев значения максимально допустимого пластового давления в ИГЗ, а также соответствующие темпы нагнетания газа должны пропорционально уменьшаться.

На основе полученных результатов с помощью упрощенных ГДМ можно обоснованно оценивать и достаточно полно проводить исследования закономерностей влияния на максимально допустимое пластовое давление наиболее значимых геометрических и гидродинамических параметров пласта, а также показателей технологических режимов закачки газа в структурных ловушках высокопроницаемых водоносных пластов ПХГ.

Список литературы

1. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение / А.А. Ханин. – М.: Недра, 1969. – 368 с.
2. Левыкин Е.В. Технологическое проектирование хранения газа в водоносных пластах / Е.В. Левыкин. – М.: Недра, 1973. – 208 с.
3. Михайловский А.А. Технология стабилизации циклической эксплуатации ПХГ в малоамплитудных ловушках водоносных пластов / А.А. Михайловский, Е.О. Белецкая // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2023. – № 4 (56): Актуальные вопросы добычи газа. – С. 54–61.
4. Гусев Э.Л. К вопросу максимального допустимого давления нагнетания газа в подземные хранилища газа / Э.Л. Гусев // Науч.-техн. сб. по геологии, разработке и транспорту природного газа. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – Вып. 1.
5. Исаева Н.А. Исследование максимально допустимого давления нагнетания газа в пласты-коллекторы / Н.А. Исаева, А.А. Михайловский // Газовая промышленность. – 2011. – № 4. – С. 55–57.
6. Малышев С.В. Повышение эффективности технологии гидроразрыва пласта в терригенных коллекторах / С.В. Малышев, Н.Е. Серeda, А.И. Чикриз // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2022. – № 3 (52): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 14–22.
7. Бузинов С.Н. Щелковское подземное хранилище газа: проблемы, решения и перспективы / С.Н. Бузинов, А.А. Михайловский, А.Н. Соловьев и др. – М.: ИРЦ Газпром, 2003. – 59 с.
8. Михайловский А.А. Аналитический контроль объемов газа в пластах-коллекторах ПХГ / А.А. Михайловский. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – 250 с.
9. Бузинов С.Н. Методические рекомендации по расчету формы контакта газ-вода при создании подземных хранилищ газа в водоносных пластах / С.Н. Бузинов, Э.Л. Гусев, М.Г. Сухарев и др. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 1981. – 78 с.

Research of maximum permissible reservoir pressure in structural traps of highly permeable aquifers of UGSs

A.A. Mikhaylovskiy^{1*}, A.A. Taran¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

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

Abstract. The work presents some results of studying the maximum permissible reservoir pressure in the structural traps of highly permanent aquifers of underground gas storages (UGS) in the aspect of the “compactization” of a created artificial gas deposit. It is shown that in the high-permeable aquifers of the UGSs, the risks of spreading and selective lateral departure of the pumped gas through the layer outside are the critical reason for possible manmade violation of the trap tightness determining the maximum permissible layer pressure, but not the the hydraulic lids in accordance with the traditional approach.

When calculating the form of gas-water contact for designing a UGS in watered layers, one considers the effect of the main geological, geometric and hydrodynamic parameters like the angle of tilt of the wings of a trap, porosity and thickness of a reservoir layer, and the temps of gas injection on the gas-saturated thickness of the layer, on promotion of the gas-water contact circuit and the value of the maximum permissible reservoir pressure.

A case of a current UGS facility is presented.

Keywords: the maximum permissible reservoir pressure, structural trap, gas tightness, high-permeable aquifer layer, distribution of the contour of the gas-water contact.

References

1. KHANIN, A.A. *Oil and gas reservoir rocks and their studying* [Porody-kollektory nefi i gaza i ikh izucheniye]. Moscow: Nedra, 1969. (Russ.).
2. LEVYKIN, Ye.V. *Technological design of gas storage in aquifer* [Tekhnologicheskoye proyektirovaniye khraneniya gaza v vodonosnykh plastakh]. Moscow: Nedra, 1973. (Russ.).
3. MIKHAYLOVSKIY, A.A., Ye.O. BELETSKAYA. UGS cyclic operation stabilization technology in low-amplitude aquifer traps [Tekhnologiya stabilizatsii tsiklicheskoy ekspluatatsii PKhG v maloamplitudnykh lovushkakh vodonosnykh plastov]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2023, no. 4: Topical issues of gas production, pp. 54–61. ISSN 2306-8949. (Russ.).
4. GUSEV, E.L. To the issue of maximum permissible pressure of gas pumping into underground gas storages [K voprosu maksimalnogo dopustimogo davleniya nagnetaniya gaza v podzemnyye khranilishcha gaza]. In: *R&D collected book on geology, development and transport of natural gas* [Nauchno-tekhnicheskii sbornik po geologii, razrabotke i transport prirodnoy gaza]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1963, is. 1. (Russ.).
5. ISAYEVA, N.A., A.A. MIKHAYLOVSKIY. The study of the maximum permissible pressure for injecting gas into reservoirs [Issledovaniye maksimalno dopustimogo davleniya nagnetaniya gaza v plasty-kollektory]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2011, no. 4, pp. 55–57, ISSN 0016-5581. (Russ.).
6. MALYSHEV, S.V., N.Ye. SEREDA, A.I. CHIKRIZOV. Rising performance of hydraulic fracturing in terrigenous reservoirs [Povysheniye effektivnosti tekhnologii gidrorazryva plasta v terrigennykh kollektorakh]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2022, no. 3: Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 14–22. ISSN 2306-8949.
7. BUZINOV, S.N., A.A. MIKHAYLOVSKIY, A.N. SOLOVYEV et al. *Shchelkovskoe underground gas storage: problems, solutions and prospects* [Shchelkovskoye podzemnoye khranilishche gaza: problem, resheniya i perspektivy]. Moscow: IRTs Gazprom, 2003. (Russ.).
8. MIKHAYLOVSKIY, A.A. *Analytical control of gas volumes in UGS reservoirs* [Analiticheskiy kontrol obyemov gaza v plastakh-kollektorakh PKhG]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. (Russ.).
9. BUZINOV, S.N., E.L. GUSEV, M.G. SUKHAREV et al. *Recommended guidelines for calculating a form of a gas-water contact when creating underground gas storages in aquifers* [Metodicheskiye rekomendatsii po raschetu formy kontakta gaz-voda pri sozdanii podzemnykh khranilishch gaza v vodonosnykh plastakh]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 1981. (Russ.).

УДК 622.24.06

Выбор бурового раствора для бурения глинистых отложений

А.М. Гайдаров¹, В.А. Мнацканов², У.С. Караалин³, Н.Т. Кадыров²,
М.М.-Р. Гайдаров^{2*}

¹ ТОО «Asia Petro Service», Республика Казахстан, Мангистауская обл., г. Актау, Промышленная зона № 6, участок 91/5

² ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

³ КАЗЭНЕРЖИ, Республика Казахстан, г. Астана, пр. Кабанбай батыра, д. 17, блок Б

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

Тезисы. При бурении глинистых отложений практически повсеместно имеют место наработка раствора и нарушение устойчивости ствола скважины. Для предотвращения наработки раствора и сохранения устойчивости ствола скважины в глинистых отложениях применяют буровые растворы с ингибирующими и крепящими свойствами.

Несмотря на давность проблемы глинистых пород, разработка и выбор оптимального бурового раствора для предотвращения наработки и сохранения устойчивости стенок ствола скважины остается актуальной. Поведение глинистой породы как на стенках ствола, так и в виде шлама в процессе строительства скважины при взаимодействии с буровым раствором во многом будет определяться преобладанием того или иного типа контакта между структурными элементами породы, а также свойствами бурового раствора. Сведения о структурных особенностях глинистых пород и их поведении при взаимодействии с буровым раствором являются основой для разработки классификации глинистых пород и выбора бурового раствора.

Важнейшими характеристиками глинистых пород, которые необходимо учитывать при выборе бурового раствора, являются контакты между структурными элементами, набухание и поведение в ненарушенном и нарушенном сложении, проблемы и осложнения в процессе строительства скважины. Разработана классификация, позволяющая прогнозировать поведение глинистых пород, проблемы, связанные с ними, определить требования к буровому раствору и разработать буровой раствор для строительства скважины в глинистых отложениях. На основе разработанной классификации рекомендованы тесты для оценки ингибирующих и крепящих свойств буровых растворов и проверочные промысловые показатели. Созданы и успешно применяются модификации поликатионных буровых растворов для бурения глинистых пород в сложных геолого-технических условиях с учетом разработанных подходов и рекомендаций.

Ключевые слова:

глинистые породы, ингибирующие свойства, крепящие свойства, буровые растворы, литогенез, катагенез, метабенез, структурные связи.

При бурении глинистых отложений практически повсеместно имеют место наработка раствора и нарушение устойчивости ствола скважины. Для предотвращения наработки раствора и сохранения устойчивости ствола скважины в глинистых отложениях применяют буровые растворы с ингибирующими и крепящими свойствами [1–7].

Ингибирующие и крепящие свойства удобнее конкретизировать по выполняемым задачам [8, 9]:

- предотвращение наработки и сохранение стабильных показателей раствора за счет снижения гидратации, набухания и способности к диспергации глинистого шлама достигается за счет ингибирующих свойств раствора;
- сохранение устойчивости глинистых пород на стенках ствола скважин в первую очередь достигается за счет крепящих свойств раствора.

Управление ингибирующими свойствами раствора осуществляется посредством несложных химических обработок, а именно путем ввода электролитов и водорастворимых полимеров, выполняющих соответственно функции ингибиторов и замедлителей набухания глин (рис. 1). Более сложная задача – управление крепящими свойствами, так как устойчивость стенок скважины зависит от плотности, реологических

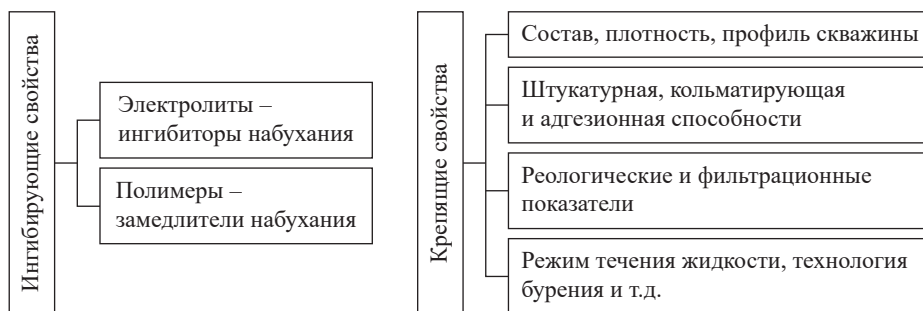


Рис. 1. Управление ингибирующими и крепящими свойствами бурового раствора

и фильтрационных показателей, состава, адгезионной и штукатурной способности раствора, профиля ствола, режима течения жидкости в кольцевом пространстве, технологии бурения и т.д. (см. рис. 1).

До настоящего времени не выработан единый подход к роли ингибирующих и крепящих свойств буровых растворов в решении важнейших задач наработки и стабилизации стенок скважин при бурении глинистых пород. Нет надежных рекомендаций и тестов по разработке и управлению ингибирующими и крепящими свойствами бурового раствора при бурении в глинистых отложениях. Несмотря на давность проблемы глинистых пород, разработка и выбор оптимального бурового раствора для предотвращения наработки и сохранения устойчивости стенок ствола скважины остается не решенной.

Глинистые породы весьма разнообразны, и прогнозировать их поведение при контакте с буровыми растворами довольно сложно. Очевидно, поведение глинистой породы на стенках ствола в процессе строительства скважины при взаимодействии с буровым раствором определяется ее современными свойствами, составом, строением и степенью литификации на различных стадиях литогенеза. Это прежде всего обусловлено недостаточной изученностью и искажением происходящих процессов взаимодействия буровых растворов со стенками скважин и выбуренным шламом. Данное противоречие теории и практики также усугубляется недостатками существующих методов оценки ингибирующих свойств буровых растворов. Большая часть проводимых тестирований буровых растворов с глинистыми образцами требует иного подхода и вряд ли является корректной. В связи с этим разработка и выбор бурового раствора, обеспечивающего управление поведением глинистых пород в процессе

строительства скважин, и методов испытаний взаимодействия буровых растворов с образцами глинистых пород являются весьма актуальными инженерными задачами.

Процесс образования глинистых пород из рыхлых осадков после их седиментации, т.е. процесс литификации глинистых пород, начинается сразу с диагенетических преобразований. За диагенетическими преобразованиями глинистых пород следуют стадии катагенеза и метагенеза. На стадии катагенеза изменения под действием повышенного давления, температуры, подземных вод и поровых растворов не приводят к метаморфизованным преобразованиям глинистой породы, и они остаются осадочными породами с другими характерными особенностями, отличными от исходных. Более глубокие интенсивные преобразования осадочных пород происходят на стадии метагенеза, когда осадочная порода превращается в метаморфизованную породу.

В процессе катагенеза и метагенеза продолжают уплотнение пород, отжатие из них воды, изменение их минерального состава: происходит гидрослюдизация каолинитов, появляется хлорит, исчезает монтмориллонит. Все это приводит к увеличению плотности глинистых пород, уменьшению их пористости и влажности, изменению физико-механических свойств.

С глубиной у максимально уплотненных аргиллитов в стадии катагенеза без заметных признаков метаморфизма пористость снижается до 5 %, достигая 40 % к концу диагенеза.

В глинистых и глинисто-карбонатных породах со слоистыми текстурами под действием давления вышележащих толщ напряжения распределяются равномерно. В песчаниках и алевролитах напряжения, возникающие в точках соприкосновения обломочных зерен, различны,

следовательно, это влияет на скорость растворения и новообразования минералов в разных участках зерен и определяет различную концентрацию поровых растворов.

Преобразование глинистых пород в процессе катагенеза протекает в несколько стадий. Прочностные показатели глинистых пород во многом зависят от типа контакта между структурными элементами, который определяется степенью их литификации. Процессам гравитационного уплотнения принадлежит ведущая роль в формировании прочностных свойств глинистых пород в платформенных условиях. Не менее важны при этом тектонические процессы складкообразования, в ходе которого породы испытывают давление, в десятки раз превышающее гравитационное, и подвергаются дислокационному метаморфизму.

Под влиянием гравитационных сил и тектонических движений значительно усиливается уплотнение осадочных пород. Так, плотность апшеронских глин Азербайджана $2,2...2,3$ г/см³ при типичных значениях кайнозойских глинистых пород Русской плиты $1,8...1,9$ г/см³. В.Д. Ломтадзе отмечает, что плотности разновозрастных пород платформы и складчатых областей резко отличаются: плотность скелета меловых глинистых пород Поволжья составляет $1,36...1,78$ г/см³, а меловых глинистых пород (плотных аргиллитов) Крымской зоны альпийской складчатости – $2,31...2,54$ г/см³; плотность юрских глин района Москвы и Поволжья – $1,32...1,40$ г/см³, а разновозрастных пород Прикаспийской впадины – $1,70...1,72$ г/см³; средняя плотность нижнекаменноугольных глин Подмосковского бассейна – $1,48...1,85$ г/см³, аргиллитов, угленосной каменноугольной формации Среднего Урала – $1,8...2,0$ г/см³, а глинистых сланцев карбона Донбасса – $2,45...2,70$ г/см³.

Таким образом, влияние степени литификации глинистых пород через их уплотнение на прочностные их характеристики происходит за счет упрочнения существующих контактов и образования новых между структурными элементами. От свойств этих межструктурных контактов зависит поведение глинистых пород, проявляющееся при их взаимодействии с буровыми растворами в ходе строительства скважин. Поэтому при изучении глинистых пород с позиций разработки бурового раствора для их безопасного бурения большое значение имеет

рассмотрение структурных особенностей отдельных элементов горных пород.

Под твердыми структурными элементами горной породы следует понимать элементарные минеральные частицы, зерна и их ассоциации, определяющие природную дисперсность породы и формирующие ее структурный скелет. В зависимости от возраста, генезиса, состава и степени литификации глинистые породы слагаются из различных структурных элементов: первичных глинистых частиц, ультрамикроагрегатов, микроагрегатов, агрегатов, зерен, а также включений остатков микрофауны и флоры, микрокристаллов солей и рудных минералов [10].

Структурные элементы, слагающие глинистые породы, взаимодействуют между собой не по всей межфазной поверхности, а только в местах их наибольшего сближения – контактах. Число и характер контактов – одна из важнейших структурных характеристик пород, обуславливающих их структурную связность. Контакты между структурными элементами можно подразделить по геометрии (взаимному расположению контактирующих элементов в пространстве) и физической природе, т.е. характеру действующих сил. По геометрическому признаку выделяют три типа контактов: базис – базис, базис – скол и скол – скол [10, 11].

Геометрия контакта существенно влияет на его прочность и, следовательно, на структурную связность породы, поскольку определяет площадь контактного взаимодействия и в конечном счете прочность единичного контакта. Еще большее влияние на свойства глинистых пород оказывает характер контактных взаимодействий, т.е. природа и энергия сил, действующих на контакте и определяющих энергетические признаки структуры. С этих позиций в глинистых породах можно выделить три типа контактов: коагуляционный, переходный (точечный) и фазовый, или кристаллизационно-цементационный [10, 11].

Коагуляционные контакты преобладают у молодых глинистых осадков и слабоуплотненных глин. Они характеризуются наличием в зоне контакта тонкой равновесной пленки связанной воды, толщина которой зависит от физико-химических факторов и изменяется от нескольких до десятков нанометров (рис. 2, см. а). Существуют две разновидности коагуляционного контакта – ближний и дальний, различающиеся толщиной равновесной гидратной

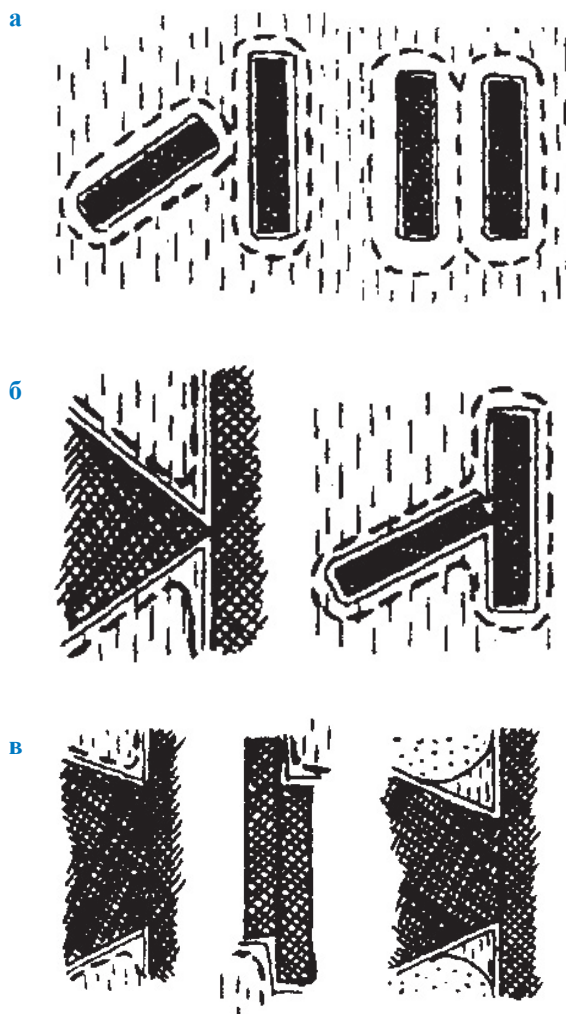


Рис. 2. Формирование коагуляционного (а) переходного (б) и фазового (в) контактов в глинистых породах

пленки в контактном зазоре. Притяжение частиц на коагуляционном контакте обуславливается дальнедействующими молекулярными, магнитными и дипольными (кулоновскими) взаимодействиями. Сила притяжения частиц на единичном коагуляционном контакте невелика и не превышает 10^{-8} Н. Прочность на разрыв глинистых отложений с коагуляционным типом контактов составляет не более 10^4 Па. Важная особенность коагуляционных контактов – обратимый характер: после разрушения контактов они способны быстро восстанавливаться. С этим связано явление тиксотропии в молодых глинистых образованиях.

Переходные (точечные) контакты распространены у водонасыщенных пород средней и высокой степени уплотнения, а также

у не полностью водонасыщенных (находящихся в сухом или слабо увлажненном состоянии) глин. Они характеризуются наличием небольшого по площади, точечного, соприкосновения между взаимодействующими элементами и образованием между ними относительно прочной связи ($10^{-8} \dots 10^{-6}$ Н) за счет действия химических и ионно-электростатических сил (см. рис. 2б). Характерной особенностью таких контактов является их обратимость по отношению к воде, т.е. способность гидратироваться и переходить в коагуляционные контакты при увлажнении породы или снятии с нее внешней нагрузки.

Фазовые контакты развиты у сильно уплотненных сцементированных глин, аргиллитов и алевролитов (см. рис. 2в). Они характеризуются наличием непосредственного («сухого») соприкосновения структурных элементов на значительной контактной площади или развитием на контакте новой фазы (кремнезем, гипс, карбонаты, гидроксид железа), цементирующей частицы и микроагрегаты. Первый тип фазовых контактов часто называют кристаллизационным, а второй – цементационным. На фазовых контактах действуют силы химической и ионно-электростатической природы, поэтому прочность таких контактов значительна (как правило, не ниже 10^{-6} Н). Отличительная особенность фазовых контактов – их необратимость по отношению к воде: породы с такими контактами не теряют прочности или снижают ее незначительно и не пластифицируются при увлажнении. Устойчивость фазовых контактов к воде означает, что молекулы воды по геометрическим соображениям не могут проникать между структурными элементами.

В природных глинистых образованиях часто преобладает один из выделенных типов контактов. Вместе с тем широко распространены разности глинистых пород, у которых одновременно развиты два или три типа контактов. Очевидно, поведение глинистой породы как на стенках ствола, так и в виде шлама в процессе строительства скважины при взаимодействии с буровым раствором во многом будет определяться преобладанием того или иного типа контакта между структурными элементами, а также свойствами бурового раствора.

С позиций разработки и выбора бурового раствора для строительства скважин весьма

интересной является инженерно-геологическая классификация глинистых пород, предложенная В.Д. Ломтадзе. Классификация основана на влиянии литогенеза на формирование свойств глинистых пород: все глинистые породы разделены по степени литификации на пять групп:

1) различные илы (супесчаные, суглинистые и глинистые, непылеватые и пылеватые) предельно малой степени литификации, характеризующиеся жидкой или вязко-текучей консистенцией, очень высокой пористостью и влажностью 75...80 %. Свободная вода в илах легко отжимается, и они уплотняются, имеют предельно малую прочность и обладают способностью к тиксотропии;

2) глинистые породы (мягкие, малоуплотненные) малой степени литификации с вязко-текучей или пластичной консистенцией, высокой пористостью и влажностью 40...80 %, характеризующиеся явлением ползучести;

3) уплотненные глинистые породы средней степени литификации с пластичной или полутвердой консистенцией, для которых характерны пористость не выше 40...45 % и умеренная влажность с содержанием только связанной воды (до 25...30 %);

4) глинистые породы высокой степени литификации, типичными представителями которых являются аргиллиты с тугопластичной консистенцией, для которых характерны значительная плотность скелета (2,40...2,50 г/см³), прочные фазовые контакты, кристаллизационно-конденсационные связи и невысокая влажность (до 12...15 %);

5) глинистые породы предельно высокой степени литификации, к которым относятся сланцеватые аргиллиты и некоторые глинистые сланцы твердой консистенции, характеризующиеся плотностью скелета, близкой к плотности твердых частиц, очень прочными фазовыми контактами, кристаллизационно-конденсационными связями и влажностью не более 3...4 %.

Классификация В.Д. Ломтадзе хорошо согласуется с инженерной практикой. Очевидным является влияние степени литификации на свойства глинистых пород через развитие межструктурных контактов. Однако отсутствие достаточной информации о распространении того или иного контакта создает определенные трудности в прогнозировании

поведения глинистых пород при взаимодействии с буровым раствором.

Анализ существующих классификаций глинистых пород показывает, что мнения специалистов по таким характеристикам глинистых пород, как пористость, влажность, контакты между структурными элементами и др., и по различным стадиям литогенеза сильно разнятся. Также среди специалистов нет единого мнения о преобразовании глинистых пород, а именно на какой стадии диагенеза, катагенеза и метагенеза происходят те или иные преобразования (границы между стадиями диагенеза, катагенеза и метагенеза практически стерты).

Среди известных более информативно в отношении развития контактов между структурными элементами выглядит классификация, разработанная В.И. Осиповым, В.Н. Соколовым и Н.А. Румянцевым: она хорошо отражает основные характеристики глинистых пород и учитывает морфометрические, геометрические и энергетические признаки [10]. Согласно этой классификации, энергетически структурные связи оцениваются по следующим показателям: прочности на сжатие в направлении, перпендикулярном к напластованию ($R_{c\perp}$); отношению упругой деформации ε_y к общей деформации ε_0 ; отношению максимальной прочности на сдвиг ($\tau_{\max\perp}$) к минимальной или остаточной прочности на сдвиг ($\tau_{\min\perp}$). Два последних показателя косвенно характеризуют наличие определенного энергетического типа контактов между структурными элементами. Так, для глинистых пород с преимущественно коагуляционными контактами (коагуляционный энергетический тип структуры) $\varepsilon_y/\varepsilon_0 \leq 0,15$, $\tau_{\max\perp}/\tau_{\min\perp} = 1,02...1,7$. По мере увеличения в породе числа переходных и фазовых контактов (смешанный и кристаллизационно-цементационный энергетические типы структуры) наблюдается существенное возрастание параметра $\varepsilon_y/\varepsilon_0$ до 1, а параметр $\tau_{\max\perp}/\tau_{\min\perp}$ может достигать приблизительно 65.

Таким образом, в соответствии с энергетическими характеристиками структурных связей в породе выделяют три класса микроструктур глинистых пород: с коагуляционными, смешанными и кристаллизационно-цементационными контактами [10]. Причем каждый класс микроструктур в свою очередь состоит из подклассов. Так, глинистые породы с коагуляционными контактами образуют 1-й класс микроструктур,

целиком входящий в подкласс слабоориентированных, куда включены три группы глинистых пород – тонкодисперсные, среднедисперсные и крупнодисперсные, различающиеся параметром дисперсности. В класс смешанных контактов, или во 2-й класс микроструктур, в соответствии с различиями в дисперсности и степенях ориентации входят шесть подклассов глинистых пород, а класс высокоориентированных микроструктур с кристаллизационно-цементационными контактами представлен тремя подклассами, отличающимися значениями параметра дисперсности и коэффициента анизотропии [10]. Далее все глинистые породы по признаку набухания в нарушенном и ненарушенном сложениях разделены на пять групп.

Первый класс микроструктур (с коагуляционными контактами) характеризуется малой прочностью на сжатие ($R_{c\perp} < 0,05$ МПа), прочностью индивидуальных контактов между структурными элементами от $2,1 \cdot 10^{-9}$ до $5,3 \cdot 10^{-8}$ Н. Параметр $\varepsilon_y/\varepsilon_0$ изменяется в диапазоне от 0,05 до 0,15, а $\tau_{\max\perp}/\tau_{\min\perp}$ – в диапазоне от 1,02 до 1,7. Эластично-вязкий или упруго-эластичный характер деформирования с вязкопластичным разрушением указывает на присутствие только коагуляционных контактов между хаотически расположенными структурными элементами, образующихся в результате седиментогенеза и раннего диагенеза. Превалируют дальние и ближние коагуляционные контакты.

Отличительная особенность коагуляционных микроструктур – слабая степень ориентации структурных элементов. Такую микроструктуру имеют морские и озерные илы, а также слаболитифицированные морские глины голоценового Q_4 и позднечетвертичного Q_3 возрастов.

Структура тонкодисперсных морских и озерных илов (Q_4) состоит из листообразных микроагрегатов глинистых частиц размером до 4 мкм и толщиной 0,3 мкм. Преобладают гидрослюда и смешаннослойные минералы. Содержание глинистого вещества – до 30 %, пористость – 61...81 %, влажность – 52...61 %, дисперсность – 0,5...0,8. Эти отложения обычно отличаются высоким (до 3 %) содержанием органического вещества различной степени сохранности. Структура средне- и крупнодисперсных морских средних и легких глин, тяжелых, средних и легких суглинков (Q_4 - Q_3) состоит из глинистых микроагрегатов размером 5...15 мкм и пылеватых зерен размером

до 30 мкм. Преобладают гидрослюда, смешаннослойные минералы и хлорит. Содержание глинистого вещества – 28...46 % у среднедисперсных и 6...28 % у крупнодисперсных пород, пористость – 35...60 %, влажность – 30...80 %, дисперсность – 0,8...1,25. Эти глинистые породы с коагуляционными контактами трех подклассов – тонко-, средне- и крупнодисперсных пород – обладают ярко выраженными тиксотропными свойствами, в ненарушенном и нарушенном сложениях не набухают или набухают очень слабо, так как находятся в предварительно гидратированном и набухшем состоянии (табл. 1).

Второй класс микроструктур (смешанные контакты) характеризуется прочностью на сжатие $R_{c\perp} = 0,05...0,5$ МПа, прочностью индивидуальных контактов между структурными элементами от $4,2 \cdot 10^{-8}$ до $1,5 \cdot 10^{-6}$ Н. Параметр $\varepsilon_y/\varepsilon_0$ изменяется в диапазоне от 0,16 до 0,52, $\tau_{\max\perp}/\tau_{\min\perp}$ – в диапазоне от 1,71 до 4,3. Упруго-эластично-вязкое или упруго-вязкое деформационное поведение с хрупко-пластичным и реже хрупким разрушением указывает на присутствие, наряду с коагуляционными, переходных и реже фазовых контактов, образующихся в результате раннего, среднего и позднего диагенеза.

Подобная микроструктура обычно наблюдается у морских, ледниковых, озерно-ледниковых и аллювиальных глин и суглинков преимущественно средней и реже высокой степени литификации. Возраст отложений может изменяться от голоценового Q_4 до протерозойского PR_3 .

Структуры тонкодисперсных, средней и высокой ориентации морских и озерно-ледниковых тяжелых и средних глин от позднечетвертичного Q_3 до раннемелового K_1 возраста (Q_3 - K_1), сложены из микроагрегатов размером 5...7 мкм и толщиной 0,5 мкм; озерно-ледниковых ленточных глин (Q_4 - Q_3) – из микроагрегатов размером 2...4 мкм и толщиной 0,3 мкм. Преобладают гидрослюда и смешаннослойные минералы. Содержание глинистого вещества составляет 30 %, пористость – 44...61 %, влажность – 42...72 %, дисперсность – 0,5...0,8. Консистенция текуче- и мягкопластичная, анизотропия слабая.

Слабое набухание в ненарушенном и нарушенном сложениях коррелируется с ранним и средним диагенезом, наличием преимущественно ближних коагуляционных и реже

Таблица 1

**Классификация глинистых пород по признаку набухания
в нарушенном и ненарушенном сложениях**

Класс глинистых пород	Группа глинистых пород (характерные контакты)	Стадия литогенеза	Поведение породы при взаимодействии с раствором	
			в ненарушенном сложении (стенок скважины)	в нарушенном сложении (шлама)
1	1-я (коагуляционные дальние и ближние контакты, реже переходные)	Ранний и средний диагенез	Не набухают или очень слабо набухают. Наблюдаются текучесть, тиксотропия, высокая пластичность	Распад на мелкие куски, быстрое диспергирование до коллоидных фракций
2	2-я (переходные контакты с большой долей ближних коагуляционных и фазовых)	Средний и поздний диагенез	Среднее и сильное набухание. При увлажнении наблюдается высокая пластичность	Среднее и сильное набухание. Распад на мелкие куски, быстрое диспергирование до коллоидных фракций
	3-я (смешанные коагуляционно-фазовые контакты)	Поздний диагенез, частично катагенез	Слабое набухание	Сильное набухание
3	4-я группа (фазовые контакты цементационной и кристаллизационной природы с небольшой долей ближних коагуляционных и переходных контактов)	Катагенез и частично метагенез	Слабое набухание с уменьшением	Интенсивность набухания растет
	5-я (фазовые контакты кристаллизационной природы)	Эпигенез (катагенез и метагенез)	Не набухают	Слабое набухание

переходных контактов по типу «базис – скол под углом». Схожесть свойств этих пород с глинистыми породами с коагуляционной микроструктурой позволяет данную микроструктуру, несмотря на присутствие смешанных контактов, рассматривать как коагуляционную. На необходимость объединения этих глинистых пород в *1-ю группу* указывает и их поведение в ненарушенном и нарушенном сложениях при контакте с буровым раствором.

Структура среднedisперсных средней ориентации морских, ледниковых, аллювиальных и озерных средних и легких глин, тяжелых, средних и легких суглинков от голоценового возраста Q_4 до позднечетвертичного возраста J_3 (Q_4 - J_3) сложена микроагрегатами размером 5...8 мкм. Преобладают гидрослюда и смешаннослойные минералы, реже встречаются монтмориллонит и хлорит. Содержание глинистого вещества составляет 13...38 %, пористость – 33...53 %, влажность – 28...44 %, дисперсность – 0,85...1,1. Консистенция тугопластичная, характер деформирования упруго-вязкий с хрупко-пластичным разрушением. Наблюдается анизотропия прочностных и деформационных свойств.

Среднее набухание в ненарушенном и нарушенном сложениях указывает на средний и поздний диагенез и на наличие преимущественно ближних коагуляционных контактов при заметном увеличении доли переходных и реже фазовых контактов по типам «базис – базис» и «базис – скол под углом». Данная микроструктура объединяет глинистые породы со смешанными контактами и образует *2-ю группу*, которая по своим свойствам и поведению в ненарушенном и нарушенном сложениях при контакте с буровым раствором отличается от пород 1-й группы с коагуляционными контактами (см. табл. 1).

Структура среднелитифицированных среднedisперсных высокой ориентации морских средних и легких глин от среднечетвертичного Q_2 до раннекаменноугольного C_3 возрастов (Q_2 - C_3) сложена микроагрегатами листообразной формы размерами до 10 мкм и толщиной до 0,4 мкм. Преобладают монтмориллонит (до 70 %), гидрослюда и смешаннослойные минералы. Содержание глинистого вещества составляет 36...51 %, пористость – 41...54 %, влажность – 27...63 %, дисперсность – 0,82...0,93. Консистенция тугопластичная, возрастает доля

упругих деформаций. Наблюдается анизотропия прочностных и деформационных свойств.

Сильное интенсивное набухание в ненарушенном и нарушенном сложениях указывает на средний и поздний диагенез и на наличие преимущественно переходных с подчиненным значением ближних коагуляционных и фазовых контактов по типам «базис – базис» и «базис – скол под углом». Большое содержание в глинистом веществе монтмориллонита увеличивает интенсивность и степень набухания. Глинистые породы со смешанными контактами данной микроструктуры объединены во 2-ю группу, которая по своим свойствам и поведению в ненарушенном и нарушенном сложениях при контакте с буровым раствором очень сильно отличается от пород 1-й группы с коагуляционными контактами (см. табл. 1).

Структура средне- и высоколитифицированных крупнодисперсных средней ориентации морских, ледниковых, озерно-ледниковых и аллювиальных грубо- и полидисперсных средних и легких глин, тяжелых средних и легких суглинков позднечетвертично-голоценового возраста (Q_3 - Q_4) сложена кварцевыми зернами размером 30...60 мкм, которые покрыты оксидами железа или глинистыми «рубашками». Если порода представляет собой легкую глину или тяжелый суглинок, то пылеватые частицы, как правило, не контактируют друг с другом, а располагаются в глинистой массе. В средних суглинках глинистые частицы сосредоточены на поверхности пылеватых зерен. Преобладают гидрослюда и смешаннослойные минералы с небольшими примесями хлорита, каолинита и монтмориллонита. Содержание глинистого вещества составляет 33 %, пористость – 27...46 %, влажность – 13...38 %, дисперсность – 1,2...2,35. Консистенция тугопластичная, характер деформирования упруго-вязкий с хрупко-пластичным разрушением. Наблюдается слабая анизотропия прочностных и деформационных свойств.

Сильное набухание в ненарушенном и нарушенном сложениях свидетельствует о среднем и позднем диагенезе и наличии преимущественно переходных с большой долей ближних коагуляционных и фазовых контактов по типам «базис – базис» и «базис – скол под углом». Уменьшение содержания в глинистом веществе монтмориллонита немного снижает интенсивность и степень набухания. Глинистые породы

со смешанными контактами данной микроструктуры по своим свойствам и поведению в ненарушенном и нарушенном сложениях при контакте с буровым раствором идентичны породам 2-й группы (см. табл. 1).

Структура средне- и высоколитифицированных крупнодисперсных высокой ориентации морских, озерно-ледниковых и аллювиальных средних и легких глин, тяжелых суглинков от позднечетвертичного Q_3 до среднекаменноугольного C_2 возрастов (Q_3 - C_2) сложена микроагрегатами размером 12...15 мкм, встречаются зерна до 30 мкм, покрытые глинистыми «рубашками». Преобладают гидрослюда и смешаннослойные минералы с небольшими примесями хлорита и каолинита. Содержание глинистого вещества составляет 34 %, пористость – 36...40 %, влажность – 20...36 %, дисперсность – 1,39...1,6. Консистенция тугопластичная, характер деформирования упруго-вязкий с хрупким разрушением. Наблюдается анизотропия прочностных и деформационных свойств.

Слабое набухание в ненарушенном сложении и высокое при нарушенном указывает на поздний диагенез и преобладание коагуляционно-фазовых контактов по типу «базис – базис» и «базис – скол под углом». Увеличение доли фазовых контактов сказывается на снижении набухания в ненарушенном сложении. Благодаря своим отличительным особенностям эти глинистые породы образуют 3-ю группу, характерную для коагуляционно-фазовых контактов. Глинистые породы с коагуляционно-фазовыми контактами по своим свойствам и поведению в ненарушенном и нарушенном сложениях при контакте с буровым раствором отличаются от других глинистых пород со смешанными контактами (см. табл. 1).

Из-за существенных различий в свойствах и поведении в ненарушенном и нарушенном сложениях при взаимодействии с буровым раствором глинистые породы со смешанными контактами разделены на три группы (см. табл. 1):

- тонкодисперсные средней и высокой ориентации в стадии раннего и среднего диагенеза определены в 1-ю группу с коагуляционными контактами;
- среднедисперсные средней и высокой ориентации и крупнодисперсные средней ориентации в стадии среднего и позднего диагенеза определены во 2-ю группу

со смешанными преимущественно переходными контактами с большой долей ближних коагуляционных и фазовых контактов;

- крупнодисперсные высокой ориентации в стадии позднего диагенеза определены в отдельную 3-ю группу со смешанными коагуляционно-фазовыми контактами.

Третий класс микроструктур (кристаллизационно-цементационные контакты) характеризуется высокой прочностью на сжатие ($R_{c\perp} > 0,5$ МПа) и прочностью индивидуальных контактов между структурными элементами от 10^{-7} до 10^{-5} Н. Параметр $\varepsilon_v/\varepsilon_0$ изменяется в диапазоне от 0,53 до 1, а $\tau_{\max\perp}/\tau_{\min\perp}$ – в диапазоне от 4,5 до 65. Упруго-вязкий или упругий характер деформирования с хрупким разрушением обусловлен присутствием преимущественно фазовых контактов кристаллизационной и цементационной природы. Тем не менее надо учитывать, что некоторые контакты прочностью до 10^{-7} Н могут быть отнесены к категории переходных, в которых также возможно присутствие небольшого числа ближних коагуляционных контактов.

Подобная микроструктура характерна для морских глин высокой и реже средней степени литификации, а также глинистых сланцев, аргиллитов и алевролитов. Возраст отложений может изменяться от позднечетвертичного Q_3 до протерозойского PR_3 .

Структура высоко- (реже средне-) литифицированных тонкодисперсных высокой ориентации морских тяжелых глин позднечетвертичного Q_3 и позднепалеогенового P_3 возрастов (Q_3 - P_3) и среднедисперсных средних и легких глин, глинистых сланцев, аргиллитов ранненеогенового N_1 и раннекембрийского ϵ_1 возрастов (N_1 - ϵ_1) состоит из листоватых микроагрегатов размером 3...6 мкм и толщиной до 0,3 мкм, а также из пылеватых зерен размером 6...15 мкм. Преобладают гидрослюда, смешаннослойные минералы, монтмориллонит, примеси хлорита и каолинита. Содержания глинистого вещества составляют 30...65 и 30...55 %, пористость – 47...56 и 5...51 %, влажность – 31...39 и 3...49 %, дисперсность 0,5...0,7 и 0,8...1,1 у тонкодисперсных и среднедисперсных пород соответственно. Консистенция полутвердая и твердая, характер деформирования упруго-вязкий или упругий с хрупким разрушением. Породы обладают высокой анизотропией прочностных и деформационных свойств.

У глинистых пород при переходе от тонкодисперсных микроструктур в среднедисперсные наблюдаются снижение набухания от слабого до полного исчезновения в ненарушенном сложении и увеличение набухания от некоторого возрастания до более интенсивного в нарушенном сложении. Это указывает на то, что глинистые породы с тонкодисперсной микроструктурой прошли стадию катагенеза, а со среднедисперсной – стадии катагенеза и частично метагенеза, обуславливающие развитие преимущественно фазовых контактов с определенной долей ближних коагуляционных и переходных контактов в основном по типу «базис – базис». При переходе глинистых пород от тонкодисперсных микроструктур в среднедисперсные возрастает число фазовых контактов цементационной и кристаллизационной природы, а доля коагуляционных и переходных контактов существенно падает. Эти глинистые породы образуют 4-ю группу пород с фазовыми контактами с определенной долей ближних коагуляционных и переходных контактов.

Крупнодисперсные породы представлены высоколитифицированными морскими средними и легкими аргиллитоподобными глинами, аргиллитами, алевролитами позднеюрского J_3 и позднепротерозойского PR_3 возраста (J_3 - PR_3). Структура алевролитов состоит из микроагрегатов размером 15...30 мкм, аргиллитов – из агрегатов размером до 60 мкм и шириной до 6 мкм. В плотных аргиллитах и алевролитах пористость резко падает. Преобладают гидрослюда, смешаннослойные минералы. Содержание глинистого вещества составляет 35 %, пористость – 22...30 %, влажность – 7...24 %, дисперсность – 1,1...1,41. Консистенция твердая, характер деформирования упругий с хрупким разрушением. Породы обладают высокой анизотропией прочностных и деформационных свойств.

Глинистые породы этой категории не набухают в ненарушенном сложении и слабо набухают в нарушенном сложении, что указывает на стадию эпигенеза, обуславливающую развитие преимущественно фазовых контактов кристаллизационной природы по типу «базис – базис». Остальные контакты практически отсутствуют. Слабое набухание в нарушенном сложении объясняется крупным размером структурных элементов (микроагрегатов и агрегатов) и наличием фазовых контактов

кристаллизационной природы. Глинистые породы данной микроструктуры образуют 5-ю группу пород с фазовыми контактами кристаллизационной природы. Глинистые породы 4-й и 5-й групп ведут себя практически одинаково при взаимодействии с буровым раствором, за исключением проблем, связанных со слабым набуханием в ненарушенном сложении у глинистых пород 4-й группы. Отсюда и требования к буровым растворам для бурения интервалов глинистых пород 4-й и 5-й групп практически одинаковы.

Поскольку набухание глинистых пород характеризует ингибирующие и крепящие свойства раствора, признак набухания глинистых пород в нарушенном и не нарушенном сложении был взят за основу их поведения при взаимодействии с буровыми растворами с водной дисперсионной средой. Таким образом, все глинистые породы по признаку набухания в нарушенном и в ненарушенном сложении при взаимодействии с буровыми растворами с водной дисперсионной средой объединены в пять групп (см. табл. 1).

Приведенные выше сведения о глинистых породах – об их структурных особенностях и поведении при взаимодействии с буровым раствором – являются основой для выбора и разработки буровых растворов (табл. 2). Следовательно, при разработке и выборе буровых растворов необходимо учитывать

важнейшие особенности глинистых пород, а именно:

- морфометрические, геометрические и энергетические признаки микроструктур;
- наличие, тип и преобладание контакта;
- характер деформации и разрушения породы;
- набухание в ненарушенном и нарушенном сложениях;
- поведение стенок скважины и шлама при взаимодействии с буровым раствором на водной основе;
- степень литификации, стадии литогенеза (эти позиции спорные).

Некоторые характерные особенности глинистых пород подтверждаются или уточняются на основании анализа пробуренных скважин и осложнений на конкретном месторождении. Разработка и выбор бурового раствора для сложных геологических условий бурения без учета и предварительного анализа глинистых пород, залегающих в разрезе месторождения, могут привести к значительному превышению материальных и временных затрат, предусмотренных проектом строительства скважины.

При разработке бурового раствора важно учитывать современное состояние, т.е. состав, строение и свойства, глинистых пород, а не историю приобретения этого состояния во время стадий литогенеза, и, самое главное, на основании анализа выявить характер

Таблица 2

Требования к буровым растворам для бурения глинистых пород

Группа глинистых пород (см. табл. 1)	Проблемы и осложнения при взаимодействии породы с раствором	Требования к буровому раствору
1-я	1. Рост реологии и наработка раствора. 2. Сужение из-за течения увлажненных пород, вывалы, обвалы, эрозия	1. Усиление выносящих свойств. 2. Увеличение плотности. 3. Увеличение реологии
2-я	1. Рост реологии и наработка раствора. 2. Сужение из-за набухания, вывалы, обвалы, эрозия	1. Усиление ингибирующих, инкапсулирующих и выносящих свойств (усиление крепящих свойств в рыхлых породах). 2. Низкое значение показателя фильтрации. 3. Увеличение реологии
3-я	1. Рост реологии и наработка раствора. 2. Незначительные осыпи	1. Усиление ингибирующих и инкапсулирующих свойств. 2. Среднее значение показателя фильтрации
4-я и 5-я	Осыпи, обвалы, каверны	1. Усиление крепящих свойств за счет всех показателей. 2. Повышение кольматирующих свойств. 3. Минимизация показателя фильтрации. 4. Увеличение реологии для уменьшения турбулентного воздействия на стенки скважины и улучшения выноса шлама. 5. Ввод сводообразующих материалов. 6. Регулирование плотности раствора

поведения глинистой породы в процессе строительства скважины при взаимодействии с буровым раствором. Важнейшими характеристиками глинистых пород, которые необходимо учитывать при выборе бурового раствора, являются контакты между структурными элементами, набухание и поведение в ненарушенном и нарушенном сложении, проблемы и осложнения в процессе строительства скважины.

Поскольку проблемы и осложнения, вызываемые глинистыми породами 1-й, 2-й и 3-й групп, отличаются друг от друга, то и требования, предъявляемые к буровому раствору для их предупреждения, также имеют отличительные особенности и поэтому распределены по каждой группе глинистых пород. А вот глинистые породы 4-й и 5-й групп, несмотря на их отличительные особенности, вызывают аналогичные проблемы и осложнения, и поэтому для их предупреждения к буровому раствору предъявляются идентичные требования.

Ниже кратко показаны проблемы, обусловленные глинистыми породами, и способы их нивелирования при выборе бурового раствора.

Выбор раствора для бурения глинистых пород разных групп

Глинистые породы 1-й группы залегают на небольшой глубине и в ненарушенном сложении находятся в гидратированном, набухшем и диспергированном состоянии, т.е. с большим содержанием влаги. В глинистых породах 1-й группы, находящихся в стадии раннего и среднего диагенеза, структурные элементы взаимодействуют посредством коагуляционных дальних и ближних и редко переходных контактов. Из-за высокого содержания влаги глинистые породы в ненарушенном сложении проявляют ярко выраженные текучесть и тиксотропные свойства. Текучесть увлажненных глинистых пород на стенках скважины напоминает поведения глинистого «теста» в динамике под нагрузкой. Из-за текучести глинистых пород периодически происходят сужения ствола скважины. Глинистые породы с коагуляционными контактами имеют низкую устойчивость на стенках скважины, они проявляют текучесть, разрушаются в виде вывалов и обвалов.

Свойства околоскважинного слоя глинистых пород практически не меняются после непосредственного контакта с буровым раствором, т.е. физико-химическое воздействие

бурового раствора на глинистые породы в стенках ствола скважины отсутствует либо настолько мало, что его влиянием можно пренебречь (с учетом небольшого времени контакта и интервала бурения). Циркуляция бурового раствора приводит к эрозионному разрушению стенок ствола скважины, причем чем выше турбулизация и скорость восходящего потока раствора, тем выше эрозионное разрушение. Сохранение устойчивости глинистых пород с коагуляционными контактами достигается за счет предотвращения их перетока в ствол скважины и эрозионного разрушения путем повышения плотности и реологических показателей бурового раствора соответственно. В рыхлых глинистых породах увеличение реологических показателей раствора существенно повышает устойчивость ствола стенок скважин. Показатель фильтрации бурового раствора практически не влияет на устойчивость глинистых пород с коагуляционными контактами, поэтому требования к показателю фильтрации невысоки. Из-за малой длительности контакта бурового раствора со стенками скважины влияние химического состава фильтрата также невелико, и им можно пренебречь.

Данные профилометрии ствола скважины показывают как сужения в интервалах с большим содержанием глинистого вещества, так и каверны в интервалах с малым содержанием глинистого вещества в рыхлых глинистых породах, песках и т.д. Следовательно, для сохранения устойчивости глинистых пород 1-й группы необходимо использовать высоковязкие растворы с требуемой плотностью. Для увеличения вязкости раствора целесообразно использовать глинопорошки и полимеры.

Глинистые породы 1-й группы в нарушенном сложении (выбуренный или обвальная шлам) под влиянием гидравлических, механических, термобарических и др. воздействий быстро распадаются на более мелкие куски, диспергируются до структурных элементов, представленных преимущественно глинистыми частицами. Бурение в глинистых породах с коагуляционными контактами можно сравнить с обработкой бурового раствора предварительно гидратированным «тестом» или пастой из глинопорошка. В процессе бурения происходит интенсивный рост реологии и наработка бурового раствора. Этап интенсивного роста реологических показателей бурового раствора соответствует увеличению диспергирования

шлама до коллоидных частиц. Поскольку глинистые породы с коагуляционными контактами находятся в предварительно гидратированном и набухшем состоянии, то снижение скорости диспергирования до коллоидных размеров путем усиления ингибирующих свойств бурового раствора малоэффективно. С другой стороны, увеличение реологических показателей раствора обеспечивает вынос шлама на поверхность прежде, чем произойдет его диспергирование, однако это создает дополнительную нагрузку на очистные устройства, резко снижая их эффективность.

На начальном этапе строительства скважины ощущается недостаток в буровом растворе, поэтому при бурении поддерживают наработку путем разбавления буровых растворов. Реологические показатели раствора выбирают исходя из условий обеспечения эффективной очистки ствола скважины от шлама. Поскольку бурение глинистых пород 1-й группы осуществляется долотами большого диаметра (так как эти породы залегают на небольшой глубине), существует проблема неудовлетворительной транспортировки шлама на поверхность, для решения которой увеличивают реологические показатели раствора. Неудовлетворительная транспортировка обвального и выбуренного шлама приводит к зашламлению ствола, к периодическим накоплениям «шламовых пробок» в стволе скважины, которые временами выносятся буровым раствором и перекрывают желобную систему, приводя к переливам (потерям) бурового раствора. На очистку желобной системы от «шламовых пробок» тратится значительное время.

Следовательно, для бурения интервалов глинистых пород с коагуляционными контактами целесообразно использовать буровые растворы требуемой плотности с высокими реологическими свойствами.

В глинистых породах 2-й группы, находящиеся в стадии среднего и позднего диagenеза, структурные элементы взаимодействуют преимущественно через переходные контакты с подчиненным значением коагуляционных ближних и фазовых. Глинистые породы 2-й группы со смешанной микроструктурой в ненарушенном сложении в среднеувлажненном состоянии при взаимодействии с буровым раствором восстанавливают гидратированность и интенсивно набухают. Интенсивность набухания зависит от содержания влаги

и набухающих минералов. Набухание околоскважинного слоя происходит быстро, по мере продвижения вглубь пласта набухание замедляется, так как набухшие слои блокируют проникновение фильтрата вовнутрь глинистой породы, в дальнейшем этот процесс приобретает определенную среднюю динамику, которая проявляется в виде сужений ствола с периодическими их проработками, вывалов и обвалов пристенных набухших слоев глинистой породы в ствол скважины. Часто это выглядит как зашламление ствола скважины с обильным выносом больших кусков увлажненной глинистой породы.

При хорошем выносе шлама вибросита с трудом справляются с очисткой раствора. Особенно часто это наблюдается после очередного подъема при спуске во время проработок. Проработки механическим скоблением провоцируют итак слабо удерживающиеся увлажненные глинистые слои на стенках скважины, и они лавинообразно вываливаются и обваливаются в ствол скважины. При этом возможны потеря циркуляции раствора, рост давления на стояке, затяжки, посадки и т.д. Сужение ствола в этом случае является следствием набухания глинистых пород, а не текучести, как для глин 1-й группы. И поэтому мероприятия для предотвращения сужения должны быть иными.

Глинистые породы, непосредственно контактирующие с буровым раствором, образуют околоскважинный слой определенной толщины, свойства которого отличаются от свойств пород в глубине пласта, т.е. физико-химическое воздействие бурового раствора распространяется на определенную толщину околоскважинного слоя глинистых пород в стенках ствола скважины. После воздействия даже самого совершенного бурового раствора устойчивость глинистых пород на стенках ствола скважины снижается. Для 2-й группы глинистых пород для минимизации отрицательного влияния бурового раствора необходимо привлечь все показатели и свойства, имеющие отношение к устойчивости ствола. Устойчивость ствола в глинистых породах 2-й группы зависит от многих факторов, например от соотношения переходных, коагуляционных и фазовых контактов, от влажности, от глубины, примесей, тектоники, пористости, температуры, содержания монтмориллонита и других набухающих минералов и т.д. Это говорит о разнообразии свойств глинистых пород 2-й группы.

Причем вклад каждого фактора в конкретном случае может оказаться значимым и решающим. Большое значение для глинистых пород 2-й группы приобретает анализ результатов бурения, осложнений, данных профилометрии, показателей и свойств бурового раствора, которые являются достаточно информативными с позиций определения устойчивости стенок скважины. В зависимости от превалирования того или иного фактора глинистые породы на стенках скважины могут проявлять длительную устойчивость, обеспечивая номинальный или близкий к номинальному диаметр ствола скважины. Поскольку эти глинистые породы имеют различный разброс показателей влажности, пористости, содержания монтмориллонита, большой диапазон залегания по глубине, а значит, различия в горном давлении, температуре и т.д., то с точки зрения избежания проявлений неустойчивого поведения стенок скважины большое значение будет иметь физико-химическое воздействие бурового раствора, поэтому рекомендуется усиливать крепящие и ингибирующие свойства бурового раствора. Усиление только ингибирующих свойств раствора может привести к серьезным осложнениям, связанным с нарушением устойчивости ствола скважины. Правильный выбор плотности бурового раствора также оказывает влияние на сохранение устойчивости. Минимизация эффектов поршневания и свабирования также окажет положительное влияние на устойчивость ствола скважины. Немаловажное значение для глинистых пород 2-й группы имеет показатель фильтрации: чем меньше, тем лучше. Большое значение приобретает химический состав фильтрата бурового раствора. Выбор ингибитора набухания осуществляется исходя из требования минимизации набухания глинистых пород в ненарушенном сложении.

При бурении глинистых пород 2-й группы возможно значительное снижение содержания глинистого вещества, особенно сильно это осложняет проходку сыпучих песков, водоносных рыхлых пород. В этих случаях необходимо увеличить крепящие свойства раствора, например, вводом определенных сводообразующих кольматантов.

Профилометрия ствола скважины показывает как сужения в интервалах с большим содержанием глинистого вещества, так и каверны в интервалах с малым содержанием

глинистого вещества в рыхлых глинистых породах, сыпучих песках и т.д. Большое влияние на кавернообразование оказывают эффекты поршневания и свабирования за счет наматывания сальников на элементах бурильной колонны.

Циркуляция бурового раствора может спровоцировать эрозионное разрушение увлажненных глинистых пород на стенках ствола скважины, причем турбулизация, пульсирующее течение раствора в местах уменьшения площади сечения кольцевого пространства, усиливает эрозионное разрушение. Поскольку эти глинистые породы залегают на разной глубине и их протяженность может быть значительной, они вызывают серьезные осложнения, связанные с сальнико- и желобообразованиями, затыжками, посадками, подклинками и т.д. В глинистых породах 2-й группы сальникообразования и желобообразования распространены повсеместно и приводят к тяжелым последствиям. Часто выносимые на поверхность сальники на калибраторах, долотах, муфтах труб представлены глинистой породой естественного сложения и имеют такую прочность и консистенцию, что с трудом удается их сбить.

Попадание выбуренной глинистой породы в процессе бурения в буровой раствор приводит к интенсивному росту реологических показателей за счет быстрой гидратации, набухания и диспергирования до коллоидной фракции. Причем интенсивность роста текучести и коллоидной фракции напрямую зависит от минерального состава глинистой породы. Глинистые породы 2-й группы с преимущественно переходными контактами с увеличением концентрации монтмориллонита в вещественном составе глин при попадании в буровой раствор в виде выбуренной или обвальной породы легко распадаются на мелкие куски, структурные элементы, быстро гидратируют, набухают и диспергируют до коллоидных размеров. При этом рост реологических показателей происходит мгновенно.

Для минимизации роста реологических показателей необходимо минимизировать гидратацию за счет усиления ингибирующих свойств в сочетании с инкапсулирующими и выносящими свойствами. Инкапсулирующие свойства значительно замедляют распад шлама на более мелкие куски, особенно при гидравлических и механических воздействиях бурового раствора в термобарических условиях в стволе скважины. А улучшение выносящих свойств

бурового раствора обеспечивает своевременную доставку шлама на очистные устройства, прежде чем шлам подвергается диспергированию. Ингибирующие свойства регулируют вводом ингибиторов набухания, причем ингибирующие и инкапсулирующие свойства должны взаимно усиливать друг друга. Инкапсулирующие свойства регулируют вводом полисахаридов. При оптимальном соотношении ингибиторов набухания и инкапсуляторов, а также выносящей способности раствора достигается минимизация распада шлама.

Таким образом, для сохранения устойчивости ствола и минимизации наработки высокие ингибирующие, инкапсулирующие и реологические свойства буровых растворов не противоречат, а взаимно дополняют друг друга. При наличии в разрезе рыхлых неустойчивых пород необходимо усилить крепящие свойства бурового раствора.

Третья группа глинистых пород представлена средне- и высоколитифицированными глинистыми породами позднего диагенеза с преимущественно коагуляционно-фазовыми контактами с большой долей переходных контактов. Преобладают гидрослюда и смешаннослойные минералы с небольшими примесями хлорита и каолинита. Консистенция тугопластичная, характер деформирования упруговязкий с хрупким разрушением. Наблюдается анизотропия прочностных и деформационных свойств. Слабое набухание в ненарушенном сложении и высокое при нарушенном указывают на преобладание коагуляционно-фазовых контактов по типам «базис – базис» и «базис – скол под углом». Увеличение доли фазовых контактов сказывается на снижении набухания в ненарушенном сложении.

Глинистые породы 3-й группы после вскрытия и взаимодействия с буровым раствором проявляют хорошую устойчивость. Свойства околоскважинного слоя глинистых пород, подвергшегося воздействию бурового раствора, практически не отличаются от свойств пород в глубине пласта, т.е. породы проявляют длительную устойчивость. На стабилизацию глинистых пород влияет плотность бурового раствора, а также ингибирующие свойства (химический состав фильтрата) и показатель фильтрации, причем значение показателя фильтрации может варьировать в широком диапазоне от 5...10 до 15...20 см³ за 30 мин без ухудшения устойчивости ствола

скважины. Требования к реологическим показателям исходят из обеспечения выноса шлама на поверхность. Однако с учетом пластичных свойств глинистых пород с коагуляционно-фазовыми контактами существует большая вероятность сальникообразований, особенно при бурении наклонно направленных стволов. Сальникообразования могут привести к нарушению устойчивости ствола скважины из-за проявления эффектов свабирования и поршневания. В наклонно направленных интервалах возникают желобообразования со всеми вытекающими проблемами.

Профилометрия ствола скважины характеризуется практически номиналом, за исключением небольших отклонений в сторону уменьшения и увеличения, причиной которых, по всей вероятности, являются перепады давления из-за свабирования и поршневания. Следовательно, с учетом достаточно хорошей устойчивости ствола скважины в интервалах глинистых пород 3-й группы для безопасного бурения с позиций сохранения их устойчивости достаточно применять ингибирующие буровые растворы со средними значениями показателя фильтрации. Реологические свойства раствора поддерживаются на минимально допустимом уровне исходя из условий обеспечения выноса шлама на поверхность.

Быстрая гидратация и интенсивное набухание в нарушенном сложении приводят к росту реологических свойств бурового раствора в процессе бурения глинистых пород 3-й группы. С набуханием минералов буровой раствор густеет, и вследствие этого растет его наработка. Глинистые породы с коагуляционно-фазовыми контактами после разрушения долотом, интенсивного гидравлического воздействия раствора на них с насадок долота и в дальнейшем при транспортировке по стволу на поверхность при различных сдвиговых напряжениях раствора в кольцевом пространстве легко распадаются на структурные элементы, быстро гидратируют, набухают и диспергируют до коллоидных фракций.

Для минимизации текучести необходимо усиление как ингибирующих, так инкапсулирующих свойств. Ингибирующие свойства регулируют вводом ингибиторов. Инкапсулирующие свойства регулируют с целью минимизации распада и диспергирования глинистого шлама при его транспортировке на поверхность вводом полимеров, в основном полисахаридов.

Таким образом, с точки зрения сохранения устойчивости ствола и минимизации наработки бурового раствора его ингибирующие и инкапсулирующие свойства не противоречат, а взаимно дополняют друг друга.

Глинистые породы 4-й и 5-й групп. Цементационно-кристаллизационная микроструктура включает высоколитифицированные глинистые породы 4-й и 5-й групп и реже среднелитифицированные породы 4-й группы. В плотных глинах, глинистых сланцах, аргиллитах и алевролитах 4-й группы кроме фазовых контактов цементационной и кристаллизационной природы возможно присутствие небольшого числа переходных и ближних коагуляционных контактов, тогда как в аргиллитоподобных глинах, аргиллитах и алевролитах 5-й группы присутствуют только фазовые контакты кристаллизационной природы.

В глинистых породах 4-й группы при переходе от тонкодисперсных микроструктур к среднелитифицированным возрастает количество фазовых контактов цементационной и кристаллизационной природы, а доля коагуляционных и переходных контактов существенно падает, что сказывается на свойствах пород: в ненарушенном сложении наблюдается снижение набухания от слабого до полного исчезновения.

В плотных аргиллитах и алевролитах пористость резко падает. Преобладают гидрослюда, смешаннослойные минералы. Твердая консистенция, упругий характер деформирования с хрупким разрушением указывают на развитие фазовых контактов с кристаллизационной и цементационной микроструктурой. Породы обладают высокой анизотропией прочностных и деформационных свойств. Для этих глинистых пород характерны высокая степень литификации и отсутствие набухания в ненарушенном сложении.

После вскрытия глинистые породы 4-й и 5-й групп склонны к растрескиванию и быстрому распространению микротрещин по стволу в околоскважинном слое и вглубь пласта под воздействием бурового раствора. Это часто проявляется в виде осыпаний глинистых пород (обычно в виде пластин разных размеров и форм и чешуек) с различной интенсивностью. Для сохранения устойчивости глинистых пород 4-й и 5-й групп на стенках ствола скважины кроме плотности бурового раствора важная роль принадлежит показателю фильтрации,

режиму течения в кольцевом пространстве и реологическим показателям. Показатель фильтрации должен иметь минимальное значение: чем меньше, тем лучше. Режим течения должен иметь щадящий характер – ламинарный, без пульсаций и турбулизаций. С этих позиций повышение реологических показателей благотворно повлияет на устойчивость ствола скважины.

Важнейшая роль в сохранении устойчивости ствола скважины принадлежит крепящему свойству буровой жидкости. Регулирование крепящих свойств раствора осуществляют путем полимерной стабилизации (в основном полисахаридами, при высокой температуре – поливинилпирролидоном), вводом гидрофобных и гидрофильных кольматантов как для перекрытия и заполнения микротрещин, так и для структурирования молекул воды за счет заполнения водных каркасов. Весьма эффективным при этом является использование сводообразующих кольматантов, предварительно гидрофобизированных в различных составах. Таким образом можно использовать гидрофобные составы с карбонатными материалами различных фракций, асбест и др.

Практически отсутствующая способность к набуханию у этих глинистых пород смягчает требования к ингибирующим свойствам. Однако развитие коагуляционных и переходных контактов у глинистых пород 4-й группы способно привести к незначительному набуханию, что может оказаться достаточным для возникновения и распространения напряжений в околоскважинном слое по всем направлениям с последующим его осыпанием. Поэтому с целью предотвращения подобных сценариев целесообразно применять ингибирующие системы, использование которых повышает требования к усилению крепящих свойств раствора. К тому же, глинистые породы 4-й и 5-й групп встречаются в виде небольших пропластков в глинистых породах 3-й и 2-й групп, а в этих глинистых породах применение ингибирующих растворов обязательно.

Среди всех рассмотренных групп глинистых пород сохранение устойчивости ствола скважины в потенциально неустойчивых глинисто-аргиллитовых породах 4-й и 5-й групп является самой сложной задачей. Потеря устойчивости проявляется в виде интенсивных осыпей, обвалов в течение длительного времени с образованием больших каверн. Известные

на практике интенсивные осыпания аргиллитов в виде пластин и чешуек являются причиной недохода инструмента и геофизических приборов до забоя скважины, зашламливания ствола скважины, трудностей при наращивании, разного рода посадок, подклинок, роста давления, обильного выноса шлама и т.д., и т.п. Все это приводит к ухудшению замещения бурового раствора цементным и к некачественному креплению.

Для предупреждения этих осложнений:

- усиливают крепящие свойства за счет полимерной стабилизации, повышения кольматирующих свойств (гидрофобные и гидрофильные кольматанты);
- предпочтительнее ввод кольматантов осуществлять после их гидрофобизации в нефти;
- ввод сводообразующих кольматирующих материалов предпочтительнее осуществлять после их гидрофобизации в нефти;
- вводят высоковязкую нефть с доведением концентрации до 5...15 % без ПАВ-эмульгатора;
- минимизируют показатель фильтрации;
- увеличивают реологические показатели для снижения пульсаций и турбулентного воздействия на стенки скважины;
- регулируют плотность раствора.

Профилометрия ствола скважины показывает каверны различного диаметра по глубине ствола. Кавернообразование возрастает за счет перепадов давления на стенки скважины из-за свабирования и поршневания. С позиций роста реологических свойств и наработки влияние глинистых пород 4-й и 5-й групп минимально, поэтому ингибирующие свойства поддерживают исходя из мощности отложений тех или иных глинистых пород в данном открытом интервале бурения.

Следовательно, для сохранения устойчивости ствола предпочтительнее использовать буровые растворы с высокими реологическими свойствами, с крепящими и кольматирующими свойствами, с минимальным показателем фильтрации.

Обоснование тестов для испытаний буровых растворов

Заключительный этап разработки и выбора бурового раствора включает проведение различных тестов, основанных на взаимодействии

исследуемого раствора с образцами глинистых пород, слагающих геологический разрез месторождения. В существующих методиках проведения испытаний заведомо допускаются грубые нарушения, а именно не учитывают влияния структурных контактов на поведение глинистых пород в ненарушенном и нарушенном сложениях [6]. Известно, что поведение глинистых пород в ненарушенном и нарушенном сложениях определяется типом контактов между структурными элементами. Глинистые породы с фазовыми структурными контактами в ненарушенном сложении не набухают, а после нарушения структурных связей приобретают способность к набуханию, хотя имеются исключения, как, например, глинистые породы 5-й группы, которые даже после нарушения структурных связей не набухают. Глинистые породы с переходными контактами в ненарушенном сложении набухают сильнее, чем глины с коагуляционными и фазовыми контактами [11]. Очевидно, при проведении тестов на устойчивость глинистых пород на стенках ствола скважины не допускается их испытание после предварительного диспергирования, так как это противоречит условиям поведения глинистых пород на стенках скважины при строительстве скважин. К примеру, при определении устойчивости к воде мраморных плит невозможно себе представить испытание после их предварительного диспергирования, очевидно, что если необходимо провести такие испытания, то они проводятся с мраморной плиткой без разрушения структурных контактов.

Существенное влияние на набухание оказывает влажность глинистой породы: чем ниже влажность, тем больше влаги она поглощает и тем быстрее идет процесс набухания. Однако естественная влажность глинистой породы в проводимых испытаниях не учитывается.

Существуют методики проведения тестов на основе отобранного шлама. Отобранный шлам высушивают, диспергируют, из него готовят образцы таблеток и далее проводят испытания согласно методике. Проводимые таким образом испытания противоречат реальным условиям строительства скважин.

Теперь, имея на вооружении разработанную классификацию, позволяющую прогнозировать поведение глинистых пород, выделим тесты, позволяющие обосновать

Таблица 3

Рекомендуемые тесты для выбора состава, свойств и показателей бурового раствора при бурении глинистых пород

Критерий оценки бурового раствора	Оценка свойств раствора	
	ингибирующих	крепящих
1. Показатель коллоидной фракции	Применимы для всех глинистых пород	Нет
2. Показатель наработки раствора в процессе бурения глинистого интервала (проверочный показатель ингибирующих свойств)		
3. Набухание диспергированного образца из глинистой породы	Частично применимы для глинистых пород со смешанными контактами	Нет
4. Набухание натурального керна из глинистой породы		
5. Показатель разрушения натурального керна из глинистой породы	Нет	Применимы для оценки крепящих свойств раствора по отношению к глинистым породам
6. Показатель деформации натурального керна из глинистой породы		
7. Коэффициент кавернозности (проверочный показатель крепящих свойств)	Нет	Применим для оценки крепящих свойств раствора по отношению к глинистым и неглинистым породам

целесообразность применения того или иного бурового раствора. Основные рекомендуемые тесты для разработки и выбора состава, свойств и показателей буровых растворов при бурении глинистых пород приведены в табл. 3. Кроме тестов рекомендованы проверочные показатели, оцениваемые по промысловым результатам. Проверочные показатели позволяют оценить правомерность проводимых тестов.

Хочется отметить, что при разработке буровых растворов для бурения в глинистых отложениях некоторые исследователи широко используют материалы исследований глинистых пород инструментальными методами, такими как дифракция рентгеновских лучей (минералогический состав), электронно-сканирующая микроскопия (минералогический состав), спектроскопия в рентгеновских лучах (химический состав), электрокондуктометрия (влажность), пикнометрия (плотность), жидкостная экструзионная порозиметрия (пористость), определение обменной емкости, прокаливание (потеря массы). Для проведения этих исследований требуется применение дорогого оборудования с привлечением высококвалифицированного персонала. Однако использование результатов этих исследований для выбора бурового раствора при строительстве скважин в глинистых отложениях не гарантирует положительного результата и носит рекламный характер, о чем свидетельствуют практические результаты.

В заключение отметим, что разработка и выбор бурового раствора для строительства скважины в сложных геолого-технических условиях бурения осуществляется в комплексе с учетом аномально высоких и низких пластовых давлений, высоких температур, наличия глинистых отложений с неустойчивым поведением, соленосной толщи с пропластками неустойчивых глинисто-аргиллитовых пород и рапопроявлений, агрессивных компонентов в пластовом флюиде (сероводорода и углекислого газа) и т.д. Такими сложными геолого-техническими условиями бурения характеризуется Астраханское газоконденсатное месторождение (АГКМ). Практика строительства эксплуатационных скважин на АГКМ показала, что поликатионные буровые растворы «Катбурр» превосходят все известные буровые растворы с водной дисперсионной средой как при бурении глинистых отложений, так и в солевых и подсолевых отложениях [6, 8]. При разработке модификаций поликатионных буровых растворов использовались описанные в данной статье подходы к поведению глинистых пород и рекомендуемые тесты, что свидетельствует о правильности выбранного направления [8, 9].

Выводы

1. Разработана классификация, позволяющая прогнозировать поведение глинистых пород, проблемы, связанные с ними, определить требования к буровому раствору и разработать

буровой раствор для строительства скважины в глинистых отложениях.

2. На основе разработанной классификации рекомендованы тесты для оценки ингибирующих и крепящих свойств буровых растворов и проверочные промысловые показатели.

3. Созданы и успешно применяются модификации поликатионных буровых растворов для бурения глинистых пород в сложных геолого-технических условиях с учетом разработанных подходов и рекомендаций.

Список литературы

1. Ангелопуло О.К. Буровые растворы для осложненных условий / О.К. Ангелопуло, В.М. Подгорнов, В.Э. Аваков. – М.: Недра, 1988. – 135 с.
2. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов / Э.Г. Кистер. – М.: Недра, 1972. – 392 с.
3. Новиков В.С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин / В.С. Новиков. – М.: Недра, 2000. – 270 с.
4. Городнов В.Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении / В.Д. Городнов. – М.: Недра, 1984. – 229 с.
5. Васильченко С.В. Современные методы исследования проблемы неустойчивости глинистых пород при строительстве скважин / С.В. Васильченко, А.Г. Потапов, А.Н. Гноевых. – М.: ИРЦ Газпром, 1998. – 83 с.
6. Гайдаров А.М. Поликатионные буровые растворы с ингибирующими и крепящими свойствами / А.М. Гайдаров, А.А. Хуббатов, А.Д. Норов и др. // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2016. – № 1. – С. 36–41.
7. Гайдаров М.М.-Р. Устойчивость глинистых пород при строительстве скважин: науч.-техн. обзор / М.М.-Р. Гайдаров, Д.Г. Бельский, Д.В. Изюмченко и др. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – 100 с.
8. Гайдаров А.М. Опыт применения модификаций Катбурр на Астраханском ГКМ / А.М. Гайдаров, А.А. Хуббатов, М.М.-Р. Гайдаров // Инженер-нефтяник. – 2018. – № 2. – С. 15–21.
9. Гайдаров М.М.-Р. Рекомендации по оценке ингибирующих и крепящих свойств бурового раствора / М.М.-Р. Гайдаров, А.А. Хуббатов, А.М. Гайдаров и др. // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 2. – С. 33–38.
10. Осипов В.И. Микроструктура глинистых пород / В.И. Осипов, В.Н. Соколов, Н.А. Румянцев; под ред. акад. Е.М. Сергеева. – М.: Недра, 1989. – 211 с.
11. Трофимов В.Т. Грунтоведение / В.Т. Трофимов, В.А. Королев, Е.А. Вознесенский и др. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: МГУ, 2005. – 1024 с.

Choosing mud fluids to drill argillaceous deposits

A.M. Gaydarov¹, V.A. Mnatsakanov², U.S. Karabalin³, N.T. Kadyrov², M.M.-R. Gaydarov^{2*}

¹ TOO «Asia Petro Service», site 91/5, Industrial zone no. 6, Aktau, Mangystau region, Kazakhstan
² Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

³ KAZENERGY, Block B, Bld. 17, Kabanbay Batyr ave., Astana, Kazakhstan

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

Abstract. While drilling the argillaceous deposits, swelling of a drilling mud and violation of a wellbore always occur. To escape these troubles, the inhibiting and fastening drilling fluids are used. In spite of the oldness of this problem, creation and selection of a proper drilling fluid is still topical. During the interaction with a drilling fluid, behavior of clay rocks either on the walls of a well or in a sludge form is determined mostly by a prevailing type of contacts between the structural elements of clays and by the properties of the mud. Information about the structural features of rocks and their behavior together with a drilling mud formed a basis for classifying the argillaceous rocks and selecting optimal drilling fluids.

The types of contacts between the structural elements of a clay rock, swelling and behavior in violated and not-violated states, complications in course of well construction should be considered while selecting a proper drilling mud. Consequently, authors have worked out a classification which enables forecasting of the clays behavior, defining the requirements for drilling fluids and developing a proper mud for construction of a particular well. On the grounds of this classification, the tests for assessing the inhibiting and fastening abilities of muds and controlling the field

parameters are developed. In addition, few modifications of the polycationic drilling muds are being successfully applied for drilling the argillaceous deposits in difficult geological and technical conditions.

Keywords: drilling fluids, cationic polymers, coagulation, high temperature, solution indicators, aggression.

References

1. ANGELOPULO, O.K., V.M. PODGORNOV, V.E. AVAKOV. *Drilling muds for complicated conditions* [Burovyye rastvory dlya oslozhnennykh usloviy]. Moscow: Nedra, 1988. (Russ.).
2. KISTER, E.G. *Chemical treatment of drilling muds* [Khimicheskaya obrabotka burovnykh rastvorov]. Moscow: Nedra, 1972. (Russ.).
3. NOVIKOV, V.S. *Rigidity of argillaceous rocks at well drilling* [Ustoychivost glinistykh porod pri burenii skvazhin]. Moscow: Nedra, 2000. (Russ.).
4. GORODNOV, V.D. *Physical-chemical methods for preventing troubles during drilling* [Fiziko-khimicheskiye metody preduprezhdeniya oslozhneniy v burenii]. Moscow: Nedra, 1984. (Russ.).
5. VASILCHENKO, S.V., A.G. POTAPOV, A.Y. GNOYEVYKH. *Modern methods to study rigidity of argillaceous rocks when constructing wells* [Sovremennyye metody issledovaniya problem neustoychivosti glinistykh porod pri stroitelstve skvazhin]. Moscow: IRTs Gazprom, 1998. (Russ.).
6. GAYDAROV, A.M., A.A. KHUBBATOV, A.D. NOROV et al. Polycationic drilling muds with inhibiting and binding properties [Polikationnyye burovyye ratvory s ingibiruyushchimi i krepyashchimi svoystvami]. *Vestnik Assotsiatsii Burovykh Podryadchikov*. 2016, no. 1, pp. 36–41. ISSN 2073-9877. (Russ.).
7. GAYDAROV, M.M.-R., D.G. BELSKIY, D.V. IZYUMCHENKO et al. *Rigidity of argillaceous rocks at construction of wells* [Ustoychivost glinistykh porod pri stroitelstve skvazhin]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. (Russ.).
8. GAYDAROV, A.M., A.A. KHUBBATOV, M.M.-R. GAYDAROV. Practice of “Katburr” modifications application at Astrakhan gas-condensate field [Opyt primeneniya modifikatsiy “Katburr” na Astrakhanskom GKM]. *Inzhener-neftyanik*, 2018, no. 2, pp. 15–21, ISSN 2072-7232. (Russ.).
9. GAYDAROV, M.M.-R., A.A. KHUBBATOV, M.M.-R. GAYDAROV et al. Recommendations for evaluation of inhibiting and strengthening (casing) properties of the drilling fluid [Rekomendatsii po otsenke ingibiruyushchikh i krepyashchikh svoystv burovogo rastvora]. *Neftyanoye Khozyaystvo*, 2019, no. 2, pp. 33–38, ISSN 0028-2448. (Russ.).
10. OSIPOV, V.I., V.N. SOKOLOV, N.A. RUMYANTSEV. *Microstructure of argillaceous rocks* [Mikrostruktura glinistykh porod]. Moscow: Nedra, 1989. (Russ.).
11. TROFIMOV, V.T., V.A. KOROLEV, YE.A. VOZNESENSKIY et al. *Soil science* [Gruntovedeniye]. 6th ed. revised. Moscow: Moscow State University, 2005. (Russ.).

УПРАВЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ И ЦЕЛОСТНОСТЬЮ ГАЗОПРОВОДОВ

УДК 620.197

Применение передовых способов коррозионных исследований при оценке влияния моноэтиленгликоля на углекислотную коррозию газопроводов морских месторождений

Д.Н. Запевалов¹, Р.К. Вагапов^{1*}, К.А. Ибатуллин¹, Д.С. Федотов¹, А.Д. Гайзуллин¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

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

Ключевые слова:

морской газопровод, скорость коррозии, локальные дефекты, коррозионные испытания, ингибитор гидратообразования, переменное смачивание, конденсация влаги, продукты коррозии, карбонат железа.

Тезисы. В статье представлены новые способы коррозионных испытаний, оптимально имитирующие агрессивные условия углекислотной коррозии в трубопроводах при эксплуатации морских газовых месторождений. Это особенно важно из-за расположения морских участков газопроводов и оборудования подводных добычных комплексов, которые ограничивают применение инструментальных средств коррозионного мониторинга их технического состояния. Существующие предиктивные модели расчета скоростей коррозии (NORSOK, де Ваарда – Миллиамса и др.) не могут быть признаны достоверными на газовых месторождениях из-за того, что они были разработаны и предназначены для условий нефтедобычи. Кроме того, такие модели расчета коррозии не учитывают основной и наиболее опасный в углекислотных средах фактор локализации коррозионных дефектов. Поэтому основным способом оценки опасности внутренней коррозии на подводных объектах добычи и транспортировки агрессивного газа является проведение имитационных испытаний. По результатам таких испытаний одним из отличительных факторов морских месторождений по сравнению с сухопутными является наличие в транспортируемой среде моноэтиленгликоля, используемого в качестве ингибитора гидратообразования. Его влияние на коррозионную агрессивность эксплуатационных условий и сред требует детального и отдельного рассмотрения. Получены данные о влиянии моноэтиленгликоля на общую и локальную углекислотную коррозию в двух наиболее опасных условиях: конденсации влаги и периодического смачивания жидкой фазой стенки газопровода. Определены пограничные концентрации моноэтиленгликоля, превышение которых существенно снижает скорость коррозии. Исследованы морфология получаемых продуктов коррозии (карбоната железа) и их способность к защите от коррозионного воздействия.

При эксплуатации газовых месторождений нередко возникают осложнения, связанные с агрессивным воздействием присутствующего в газе диоксида углерода (CO₂) [1]. Совместное действие транспортируемой вместе с газом конденсационной или пластовой воды способно привести к развитию внутренней углекислотной коррозии (УКК) газопроводов. Особую опасность УКК придает сложно предсказуемый локальный характер, связанный с образованием и развитием преимущественно дефектов в виде коррозионных язв и питтингов [2].

В мировой и российской практике несколько перспективных газовых месторождений, осложненных условиями УКК, располагаются на морском шельфе. Одним из российских регионов морской добычи газа является акватория о-ва Сахалин [3, 4]. Именно здесь, на Киринском газовом месторождении, эксплуатируется первый отечественный подводный добычный комплекс (ПДК) [5]. Планируется ввод в эксплуатацию соседнего Южно-Киринского газового месторождения [6]. Для надежного

функционирования ПДК к ним предъявляются повышенные требования в части безопасности работы, что связано с анализом внешних воздействий и решением геотехнических задач, регламентированием и проведением квалифицированного технического обслуживания и др. [6]. При этом одним из важнейших аспектов эксплуатации ПДК и морских газопроводов является защита от коррозии [7, 8] – как от наружной, так и от внутренней [9], но с учетом отличия морских объектов от наземных, т.е. риска внутренней УКК. Ключевыми особенностями именно морских газопроводов, влияющими на протекание внутренней коррозии, являются:

- отличия термобарических режимов транспортируемого извлеченного газа (быстрая транспортировка в морской среде);
- применение гликолей в качестве ингибиторов гидратообразования (на сухопутных газопроводах, как правило, применяется метанол, у которого концентрация в водно-спиртовой среде низкая и в среднем составляет 10...15 %);
- ограниченная возможность контроля коррозии средствами коррозионного мониторинга.

Ранее отмечалось [9], что в отношении рабочих режимов Киринского месторождения [5] условия эксплуатации газопроводов-шлейфов, манифольда и газосборных коллекторов характеризуются повышенной агрессивностью, связанной с присутствием CO_2 в добываемом и транспортируемом газе, повышенными температурами, наличием минерализованной водной фазы. В связи с этим для объектов Киринского месторождения, изготовленных из углеродистой и низколегированной сталей, необходима корректная оценка опасности УКК и защиты от нее. Широко известные предиктивные модели расчета прогнозных скоростей коррозии для условий добычи углеводородов (NORSOK [10], де Ваарда – Миллиамса [11] или др.) не могут быть применены на газовых месторождениях, поскольку они разрабатывались специально для нефтяных объектов (а именно с учетом постоянного контакта стали с жидкой средой). Включенные в них формулы расчета скорости УКК не учитывают особенностей агрессивных условий добычи и промысловой транспортировки газа, когда большая часть газопровода контактирует с коррозионно-агрессивной газовой фазой. Существенным ограничением предиктивных

моделей является то, что они предназначены для оценки только скорости общей ($K_{\text{общ}}$), а не локальной ($K_{\text{лок}}$) коррозии. При этом особую опасность имеет локальный характер УКК в условиях транспорта неочищенного и неосушенного газа [12].

Эксплуатация морских объектов с присутствием коррозионно-агрессивных компонентов в добываемой и транспортируемой продукции имеет свои особенности и ограничения по сравнению с аналогичными сухопутными месторождениями. В частности, из-за подводного расположения газопроводов морских месторождений использование средств коррозионного мониторинга там крайне ограничено [9]. Поэтому затруднено, а в ряде случаев невозможно оперативное получение данных о скорости внутренней коррозии на подводных участках трубопроводов посредством интрузивных средств и систем контроля коррозионного состояния. В таких условиях одним из рациональных и удобных способов оперативного анализа коррозии является получение данных по результатам имитационных испытаний с моделированием при этом основных агрессивных факторов и условий внутри морских газопроводов и их изменения во времени.

Ранее авторами обоснован выбор имитационных испытаний, моделирующих агрессивные факторы и режимы эксплуатации газопроводов, в том числе и с учетом условий морских месторождений [12]. Среди основных факторов, оказывающих существенное влияние на процессы внутренней коррозии, следует выделить присутствие и минеральный состав водной среды, парциальное давление CO_2 ($P(\text{CO}_2)$), диапазон температур (T) и др. На морских объектах, где в качестве ингибитора гидратообразования преимущественно используются соединения гликолевого ряда, важными факторами будут присутствие моноэтиленгликоля (МЭГ) и его концентрация ($C_{\text{МЭГ}}$) в водно-гликолевой среде [12, 13]. По данным Д.В. Клыжко и др. [14], $C_{\text{МЭГ}}$ в нерегенерированной жидкости, поступающей на береговой комплекс Киринского месторождения, составляет 50...60 %.

Эксплуатационные режимы нефтяных и газовых месторождений значительно отличаются друг от друга: в первую очередь, агрегатным состоянием углеводородной фазы, что будет сказываться на протекании внутренней коррозии и должно учитываться при проведении имитационных испытаний. Однако

большинство коррозионных исследований, как правило, связаны с условиями нефтепромысловых сред, когда испытания проводятся исключительно для варианта полного погружения стальных образцов в жидкую водную среду [15, 16].

Исходя из условий эксплуатации газопроводов подводного расположения можно выделить следующие варианты локализации мест развития внутренней коррозии: 1) по нижней образующей трубы (*англ.* bottom-of-line corrosion, BOL); 2) по верхней образующей трубы (*англ.* top-of-line corrosion, TOL); 3) на участках скопления жидкости (влаги) [9]. В свою очередь, поток жидкой фазы по нижней части трубы может находиться в движении, в статических условиях (при скоплении жидкости на пониженных участках, тупиковых и застойных участках) и в условиях переменного смачивания. Влияние на развитие УКК стали первых двух режимов постоянного смачивания в присутствии МЭГ в жидкости, транспортируемой по газопроводу, описано ранее [9, 12]. Однако взаимодействие стенки трубы с коррозионно-активной водной средой может быть переменным (непостоянным). Такое переменное воздействие может возникать при следующих условиях:

- при слабом выносе воды в первую очередь конденсационной природы;
- непостоянном характере выноса пластовых вод;
- изменении рельефа газопровода, например, когда водная среда неоднократно будет циклически подниматься, не достигая участков возвышения газопровода, и скатываться обратно, особенно при малой скорости потока среды.

Циклический возвратно-поступательный процесс смачивания внутренней стенки газопровода будет стимулировать постоянное и активное развитие УКК с локализацией коррозионных дефектов, особенно по границе раздела фаз «жидкость – газ», которая может менять свое расположение внутри трубного пространства. Для условий периодического смачивания авторами разработан специальный коррозионный стенд [17].

Исходя из имеющихся в открытом доступе данных [5, 14] авторами для проведения одного из циклов исследований выбраны условия, моделирующие среды и коррозионно-опасные факторы Киринского газового месторождения. Состав модельной пластовой воды

M1-1 (с общей минерализацией $24,5 \text{ г/см}^3$) приведен ранее [12].

По результатам испытаний в условиях переменного смачивания на коррозионном стенде в водно-гликолевом растворе (с различной $C_{\text{МЭГ}}$) на стальных образцах проведены исследования методом рентгеновской дифракции (XRD) образующегося на стали 09Г2С карбоната железа (сидерита, FeCO_3), основного продукта УКК. Известно [18, 19], что при XRD-анализе сидерит может иметь отличающиеся друг от друга параметры и профили рефлексов из-за его изоморфизма и различий в эксплуатационных условиях. Анализ показал, что на экспериментальных дифрактограммах после испытаний на коррозионном стенде в динамических условиях переменного смачивания в водной и водно-гликолевой средах в большинстве случаев наблюдались две модификации сидерита (на рефлексе присутствовали два максимума (пика)): в одной его модификации происходит замещение ионов Fe^{2+} на Ca^{2+} ($\text{Ca}_x\text{Fe}_y\text{CO}_3$), во второй – замещение ионов Fe^{2+} на Ca^{2+} , Mg^{2+} и Mn^{2+} . Данные коррелируют с результатами, полученными авторами в статических автоклавных условиях испытаний в схожих водно-гликолевых растворах [18]. Каждая экспериментальная линия на дифрактограмме характеризуется физическим уширением, определяемым факторами несовершенства структуры кристалла химического вещества. Это позволяет помимо определения степени замещения оценивать профиль рефлекса сидерита (табл. 1) по ширине рефлекса на половине абсолютной высоты, или полуширине (β). Основными параметрами, обуславливающими изменения ширины рефлексов, являются структурные особенности минералов (размер кристаллитов, микроискажения и дефекты кристаллической решетки). Поэтому значение β , являясь качественной и суммарной характеристикой всех структурных неоднородностей, может служить для сравнительной оценки защитных свойств продуктов коррозии, полученных в различных средах. Видно (см. табл. 1), что в чисто водной среде M1-1 ($C_{\text{МЭГ}} = 0 \%$) образуются две модификации нестехиометрического сидерита: $\text{Ca}_{0,04}\text{Fe}_{0,96}\text{CO}_3$ и $\text{M}_{0,07}\text{Fe}_{0,93}\text{CO}_3$, а $\beta = 0,315$. В водно-гликолевой среде увеличение $C_{\text{МЭГ}}$ от 25 до 75 % также способствует росту доли замещения ионов Fe^{2+} . Значения β при этом находятся в диапазоне от 0,175 до 0,279 и у исследованных образцов в разной степени отличаются

Таблица 1

Оценка изоморфных замещений в кристаллической структуре сидерита по данным XRD-анализа после испытаний на коррозионном стенде в водном / водно-гликолевом растворе при $P(\text{CO}_2) = 0,48$ МПа и $T = 60$ °C

$C_{\text{МЭГ}}, \%$	Пик, Å	Модификация 1	Параметры э.я.* , Å	Пик, Å	Модификация * 2	Параметры э.я.** , Å	β^{**} , град.
0	2,81	$\text{Ca}_{0,04}\text{Fe}_{0,96}\text{CO}_3$	$a = 4,7159;$ $c = 15,4435$	2,82	$\text{M}_{0,07}\text{Fe}_{0,93}\text{CO}_3$	$a = 4,7141;$ $c = 15,4936$	0,315
25	2,80	$\text{Ca}_{0,02}\text{Fe}_{0,98}\text{CO}_3$	$a = 4,7018;$ $c = 15,4060$	2,81	$\text{M}_{0,08}\text{Fe}_{0,92}\text{CO}_3$	$a = 4,7220;$ $c = 15,5110$	0,175
50	2,81	$\text{Ca}_{0,06}\text{Fe}_{0,94}\text{CO}_3$	$a = 4,7099;$ $c = 15,4795$	2,82	$\text{M}_{0,12}\text{Fe}_{0,88}\text{CO}_3$	$a = 4,7161;$ $c = 15,5785$	0,279
75	2,83	$\text{Ca}_{0,08}\text{Fe}_{0,92}\text{CO}_3$	$a = 4,7246;$ $c = 15,5114$	–	–	–	0,205

* $M = (\text{Ca}^{2+}, \text{Mg}^{2+}, \text{Mn}^{2+})$.

** Стандартные параметры для стехиометрического сидерита: $a = 4,6920$; $c = 15,3800$; $\beta = 0,08$.

от эталона, который для стехиометрического FeCO_3 составляет 0,08. Отличие от эталонных значений позволяет предположить, что это связано с изоморфизмом кристаллов сидерита и образованием его нестехиометрических форм с дефектами в кристаллической решетке. Заметим, что при $C_{\text{МЭГ}} = 75$ % образуется только одна модификация нестехиометрического сидерита. Это, по-видимому, связано с низкой долей воды и, соответственно, с малым содержанием катионов в 75%-ном водно-гликолевом растворе. Изоморфизм и внедрение Ca^{2+} , Mg^{2+} и Mn^{2+} в структуру осадка карбоната железа сказываются и на параметрах его элементарной ячейки (э.я.), которые определяются при XRD-анализе. Анализ параметров э.я. показывает (см. табл. 1), что они симметрично меняются с ростом степени замещения Fe^{2+} в нестехиометрическом сидерите и отличаются от стандартного FeCO_3 с гексагональной кристаллической структурой, для которого характерны следующие параметры э.я.: $a = 4,692$ Å, $c = 15,38$ Å.





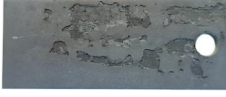

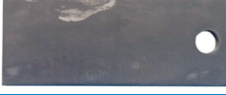

В динамических условиях транспорта жидкой фазы при эксплуатации морского газопровода, так же как и при переменном смачивании стальных образцов в испытательном стенде, пленки продуктов УКК подвергнутся агрессивному воздействию, которое будет усиливать как подвод агрессивных компонентов, так и отвод продуктов коррозии с низкой адгезией к стальной поверхности [20]. Присущие нестехиометрическим сидеритам структурные особенности (малый размер кристаллитов, микроискажения и дефекты) в еще большей степени усложняют образование плотноупакованного,

сплошного и хорошо прилегающего к стали слоя коррозионных осадков [18, 20]. Низкие защитные свойства сидеритов будут способствовать развитию УКК в повышенной степени, включая и наиболее опасные локальные формы в виде коррозионных питтингов и язв [2]. Несплошности и поры в пленках продуктов коррозии видны и на образцах после испытаний в водных и водно-гликолевой средах (табл. 2).

В еще большей степени локализация УКК проявляется после удаления слоя осадка со стальных образцов (см. табл. 2). Видно, что в водной среде М1-1 [12] $K_{\text{общ}}$ достигает 0,50 мм/год, превышая пороговое значение 0,1 мм/год. Это позволяет относить среду к коррозионно-опасной и требует применения средств защиты от внутренней коррозии. В то же время, локальные проявления на образцах из стали 09Г2С развивались в 3...7 раз быстрее ($K_{\text{лок}} = 1,70...3,61$ мм/год). Следует отметить, что замена части водной фазы на МЭГ (характерно для морских газопроводов) хотя и приводит к некоторому снижению скорости УКК в зависимости от $C_{\text{МЭГ}}$ (25 и 50 %), но не способна к ее существенному подавлению. Значение $K_{\text{общ}}$ остается на достаточно высоком уровне в диапазоне 0,27...0,45 мм/год, а $K_{\text{лок}}$ достигает 1,05...1,41 мм/год. Это связано с образованием в водной и водно-гликолевой средах нестехиометрического сидерита, препятствующего образованию сплошной и прочной защитной пленки на стальной поверхности, что и приводит к локализации УКК. Позитивным моментом является то, что с присутствием МЭГ и увеличением

Таблица 2

**Результаты испытаний образцов стали 09Г2С на коррозионном стенде
в водном / водно-гликолевом растворе при $P(\text{CO}_2) = 0,48 \text{ МПа}$ и $T = 60 \text{ }^\circ\text{C}$**

$C_{\text{МЭГ}}, \%$	$K_{\text{общ}}, \text{ мм/год}$	$K_{\text{лок}}, \text{ мм/год}$	Внешний вид образца после испытаний	
			с продуктами коррозии	без продуктов коррозии
0	0,50	1,70...3,61		
25	0,45	1,20...1,41		
50	0,27	1,05...1,08		
75	0,06	–		

$C_{\text{МЭГ}}$ локализация коррозии уменьшается, и она переходит из питтинговой (в водной среде) в язвенную (в водно-гликолевой среде при $C_{\text{МЭГ}} = 25...50 \%$). Только при существенном снижении доли воды, когда $C_{\text{МЭГ}}$ в жидкости достигает 75 %, развитие общей и локальной УКК прекращается, а $K_{\text{общ}}$ снижается до 0,06 мм/год. Локальные дефекты при $C_{\text{МЭГ}} \geq 75 \%$ не образуются (см. табл. 2).

Помимо низколегированной стали 09Г2С при строительстве газопроводов на объектах морских газовых месторождений используется углеродистая сталь Х65. Дополнительные испытания стали Х65 в условиях переменного смачивания проведены на коррозионном стенде в схожих средах при наличии и в отсутствие МЭГ. Результаты показывают, что в CO_2 -среде динамика развития УКК на стали Х65 (табл. 3) схожа со сталью 09Г2С (см. табл. 2). Присутствие 50 % МЭГ снижает $K_{\text{общ}}$ стали Х65 в 1,7 раза по сравнению с водным раствором М1-1 (с 0,77 до 0,45 мм/год). Значение $K_{\text{лок}}$ лежит в диапазоне 1,4...3,7 мм/год после испытаний в модели воды М1-1, снижаясь до 0,82...1,25 мм/год при $C_{\text{МЭГ}} = 50 \%$ (см. табл. 3). Видно, что скорость УКК остается выше 0,1 мм/год. На образцах стали Х65 кроме существенных и видимых разрушений язвенного характера наблюдалось формирование локальных питтинговых поражений, которые видны при рассмотрении стальной поверхности под микроскопом.

Несмотря на схожесть общих и локальных коррозионных потерь в одинаковых условиях испытаний, наблюдается отличие в формировании дефектов на поверхности сталей 09Г2С и Х65 (см. табл. 2 и 3). Такие особенности локализации УКК могут быть связаны с отличиями в микроструктуре разных марок стали [21]. В связи с этим с целью изучения влияния присутствия МЭГ на развитие ТОЛ-коррозии – еще одного опасного и характерного именно для условий транспорта газа при конденсации влаги явления – были испытаны разные конструкционные и трубные стали: 09Г2С; Х65; сталь, применяемая для изготовления насосно-компрессорных труб (далее – сталь НКТ); часто применяемая в коррозионных исследованиях сталь Ст20. Следует отметить, что в условиях эксплуатации ПДК и подводного газопровода низкая температура морской воды снаружи трубы создает условия для интенсивного охлаждения с образованием внутри на стенках трубопровода капель жидкости (конденсации).

Первые данные о влиянии присутствия МЭГ на ТОЛ-коррозию были представлены авторами ранее [9]. Теперь же авторы сопоставили условия присутствия и отсутствия МЭГ в испаряемой жидкости и сравнили их коррозионную агрессивность в отношении вышеуказанных сталей (табл. 4). Для сравнительных испытаний был выбран диапазон $C_{\text{МЭГ}} \geq 55 \%$, указанный для нерегенерированного МЭГ [14] и выше (65...85 %, вплоть до параметров

Таблица 3

**Скорость коррозии и внешний вид образцов из стали X65
после испытаний на коррозионном стенде**

$C_{\text{МЭГ}}, \%$	$K_{\text{общ}}, \text{мм/год}$	$K_{\text{лок}}, \text{мм/год}$	Внешний вид образца после удаления продуктов коррозии	
			исходный	под микроскопом*
0	0,77	1,40...3,70		 
50	0,45	0,82...1,25		 

* Одно деление шкалы на изображениях под микроскопом составляет 10 мкм

Таблица 4

**Результаты испытаний различных сталей в условиях TOL-коррозии над водным
и водно-гликолевым раствором ($C_{\text{МЭГ}} = 55...85 \%$) при $T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ и $P(\text{CO}_2) = 0,1 \text{ МПа}$**

Сталь	$C_{\text{МЭГ}}, \%$	$K_{\text{общ}}, \text{мм/год}$	$K_{\text{лок}}, \text{мм/год}$
X65	0	0,011	0,694
	55	0,010	0,835
Сталь НКТ	0	0,010	0,335
	55	0,005	0,372
09Г2С	0	0,010	0,903
	55	0,011	1,010
Ст20	0	0,014	0,320
	55	0,005	0,303
	65	0,003	0,352
	75	0,004	Отсутствует
	85	0,002	Отсутствует

МЭГ после регенерации). Видно (см. табл. 4), что общие коррозионные потери низкие ($K_{\text{общ}} < 0,1 \text{ мм/год}$). В то же время, для всех испытанных сталей локализация УКК достигает достаточно высоких значений: в водном растворе М1-1 $K_{\text{лок}} = 0,330...0,903 \text{ мм/год}$, а при $C_{\text{МЭГ}} = 55 \%$ значения $K_{\text{лок}}$ находятся в диапазоне $0,303...1,010 \text{ мм/год}$. Для исследованных сталей 55%-ная концентрация МЭГ не сказывается на $K_{\text{лок}}$. Это наблюдается вплоть до $C_{\text{МЭГ}} = 65 \%$ в случае стали Ст20. Для предотвращения локализации УКК на стали Ст20 в условиях конденсации водно-гликолевого раствора концентрация МЭГ в нем должна превышать $75...85 \%$.

Некоторая флуктуация значений $K_{\text{лок}}$ при разных значениях $C_{\text{МЭГ}}$ (от 0 до 65 %) находится в допустимых пределах и связана с тем, что развитие локальных дефектов может иметь особенности, обусловленные микроструктурой стали и состоянием ее поверхности. Наиболее нестойкими к УКК оказались основные образцы трубных сталей X65 и 09Г2С, для которых при $C_{\text{МЭГ}} = 55 \%$ значения $K_{\text{лок}}$ достигли 0,835 и 1,010 мм/год соответственно.

Необходимо отметить, что гликоль имеет более низкое давление пара, чем вода; это дает существенное уменьшение давления паров воды, когда водная фаза содержит значительное количество гликоля. Поэтому впрыск

гликоля в трубопровод влажного газа может сказаться на некотором понижении конденсации влаги и соответствующем уменьшении опасности TOL-коррозии. Нужно учитывать, что испарение из воды и 50 % водно-гликолевого раствора могут приводить к одинаковому формированию пленки жидкости, которая почти полностью состоит из воды (гликоль не испаряется и не конденсируется на стали). Этим явлением можно объяснить полученные авторами данные со схожим порядком значений $K_{\text{лок}}$ как в отсутствие, так и в присутствии МЭГ до $C_{\text{МЭГ}} = 55 \dots 65$ % в испаряемой жидкости (см. табл. 4). Так, в ходе TOL-испытаний влияние гликоля на TOL-коррозию в присутствии CO_2 не было выражено до тех пор, пока $C_{\text{МЭГ}}$ в испаряющейся жидкости не превысила 70...80 % масс., а при $C_{\text{МЭГ}} = 90$ % значительно снижалось значение $K_{\text{лок}}$ и локализация УКК прекращалась [22]. В реализованной серии TOL-испытаний подавление локальной УКК начинается только тогда, когда $C_{\text{МЭГ}}$ в испаряемой жидкости превышает 75...85 %. По данным С. Гуо и др. [22], только когда происходит скачкообразный рост $C_{\text{МЭГ}}$ в сконденсировавшемся на стальной поверхности слое жидкой фазы, гликоль способен оказывать понижающий УКК в условиях TOL-коррозии эффект.

Применение передовых способов испытаний, имитирующих агрессивные условия транспортировки неподготовленного газа по подводным газопроводам и учитывающих

температурные режимы и особенности эксплуатации, позволило исследовать развитие углекислотной коррозии в присутствии МЭГ. Результаты исследований подтверждают опасность развития не столько общей, сколько локальной коррозии. В условиях периодического смачивания, моделируемых на специально созданном коррозионном стенде, локализация коррозии достигала нескольких миллиметров в год. Визуальный осмотр показал наличие глубоких коррозионных язв на поверхности стали. При конденсации влаги из водно-гликолевого раствора также возникают коррозионные дефекты и повышенная локальная коррозия. Анализ образующихся после испытаний на стали продуктов коррозии методом рентгеновской дифракции показал образование нестехиометрического сидерита, структурные особенности (малый размер кристаллитов, микроискажения и дефекты) которого будут способствовать его отслоению, приводя в этих местах к локализации процесса УКК. По результатам обоих видов испытаний (при конденсации влаги и при переменном смачивании), для прекращения локальной и/или общей коррозии в присутствии CO_2 необходимо, чтобы концентрация МЭГ в водно-гликолевом растворе была бы не ниже 75...85 % (регенерированный МЭГ). При более низких концентрациях МЭГ (нерегенерированный, 50...60 %) в воде, которые характерны для эксплуатационных режимов Киринского газоконденсатного месторождения, будет протекать локальная УКК на внутренней поверхности газопровода.

Список литературы

1. Вагапов Р.К. Стойкость сталей в эксплуатационных условиях газовых месторождений, содержащих в добываемых средах агрессивный CO_2 / Р.К. Вагапов // Материаловедение. – 2021. – № 8. – С. 41–47. DOI: 10.31044/1684-579X-2021-0-8-41-47.
2. Mansoori H. Pitting corrosion failure analysis of a wet gas pipeline / H. Mansoori, R. Mirzaee, F. Esmailzadeh et al. // Engineering Failure Analysis. – 2017. – Т. 82. – С. 16–25. – DOI: 10.1016/j.engfailanal.2017.08.012
3. Меньшиков С.Н. Добыча углеводородов на шельфе. Достижения и перспективы / С.Н. Меньшиков, О.П. Андреев, В.Е. Петренко // Газовая промышленность. – 2023. – № S1 (844). – С. 58–63.
4. Мансуров М.Н. Перспективы развития ресурсной базы газонефтедобычи на шельфе Сахалина в XXI веке / М.Н. Мансуров, А.В. Толстикова, Д.А. Астафьев и др. // Горный журнал. – 2019. – № 1. – С. 4–8. – DOI: 10.17580/gzh.2019.01.01.
5. Петренко В.Е. Опыт разработки месторождения на шельфе Российской Федерации, оборудованного подводно-добычным комплексом / В.Е. Петренко, М.Ф. Нуриев, М.Б. Шевелев и др. // Газовая промышленность. – 2018. – № 11 (777). – С. 8–13.

6. Новиков А.И. Подходы к планированию работ по обследованию и техническому обслуживанию объектов обустройства подводного промысла Киринского и Южно-Киринского месторождений / А.И. Новиков, С.В. Греков, О.А. Корниенко // Газовая промышленность. – 2019. – № S1 (782). – С. 121–130.
7. Харионовский В.В. Безопасность морских газопроводов / В.В. Харионовский // Безопасность труда в промышленности. – 2022. – № 5. – С. 7–14. – DOI: 10.24000/0409-2961-2022-5-7-14.
8. Харченко Ю.А. Морские трубопроводы на шельфе Арктики: идентификация опасностей и барьеры безопасности / Ю.А. Харченко, А.Н. Чехлов // Деловой журнал Neftegaz.ru. – 2022. – № 1 (121). – С. 42–49.
9. Вагапов Р.К. О закономерностях протекания внутренней коррозии и противокоррозионной защите морских объектов в условиях присутствия повышенных количеств диоксида углерода / Р.К. Вагапов, Д.Н. Запевалов, К.А. Ибатуллин // 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. 81–92.
10. NORSOK M-506. CO₂ corrosion rate calculation model. – 1 January 2017.
11. Waard C., de. Predictive model for CO₂ corrosion engineering in wet natural gas pipelines / C. de Waard, U. Lotz, D.E. Williams // Corrosion. – 1991. – Т. 47. – № 12. – С. 976–985. – DOI: 10.5006/1.3585212.
12. Вагапов Р.К. Исследование влияния ряда факторов на коррозию морских объектов добычи газа, содержащего агрессивный CO₂ / Р.К. Вагапов, Д.Н. Запевалов // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2023. – № 3 (55): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – С. 25–32.
13. Ekawati D. Effect of temperature, bicarbonate, and MEG concentrations on CO₂ corrosion of carbon steels / D. Ekawati, T. Berntsen, M. Seiersten et al. // Corrosion. – 2017. – Т. 73. – № 9. – С. 1157–1167. – DOI: 10.5006/2143.
14. Клыжко Д.В. Особенности эксплуатации Киринского ГКМ с применением моноэтиленгликоля в качестве ингибитора гидратообразования / Д.В. Клыжко, Д.В. Кутовой, М.А. Погосов // Газовая промышленность. – 2019. – № S1 (782). – С. 22–28.
15. Андреев Н.Н. Методология лабораторного тестирования ингибиторов углекислотной коррозии для нефтепромысловых трубопроводов / Н.Н. Андреев, И.С. Сивоконь // Практика противокоррозионной защиты. – 2014. – Т. 74. – № 4. – С. 36–43.
16. Амежнов А.В. Сравнительный анализ методов коррозионных испытаний сталей для нефтепромысловых трубопроводов / А.В. Амежнов // Проблемы черной металлургии и материаловедения. – 2019. – № 4. – С. 36–49.
17. Патент № 2772614 РФ. Способ коррозионных испытаний и установка для его осуществления: заявл. 26.07.2021, опубл. 23.05.2022 / Р.Р. Кантюков, Д.Н. Запевалов, Р.К. Вагапов и др.
18. Вагапов Р.К. Исследование продуктов углекислотной коррозии методом рентгеновской дифракции / Р.К. Вагапов, О.Г. Михалкина // Завод. лаб. диагност. мат. – 2022. – Т. 88. – № 9. – С. 35–41. – DOI: 10.26896/1028-6861-2022-88-9-35-41.
19. Mansoori H. Influence of calcium and magnesium ions on CO₂ corrosion of carbon steel in oil and gas production systems: review / H. Mansoori, D. Young, B. Brown et al. // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2018. – Т. 59. – С. 287–296. – DOI:10.1016/j.jngse.2018.08.025.
20. Yin Z.F. Scaling characteristics and growth of corrosion product films in turbulent flow solution containing saturated CO₂ / Z.F. Yin, W.Z. Zhao, Y.R. Feng et al. // Materials and Corrosion. – 2009. – Т. 60. – № 1. – С. 5–13. – DOI: 10.1002/maco.200805040.
21. Ochoa N. CO₂ corrosion resistance of carbon steel in relation with microstructure changes / N. Ochoa, C. Vega, N. Pebere et al. // Materials Chemistry and Physics. – 2015. – Т. 156. – С. 198–205. – DOI:10.1016/j.matchemphys.2015.02.047.
22. Guo S. A glycol/water co-condensation model to investigate the influence of monoethylene glycol on top-of-the-line corrosion / S. Guo, F. Farelas, M. Singer // Corrosion. – 2017. – Т. 73. – № 6. – С. 742–755. – DOI:10.5006/2335.

Application of advanced corrosion testing methods to assess the effect of monoethylene glycol on carbon dioxide corrosion of offshore gas pipelines

D.N. Zapevalov¹, R.K. Vagapov^{1*}, K.A. Ibatullin¹, D.S. Fedotov¹, A.D. Gaizullin¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

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

Abstract. The article presents new methods of corrosion testing that most optimally simulate aggressive conditions of carbon dioxide corrosion in pipelines during operation of offshore gas fields. This is especially important due to the location of offshore sections of gas pipelines and equipment of underwater production complexes, which limits the use of instrumental means of corrosion monitoring of their technical condition. Existing predictive models for calculating corrosion rates (NORSOK, de Waard-Milliams etc.) cannot be considered reliable at gas fields because they were developed and intended for oil production conditions. In addition, such models for calculating corrosion do not take into account the main and most dangerous factor in carbon dioxide environments – the localization of the corrosion defects. Therefore, the main method for assessing the danger of internal corrosion at underwater facilities for production and transportation of aggressive gas is to conduct simulation tests. According to the results of such tests, among others a factor distinguishing the offshore fields from the onshore ones is the presence of monoethylene glycol used as a hydrate inhibitor in the transported medium. Its influence on the corrosive aggressiveness of operating conditions and environments requires detailed and separate consideration. Authors obtained data about the influence of monoethylene glycol on general and local carbon dioxide corrosion in two most dangerous conditions: moisture condensation and periodic wetting of the gas pipeline wall by the liquid phase. The boundary concentrations of monoethylene glycol were determined. Extra concentrations significantly reduce the corrosion rate. The morphology of the resulting corrosion products (iron carbonate) and their ability to protect against corrosion were studied.

Keywords: offshore gas pipeline, corrosion rate, local defects, corrosion tests, hydrate inhibitor, variable wetting, moisture condensation, corrosion products, iron carbonate.

References

- VAGAPOV, R.K. Resistance of Steels under Operating Conditions of Gas Fields Containing Aggressive CO₂ in the Produced Media. *Inorganic Materials: Applied Research*, 2022, vol. 13, no. 1, pp. 240–245. DOI: 10.1134/S2075113322010397.
- MANSOORI, H., R. MIRZAEI, F. ESMAEILZADEH et al. Pitting corrosion failure analysis of a wet gas pipeline. *Engineering Failure Analysis*, 2017, vol. 82, pp. 16–25, ISSN 1350-6307. DOI: 10.1016/j.engfailanal.2017.08.012
- MENSHIKOV, S.N., O.P. ANDREYEV, V.Ye. PETRENKO. Offshore hydrocarbon production. Achievements and outlooks [Dobycha uglevodorodov na shelfe. Dostizheniya i perspektivy]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2023, no. S1 (844), pp. 58–63, ISSN 0016-5581. (Russ.).
- MANSUROV, M.N., A.V. TOLSTIKOV, D.A. ASTAFYEV, et al. Outlooks for development of a resource base for gas production offshore Sakhalin in 21st century [Perspektivy razvitiya resursnoy bazy gazodobychi na shelfe Sakhalina v XXI veke]. *Gornyy Zhurnal*, 2019, no. 1, pp. 4–8. ISSN 0017-2278. (Russ.). DOI: 10.17580/gzh.2019.01.01.
- PETRENKO, V.Ye., M.F. NURIYEV, M.B. SHEVELEV et al. Experience of development and reservoir engineering at off-shore field equipped with subsea production units in the Russian Federation [Oput razrabotki mestorozhdeniya na shelfe Rossiyskoy Federatsii, oborudovannogo podvodno-dobychnym kompleksom]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2018, no. 11 (777), pp. 8–13, ISSN 0016-5581. (Russ.).
- NOVIKOV, A.I., S.V. GREKOV, O.A. KORNIYENKO. Subsea production systems intervention and monitoring work approaches for Kirinskoe and South-Kirinskoe fields [Podkhody k planirovaniyu rabot po obsledovaniyu i tekhnicheskomy obsluzhivaniyu obyektov obustroystva podvodnogo promysla Kirinskogo i Yuzhno-Kirinskogo mestorozhdeniy]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2019, no. S1 (782), pp. 121–130, ISSN 0016-5581. (Russ.).
- KHARIONOVSKIY, V.V. Offshore pipeline safety [Bezopasnost morskikh gazoprovodov]. *Bezopasnost Truda v Promyshlennosti*, 2022, no. 5, pp. 7–14, ISSN 0409-2961. (Russ.). DOI: 10.24000/0409-2961-2022-5-7-14.
- KHARCHENKO, Yu.A., A.N. CHEKHLOV. Subsea pipelines offshore the Arctic – Identification of dangers and barriers for safety [Morskiye truboprovody na shelfe Arktiki: identifikatsiya opasnostey i baryery bezopasnosti]. *Delovoy Zhurnal Neftegaz.Ru*, 2022, no. 1(121), pp. 42–49, ISSN 2410-3837. (Russ.).

9. VAGAPOV, R.K., D.N. ZAPEVALOV, K.A. IBATULLIN. On patterns of internal corrosion processes and rust protection at marine facilities affected by increased amounts of CO₂ [O zakonomernostyakh prottekaniya vnutrenney korrozii i protivokorroziionnoy zashchite morskikh ob'yektov v usloviyakh prisutstviya povyshennykh kolichestv dioksida ugleroda]. *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, 81–92 pp. ISSN 2306-8949. (Russ.).
10. NORSOK M-506. *CO₂ corrosion rate calculation model*. 1 January 2017.
11. WAARD C., de, U. LOTZ, D.E. MILLIAMS. Predictive model for CO₂ corrosion engineering in wet natural gas pipelines. *Corrosion*, 1991, vol. 47, no. 12, pp. 976–985, ISSN 0010-938X. DOI: 10.5006/1.3585212.
12. VAGAPOV, R.K., D.N. ZAPEVALOV. Investigation of the influence of a number of factors on the corrosion of offshore gas production facilities containing corrosive CO₂ [Issledovaniye vliyaniya ryada faktorov na korroziyu morskikh ob'yektov dobychi gaza, sodержshchego agressivnyy CO₂]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2023, no. 3: Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at Russian continental shelf, pp. 25–32. ISSN 2306-8949. (Russ.).
13. EKAWATI, D., T. BERNTSEN, M. SEIERSTEN et al. Effect of temperature, bicarbonate, and MEG concentrations on CO₂ corrosion of carbon steels. *Corrosion*, 2017, vol. 73, no. 9, pp. 1157–1167, ISSN 0010-938X. DOI: 10.5006/2143.
14. KLYZHKO, D.V., D.V. KUTOVOY, M.A. POGOSOV. Specific features of Kirin gas-condensate field operation using mono-ethylene glycol as an inhibitor of hydrating [Osobennosti ekspluatatsii Kirinskogo GKM s primeneniym monoetilenglikolya v kachestve ingibitora gidratoobrazovaniya]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2019, no. S1(782), pp. 22–28. ISSN 0016-5581. (Russ.).
15. ANDREYEV, N.N., I.S. SIVOKON. Methodology of laboratory assessment of efficiency of carbon dioxide corrosion inhibitors in oilfield pipelines [Metodologiya laboratornogo testirovaniya ingibitorov uglekislотноy korrozii dlya neftepromyslovykh truboprovodov]. *Praktika Protivokorroziionnoy Zashchity*, 2014, vol. 74, no. 4, pp. 36–43, ISSN 1998-5738. (Russ.).
16. AMEZHNOV, A.V. The comparative analysis of corrosion testing methods of steels for oil-field pipelines [Sravnitelnyy analiz metodov korroziionnykh ispytaniy staley dlya neftepromyslovykh truboprovodov]. *Problemy Chernoy Metallurgii i Materialovedeniya*, 2019, no. 4, pp. 36–49, ISSN 1997-9258. (Russ.).
17. *Corrosion testing method and installation for its implementation* [Sposob korroziionnykh ispytaniy i ustanovka dlya yego osushchestvleniya]. Appl. no. 2021122174 on 27 July 2021, publ. on 23 May 2022. Inventors: KANTYUKOV, R.R., D.N. ZAPEVALOV, R.K. VAGAPOV et al. Patent RU 2772614 C1.
18. VAGAPOV, R.K., O.G. MIKHALKINA. Study of carbon dioxide corrosion products by the x-ray diffraction method [Issledovaniye produktov uglekislотноy korrozii metodom rentgenovskoy difraktsii]. *Zavodskaya Laboratoriya. Diagnostika Materialov*, 2022, vol. 88, no. 9, pp. 35–41, ISSN 1028-6861. (Russ.). DOI: 10.26896/1028-6861-2022-88-9-35-41.
19. MANSOORI, H., D. YOUNG, B. BROWN et al. Influence of calcium and magnesium ions on CO₂ corrosion of carbon steel in oil and gas production systems: review. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2018, vol. 59, pp. 287–296, ISSN 1875-5100. DOI:10.1016/j.jngse.2018.08.025.
20. YIN, Z.F., W.Z. ZHAO, Y.R. FENG et al. Scaling characteristics and growth of corrosion product films in turbulent flow solution containing saturated CO₂. *Materials and Corrosion*, 2009, vol. 60, no. 1, pp. 5–13, ISSN 0947-5117. DOI: 10.1002/maco.200805040.
21. OCHOA, N., C. VEGA, N. PEBERE et al. CO₂ corrosion resistance of carbon steel in relation with microstructure changes. *Materials Chemistry and Physics*, 2015, vol. 156, pp. 198–205, ISSN 0254-0584. DOI:10.1016/j.matchemphys.2015.02.047.
22. GUO, S., F. FARELAS, M. SINGER. A glycol/water co-condensation model to investigate the influence of monoethylene glycol on top-of-the-line corrosion. *Corrosion*, 2017, vol. 73, no. 6, pp. 742–755, ISSN 0010-938X. DOI:10.5006/2335.

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ОБЪЕКТОВ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

УДК 551.435.3

Мониторинг динамики берегов и дна замерзающих морей как основа обеспечения экологической и геотехнической безопасности объектов нефтегазового комплекса

А.А. Ермолов^{1*}, С.А. Огородов¹

¹ Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинские горы, д. 1

* E-mail: ermolov@geogr.msu.ru

Ключевые слова: морские берега, опасные экзогенные процессы, мониторинг, прогноз развития.

Тезисы. В статье рассмотрены основные принципы и методические подходы к проведению мониторинга динамики берегов и дна замерзающих морей на этапах проектирования, строительства и эксплуатации инженерных объектов нефтегазового комплекса. Сформулированы основные цели, задачи и научная основа изучения морских берегов, описаны применяемые на практике методы исследований и особенности проведения работ. Важными источниками информации о берегах являются данные дистанционного зондирования Земли, к числу которых относятся не только космические снимки, но и фотоматериалы специальных авиационных исследований, а также данные, получаемые при помощи беспилотных летательных аппаратов. Дешифрирование, сравнительный анализ и другие задачи, решаемые дистанционными методами исследований, играют важную роль в изучении динамики берегов и сопряженных экзогенных процессов. Подчеркивается необходимость выполнения полевых исследований как основного источника фактических данных о различных компонентах природной среды, составляющих основу анализа текущего состояния и прогноза развития береговых систем. Именно натурные исследования позволяют детально изучать проявления опасных экзогенных процессов и получать количественные оценки возможных деформаций рельефа береговой зоны и дна, определять граничные условия безопасной эксплуатации сооружений, осуществлять выбор участка строительства, типа и конструкции основания, величины заглубления, технологии строительства, способов инженерной защиты территории и многого другого. На этапах строительства и эксплуатации сооружений полевые работы в рамках мониторинга динамики берегов позволяют контролировать развитие опасных природных и природно-технических процессов и способствуют снижению негативного влияния инженерных объектов на природную среду, обеспечивая тем самым экологическую и геотехническую безопасность.

Берега и дно замерзающих морей России в последние десятилетия испытывают все возрастающее техногенное воздействие в связи с реализацией проектов по добыче, сжижению и транспорту газа. Строительство инженерных объектов в прибрежно-шельфовой зоне требует достоверной оценки рисков, предупреждения и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций, связанных с динамикой берегов и развитием сопряженных экзогенных процессов. Решение подобных задач предполагает получение необходимых сведений для проектирования объектов производственной и транспортной инфраструктуры, обеспечения промышленной и экологической безопасности на различных этапах строительства и эксплуатации инженерных сооружений, защиты территорий населенных пунктов, расположенных на берегах.

Являясь областью интенсивного взаимодействия литосферы (криолитозоны), атмосферы и гидросферы, береговая зона представляет собой весьма контрастную, динамичную и уникальную в физико-географическом, экологическом

и социально-экономическом отношении систему, обладающую повышенной чувствительностью к изменениям техногенных условий, климатических параметров и ледовитости морей. Около половины протяженности береговой линии в Арктической зоне РФ сложено многолетнемерзлыми дисперсными грунтами и подвержено воздействию деструктивных экзогенных (криогенных) процессов. Многие из этих процессов представляют угрозу человеческой деятельности и инженерным объектам и относятся к категории опасных. Это термоэрозия, термокарст (в том числе просадки поверхности дна), ледовая экзарация дна, термоденудация и термоабразия, связанная с таянием льдистых грунтов на берегах и последующей переработкой морским волнением [1]. С начала XXI в. на фоне глобального потепления эти природные процессы заметно активизировались, могут существенно осложнять хозяйственное освоение побережья и шельфа и представлять непосредственную угрозу производственной деятельности.

Цели и задачи работ. Предупреждение и ликвидация последствий деятельности опасных береговых процессов являются сложной задачей, для решения которой применяется комплексный научно-технический подход. Наиболее полные данные о развитии береговых процессов получают в рамках литодинамических исследований и мониторинга динамики берегов. Целью таких работ является получение количественных характеристик береговых процессов, необходимых для проектирования, обеспечения надежности (эффективности) эксплуатации сооружений и оценки их влияния на морфологию и динамику береговой зоны сопряженных участков.

Инженерное значение исследований заключается в оценке возможных деформаций рельефа береговой зоны и дна в период эксплуатации сооружений. Это необходимо для определения граничных условий безопасной эксплуатации при выборе проектных решений (участка размещения, типа основания (фундамента), заглубления, инженерной защиты и пр.) и оценки влияния сооружений на морфологию и динамику берега и дна в случае нарушения условий вдольберегового транспорта наносов, изменения положения береговой линии, рельефа дна и пр. При этом учитывается результат деятельности всего комплекса процессов и явлений, включая гравитационные,

склоновые, мерзлотные, эрозионные процессы, штормовые нагоны, техногенное воздействие и многое другое.

Основными результатами работ, как правило, являются установленные максимальные и среднесуточные скорости разрушения береговых уступов и изменения положения береговой линии (отступление или выдвигание), оценка динамики несвязных наносов (заносимость, размыв), изменения профиля подводного склона и берегового уступа в результате размыва или аккумуляции, глубины проникновения кила ледяных образований в грунт, эффективности берегозащитных конструкций и пр. Прогноз деформации берегов и дна позволяет минимизировать риски возникновения чрезвычайных ситуаций и нежелательные последствия строительства для природной среды, разрабатывать рекомендации по защите территорий, зданий и сооружений.

Организация мониторинга динамики берегов и сопряженных экзогенных процессов выполняется на основании целевой программы, разработка которой осуществляется для каждого конкретного объекта. Содержание программы определяется техническими характеристиками объекта и существующими природными условиями, в соответствии с которыми и формируются задачи исследования, система применяемых методов, подбираются оборудование и технология выполнения работ, обосновываются структура наблюдаемых параметров, периодичность наблюдений и функционирование всей системы мониторинга. Одними из важнейших результатов, наряду с фактической оценкой состояния компонентов геологической среды и получением всех необходимых сведений, являются рекомендации по предупреждению и предотвращению неблагоприятных и чрезвычайных событий геологического и техногенного характера. Подобные рекомендации, основанные на анализе всех факторов устойчивости природно-технических геосистем и региональном опыте строительства, способны существенно снизить стоимость создания и эксплуатации объекта и предотвратить экологический ущерб.

В число основных задач мониторинга на этапе проектирования входят выявление опасных процессов и их характеристика, организация сети мониторинга (профили, площадки и пр.) и количественная оценка динамики берега, предварительный прогноз

(ориентировочный, качественный) развития опасных процессов, выработка рекомендаций для строительства, в том числе по минимизации воздействия на окружающую среду. На этапах строительства и эксплуатации сооружений большую роль в развитии экзогенных процессов начинает играть техногенный фактор (особенно на участках непосредственного производства строительных работ), а именно: выемка грунта, нарушения поверхностного стока, уничтожение почвенно-растительного покрова и пр. В связи с этим производственный мониторинг направлен прежде всего на оценку влияния строительства на развитие береговых процессов, оборудование дополнительных полигонов, сетей мониторинга и количественную оценку динамики берега при помощи инструментальных измерений. Прогноз (детальный, количественный) развития берега разрабатывается на весь период эксплуатации сооружений с учетом влияния строительства, при необходимости вырабатываются рекомендации по защите инженерных объектов, предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

Методы исследований. Характер и интенсивность береговых процессов в естественных условиях определяются главным образом геокриологическими (льдиность отложений, наличие пластово-жильных льдов), гидрометеорологическими (ветровое волнение, морские льды, приливы и штормовые нагоны) и литолого-геоморфологическими (состав отложений, уклоны подводного склона, морфология береговых уступов) факторами. Соответственно, научную основу исследований составляют различные разделы естественных наук – геоморфология морских берегов, гидрометеорология, четвертичная геология, геокриология и др. [2–4].

По сути изучаемых явлений принято выделять два основных направления. Первое заключается в изучении особенностей перемещения наносов под влиянием гидродинамических и других факторов, второе – в изучении и анализе геолого-геоморфологических результатов деятельности экзогенных процессов, таких как морфология и динамика различных форм рельефа. В соответствии с этим научно-производственный процесс получения информации включает широкий перечень применяемых методов, в число которых входят геодезические, геофизические, картографические,

инженерно-геологические и многие другие. Используются современная приборная база, технические средства и технологии накопления, обработки и представления информации.

Учитывая труднодоступность и слабую изученность многих береговых районов Арктики одним из наиболее доступных источников информации на сегодняшний день являются данные дистанционного зондирования Земли. Дешифрирование и анализ разновременных космических снимков, совмещенный анализ положения береговой линии в различные годы (рис. 1), расчет скоростей перемещения береговой линии и мониторинг ежегодных (сезонных) изменений рельефа береговой зоны – вот далеко не полный перечень задач, которые решаются дистанционными методами исследований [5]. Спутниковый мониторинг является сегодня одним из самых востребованных методов контроля текущей ледовой обстановки, экологического состояния территории (нефтяных разливов и пр.).

В качестве данных дистанционного зондирования берегов нередко используются материалы специальных авиасъемок, выполняемых с применением самолетов-лабораторий, оборудованных современным фото- и видеоборудованием. Эти данные нередко обладают более высокой информационной способностью, что обусловлено возможностью съемки берегов с различных ракурсов и с различной высоты (рис. 2). Высокое разрешение фотоматериалов позволяет выявлять участки развития опасных процессов, термоцирков, подземных льдов и многое другое.

Еще одним источником сведений о берегах все чаще выступают данные, получаемые с применением беспилотных летательных аппаратов (БПЛА). Преимущества их использования заключаются в возможности площадной съемки местности с небольших высот, значительном охвате территории, включая труднодоступные участки, а также скорости выполнения работ, точности измерений (пространственное разрешение 3...5 см) и возможности быстрой обработки данных и получения высокодетальных цифровых моделей рельефа рассматриваемой территории [6].

Несмотря на развитие технологий, мониторинг динамики берегов и сопряженных экзогенных процессов по-прежнему предполагает проведение полевых работ. Маршрутные обследования, исследования состава и строения

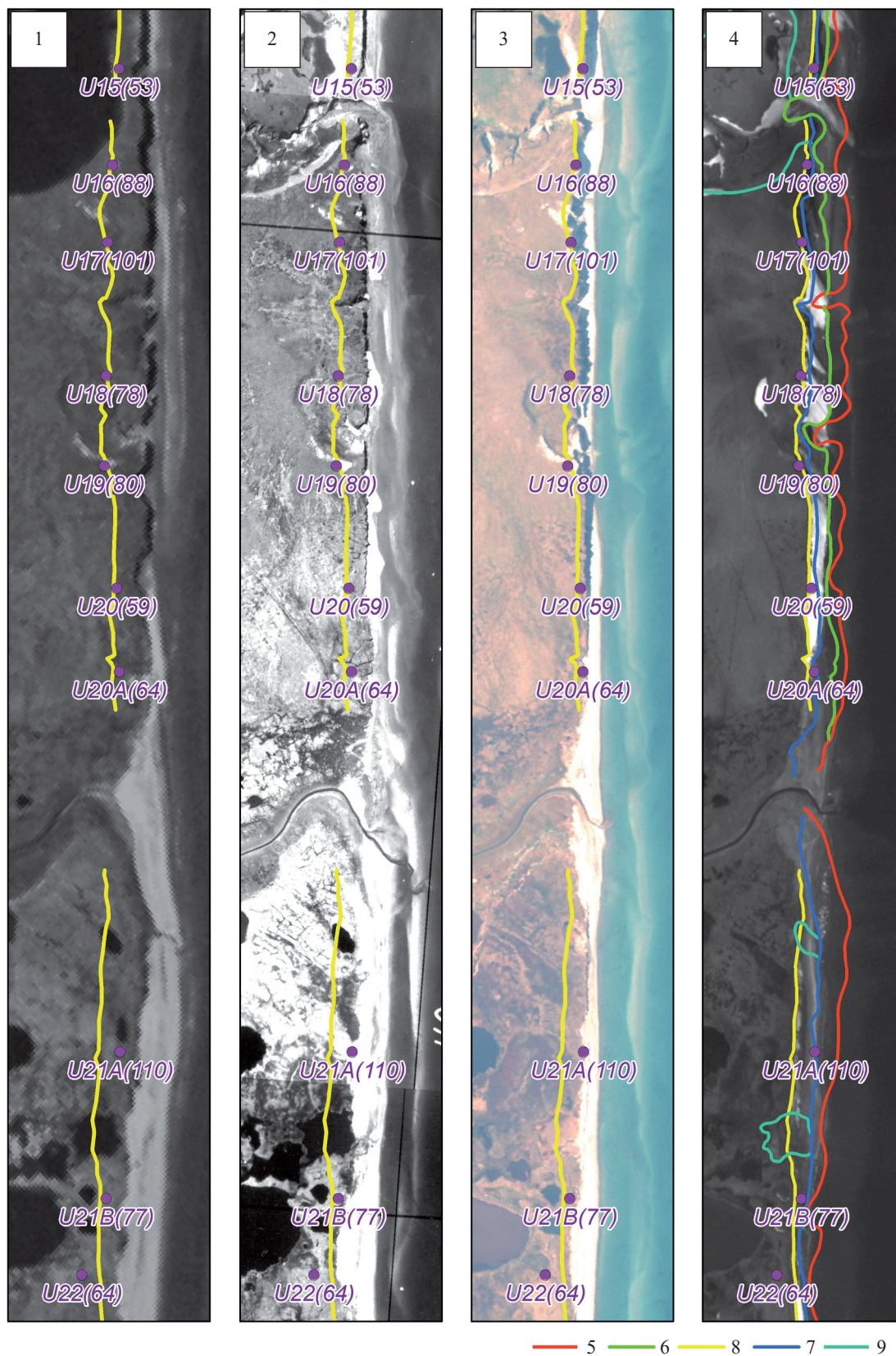


Рис. 1. Пример анализа положения береговой линии уральского берега Байдаракской губы в различные годы (на основе снимков 1962–2012 гг.) [7]



Рис. 2. Термоцирки в местах выхода подземных льдов (район пос. Амдерма): пример фотоматериалов, полученных в ходе специализированных авиационных исследований берегов Карского моря

отложений, опасных процессов и явлений, инструментальные (геодезические) работы на профилях сети мониторинга и/или стационарных площадках, а также гидрографические и геофизические работы на акватории позволяют получать фактические данные, необходимые при выборе проектных решений и оценке граничных условий безопасной эксплуатации инженерных сооружений. В условиях ярко выраженной сезонности проявления геологических процессов и плохой сохранности деформаций в течение года полевые исследования рекомендуется выполнять дважды в год – сразу после освобождения акватории ото льда и в конце теплого периода года при максимальной оттайке отложений. В зимний период рекомендуется проводить наблюдения за припайными льдами и их рельефообразующей деятельностью.

Натурные наблюдения обеспечивают получение детальных сведений о компонентах природной среды [8, 9]. Фактические данные о скорости разрушения берега и отступления береговой линии (берегового уступа) позволяют рассчитать ее положение в будущем и снизить риски повреждения сооружений [10]. Следует подчеркнуть, что именно определение многолетних деформаций (колебаний) в системе наблюдаемых параметров и долговременных тенденций развития экзогенных процессов позволяет выполнять качественную и количественную прогнозную оценку (рис. 3), выработать рекомендации для строительства

и хозяйственной деятельности. Достоверность прогнозной оценки будет увеличиваться с увеличением продолжительности мониторинга (ряда наблюдений) динамики берегов и накоплением фактических сведений.

В получении репрезентативных данных большую роль играют точность измерений на профилях мониторинга и протяженность сети мониторинга, которая должна охватывать не только участок проектирования, но и прилегающие береговые районы в пределах единой литодинамической системы или их серии. Так, сеть мониторинга на уральском берегу Байдарацкой губы, организованная сотрудниками лаборатории геоэкологии Севера МГУ в 1988 г., имеет протяженность 22 км и включает несколько десятков поперечных профилей.

Изучение рельефа дна геофизическими методами (многолучевое эхолотирование (МЛЭ), гидролокация бокового обзора (ГЛБО)) позволяет определять глубину проникновения килей ледяных образований в грунт и рассчитывать необходимую величину заглубления трубопроводов и кабелей связи, разрабатывать меры защиты инженерных объектов (рис. 4).

Анализ получаемых геофизическими методами данных наряду с глубиной экзарации позволяет проводить оценку интенсивности воздействий морских льдов на различные участки дна на всем протяжении проектируемых подводных сооружений (рис. 5). На участке мониторинга дна Байдарацкой губы такая оценка позволила установить, что абсолютно вся площадь дна подвержена воздействиям морских льдов. Борозды ледового выпаживания достигают глубины 2,0 м и ширины 50 м, а их протяженность – нескольких километров. Их ориентировка, как правило, совпадает с генеральным направлением приливно-отливных течений. Нередко борозды пересекают траншеи трубопроводов, что хорошо заметно на получаемых изображениях дна (см. рис. 4).

Наибольшая интенсивность воздействия морских льдов на дно отмечается вдоль зимней кромки припая и сопряженного с ним участка дрейфующих льдов. С глубиной моря срок жизни микрорельефа увеличивается, и борозды выпаживания могут существовать десятки лет. В результате площадь покрытия дна этими формами на некоторых участках составляет 100 %. Это затрудняет ежегодный мониторинг ледово-экзарационных процессов, обуславливая необходимость детального сравнения

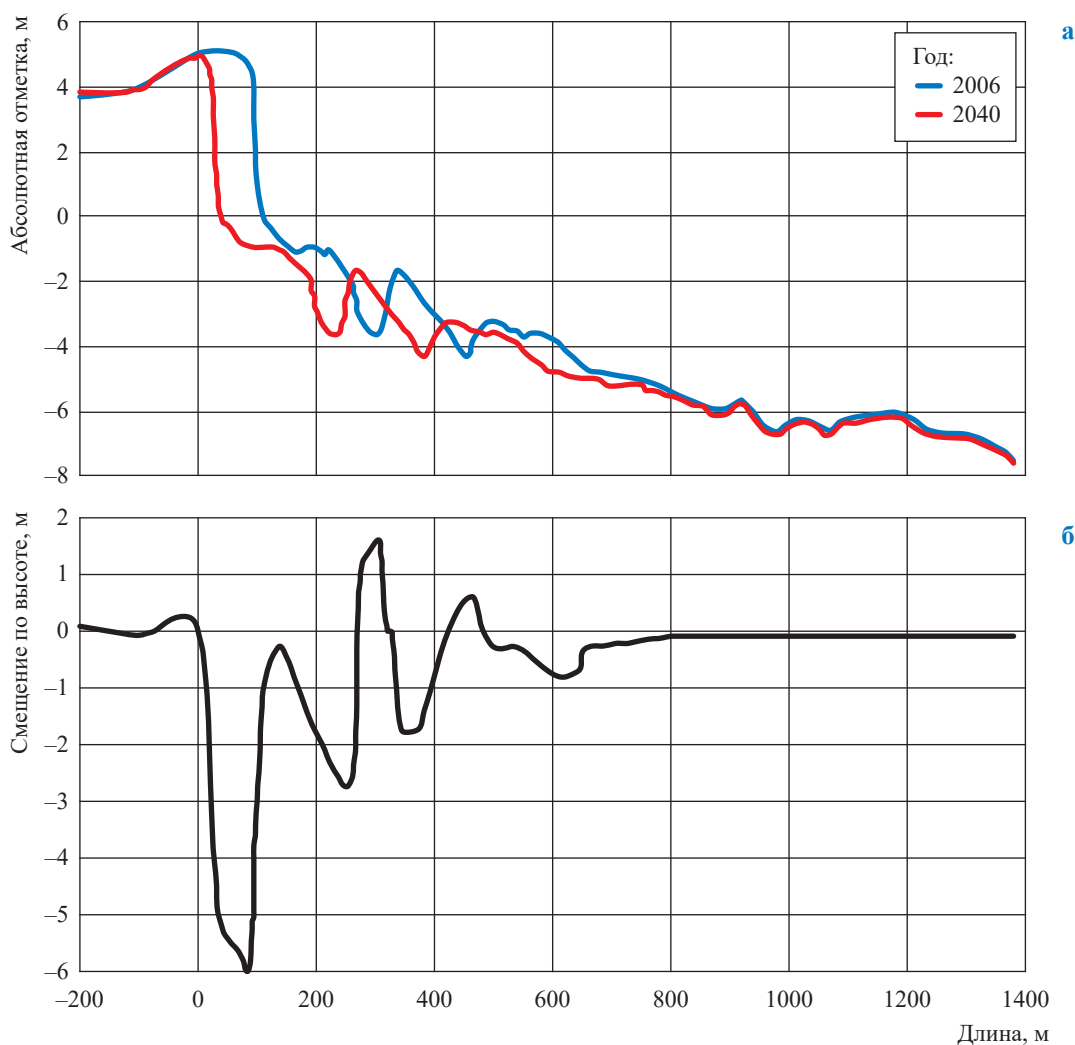


Рис. 3. Пример прогноза динамики береговой зоны на ключевом участке мониторинга (начало отсчета – пикет «0»): а – динамика профиля; б – вертикальные деформации профиля

материалов съемки с данными прошлых лет для выявления «новых» борозд выпаживания на фоне существующего экзарационного микрорельефа дна.

Современная спутниковая геодезическая и геофизическая аппаратура, беспилотные летательные и подводные аппараты расширяют возможности традиционных методов исследований, повышают производительность и точность полевых работ. Закономерно улучшается качество получаемой информации, повышается достоверность прогнозной оценки и, как следствие, повышается безопасность эксплуатации инженерных объектов. Важными результатами высокотехнологичных работ, к числу которых относится и набирающее популярность воздушное лазерное сканирование, становятся ортофотопланы, цифровые модели рельефа,

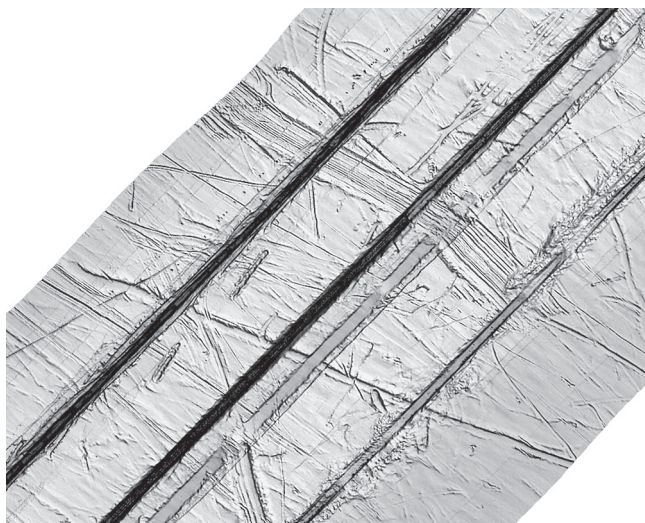


Рис. 4. Пример изображения дна Байдарацкой губы Карского моря на участке мониторинга. Съемка МЛЭ 2011 г.

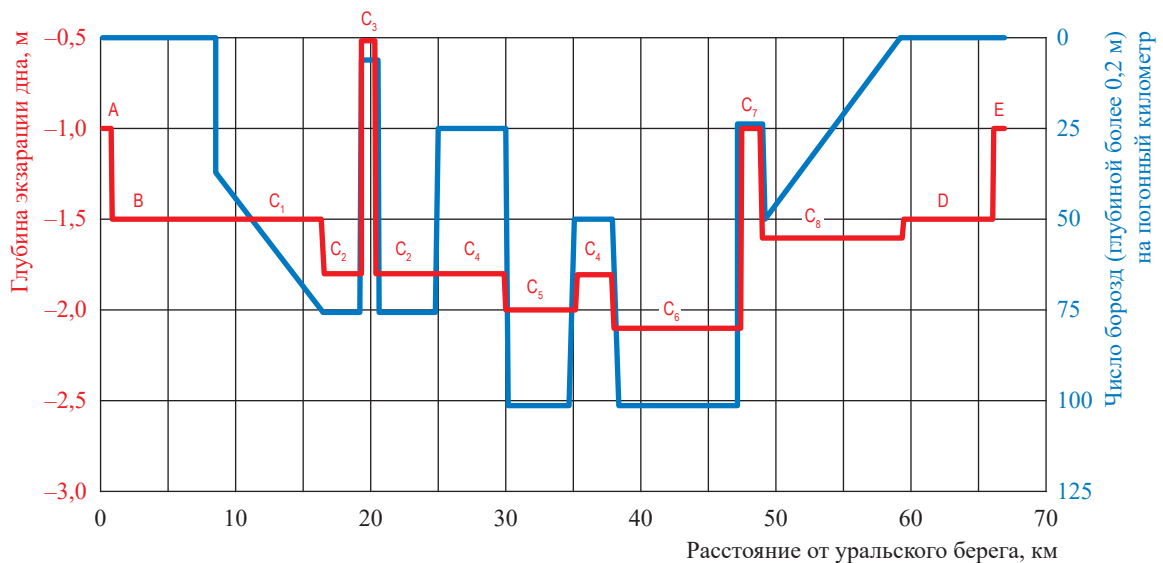


Рис. 5. Пример оценки интенсивности ледовой экскавации на участке мониторинга дна Байдарацкой губы Карского моря [11]

трехмерные изображения, высокоточные измерения при мониторинге динамики берегов и сопряженных экзогенных процессов.

Процесс обработки информации на этапе камеральных работ сопровождается анализом гидрометеорологических данных. Это связано с необходимостью выявления и учета многолетних изменений термической и волноэнергетической составляющих гидрометеорологического потенциала как важнейших факторов динамики берегов [12]. Современные прогнозы развития арктических берегов должны учитывать увеличение продолжительности безледного периода и изменения повторяемости штормов волноопасных румбов, способных вызывать наиболее значительные деформации в береговой зоне. Отсутствие такой оценки ведет к занижению рисков развития чрезвычайных ситуаций природного характера, что может негативно отразиться на безопасности сооружений.

В заключение следует еще раз подчеркнуть, что мониторинг динамики берегов и сопряженных экзогенных процессов относится к важнейшим аспектам обеспечения промышленной и экологической безопасности. Строительство является мощнейшим фактором активизации опасных процессов, поэтому наблюдения не должны прекращаться с началом строительных работ. С целью снижения негативного влияния промышленная и хозяйственная деятельность на этих территориях должна осуществляться с учетом всех аспектов рационального природопользования, природных закономерностей развития и факторов устойчивости уязвимых к внешнему воздействию береговых систем.

Работа выполнена при поддержке проекта РФФ № 22-17-00097. При подготовке статьи также использованы результаты многолетнего мониторинга динамики берегов и дна арктических морей России, полученные ранее в рамках госбюджетной темы НИР лаборатории геоэкологии Севера географического факультета МГУ № 121051100167-1.

Список литературы

1. Арэ Ф.Э. Термоабразия морских берегов / Ф.Э. Арэ. – М.: Наука, 1980. – 160 с.
2. Леонтьев О.К. Основы геоморфологии морских берегов / О.К. Леонтьев. – М.: МГУ, 1961. – 214 с.
3. Зенкович В.П. Основы учения о развитии морских берегов / В.П. Зенкович. – М.: АН СССР, 1962. – 710 с.
4. Сафьянов Г.А. Геоморфология морских берегов / Г.А. Сафьянов. – М.: МГУ, 1996. – 400 с.
5. Belova N. Dynamics of low-lying sandy coast of the Gydan Peninsula, Kara Sea, Russia, based on multi-temporal remote sensing data / N. Belova, A. Ermolov, A. Novikova et al. // *Remote Sensing*. – 2023. – Т. 15. – № 1. – С. 48. – <https://doi.org/10.3390/rs15010048>
6. Novikova A.V. Determining dynamics of the Kara Sea coasts using remote sensing and UAV data: A case study / A.V. Novikova, A.P. Vergun, E.A. Zelenin et al. // *Russian Journal of Earth Sciences*. – 2021. – Т. 21. – № 3. – С. ES3004.
7. Ogorodov S.A. Coastal dynamics of the Pechora and Kara seas under changing climatic conditions and human disturbances / S.A. Ogorodov, A.V. Baranskaya, N.G. Belova et al. // *Geography, Environment, Sustainability*. – 2016. – Т. 9. – № 3. – С. 53–73.
8. Камалов А.М. Морфолитодинамика берегов и дна Байдарацкой губы на трассе перехода магистральными газопроводами / А.М. Камалов, С.А. Огородов, В.Ю. Бирюков и др. // *Криосфера Земли*. – 2006. – Т. 10. – № 3. – С. 3–14.
9. Белова Н.Г. Динамика термоабразионных берегов Карского моря в районе мыса Харасавэй (Западный Ямал) / Н.Г. Белова, Н.Н. Шабанова, С.А. Огородов и др. // *Криосфера Земли*. – 2017. – Т. XXI. – № 6. – С. 85–96.
10. Ермолов А.А. Особенности производственного мониторинга геологических и литодинамических процессов на участке строительства перехода магистральных газопроводов через Байдарацкую губу Карского моря / А.А. Ермолов, Р.Ю. Прядилин // *Инженерные изыскания*. – 2013. – № 10–11. – С. 88–91.
11. Огородов С.А. Роль морских льдов в динамике рельефа береговой зоны / С.А. Огородов. – М.: МГУ, 2011. – 173 с.
12. Огородов С.А. Изменение гидрометеорологического потенциала термоабразии берегов морей Российской Арктики / С.А. Огородов, Н.Н. Шабанова, А.С. Кессель и др. // *Вестник Московского университета. Серия 5: География*. – 2022. – № 1. – С. 26–42.

Monitoring of coast and bottom dynamics in the freezing seas as a basis for ensuring environmental and geotechnical safety of oil and gas facilities

A.A. Yermolov^{1*}, S.A. Ogorodov¹

¹ Lomonosov Moscow State University, Bld. 1, Leninskiye Gory, Moscow, 119991, Russian Federation

* E-mail: ermolov@geogr.msu.ru

Abstract: The article discusses the basic principles and methodological approaches to monitoring of coast and bottom dynamics in the freezing seas at the stages of design, construction and operation of engineering facilities of the oil and gas complex. The main goals and objectives of the study of coasts, their scientific basis are formulated, the research methods used in practice and the features of the work are described. The Earth remote sensing data constitute the important source of information about the sea coast, they include not only the satellite images, but also the photographic materials of special aviation research, as well as the data obtained with the help of unmanned aerial vehicles. Decoding, comparative analysis and other tasks solved by remote research methods play an important role in studying the coasts dynamics and associated exogenous processes. Authors emphasize the necessity to perform the field research as the main source of factual data on various components of the natural environment that form the basis for analyzing the current state and forecasting the development of coastal systems. Just the field studies allow us for detail investigating the manifestations of dangerous exogenous processes and obtaining the quantitative estimates of possible deformations of the coastal zone and the bottom topography, determining the boundary conditions for the safe operation of structures, selecting the construction site, the type and design of the foundation, the amount of sinking, construction technology, methods of engineering protection of the territory and much more. At the stages of construction and operation of structures, field work within the framework of monitoring the dynamics of the coasts allows you controlling the development of hazardous natural and manmade processes and helps to reduce the negative impact of engineering facilities on the natural environment, thereby ensuring environmental and geotechnical safety.

Keywords: sea coasts, dangerous exogenous processes, monitoring, development forecast.

References

1. ARE, F.E. *Thermoabrasion of seashore* [Termoabraziya morskikh beregov]. Moscow: Nauka, 1980. (Russ.).
2. LEONTYEV, O.K. *Principle geomorphology of sea coasts* [Osnovy geomorfologii morskikh beregov]. Moscow: Moscow State University, 1961. (Russ.).
3. ZENKOVICH, V.P. *Principle doctrine of seashore evolution* [Osnovy ucheniya o razvitii morskikh beregov]. Moscow: USSR Academy of Sciences, 1962. (Russ.).
4. Safyanov, G.A. *Geomorphology of sea coasts* [Geomorfologiya morskikh beregov]. Moscow: Moscow State University, 1996. – 400 с.
5. BELOVA, N., A. ERMOLOV, A. NOVIKOVA et al. Dynamics of low-lying sandy coast of the Gydan Peninsula, Kara Sea, Russia, based on multi-temporal remote sensing data. *Remote Sensing*, 2023, vol. 15, no. 1, pp. 48, ISSN 2072-4292. DOI: 10.3390/rs15010048.
6. NOVIKOVA, A.V., A.P. VERGUN, E.A. ZELENIN et al. Determining dynamics of the Kara Sea coasts using remote sensing and UAV data: A case study. *Russian Journal of Earth Sciences*, 2021, vol. 21, no. 3, pp. ES3004, ISSN 1681-1208.
7. OGORODOV, S.A., A.V. BARANSKAYA, N.G. BELOVA et al. Coastal dynamics of the Pechora and Kara seas under changing climatic conditions and human disturbances. *Geography, Environment, Sustainability*, 2016, vol. 9, no. 3, pp. 53–73, ISSN 2071-9388.
8. KAMALOV, A.M., S.A. OGORODOV, V.Yu. BIRYUKOV et al. Coastal and seabed morpholithodynamics of the Baydaratskaya Bay at the route of gas pipeline crossing [Morfolitodinamika beregov i dna Baydaratskoy guby na trasse perekhoda magistralnymi gazoprovodami]. *Kriosfera Zemli*, 2006, vol. 10, no. 3, pp. 3–14, ISSN 1560-7496. (Russ.).
9. BELOVA, N.G., N.N. SHABANOVA, S.A. OGORODOV et al. Erosion of permafrost coasts of Kara sea near Kharasavey cape, Western Yamal [Dinamika termoabrazionnykh beregov Karskogo moray v rayone mysa Kharasavey (Zapadnyy Yamal)]. *Kriosfera Zemli*, 2017, vol. 21, no. 6, pp. 85–96, ISSN 1560-7496. (Russ.).
10. YERMOLOV, A.A., R.Yu. PRYADILIN. Features of production monitoring of geological processes and bottom relief dynamics in the area of construction of main gas pipelines crossing across the Baidarata bay of the Kara Sea [Osobennosti proizvodstvennogo monitoringa geologicheskikh i litodinamicheskikh protsessov na uchastke stroitelstva perekhodnykh magistralnykh gazoprovodov cherez Baydaratskuyu gubu Karskogo moray]. *Inzhenernyye Izyskaniya*, 2013, no. 10–11, pp. 88–91, ISSN 1997-8650. (Russ.).
11. OGORODOV, S.A. *Role of sea ice in dynamics of coastal relief* [Rol morskikh ldov v dinamike relyefa beregovoy zony]. Moscow: Moscow State University, 2011. (Russ.).
12. OGORODOV, S.A., N.N. SHABANOVA, A.S. KESSEL et al. Changes of the hydrometeorological potential of thermoabrasion on the Russian Arctic sea coasts [Izmeneniye gidrometeorologicheskogo potentsiala termoabrazii beregov morey Rossiyskoy Arktiki]. *Vestnik Moskovskogo universiteta. Seriya 5, Geografiya*, 2022, no. 1, pp. 26–42. (Russ.).

УДК 551.321

Георадар «Лоза» – эффективный инструмент для измерения морфометрических характеристик ровных и деформированных морских ледяных образований

С.В. Писарев^{1*}, А.И. Беркут², П.А. Морозов³, Ф.П. Морозов³,
А.В. Лобанов⁴, Д.А. Онищенко⁵

¹ Институт океанологии им. П.П. Ширшова РАН, Российская Федерация, 117997, Москва, Нахимовский пр-т, д. 36

² ООО «Компания ВНИИСМИ», Российская Федерация, 127566, Москва, Алтуфьевское ш., д. 44, пом. XV, ком. 19–20

³ Институт земного магнетизма, ионосферы и распространения радиоволн им. Н.В. Пушкова РАН, Российская Федерация, 108840, г. Москва, г. Троицк, Калужское ш., д. 4

⁴ ПАО «Газпром», Российская Федерация, 200961, г. Санкт-Петербург, бокс 1255

⁵ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

* E-mail: pisarev@ocean.ru

Тезисы. В статье описывается новый эффективный и быстрореализуемый метод проведения полевых измерений морфометрических характеристик ровных и деформированных морских льдов с помощью мощного российского георадара «Лоза», беспилотного летательного аппарата (БПЛА) мультироторного типа и геодезических инструментов. Георадар «Лоза» оснащен передатчиком импульсной мощностью 1 МВт. Это в среднем в 10 тыс. раз больше, чем у всех других георадаров сходных размеров. Благодаря уникально большому энергетическому потенциалу георадара «Лоза» с его помощью можно успешно решать задачи зондирования морского льда толщиной 17 м и более, несмотря на известное сильное затухание сигнала при прохождении соленых льдов. Преимущества применения георадара (по сравнению с широко распространенным методом бурения) и БПЛА для определения морфометрических характеристик льдов оценены на примере сорока ледяных образований, обследованных в рамках двух зимних экспедиций 2016 и 2019 гг. на восточном шельфе о-ва Сахалин.

Ключевые слова: георадар «Лоза», беспилотный летательный аппарат, полевые измерения, морские ледяные образования, морфометрические характеристики льда.

Информация о морфометрических характеристиках ледяных образований (ЛО) – их геометрических размерах, рельефе надводной и подводной поверхностей, толщине и т.д. – необходима как для исследований морских льдов в интересах фундаментальной науки, так и, например, для прикладных расчетов ледовых нагрузок, которые могут быть приложены к тем или иным морским или прибрежным сооружениям. Под ЛО понимается элемент ледяного покрова, который характеризуется определенным набором признаков, например: ледяные поля, отдельные торосы и их гряды, стамухи, несяки, айсберги¹.

Наиболее широко распространенным современным методом измерения морфометрических характеристик ЛО является определение (на первом этапе) горизонтальных координат и высот точек на ЛО геодезическими методами с использованием тахеометра. Координаты при этом связаны с конкретным ЛО и поэтому являются локальными, расстояние между точками равно 5 м (в некоторых случаях гряд торосов – 2,5 м), а за нулевую высоту принимается уровень воды в лунке, пробуренной в начальной точке локальных координат [1, 2]. На втором этапе выполняется механическое бурение льда для измерения его толщины в точках с определенными горизонтальными

¹ См.: Нефтяная и газовая промышленность Арктические операции. Учет ледовых нагрузок при проектировании морских платформ: ГОСТ Р 58283-2018: введен в действие 01.04.2019. См. также: WMO sea-ice nomenclature. – Geneva: WMO, 2014. – WMO to. 259.

координатами и высотой. Совокупность перечисленных выше измерений позволяет создать трехмерную модель ЛО.

Замена механического бурения более технически сложным, но зато более скоростным термическим бурением на практике не позволяет измерять объемные размеры ЛО с горизонтальным разрешением более 5 м. Кроме того, комплект оборудования для термического бурения вне зависимости от того, используется ли горячая вода или нагреваемый электрическим током стержень, весит 100...200 кг и более. Перемещение такого оборудования по заснеженному ЛО и в особенности среди торосов невозможно выполнять быстро.

Для того чтобы повысить пространственное разрешение измерений, вместо широко распространенного обычного метода иногда применяют геодезические системы лазерного сканирования для определения надводного рельефа ЛО и локаторы бокового обзора для определения его подводного рельефа [1, 2]. При камеральной обработке из данных о рельефе двух поверхностей получают трехмерную модель ЛО, которая включает в том числе сведения о толщине льда с высоким разрешением по горизонтали.

Измерения лазерным сканером и гидролокатором бокового обзора требуют нескольких часов непрерывной работы из-за самих принципов работы этих устройств, необходимости неоднократно менять положение сканера и гидролокатора на льду для измерения всего ЛО, а также по причине необходимости бурить новые лунки в каждой новой точке измерения гидролокатором. Кроме того, эвакуация с ЛО измерительного комплекса гидролокатора бокового обзора не может быть выполнена быстрее, чем по крайней мере за 30 мин. Гидролокатор необходимо аккуратно поднять из водной толщи (иногда с горизонтов 100...150 м), спуско-подъемное устройство локатора – демонтировать и т.д.

При измерениях сорока ЛО в рамках двух зимних экспедиций 2016 и 2019 гг., проведенных на восточном шельфе о-ва Сахалин, авторами был реализован никогда ранее не применявшийся метод измерения морфометрических характеристик ЛО. Главной новой составляющей метода явилось применение российского георадара «Лоза» для измерения толщины льда. Метод разработан и был применен для

достижения следующих целей: (1) увеличения пространственного разрешения измерений по сравнению с широко распространенным методом; (2) существенного увеличения скорости выполнения измерений по сравнению со всеми перечисленными выше методами; (3) максимально возможного уменьшения объема и веса измерительного оборудования, находящегося на ЛО в каждый момент выполнения работ; (4) гарантированного обеспечения быстрой эвакуации измерительного оборудования с ЛО в случае начала разрушения последнего.

Попытки измерить толщину морского соленого льда радиолокационным способом были начаты в 1970-х гг. [3]. В ходе этих исследований обнаружено принципиальное отличие пресного льда от морского с точки зрения применения радиолокации. Дело в том, что морской лед состоит из кристаллов пресного льда и ячеек рассола, вытянутых в вертикальном направлении. Большинство физических свойств морского льда связано с содержанием рассола, которое меняется с возрастом льда. Соленость и объем рассолов зависят от солености воды и скорости образования или таяния льда, которые, в свою очередь, определяются температурой воздуха, толщиной льда и высотой снежного покрова. В самом общем случае соленость льда в четыре-пять раз ниже солености воды, из которой лед образовался. Соленость морского льда определяет заметную проводимость, которая, в свою очередь, вызывает большое затухание электромагнитного сигнала георадара на частотах в несколько сотен мегагерц. Георадары импульсной мощностью 50...100 Вт, успешно применяемые для зондирования льда в пресных водоемах, неприменимы для зондирования морского льда из-за существенного затухания сигнала.

История разработки сверхмощных георадаров началась в Академии наук СССР в ранние 1990-е гг. с объявления конкурса на создание георадара для космической миссии «Марс-94». Прибор сделали, но полет на Марс не состоялся. Нарботанные идеи были реализованы ООО «Компания ВНИИСМИ» в рамках коммерческого проекта создания наземных георадаров серии «Лоза». При разработке георадара использовались теоретические и технические решения, описанные в работах по подповерхностной радиолокации, подготовленных в Рижском институте инженеров гражданской

авиации группой авторов под руководством проф. М.И. Финкельштейна [3]. Аппаратная реализация метода подповерхностной радиолокации была уникальной и не имела аналогов в мире.

Современная модификация георадара «Лоза», которая использовалась авторами для измерения толщины морских льдов во время зимних экспедиций 2016 и 2019 гг., вобрала в себя отечественные достижения в области радиолокации конца прошлого века и инженерную реализацию принципов подповерхностной радиолокации на уровне развития электроники начала XXI в., а именно: (1) запись и последующая обработка зондирующего сигнала происходят в цифровом виде; (2) для зондирования используется импульсный широкополосный электромагнитный сигнал; (3) для зондирования сред, способных гасить мощность сигнала, таких как морской лед, достигнута максимальная мощность передатчика, а центральная частота зондирующего импульса снижена до 50...100 МГц; (4) разрядники используются для формирования импульсов рекордной мощности.

В результате использовавшийся авторами георадар «Лоза» – это среднечастотный георадар с полосой частот приемника 50...300 МГц. Передатчик георадара коммутирует импульс 5...10 кВт на антенну. Антенна излучает этот короткий импульс в среду. Приемник синхронно с моментом излучения начинает регистрировать приходящие отражения. Георадар «Лоза» записывает 512 измерений за 1 нс. В каждый момент времени фиксируются время прихода сигнала, его амплитуда и фаза. Все время, пока приемник работает на прием, передатчик «молчит». При работе георадара используются антенны 100 МГц (длина – 1,5 м) и 200 МГц (длина – 1 м). Питание передатчика и блока управления георадаром осуществляется от герметичных свинцово-кислотных аккумуляторов, имеющих минимальную потерю емкости при отрицательных температурах.

Общий вид георадара «Лоза» отражает фотография (рис. 1), сделанная в ходе экспедиции 2019 г.: на заднем плане – судно ледового класса, с борта которого выполнялись ледоисследовательские работы; вертикальные маркеры темно-синего цвета перед оператором и в 5 м правее – геодезические вешки; канаты в направлении от судна к установленным наклонно бревнам – ледовые якоря.



Рис. 1. Оператор Ф.П. Морозов с собранным георадаром «Лоза» на ровном участке ледяного образования

«Лоза» оснащен передатчиком импульсной мощностью 1 МВт. Это в среднем в 10 тыс. раз больше, чем у «традиционных» георадаров. Именно уникально большой энергетический потенциал георадара «Лоза» позволил авторам успешно решить задачу зондирования морского льда, несмотря на сильное затухание сигнала при прохождении соленых льдов (рис. 2).

Еще до проведения практических измерений на морском льду с помощью георадара «Лоза» исходя из общих закономерностей радиолокационных измерений были определены требования к проведению измерений и объективные ограничения на интерпретацию их результатов:

1) поскольку диэлектрическая проницаемость морского льда составляет около 5...6, а воздуха – 1, формируется диаграмма направленности зондирующего луча в нижнюю полу сферу. Угол конуса диаграммы рассчитывается как арксинус от 1, деленный либо на показатель преломления, либо на квадратный корень из диэлектрической проницаемости среды. Угол диаграммы равен 26° , а диаметр зоны интегрального отражения при толщине льда, например, 5...6 м составляет 1,5...2,0 м. Если измерить толщину торосов, то результаты зондирования будут иметь сглаженную форму, усредненную по площади зоны отражения. Поскольку измерение толщины льда с помощью бурения происходит в точке, а с помощью георадара – в зоне отражения, то полного совпадения результатов двух видов измерений может и не быть (см. рис. 2);

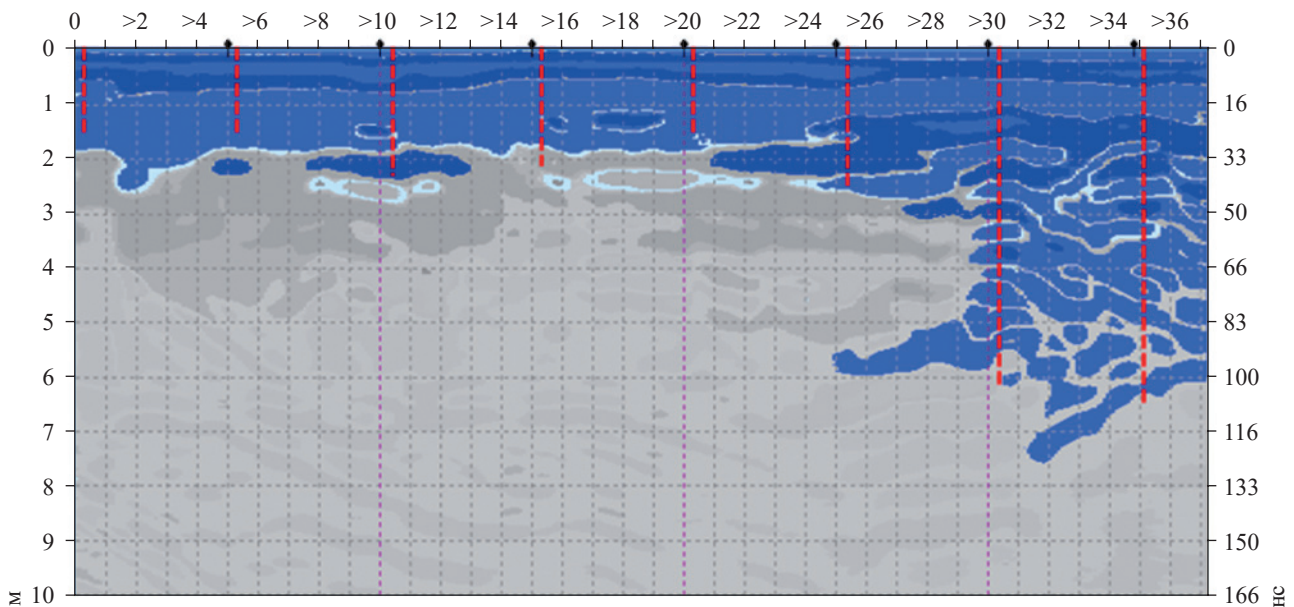


Рис. 2. Пример измерений георадаром «Лоза» толщины льда вдоль одного из профилей на ЛО № 7 в экспедиции 2019 г.: горизонтальная ось – расстояние вдоль профиля, м; левая вертикальная ось – толщина льда, м; цветовая заливка синих оттенков – лед, серых оттенков – вода; вертикальные пунктирные линии красного цвета – скважины механического бурения

2) для формирования оптимальной диаграммы направленности при ледовом зондировании и повышения эффективности необходимо располагать антенны в тесном контакте с поверхностью льда (см. также [3]);

3) подводная граница торосистых или наслоенных льдов имеет сложную форму. Радиолокационный сигнал при отражении от такой поверхности сильно рассеивается, амплитуда сигнала уменьшается. Оценка толщины и определение нижней границы ЛО в таких условиях могут быть затруднены;

4) по оценкам, в нижнюю полусферу (лед) излучается сигнал в n^2 раз больший, чем вверх (в воздух), где n – показатель преломления [4]. При зондировании с поверхности льда, в отличие от условий, например, влажного грунта, полезный зондирующий сигнал снижается, а доля сигнала, излучаемого «в воздух», заметно возрастает. Это приводит к тому, что глубина зондирования уменьшается, а «воздушные» помехи отражения увеличиваются при проведении измерений вблизи крупных металлических объектов (ледокола или вертолета). Часть ЛО, находящаяся на расстоянии в пределах примерно трех толщин исследуемого льда от крупного металлического объекта, оказывается недоступной для измерений толщины георадаром «Лоза».

В обсуждаемых экспедициях георадар «Лоза» был применен для измерений толщин льда вдоль серий профилей, размеченных геодезическим способом на каждом из 40 обследованных ЛО. Профили располагались в 2,5 м друг от друга и в зависимости от размеров и формы ЛО имели по горизонтали длину 50...400 м. При реализации традиционного метода измерений необходимо определять координаты геодезических вешек, установленных на ЛО через 5 м вдоль каждого профиля из группы. При применении нового метода достаточно определить координаты двух крайних вешек профиля, а в отдельных случаях относительно протяженных профилей – еще и центральной вешки. В результате обработки измерений георадаром пространственное разрешение значений толщины льда вдоль профилей было выбрано как 1 м, а поперек профилей – 2,5 м. Следует заметить, что можно было бы выполнить обработку результатов измерений и с более высоким разрешением, однако, принимая во внимание толщины измеренных ЛО и соответствующие им зоны отражения, было решено ограничиться указанным выше пространственным разрешением.

Поскольку процесс измерения георадаром внешне выглядит как быстрые перестановки

антенн с шагом 20 см вдоль линии профиля одним оператором и еще более быстрые нажатия кнопки другим оператором в каждый момент нового прилегания антенн к поверхности после перестановки, то легко понять, что передвижение двух операторов с георадаром вдоль профиля медленным шагом, примерно 2 км/ч, – во много раз более быстрый процесс, чем выполнение множества бурений льда вдоль профиля с шагом 1 м.

Известно, что помимо георадара «Лоза» в мире существует еще только один серийно выпускаемый канадской компанией Geonics измеритель толщины соленого морского льда EM31 Ice. Этот измеритель используют в своей работе ледоисследовательские группы всех стран мира уже несколько десятилетий [5]. EM31 Ice, также как и георадар «Лоза», для выполнения измерений требует перемещения по поверхности льда. Допустимая скорость перемещения EM31 Ice может превышать ту же характеристику для георадара «Лоза» в два, а при огрублении пространственного разрешения – и в три раза. Измеряемый массив льда канадским толщиномером воспринимается как часть сердечника трансформатора, объединяющего разнесенные катушки прибора. Напряжение на вторичной катушке будет зависеть от электромагнитных свойств сердечника (льда) и его толщины. При выполнении измерений предполагается, что объемные свойства льда на протяжении профиля не меняются, и все изменения показаний прибора интерпретируются как изменения толщины. Если же на какой-то части профиля встречаются неоднородности, которые отсутствовали на предыдущей измеренной части, то их невозможно выявить. Изменение характеристик сигнала в таком случае ошибочно интерпретируется как изменение толщины. В инструкции по эксплуатации EM31 Ice указано, что измерения толщины льда можно проводить только на ненарушенном однородном массиве льда, а толщина обследуемого льда не должна превышать 4...5 м. Вообще говоря, ледоисследовательские группы с помощью EM31 Ice проводят измерения и деформированных льдов. Для этого используют учащенные поверочные бурения при каждом заметном с поверхности изменении характеристик льда вдоль профиля. Затем, при обработке сигнала, показания толщиномера «подгоняются» к измерениям толщины бурением.

Для «Лозы» лед – среда распространения, определение толщины производится через скорость и измеренную задержку сигнала, отраженного от нижнего края льдины. Скорость известна. На радаре получают сглаженную, в соответствии с зоной отражения, нижнюю границу торосистого льда. Результаты бурения показывают толщину то больше, то меньше (см. рис. 2). Следует заметить, что по ряду причин при измерениях ЛО в зимних экспедициях 2016 и 2019 гг. авторы применяли одновременно и новый, и широко распространенный методы. В результате в распоряжении авторов для анализа сигналов георадара «Лоза» имеется избыточное количество, если иметь в виду поверочные бурения, результатов измерений толщины льда механическим способом вдоль георадарных профилей. Анализ показал, что при обмерах ЛО свободного термического нарастания можно обходиться без поверочных бурений. В случаях сильно деформированного льда лучше выполнять одно-два поверочных бурения на каждом профиле.

Выполненные до экспедиций 2016 и 2019 гг. сравнения характеристик измерителя толщины морского льда EM31 Ice и георадара «Лоза» позволили сделать вывод, что нерационально с точки зрения скорости измерений использовать канадское устройство EM31 Ice в рамках нового метода из-за необходимости множества поверочных бурений. Экспедиционные работы только подтвердили предварительный вывод. Кроме того, оказалось, что, поскольку 37 из 40 обследованных ЛО представляли собой деформированный лед локальной толщиной 7 м и более (а на одном ЛО измерен участок гряды торосов толщиной 17 м), прибор EM31 Ice был принципиально неприменим.

Вторым, не получившим пока распространения у ледоисследователей элементом нового метода является применение фотограмметрии для создания подробной цифровой модели рельефа (ЦМР) надводной части ЛО с помощью БПЛА вместо лазерного сканера. БПЛА уже почти 10 лет используются в промышленной и научной деятельности при выполнении топографических, геодезических, кадастровых работ, а также при инженерно-геодезических изысканиях. Принципы съемки с БПЛА и обработки полученных снимков подробно описаны в литературе [6, 7]. Помимо собственных зимних экспедиций 2016 и 2019 гг. авторам

известен пока только один факт применения БПЛА в 2018 г. для построения ЦМР поверхности льда [8].

Чтобы получить серию фотографий поверхности каждого из измеряемых ЛО, полеты БПЛА осуществлялись в ручном режиме на высоте 80...100 м с выполнением 30 снимков в минуту с перекрытием изображений на 60...80 %. Взлеты и посадки БПЛА производились как с ЛО, так и с палубы судна. Продолжительность полета над одним ЛО составляла около 15 мин, что примерно на порядок меньше того времени, которое необходимо для выполнения измерений лазерным сканером с одной позиции на ЛО. На основе результатов съемок БПЛА для каждого ЛО создавались ЦМР с помощью программного пакета Agisoft PHOTOSCAN [6, 7]. Каждая ЦМР представляет собой набор высот, взятых в узлах некоторой сетки точек с координатами в горизонтальной плоскости. В описываемом случае по сетке координат и вертикали был выбран шаг 0,1 м.

Заключительный этап применения нового метода предполагал «разрежение» матрицы ЦМР в узлы измерения толщины ЛО георадаром «Лоза». Последующее вычитание уменьшенной матрицы ЦМР из матрицы

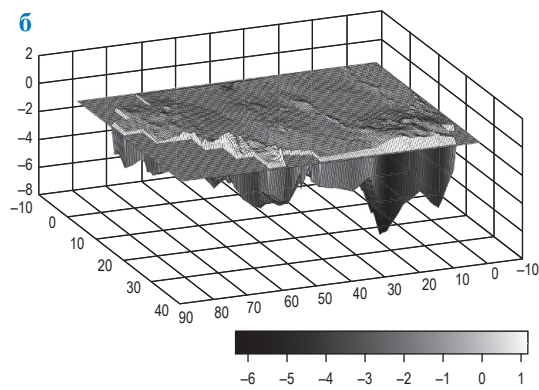


Рис. 3. Изображения ЛО № 7 (экспедиция 2019 г.): а – вид с БПЛА; б – трехмерная модель

толщин льда позволяло строить трехмерные модели ЛО. На рис. 3 представлены фотография и 3D-модель ЛО № 7, выполненные примерно под одним и тем же углом зрения. Для манипуляций с матрицами использовалось программное обеспечение, написанное авторами в математическом пакете MATLAB.

Авторы полагают, что разработанный и успешно реализованный ими новый метод измерения морфометрических характеристик ЛО с применением георадара «Лоза» как центрального элемента безусловно обеспечил достижение всех четырех целей, обозначенных в начале статьи. Конечно, выигрыш по времени при выполнении комплексных измерений на конкретном ЛО с применением в том числе авторского метода в общем виде не поддается точному определению. Вообще говоря, другие виды исследований льда, например взятие кернов и их испытания на прочность, испытания «консоль на плаву», работа зонда-индентора, могут продолжаться даже тогда, когда уже закончились измерения морфометрических характеристик экспресс-методом. Однако, поскольку в отношении сорока ЛО использовались одновременно и широко распространенный, и новый методы, а также для двадцати одного ЛО из сорока выполнялись еще измерения лазерным сканером, можно с уверенностью утверждать, что в части измерений морфометрических характеристик метод авторов является в три раза более быстрым за счет меньшего числа точек определения координат геодезическими устройствами, существенно уменьшения точек бурения и сбора массива фотографий для фотограмметрии за 15 мин. Что касается гарантий быстрой эвакуации оборудования со льда при угрозе его разрушения, то вес георадара «Лоза» в сборе составляет примерно 10 кг. Такой вес практически не мешает двум операторам быстро покинуть ЛО и переходить на судно. Полеты же БПЛА над ЛО можно совершать и с палубы судна, совсем не выходя на потенциально нестабильный лед.

Следует заметить, что в экспедициях 2016 и 2019 гг. дрейф ЛО, как выбираемых для измерений, так и окружающих их, временами доходил до 90 см/с. По своим горизонтальным размерам почти все ЛО с наибольшими для района работ объемами относились к крупнобитому льду. Со стороны свободного ото льда океана неоднократно в сплоченный лед распространялись волны зыби. Кроме того,

специалисты – исполнители измерений выходили на выбранные ЛО с судна, размеры которого зачастую были сравнимы с ЛО. Судно использовало ледовые якоря, устанавливаемые на ЛО (см. рис. 1 и 3а). Из-за разницы формы судна и ЛО векторы их дрейфа не совпадали, и это периодически вызывало сильные напряжения в их связке и даже соударения. Все эти факты резко увеличивали вероятность раскола ЛО и риски утраты оборудования во время выполнения измерений. Представляется, что при необходимости выполнения морфометрических измерений среди льдов с перечисленными выше характеристиками и с большим, чем у широко распространенного метода, пространственным разрешением реализованный авторами метод на сегодняшний день не имеет практической альтернативы.

Благодарности

Разработка и успешное применение нового эффективного метода измерения морфометрических характеристик ледяных образований на восточном шельфе о-ва Сахалин было мотивировано в том числе коллегами из ООО «Газпром ВНИИГАЗ» при планировании и подготовке вышеуказанных зимних экспедиций. Написание текста этой статьи и сопутствующие вычисления поддержаны Государственным заданием FMWE-2023-0002 Института океанологии им. П.П. Ширшова РАН и грантом РФФ № 22-12-00083 «Глубинный георадар: теория, методы, эксперимент» Института земного магнетизма, ионосферы и распространения радиоволн им. Н.В. Пушкова РАН.

Список литературы

1. Зубакин Г.К. Современные методы и технологии изучения морфометрических и динамических характеристик ледников, айсбергов и ледяного покрова / Г.К. Зубакин, Ю.П. Гудошников // *Океанография и морской лед = Oceanography and sea ice*. – М.: Paulsen, 2011. – С. 70–78.
2. Миронов Е.У. Современные методы ледовых исследований и изысканий на шельфе арктических морей / Е.У. Миронов, Ю.П. Гудошников, В.Н. Смирнов // *Проблемы Арктики и Антарктики*. – 2015. – № 1 (103). – С. 57–68.
3. Финкельштейн М.И. Радиолокационные аэроледомерные съемки рек, озер, водохранилищ / М.И. Финкельштейн, Э.И. Лазарев, А.Н. Чижов. – Л.: Гидрометеоздат, 1984.
4. Berkut A.I. Deep penetration subsurface radar: hardware, results, interpretation / A.I. Berkut, D.E. Edemsky, V.V. Kopeikin et al. // *Proc. 9th Int. symp. on advanced ground penetrat. radar (IWAGPR)*, PS-2, 3 25, Edinborough, 2017. – DOI: 10.1109/IWAGPR.2017.7996052.
5. Eicken H. Indirect measurements of the mass balance of summer Arctic sea ice with an electromagnetic induction technique / H. Eicken, W.B. Tucker III, D.K. Perovich // *Annals of Glaciology*. – 2001. – Т. 33. – С. 194–200.
6. Eltner A. Image-based surface reconstruction in geomorphometry – merits, limits and developments / A. Eltner, A. Kaiser, C. Castillo et al. // *Earth Surface Dynamics*. – 2016. – № 4(2). – С. 359–389.
7. Koci J. Assessment of UAV and ground-based structure from motion with multi-view stereo photogrammetry in a gullied savanna catchment / J. Koci, B. Jarihani, J.X. Leon et al. // *ISPRS International Journal of Geo-Information*. – 2017. – № 6(11). – С. 328–335.
8. Бородкин В.А. Совместное применение беспилотного летательного аппарата мультироторного типа и гидролокатора кругового обзора для создания трехмерной цифровой модели рельефа ледового объекта / В.А. Бородкин, А.С. Парамзин, С.В. Хотченков // *Российские полярные исследования*. – 2018. – № 34 (4). – С. 31–35.

“Loza” ground-penetrating radar as an efficient instrument for measuring morphometric characteristics of flat and screw sea ice bodies

S.V. Pisarev^{1*}, A.I. Berkut², P.A. Morozov³, F.P. Morozov³, A.V. Lobanov⁴, D.A. Onishchenko⁵

¹ P.P. Shirshov Institute of Oceanology of the Russian Academy of Sciences, Bld. 36, Nakhimovskiy prospect, Moscow, 117997, Russian Federation

² VNIISMI Company LLC, off. 19–20, block XV, Bld. 44, Altufyevskoye shosse, Moscow, 127566, Russian Federation

³ Pushkov Institute of Terrestrial Magnetism, Ionosphere and Radio Wave Propagation of Russian Academy of Sciences, Bld. 4, Kaluzhskoye shosse, Troitsk, Moscow, 108840, Russian Federation

⁴ Gazprom PJSC, box 1255, St. Petersburg, 200961, Russian Federation

⁵ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

* E-mail: pisarev@ocean.ru

Abstract. The article describes a new effective and prompt method for field measuring the morphometric characteristics of flat and screw sea ice using together a high-performance domestic ground-penetrating radar “Loza”, a multirotor unmanned aerial vehicle (UAV) and the geodesic instruments. The “Loza” radar is equipped with a 1 MW pulse-powered transmitter, which performance is in average 10 thousand times better than all other comparably sized georadars demonstrate. Due to its high power potential, the “Loza” radar successfully fulfills the tasks of sensing the 17 m and more thick sea ice, in spite of the well-known damping of signals within the saline ices. Versus the popular method of drilling, the advantages of the joint “Loza” and UAV application for measuring the morphometric ice characteristics were estimated for a case of 40 ice bodies examined in 2016 and in 2019 during two winter expeditions to the Eastern shelf of the Sakhalin Island.

Keywords: “Loza” georadar, unmanned aerial vehicle, field measurements, sea ice bodies, morphometric characteristics.

References

- ZUBAKIN, G.K., Yu.P. GUDOSHNIKOV. Modern methods and technologies for studying morphometric and dynamical characteristics of glaciers, icebergs and ice cap [Sovremennyye metody i tekhnologii izucheniya morfometricheskikh i dinamicheskikh kharakteristik lednikov, aysbergov i ledyanogo pokrova]. In: *Oceanography and sea ice*. Moscow: Paulsen, 2011, pp. 70–78. (Russ.).
- MIRONOV, Ye.U., Yu.P. GUDOSHNIKOV, V.N. SMIRNOV. Modern methods of ice research and investigations at Arctic sea shelf [Sovremennyye metody ledovykh issledovaniy i izyskaniy na shelfe arkticheskikh morey]. *Problemy Arktiki i Antarktiki*, 2015, no. 1(103), pp. 57–68, ISSN 0555-2648. (Russ.).
- FINKELSHTEYN, M.I., E.I. LAZAREV, A.N. CHIZHOV. *Radar aerial ice measuring of rivers, lakes, water reservoirs* [Radiolokatsionnyye aeroledomernyye syemki rek, ozer, vodokhranilishch]. Leningrad: Gidrometeoizdat, 1984. (Russ.).
- BERKUT, A.I., D.E. EDEMSKY, V.V. KOPEIKIN et al. Deep penetration subsurface radar: hardware, results, interpretation. In: *Proc. 9th Int. symp. on advanced ground penetrat. radar (IWAGPR)*, PS-2, 3 25, Edinbourgh, 2017. DOI: 10.1109/IWAGPR.2017.7996052.
- EICKEN, H., W.B. TUCKER III, D.K. PEROVICH. Indirect measurements of the mass balance of summer Arctic sea ice with an electromagnetic induction technique. *Annals of Glaciology*, 2001, vol. 33, pp. 194–200, ISSN 0260-3055.
- ELTNER, A., A. KAISER, C. CASTILLO et al. Image-based surface reconstruction in geomorphometry – merits, limits and developments. *Earth Surface Dynamics*, 2016, no. 4(2), pp. 359–389, ISSN 2196-6311.
- KOCI, J., B. JARIHANI, J.X. LEON et al. Assessment of UAV and ground-based structure from motion with multi-view stereo photogrammetry in a gullied savanna catchment. *ISPRS International Journal of Geo-Information*, 2017, no. 6(11), pp. 328–335, ISSN 2220-9964.
- BORODKIN, V.A., A.S. PARAMZIN, S.V. KHOTCHENKOV. Joint application of a multirotor aerial drone and a panoramic sonar to create a 3D digital relief model for a glacial object [Sovmestnoye primeneniye bespilotnogo letatel'nogo apparata multirotornogo tipa i gidrolokatora krugovogo obzora dlya sozdaniya trekhmernoy tsifrovoy modeli relyefa ledovogo obyekt]. *Rossiyskiye Polyarnyye Issledovaniya*, 2018, no. 34 (4), pp. 31–35, ISSN 2218-5321. (Russ.).

УДК 629.563:622.276.04

Вопросы организации мероприятий по предотвращению повреждения подводных добычных комплексов с судов

В.Д. Васин^{1*}, С.В. Греков¹, О.А. Корниенко¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, пр-кт Малоохтинский, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

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

Тезисы. В статье рассматривается проблематика создания систем мониторинга и оповещения, направленных на предотвращение повреждения элементов подводной инфраструктуры объектов обустройства морских месторождений с судов и иных плавучих объектов. Несмотря на наличие ряда требований по ограничению нахождения судов в районах расположения морских нефтегазовых сооружений, изложенных как в национальных нормативных правовых актах, так и в международных конвенциях, в полной мере указанный вопрос не решен.

Для предупреждения судоводителей об опасности приближения к местам расположения подводных добычных комплексов и иных подводных объектов обустройства, а также для отслеживания судов, опасно приближающихся к таким местам, целесообразно создание системы мониторинга мореплавания организацией, ответственной за обустройство и эксплуатацию морского месторождения.

В отличие от надводных объектов обустройства, таких как стационарные платформы, при подводном обустройстве в акватории месторождения отсутствуют объекты, на которых возможно физическое размещение оборудования для мониторинга мореплавания. Система мониторинга обстановки в зоне размещения подводных добычных комплексов может быть реализована в виде управляемого оператором комплекса, состоящего из расположенных на берегу или мобильных технических средств мониторинга, аппаратно-программного модуля, на который поступают данные от средств мониторинга и иных источников, средств связи и необходимых баз данных. Также система должна предоставлять возможность обеспечения связи с судоводителями для предупреждения их об ответственности в случае совершения неправомерных действий.

В качестве технических средств мониторинга мореплавания рассматриваются радиолокационные станции, охлаждаемые тепловизоры кругового обзора, автоматические идентификационные системы (АИС), а также беспилотные воздушные суда. Для задач мониторинга могут использоваться данные ведомственных систем мониторинга Минтранса России (система мониторинга судов «Виктория») и Росрыболовства (Отраслевая система мониторинга водных биологических ресурсов, наблюдения и контроля за деятельностью промысловых судов), а также данные спутниковых АИС.

Одной из задач, требующих решения в процессе эксплуатации морских месторождений, является предотвращение повреждения элементов подводной инфраструктуры объектов обустройства в результате воздействия с судов и иных плавучих объектов. Особенно актуален данный вопрос в случае добычи углеводородов с применением подводного добычного комплекса (ПДК), расположенного на расстоянии более 12 морских миль от берега за пределами территориального моря, что в настоящее время в Российской Федерации реализуется ПАО «Газпром» на Киринском газоконденсатном месторождении в Охотском море, где на базе радиолокационной станции «Нева-БС» создана система освещения надводной обстановки в районе месторождения.

При эксплуатации ПДК в качестве потенциальных опасностей необходимо рассматривать следующие события, связанные с судоходством:

- зацеп оборудования, конструкций и сооружений ПДК орудиями добычи (вылова) водных биоресурсов;
- зацеп якорями;
- повреждение оборудования в результате сброса с судов предметов;
- затопления судов;

Ключевые слова:

морское месторождение, безопасность, мониторинг мореплавания, подводный добычный комплекс, беспилотное воздушное судно.

- акты незаконного вмешательства (умышленного или неумышленного причинения вреда).

Особо опасен зацеп орудиями лова, так как помимо повреждения элементов подводной инфраструктуры это может привести к опрокидыванию рыболовного судна и гибели членов его экипажа.

Представляется целесообразным решать задачу защиты подводного оборудования как с позиций законодательного ограничения нахождения судов над расположением подводной инфраструктуры, так и с позиций введения системы отслеживания (мониторинга) судов и предупреждения судоводителей о наличии подводных объектов.

Законодательные нормы, которые могут быть реализованы для ограничения нахождения судов в районе расположения ПДК

Для обеспечения безопасной эксплуатации морских нефтегазопромысловых сооружений (МНГС), к которым по функциональному назначению могут быть отнесены¹ ПДК, нормами международного права и требованиями национального законодательства предусматривается возможность установления зон безопасности, т.е. участков акватории, на которых действует особый (разрешительный) порядок захода судов. Определено, что зоны безопасности вокруг искусственных островов, установок, сооружений простираются не более чем на 500 м от каждой точки их внешнего края. Данное положение является по сути имплементацией в российское законодательство² норм ст. 5 Конвенции о континентальном шельфе [1] и ст. 60 Конвенции Организации Объединенных Наций по морскому праву [2]. Несоблюдение судоводителем или иным лицом, управляющим судном (в том числе маломерным) на морском транспорте, либо судовладельцем мер по обеспечению безопасности судоходства в зонах безопасности, установленных

вокруг искусственных островов, установок и сооружений, расположенных на континентальном шельфе Российской Федерации, влечет за собой привлечение к ответственности в соответствии со ст. 11.7.1 Кодекса Российской Федерации об административных правонарушениях.

Установлено³, что:

- федеральным органом исполнительной власти, ответственным за определение мер по обеспечению безопасности судоходства в зонах безопасности, установленных вокруг искусственных островов, установок и сооружений, расположенных на континентальном шельфе Российской Федерации, является Минтранс России;

- федеральными органами исполнительной власти, ответственными за определение мер по обеспечению безопасности искусственных островов, установок и сооружений, расположенных на континентальном шельфе Российской Федерации, являются Минтранс России, ФСБ России и Минобороны России.

В качестве примера нормативного правового акта, устанавливающего зоны безопасности, можно привести приказ Минтранса России от 19.07.2022 № 267 «Об установлении границ зон безопасности вокруг искусственных установок, расположенных на континентальном шельфе Российской Федерации в зоне эксплуатации Киринского газоконденсатного месторождения». Данным приказом в зоне эксплуатации Киринского газоконденсатного месторождения установлены границы зон безопасности радиусом 500 м вокруг скважин Р1, Р2, Р3, Р-4бис, Р-5, Р6, Р7, а также центра сборного манифольда.

Следует отметить, что информация о расположении ПДК и подводных трубопроводов отображается на навигационных картах, а в случае проведения работ в районе месторождения соответствующая информация передается в извещениях мореплавателям, при этом ответственности за нарушение судоводителями

¹ См.: Нефтяная и газовая промышленность. Сооружения нефтегазопромысловые морские. Термины и определения: ГОСТ Р 55311-2024.

² См.: О континентальном шельфе Российской Федерации: Федеральный закон от 30.11.1995 № 187-ФЗ. – Ст. 16. См. также: Порядок создания, эксплуатации и использования искусственных островов, сооружений и установок во внутренних морских водах и в территориальном море Российской Федерации / утв. Постановлением Правительства Российской Федерации от 19.01.2000 № 44. – П. 2.

³ См.: О федеральных органах исполнительной власти, ответственных за определение мер по обеспечению безопасности судоходства в зонах безопасности, установленных вокруг искусственных островов, установок и сооружений, расположенных на континентальном шельфе Российской Федерации, а также мер по обеспечению безопасности таких искусственных островов, установок и сооружений: Указ Президента Российской Федерации от 14.01.2013 № 23.

границ данных районов (за исключением зон безопасности) не предусмотрено.

Главной проблемой при контроле организацией, эксплуатирующей ПДК, соблюдения судами установленных зон безопасности является обеспечение идентификации судна для дальнейшего оповещения надзорных органов, а также предъявления судовладельцу требований о компенсационных выплатах при возникновении ущерба. Таким образом, перед эксплуатирующей ПДК организацией возникает задача обеспечения постоянного мониторинга мореплавания в районе месторождения, а также предупреждения судоводителей о наличии подводных объектов на пути судна.

Потенциальные технические решения для организации мониторинга мореплавания в районе ПДК

В Российской Федерации задача мониторинга судов при обеспечении торгового мореплавания решается посредством системы управления движением судов (СУДС) в морских портах [3]. Технически СУДС представляет собой совокупность средств мониторинга, аппаратно-программного модуля, на который поступают данные от средств мониторинга, средства связи, автоматизированного места оператора. Обеспечение работы СУДС возложено на ФГУП «Росморпорт», подведомственное Минтрансу России.

СУДС реализует функции регулирования движения судов при входе в порт и выходе из порта, перемещении в порту, для чего обеспечиваются:

- получение информации о навигационной обстановке;
- поддержание связи с судами;
- планирование графика движения судов;
- анализ навигационной ситуации и выдача сигналов тревоги и предупреждения в соответствии с заданными параметрами.

Организация, эксплуатирующая ПДК, для мониторинга мореплавания в районе размещения подводного оборудования должна решать задачу создания на берегу специализированного технического комплекса (далее – Комплекс), концептуально соответствующего основным решениям построения СУДС. Можно выделить следующие основные требования, которым должен отвечать Комплекс:

- визуальное представление на электронных картах информации о надводной

обстановке, формируемой системами, техническими средствами мониторинга мореплавания и информационными ресурсами, отображение зоны мониторинга мореплавания, зон безопасности, мест расположения объектов ПДК;

- возможность ввода данных и отображения информации о зонах ограничения плавания судов в случае проведения на акватории работ, связанных с эксплуатацией ПДК;
- возможность прогнозирования положения отслеживаемых судов через заданный промежуток времени с учетом их курса и скорости;
- возможность сохранения информации о надводной обстановке на определенный момент времени;
- визуальная и звуковая сигнализация о приближении судов к зонам безопасности и о пересечении границ зон безопасности;
- связь с судами в зоне мониторинга;
- доступ к информационным базам в области мониторинга мореплавания.

Управление Комплексом должно осуществляться операторами из числа сотрудников эксплуатирующей организации. Операторы должны допускаться к работе с Комплексом после прохождения обучения работе с электронными картами, оборудованием ГМССБ⁴, ознакомления с функционалом Комплекса. Для организации связи следует применять оборудование ГМССБ, соответствующее району ГМССБ (А1–А4), в котором проводится мониторинг.

Одна из функций Комплекса – автоматическое направление судоводителю сообщений при приближении судна к району расположения ПДК. Сообщения должны направляться посредством оборудования ГМССБ с целью принятия судоводителем мер по предотвращению повреждения оборудования ПДК и захода в зоны безопасности. Предупреждения также следует выдавать судам, занятым ловом рыбы, при их приближении к подводным трубопроводам.

Помимо автоматического формирования сообщений при опасном приближении судна к ПДК оператор Комплекса должен иметь возможность связаться с таким судном для выяснения его дальнейших действий

⁴ Глобальная морская система связи при бедствии (ГМССБ) – международная система связи, включающая в себя наземные спутниковые и судовые системы и средства радиосвязи, предназначенная для обеспечения безопасности на море.

и при необходимости выдачи рекомендации по смене курса. Следует отметить, что такие рекомендации не могут рассматриваться в качестве ограничения свободы мореплавания, так как не налагают на судоводителя юридических ограничений. Вместе с тем судоводитель будет осознавать, что его судно идентифицировано, а за возможные неправомерные действия ему грозит ответственность.

Как показывает практика эксплуатации ПДК Киринского газоконденсатного месторождения, оператору Комплекса следует уделять особое внимание судам, отвечающим следующим признакам:

- отключение (сокрытие) средств идентификации судна;
- длительное нахождение судна в районе ПДК с неопределенной целью;
- нехарактерный для данного района плавания тип судна (в том числе туристическое).

Эффективность работы Комплекса в значительной степени будет зависеть от выбранных технических средств и информационных ресурсов, применяемых для мониторинга мореплавания.

Технические средства, применяемые для удаленного мониторинга мореплавания в акватории расположения ПДК

В качестве технических средств мониторинга возможно рассматривать:

- радиолокационные станции (РЛС);
- охлаждаемые тепловизоры кругового обзора (ОТКО);
- станции АИС⁵;
- беспилотные воздушные суда (БВС).

С точки зрения состава технических средств, необходимых для реализации мониторинга мореплавания в данной акватории в случаях наличия либо отсутствия надводных объектов обустройства, отличий нет, но в случае ПДК все эти средства размещаются на берегу или на судах.

Размещаемые на берегу или судах РЛС предназначены для обнаружения воздушных, морских и наземных объектов (целей), а также для определения их навигационных параметров – пеленга, дальности, скорости, курса. В рамках обеспечения торгового мореплавания с достаточной точностью определяются

координаты цели и параметры ее движения на дистанциях до 50 морских миль в зависимости от высоты установки антенны и мощности передатчика, что делает РЛС важным источником информации в судовождении. Для мониторинга мореплавания в акватории размещения ПДК целесообразно применение специальных береговых РЛС. По сравнению с судовыми РЛС они обладают более высокой разрешающей способностью по определению характеристик пеленга и дистанции. Береговая РЛС представляет собой первичный (с пассивным ответом) радиолокатор, облучающий цели электромагнитной волной и затем принимающий отражения (эхо) от цели. На сегодняшний день наиболее распространенным типом береговых РЛС являются РЛС 3-сантиметрового и 10-сантиметрового диапазонов с продольным размером антенны не менее 2,7 м. Главное преимущество 10-сантиметрового диапазона в том, что он практически не подвержен влиянию осадков, однако разрешающая способность и точность таких РЛС хуже.

В качестве технического средства мониторинга периметра на объектах, контроля движения и обнаружения вторжений могут рассматриваться размещаемые на береговой площадке ОТКО, которые предназначены для решения задач, связанных с пассивным (без внешней подсветки и излучения любого рода) наблюдением за излучающими тепловые волны объектами на большой площади, в том числе и в условиях плохой видимости (тумана, задымленности, сумеречного и ночного освещения и т.п.). Принцип работы ОТКО основан на регистрации и анализе температур поверхности объектов и поверхности морской акватории. Неравномерность нагрева поверхностей позволяет формировать картину распределения температуры и выделять наиболее нагретые поверхности как отдельные цели. Типовой ОТКО серии X имеет следующие основные технические характеристики [4]: сектор обзора по вертикали – 5°; частота кадров матрицы – 50 Гц; спектральный диапазон – 3...5 мкм; скорость сканирования – 180...720 град./с; масса – 38 кг; предельное расстояние обнаружения судна – 32 мили.

Тепловизор кругового обзора отличается от стандартных тепловизоров возможностью автоматизированного сканирования акватории в секторе 360 град. с частотой сканирования порядка одного оборота в минуту

⁵ Автоматическая идентификационная система (АИС) – система, применяемая в судоходстве для передачи статистической и динамической информации о судах.

и автоматизированного определения, захвата и сопровождения целей без необходимости постоянного участия оператора в поиске и наведении устройства на объект. Как и РЛС, ОТКО автоматически рассчитывает следующие параметры движения цели: пеленг, дальность, скорость и курс.

Для целей дистанционного опознавания судов, их основных характеристик, курса и других навигационных данных и параметров с помощью передачи радиосигнала в диапазоне УКВ (частоты 156,0125...158,0125 и 160,6125...162,0375 МГц) используется АИС. В соответствии с международными требованиями АИС является обязательной для следующих судов: водоизмещением свыше 300 регистровых тонн, совершающих международные рейсы; водоизмещением более 500 регистровых тонн, не совершающих международные рейсы; всех пассажирских судов. Суда и яхты с меньшим водоизмещением могут быть оборудованы упрощенным прибором АИС.

Сообщения АИС содержат следующую информацию:

- идентификационную об объекте;
- о состоянии объекта, получаемую автоматически с элементов управления объектом (в том числе с некоторых электрорадионавигационных приборов);
- о географических и временной координатах, которые АИС получает от глобальной навигационной спутниковой системы;
- вводимую вручную обслуживающим персоналом объекта (связанную с безопасностью).

В комплект системы береговой АИС входит приемник с адаптером интерфейсов и монтажным комплектом, а также УКВ-антенна для приема радиосигналов.

В настоящее время с целью мониторинга территорий и акваторий активно применяются БВС. Для этого современные БВС могут оснащаться оборудованием фото- и видеофиксации, тепловизорами, а также другими средствами фиксации и измерений. Основными типами БВС являются роторный, самолетный и конверторный (рисунок).

БВС самолетного типа благодаря особенностям конструкции имеют возможность дольше находиться в воздухе, а значит, и преодолевать большие расстояния. Они лучше всего подходят для работы на обширных территориях и съемки протяженных объектов. Однако особенности конструкции таких летательных аппаратов накладывают и некоторые ограничения. Такое БВС не может зависать в необходимой точке и работать в ограниченном пространстве. Для взлета и посадки требуются значительная площадь и специально обученный персонал. Также риск аварии при приземлении у данного типа БВС выше, чем у аппаратов других типов.

БВС мультироторного типа могут иметь различные конфигурации: трикоптер (три винта), квадрокоптер (четыре винта), гексакоптер (шесть винтов) или октокоптер (восемь винтов). Данные БВС характеризуются стабильным полетом, простой конструкцией и высокой надежностью. Однако относительно малая скорость и время полета приводят к меньшему радиусу действия, чем у БВС самолетного типа. С учетом удаленности месторождений Кириного блока от берега БВС мультироторного типа не могут быть использованы для решения задач мониторинга обстановки в зоне размещения ПДК, но их применение целесообразно рассматривать для проектов, предполагающих наличие стационарного МНГС в акватории месторождения.



Примеры БВС различных типов:
а – самолетного; б – роторного; в – конверторного

БВС конверторного типа совмещают в себе особенности БВС самолетного и роторного типов.

Специализированные информационные ресурсы

Помимо технических средств с точки зрения обеспечения мониторинга мореплавания значительную роль играют информационные ресурсы, представляющие данные о судах. К таким ресурсам относятся:

- спутниковые данные АИС;
- данные ведомственных систем мониторинга.

Для обеспечения возможности приема информации от судов, находящихся вне зоны действия береговых базовых станций, в настоящее время используется космический сегмент, т.е. передатчик судна направляет информацию на спутник, а спутник ретранслирует информацию в адрес берегового центра. В отличие от стандартных схем работы АИС «судно – судно» и «судно – берег», при использовании сервиса спутниковой АИС получение данных от судовых передатчиков сигналов АИС осуществляется спутниками по данным космического мониторинга. Спутниковая группировка и глобальная сеть наземных станций позволяют обеспечить возможность глобального мониторинга всех судов мировой акватории, оборудованных аппаратурой АИС. Что особенно важно, спутниковые данные АИС также могут содержать сведения о судах с выключенными транспондерами АИС («темные суда»). Такие данные формируются на основе сравнения спутниковых радарных снимков акватории, на которых отображаются все суда, и карты АИС судов, и последующего исключения АИС целей.

В Российской Федерации к ведомственным системам спутникового мониторинга относятся система мониторинга судов (СМС) «Виктория» Минтранса России и Отраслевая система мониторинга водных биологических ресурсов, наблюдения и контроля за деятельностью промысловых судов (ОСМ) Росрыболовства. СМС «Виктория» предназначена для слежения в автоматическом режиме за местоположением судов, оснащенных судовыми станциями спутниковой связи Inmarsat-C / Inmarsat D+, и представления данной информации по подключенным к системе судам через WEB-интерфейс удаленным пользователям. Пользователями

СМС «Виктория» являются компании-судовладельцы и организации, уполномоченные осуществлять функции контроля, надзора и проведения поисково-спасательных работ на море.

СМС «Виктория» функционирует в круглосуточном режиме. Ее разработкой, модернизацией и техническим сопровождением занимается ФГУП «Морсвязьспутник», подведомственное Минтрансу России. Система «Виктория» предоставляет пользователям следующие данные:

- флаг судна;
- номер MMSI;
- IMO-номер судна;
- регистровые номера судна (номер, присвоенный классификационным обществом);
- тип судна;
- информацию о собственнике и судовладельце;
- фотографии некоторых судов (при наличии в базе).

Необходимо учитывать, что внесение судна в СМС «Виктория» не является обязательным и производится по заявлению судовладельца.

ОСМ предназначена для сбора, обработки, хранения и представления данных о местоположении судов рыбопромыслового флота и данных о производственной деятельности рыболовных судов и организаций рыбохозяйственного комплекса. Функционирование и развитие ОСМ обеспечивает ФГБУ «Центр системы мониторинга рыболовства и связи», подведомственное Росрыболовству.

В соответствии с законодательством Российской Федерации каждое рыболовное судно мощностью не менее 55 кВт и валовой вместимостью не менее 80 т должно быть оснащено техническим средством контроля и обязано быть зарегистрировано в ОСМ. Данные с судна поступают через спутник на наземную станцию провайдера связи, откуда передаются в региональный центр мониторинга, функции которого выполняют филиалы ФГБУ «Центр системы мониторинга рыболовства и связи».

Исходя из анализа технических характеристик представленных выше средств мониторинга можно сделать вывод о том, что такими средствами возможно проводить мониторинг мореплавания в пределах порядка 50 миль от мест их размещения (берега). Далее указанного расстояния данные мониторинга будут поступать только от информационных ресурсов. При этом работа Комплекса (см. выше) будет

полностью зависеть от организации, которая предоставляет данные мониторинга.

Для осуществления мониторинга далее 50 миль от берега собственными средствами в качестве одного из вариантов может быть рассмотрено размещение в районе ПДК плавучего объекта (судна, буя), оборудованного средствами мониторинга (приемник АИС, РЛС, ОТКО), данные с которых передаются в Комплекс посредством спутниковой или иных видов связи, способных передавать данные на значительные расстояния. Этот вариант применим для безледного периода. В зимнее время регулярное мореплавание, очевидно, отсутствует. Вопросы мониторинга одиночных судов в ледовый сезон требуют отдельного рассмотрения.

Необходимо отметить, что рассмотренные выше элементы системы мониторинга позволяют контролировать надводную обстановку в акватории месторождения. Вместе с тем имевшие место события, связанные с разрушением объектов подводной газотранспортной инфраструктуры, показали уязвимость объектов обустройства морских нефтегазовых месторождений для внешних целенаправленных противоправных действий. Чтобы исключить такие события, необходимо формирование специализированной системы активного мониторинга, обеспечивающей в том числе контроль подводной обстановки в районе объектов ПДК. С целью создания такой системы нужно провести специальные научные исследования и опытно-конструкторские работы.

Выводы

Подходы к решению задачи организации мероприятий по предотвращению повреждения объектов подводной инфраструктуры морских

месторождений с судов необходимо рассматривать как в правовой, так и в технической плоскостях.

Для обеспечения безопасной эксплуатации ПДК эксплуатирующая организация должна осуществлять постоянный мониторинг обстановки в акватории размещения подводного оборудования. На сегодняшний день имеющиеся береговые технические средства позволяют решать задачу оперативного мониторинга судоходства для месторождений, удаленных от берега на расстоянии не более 50 миль, что подтверждается успешной организацией мониторинга на объектах ПАО «Газпром», расположенных на шельфе о-ва Сахалин.

При планировании освоения месторождений, расположенных на значительном удалении от берега, например в Баренцевом море, необходимо уделять отдельное внимание решению задачи мониторинга мореплавания. В качестве одного из решений возможно размещение в акватории месторождений плавучего необитаемого сооружения для установки технических средств мониторинга в сочетании с применением специализированных спутниковых систем.

Необходимо учитывать, что действующие правовые механизмы не обеспечивают в полной мере решения задачи предотвращения повреждения оборудования ПДК в результате рыболовецкой деятельности. В этой связи организация системы мониторинга судоходства и предупреждения судоводителей в районах обустройства морских месторождений должна рассматриваться как обязательная составляющая комплекса решений, направленных на снижение опасности повреждения объектов подводной инфраструктуры.

Список литературы

1. Конвенция о континентальном шельфе. – <https://docs.cntd.ru/document/1900370?ysclid=m3n4m2wawv207362411>.
2. Конвенция Организации Объединенных Наций по морскому праву / ратифицирована Федеральным законом РФ от 26.02.1997 № 30-ФЗ. – <https://www.unclos.org>.
3. Международная конвенция по охране человеческой жизни на море 1974 года. – <https://docs.cntd.ru/document/901765675?ysclid=m3n4trkvnk644219476>.
4. Охлаждаемый тепловизор кругового обзора серии X (ОТКО-X) / Трансгаз консалтинг. – https://trancons.ru/products/cooled_thermovision/otko-x.

On measures against damaging subsea production units by vessels

V.D. Vasin^{1*}, S.V. Grekov¹, O.A. Korniyenko¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

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

Abstract. The paper examines creation of the monitoring and alerting systems aimed at prevention of damaging the submarine field facilities by vessels and other floating crafts. In spite of few international and national legislative restrictions imposed upon the vessel presence nearby the offshore oil-gas facilities, this challenge is still in effect.

To caution a ship driver against approaching to sites of the subsea production units and other subsea field facilities, as well as to trace the ships dangerously nearing to such locations, it will be expedient if a field operator creates a system for monitoring of shipping.

As opposed to the above-water field facilities like the stationary platforms, in case of the sub-water infrastructure there are no objects within the aquatic field area to place physically the monitoring equipment. Around a subsea production unit, a system of monitoring could be realized in a form of a manually controlled complex consisting of the onshore or mobile monitoring instruments, a hardware-software module for data acceptance, the means of communication and the necessary databases. Moreover, this system must provide telecommunication with the ship drivers to warn them of responsibility in case of the misconduct.

In the capacity of the technical instruments for monitoring of navigation, the radars, the cooled all-round thermal imagers, the automatic identification systems and the unmanned aerial vessels are regarded. To perform the monitoring tasks one could use the data acquired by the Victoria Vessel Monitoring System of the RF Ministry of Transportation or by the Rosrybolovstvo's monitoring system for the fishery of aquatic biological resources, as well as the satellite data.

Keywords: offshore field, safety, monitoring of navigation, subsea production unit, unmanned aerial vehicle.

References

1. *Convention on continental shelf* [online]. Available from: <https://docs.cntd.ru/document/1900370?ysclid=m3n4m2wawv207362411>. (Russ.).
2. *United Nations Convention on the Law of the Sea* [online]. Available from: <https://www.unclos.org>.
3. *International Convention for the Safety of Life at Sea 1974* [online]. Available from: <https://docs.cntd.ru/document/901765675?ysclid=m3n4trkvnk644219476>. (Russ.).
4. TRANSGAZ CONSULTING. *X series cooled all-round thermal imager* [Okhlazhdayemyy teplovizor krugovogo obzora serii X X (OTKO-X)] [online]. Available from: https://trancons.ru/products/cooled_thermvision/otko-x. (Russ.).

Сведения об авторах

<i>Астафьев Дмитрий Александрович</i>	к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник Отдела геологического обеспечения морских проектов Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: D_Astafiev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Беркут Андрей Ильич</i>	директор ООО «Компания ВНИИСМИ». E-mail: lozaberk@yandex.ru
<i>Болдырев Дмитрий Владимирович</i>	к.т.н., доцент Северо-Кавказского федерального университета. E-mail: dboldyrev@ncfu.ru
<i>Борисенко Алексей Александрович</i>	младший научный сотрудник Апрелевского отделения Всероссийского научно-исследовательского геологического нефтяного института. E-mail: a.borisenko@vniigni.ru
<i>Вагапов Руслан Кизитович</i>	к.х.н., д.т.н., начальник Лаборатории защиты от атмосферной и внутренней коррозии Корпоративного научно-технического центра коррозионного мониторинга и защиты от коррозии ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: R_Vagapov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Васин Владислав Дмитриевич</i>	главный специалист Отдела безопасности освоения и аварийно-спасательного обеспечения морских месторождений Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: v_vasin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Воронов Виталий Павлович</i>	к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН. E-mail: voronov@ogri.ru
<i>Габисов Ахдан Салманович</i>	ведущий инженер Апрелевского отделения Всероссийского научно-исследовательского геологического нефтяного института. E-mail: Ahdangabisov@gmail.com
<i>Гайдаров Азамат Миталимович</i>	к.т.н., технический эксперт по буровым растворам ТОО «Asia Petro Service», Казахстан. E-mail: omgpost@yandex.ru
<i>Гайдаров Миталим-Магомед Расулович</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Лаборатории разработки технологий строительства скважин Центра технологий строительства и ремонта скважин ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: M_Gaydarov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Гайзуллин Артур Дамирович</i>	младший научный сотрудник Лаборатории защиты от атмосферной и внутренней коррозии Корпоративного научно-технического центра коррозионного мониторинга и защиты от коррозии ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Gayzulin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Галиева Альфия Равильевна</i>	начальник Отдела петрофизики и подсчета запасов Центра геологического и научно-методического сопровождения разработки месторождений и ТРИЗ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Galieva@vniigaz.gazprom.ru
<i>Греков Сергей Вячеславович</i>	к.т.н., заместитель начальника Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: SGrekov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Григорьев Борис Афанасьевич</i>	д.т.н., чл.-корр. РАН, начальник Отдела ученого совета ООО «Газпром ВНИИГАЗ», главный научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН. E-mail: B_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Григорьев Евгений Борисович</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Московского центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: E_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru

<i>Ермолов Александр Александрович</i>	к.г.н., научный сотрудник Научно-исследовательской лаборатории геоэкологии Севера МГУ им. М.В. Ломоносова. E-mail: ermolov@geogr.msu.ru
<i>Заболотная Юлия Ивановна</i>	к.г.-м.н., начальник Отдела прогноза развития МСБ Центра перспективного развития и эффективности технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: Y_Zabolotnaya@vniigaz.gazprom.ru
<i>Запевалов Дмитрий Николаевич</i>	к.т.н., начальник Корпоративного научно-технического центра коррозионного мониторинга и защиты от коррозии ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: D_Zapevalov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ибатуллин Константин Анатольевич</i>	к.х.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории защиты от атмосферной и внутренней коррозии Корпоративного научно-технического центра коррозионного мониторинга и защиты от коррозии ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: K_Ibatulin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Кадыров Нияметдин Терланович</i>	инженер 1 категории Лаборатории разработки технологических жидкостей для бурения и ремонта скважин Центра технологий строительства и ремонта скважин ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: N_Kadyrov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Карабалин Узакбай Сулейменович</i>	д.т.н., заместитель председателя Казахстанской ассоциации организаций нефтегазового и энергетического комплекса «KAZENERGY». E-mail: kense@kazenergy.com
<i>Кияченко Юрий Федорович</i>	к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН. E-mail: kiyatchenko@mail.ru
<i>Колдаев Александр Игоревич</i>	к.т.н., доцент кафедры информационных систем, электропривода и автоматики Невинномысского технологического института – филиала Северо-Кавказского федерального университета. E-mail: ventilator83@yandex.ru
<i>Константинов Александр Андреевич</i>	старший научный сотрудник Лаборатории комплексных исследований ядерного материала Московского центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Konstantinov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Корниенко Ольга Александровна</i>	заместитель начальника Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: O_Kornienko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Крылов Дмитрий Николаевич</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Отдела промыслово-геофизического контроля за разработкой месторождений Центра геологического и научно-методического сопровождения разработки месторождений и ТРИЗ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: D_Krylov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Крюкова Ирина Борисовна</i>	старший научный сотрудник Лаборатории комплексных исследований ядерного материала Московского центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: I_Kryukova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Кузнецов Сергей Николаевич</i>	главный специалист Отдела прогноза развития МСБ Центра перспективного развития и эффективности технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: S_Kuznetsov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Лихушин Александр Михайлович</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Лаборатории разработки технологий строительства скважин Центра технологий строительства и ремонта скважин ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Likhushin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Лобанов Алексей Валерьевич</i>	к.т.н., начальник отдела ПАО «Газпром». E-mail: al.lobanov@adm.gazprom.ru

<i>Лобусев Александр Вячеславович</i>	д.г.-м.н., профессор, заведующий кафедрой общей и нефтегазопромысловой геологии Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. E-mail: Lobusev@gubkin.ru
<i>Лобусев Михаил Александрович</i>	к.т.н., д.г.-м.н., профессор кафедры общей и нефтегазопромысловой геологии Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. E-mail: Lobusev.M@gubkin.ru
<i>Микляева Елизавета Петровна</i>	младший научный сотрудник Апрелевского отделения Всероссийского научно-исследовательского геологического нефтяного института. E-mail: e.mikliaeva@vniigni.ru
<i>Михайловский Александр Артемович</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Лаборатории проектирования и анализа эксплуатации ПХГ в водоносных пластах Центра технологий хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Mikhailovsky@vniigaz.gazprom.ru
<i>Мнацаканов Вадим Александрович</i>	д.т.н., начальник Центра технологий строительства и ремонта скважин ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: V_Mnatsakanov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Морозов Павел Анатольевич</i>	к.ф.-м.н., старший научный сотрудник Института земного магнетизма, ионосферы и распространения радиоволн имени Н.В. Пушкова РАН. E-mail: pmoroz5@yandex.ru
<i>Морозов Федор Павлович</i>	инженер-геофизик ООО «Компания ВНИИСМИ». E-mail: fmorozov92@mail.ru
<i>Морозова Альбина Зульфатовна</i>	старший преподаватель кафедры общей и нефтегазопромысловой геологии Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. E-mail: albina.zulfatovna@mail.ru
<i>Никольникова Наталья Анатольевна</i>	старший научный сотрудник Отдела петрофизики и подсчета запасов Центра геологического и научно-методического сопровождения разработки месторождений и ТРИЗ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: N_Nikulnikova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Нурматов Шамир Шакирович</i>	заместитель начальника Лаборатории комплексных исследований кернового материала Московского центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: Sh_Nurmatov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Огородов Станислав Анатольевич</i>	д.г.н., профессор РАН, главный научный сотрудник Научно-исследовательской лаборатории геоэкологии Севера МГУ им. М.В. Ломоносова. E-mail: ogorodov@geogr.msu.ru
<i>Онищенко Дмитрий Арсеньевич</i>	к.ф.-м.н., начальник Отдела геотехники морских сооружений и моделирования внешних воздействий Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: D_Onishchenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Пинчук Анатолий Владиславович</i>	главный специалист Отдела научно-методического сопровождения подсчета запасов Корпоративного научно-технического центра освоения новых месторождений и участков недр ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Pinchuk@vniigaz.gazprom.ru
<i>Писарев Сергей Викторович</i>	к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник, руководитель группы полярной океанологии Лаборатории гидрологических процессов Отдела динамики океана Института океанологии им. П.П. Ширшова РАН. E-mail: office@ocean.ru
<i>Поднек Виталий Эдуардович</i>	к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник, заведующий Лабораторией фазовых переходов и критических явлений Института проблем нефти и газа РАН. E-mail: v_podnek@ipng.ru

<i>Поляков Евгений Евгеньевич</i>	д.г.-м.н., главный научный сотрудник Отдела научно-методического сопровождения подсчета запасов Корпоративного научно-технического центра освоения новых месторождений и участков недр ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: E_Polyakov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Прокудина Нина Александровна</i>	к.х.н., ведущий научный сотрудник Апрелевского отделения Всероссийского научно-исследовательского геологического нефтяного института. E-mail: n.prokudina@vnigni.ru; nprokudina@yandex.ru
<i>Пылев Евгений Анатольевич</i>	к.г.н., заместитель Генерального директора по науке ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: E_Pylev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ромащенко Светлана Юрьевна</i>	старший научный сотрудник Отдела научно-методического сопровождения подсчета запасов Корпоративного научно-технического центра освоения новых месторождений и участков недр ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: S_Romaschenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Российский Алексей Владимирович</i>	главный специалист Отдела прогноза развития МСБ Центра перспективного развития и эффективности технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Rossiyskiy@vniigaz.gazprom.ru
<i>Садртдинов Руслан Фаритович</i>	заместитель начальника Отдела прогноза развития МСБ Центра перспективного развития и эффективности технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: R_Sadrtdinov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Семенов Евгений Олегович</i>	к.г.-м.н., начальник Лаборатории комплексных исследований кернового материала Московского центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: E_Semenov@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>Сорокина Екатерина Валерьевна</i>	заместитель начальника Отдела научно-методического сопровождения подсчета запасов Корпоративного научно-технического центра освоения новых месторождений и участков недр ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: E_Sorokina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Таран Анастасия Александровна</i>	младший научный сотрудник Лаборатории проектирования и анализа эксплуатации ПХГ в водоносных пластах Центра технологий хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Taran@vniigaz.gazprom.ru
<i>Творогов Михаил Анатольевич</i>	главный специалист Отдела научно-методического сопровождения подсчета запасов Корпоративного научно-технического центра освоения новых месторождений и участков недр ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: M_Tvorogov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Толстиков Алексей Владимирович</i>	к.г.-м.н., начальник Отдела геологического обеспечения морских проектов Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Tolstikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Федотов Дмитрий Сергеевич</i>	младший научный сотрудник Лаборатории защиты от атмосферной и внутренней коррозии Корпоративного научно-технического центра коррозионного мониторинга и защиты от коррозии ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: D_Feydotov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Цыбульский Сергей Павлович</i>	АО «Организация «Агат». E-mail: info@agat-roscosmos.ru

<i>Чурикова Ирина Владимировна</i>	начальник Отдела научно-методического сопровождения подсчета запасов Корпоративного научно-технического центра освоения новых месторождений и участков недр ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: I_Churikova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Юдин Дмитрий Игоревич</i>	младший научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН. E-mail: dmitryig@gmail.com
<i>Ibrahimoglu Beusan (Фарзалиев)</i>	Dr., Ankara Bilim Üniversitesi. E-mail: beycanibrahimoglu@yahoo.com

Information about the authors

<i>Astafyev Dmitriy Aleksandrovich</i>	candidate of physics and mathematics, leading research associate in the Division 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>Berkut Andrey Ilich</i>	director of the VNIISMI Company LLC. E-mail: lozaberk@yandex.ru
<i>Boldyrev Dmitriy Vladimirovich</i>	candidate of engineering, assistant professor at North-Caucasus Federal University. E-mail: dboldyrev@ncfu.ru
<i>Borisenko Aleksy Aleksandrovich</i>	junior research associate in the Aprelevka division of the All-Russian research geological petroleum institute. E-mail: a.borisenko@vnigni.ru
<i>Churikova Irina Vladimirovna</i>	head of the Division for scientific and methodological support for the counting of races of the Corporate scientific-technical center for development of new fields and subsoil sites at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: I_Churikova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Fedotov Dmitriy Sergeevich</i>	junior research associate in the Laboratory for prevention of outdoor and internal corrosion of the Corporate scientific research center for corrosion monitoring and rust prevention at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: D_Feydotov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Gabisov Akhdan Salmanovich</i>	leading engineer in the Aprelevka division of the All-Russian research geological petroleum institute. E-mail: Ahdangabisov@gmail.com
<i>Galiyeva Alfiya Ravilyevna</i>	head of the Division for petrophysics and counting of races in the Center for geological, scientific and methodical support of development of fields and hard-to-recover reserves at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Galieva@vniigaz.gazprom.ru
<i>Gaydarov Azamat Mitalimovich</i>	candidate of engineering, technical expert on drilling muds at the TOO «Asia Petro Service», Kazakhstan. E-mail: omgpost@yandex.ru
<i>Gaydarov Mitalim-Magomed Rasulovich</i>	doctor of engineering, chief research associate in the Laboratory for development of well construction technologies of the Center for well construction and repair technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: M_Gaydarov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Gayzullin Artur Damirovich</i>	junior research associate in the Laboratory for prevention of outdoor and internal corrosion of the Corporate scientific research center for corrosion monitoring and rust prevention at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Gayzulin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Grekov Sergey Vyacheslavovich</i>	candidate of engineering, deputy head of the Corporate scientific and technical center for development of marine oil-and-gas resources at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: SGrekov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Grigoryev Boris Afanasyevich</i>	doctor of engineering, deputy head of the Moscow center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ, chief research associate at the Oil and gas research institute of Russian Academy of Sciences. E-mail: B_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Grigoryev Yevgeniy Borisovich</i>	doctor of engineering, chief research associate in the Moscow center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: E_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ibatullin Konstantin Anatolyevich</i>	candidate of chemistry, leading research associate in the Laboratory for prevention of outdoor and internal corrosion of the Corporate scientific research center for corrosion monitoring and rust prevention at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: K_Ibatulin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ibrahimoglu Beycan (Farzaliyev)</i>	Dr., Ankara Bilim Üniversitesi. E-mail: beycanibrahimoglu@yahoo.com

<i>Kadyrov Niyametdin Terlanovich</i>	engineer of the 1 st category in the Laboratory for designing technical fluids for drilling and treatment of wells of the Center for well construction and repair technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: N_Kadyrov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Karabalin Uzakbay Suleymenovich</i>	doctor of engineering, deputy chairman of the Kazakhstan Association of oil-gas and energy sector organizations “Kazenergy”. E-mail: kense@kazenergy.com
<i>Kiyachenko Yuriy Fedorovich</i>	candidate of physics and mathematics, leading research associate at the Oil and gas research institute of Russian Academy of Sciences. E-mail: kiyatchenko@mail.ru
<i>Koldayev Aleksandr Igorevich</i>	candidate of engineering, assistant professor at the Information systems, motor drive and automatics department in Nevinnomysskiy technological university – the subsidiary of North-Caucasus Federal University. E-mail: ventilator83@yandex.ru
<i>Konstantinov Aleksandr Andreyevich</i>	senior research associate in the Laboratory for complex core examination of the Moscow center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Konstantinov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Korniyenko Olga Aleksandrovna</i>	deputy head of the Corporate scientific and technical center for development of marine oil-and-gas resources at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: O_Kornienko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Krylov Dmitriy Nikolayevich</i>	doctor of engineering, chief research associate in the Division for field geological control of field development of the Center for geological, scientific and methodical support of development of fields and hard-to-recover reserves at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: D_Krylov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kryukova Irina Borisovna</i>	senior research associate in the Laboratory for complex core examination in the Moscow center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: I_Kryukova@vniigaz.gaprom.ru
<i>Kuznetsov Sergey Nikolayevich</i>	chief specialist of the Division for prediction of mineral resource base advancement in the Center for support of long-term technological growth at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: S_Kuznetsov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Likhushin Aleksandr Mikhaylovich</i>	doctor of engineering, chief research associate in the Laboratory for development of well construction technologies of the Center for well construction and repair technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Likhushin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Lobanov Aleksey Valeryevich</i>	candidate of engineering, head of a division at the Gazprom PJSC. E-mail: al.lobanov@adm.gazprom.ru
<i>Lobusev Aleksandr Vyacheslavovich</i>	doctor of physics and mathematics, professor, head of the Department for general and oil-field geology at Gubkin University. E-mail: Lobusev@gubkin.ru
<i>Lobusev Mikhail Aleksandrovich</i>	candidate of engineering, doctor of physics and mathematics, professor of the Department for general and oil-field geology at Gubkin University. E-mail: Lobusev.M@gubkin.ru
<i>Mikhaylovskiy Aleksandr Artemovich</i>	doctor of engineering, chief research associate in the Laboratory for design and analysis of UGSs in water-bearing beds of the Center for technologies of gas storing at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Mikhailovsky@vniigaz.gazprom.ru
<i>Miklyayeva Yelizaveta Petrovna</i>	junior research associate in the Aprelevka division of the All-Russian research geological petroleum institute. E-mail: e.mikliaeva@vnigni.ru
<i>Mnatsakanov Vadim Aleksandrovich</i>	doctor of engineering, head of the Center for well construction and repair technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: V_Mnatsakanov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Morozov Fedor Pavlovich</i>	geophysicist engineer at the VNIISMI Company LLC. E-mail: fmorozov92@mail.ru

<i>Morozov Pavel Anatolyevich</i>	candidate of physics and mathematics, senior research associate in the Pushkov Institute of Terrestrial Magnetism, Ionosphere and Radio Wave Propagation of the Russian Academy of Sciences. E-mail: pmoroz5@yandex.ru
<i>Morozova Albina Zulfatovna</i>	senior tutor of the Department for general and oil-field geology at Gubkin University. E-mail: albina.zulfatovna@mail.ru
<i>Nikulnikova Natalya Anatolyevna</i>	senior research associate in the Division for petrophysics and counting of races of the Center for geological, scientific and methodical support of development of fields and hard-to-recover reserves at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: N_Nikulnikova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Nurmatov Shamir Shakirovich</i>	deputy head of the Laboratory for complex core examination in the Moscow center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: Sh_Nurmatov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ogorodov Stanislav Anatolyevich</i>	doctor of geography, professor, chief research associate in the Laboratory for geoecology of the Far North at the Lomonosov Moscow State University. E-mail: ogorodov@geogr.msu.ru
<i>Onishchenko Dmitriy Arsenyevich</i>	candidate of physics and mathematics, head of the Division for geotechnics of marine facilities and simulation of external impacts in the Corporate scientific and technical center for development of marine oil-and-gas resources at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: D_Onishchenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Pinchuk Anatoliy Vladislavovich</i>	chief specialist in the Division for scientific and methodological support for the counting of races of the Corporate scientific-technical center for development of new fields and subsoil sites at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Pinchuk@vniigaz.gazprom.ru
<i>Pisarev Sergey Viktorovich</i>	candidate of physics and mathematics, leading research associate, head of the Group for polar oceanology in the Laboratory for hydrological processes of the Ocean dynamics division at the P.P. Shirshov Institute of Oceanology of the Russian Academy of Sciences. E-mail: office@ocean.ru
<i>Podnek Vitaliy Eduardovich</i>	candidate of physics and mathematics, leading research associate, head of the Phase transitions and critical phenomena Laboratory at the Oil and gas research institute of the Russian Academy of Sciences. E-mail: v_podnek@ipng.ru
<i>Polyakov Yevgeniy Yevgenyevich</i>	doctor of physics and mathematics, chief research associate in the Division for scientific and methodological support for the counting of races of the Corporate scientific-technical center for development of new fields and subsoil sites at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: E_Polyakov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Prokudina Nina Aleksandrovna</i>	candidate of chemistry, leading research associate in the Aprelevka division of the All-Russian research geological petroleum institute. E-mail: n.prokudina@vnigni.ru; nprokudina@yandex.ru
<i>Pylev Yevgeniy Anatolyevich</i>	candidate of geography, deputy general director on science of the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: E_Pylev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Romashchenko Svetlana Yuryevna</i>	senior research associate in the Division for scientific and methodological support for the counting of races of the Corporate scientific-technical center for development of new fields and subsoil sites at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: S_Romaschenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Rossiyskiy Aleksey Vladimirovich</i>	chief specialist of the Division for prediction of mineral resource base advancement in the Center for support of long-term technological growth at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Rossiyskiy@vniigaz.gazprom.ru
<i>Sadrtidinov Ruslan Faritovich</i>	deputy head of the Division for prediction of mineral resource base advancement in the Center for support of long-term technological growth at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: R_Sadrtidinov@vniigaz.gazprom.ru

<i>Semenov Yevgeniy Olegovich</i>	candidate of physics and mathematics, head of the Laboratory for complex core examination in the Moscow center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: E_Semenov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Skorobogatov Viktor Aleksandrovich</i>	doctor of geology and mineralogy, senior research associate in the Laboratory for scientific and methodical support and monitoring of geological prospecting in the Center for geological support of field development in European Russia and West Siberia at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Sorokina Yekaterina Valeryevna</i>	deputy head of the Division for scientific and methodological support for the counting of races of the Corporate scientific-technical center for development of new fields and subsoil sites at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: E_Sorokina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Taran Anastasia Aleksandrovna</i>	junior research associate in the Laboratory for design and analysis of UGSs in water-bearing beds of the Center for technologies of gas storing at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Taran@vniigaz.gazprom.ru
<i>Tolstikov Aleksy Vladimirovich</i>	candidate of physics and mathematics, head of the Division for geological support of marine projects in the Corporate scientific and technical center for development of marine oil-and-gas resources at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Tolstikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Tsybul'skiy Sergey Pavlovich</i>	Organizatsiya Agat JSC. E-mail: info@agat-rosocosmos.ru
<i>Tvorogov Mikhail Anatolyevich</i>	chief specialist in the Division for scientific and methodological support for the counting of races of the Corporate scientific-technical center for development of new fields and subsoil sites at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: M_Tvorogov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Vagapov Ruslan Kizitovich</i>	candidate of chemistry, doctor of engineering, head of the Laboratory for prevention of outdoor and internal corrosion of the Corporate scientific research center for corrosion monitoring and rust prevention at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: R_Vagapov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Vasin Vladislav Dmitriyevich</i>	chief specialist of the Division for safety of development and rescue support of marine fields in the Corporate scientific and technical center for development of marine oil-and-gas resources at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: v_vasin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Voronov Vitaliy Pavlovich</i>	candidate of physics and mathematics, leading research associate at the Oil and gas research institute of the Russian Academy of Sciences. E-mail: voronov@ogri.ru
<i>Yermolayev Aleksandr Aleksandrovich</i>	candidate of geography, research associate in the Laboratory for geoecology of the Far North at the Lomonosov Moscow State University. E-mail: ermolov@geogr.msu.ru
<i>Yudin Dmitriy Igorevich</i>	junior research associate at the Oil and gas research institute of the Russian Academy of Sciences. E-mail: dmitryig@gmail.com
<i>Zabolotnaya Yulia Ivanovna</i>	candidate of physics and mathematics, head of the Division for prediction of mineral resource base advancement in the Center for support of long-term technological growth at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: Y_Zabolotnaya@vniigaz.gazprom.ru
<i>Zapevalov Dmitriy Nikolayevich</i>	candidate of engineering, head of the Corporate scientific research center for corrosion monitoring and rust prevention at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: D_Zapevalov@vniigaz.gazprom.ru