

ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ

4
2024



Инновации –
наша работа!

Научно-технический
сборник

№ 4 (60) / 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. Трифионов, 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

В.А. Истомина, д.х.н., профессор

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 04.03.2025. 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», 2025

Цена свободная.

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

Содержание

- 3 **К 90-летию Александра Ивановича Гриценко**
Термогидродинамика пластовых систем месторождений углеводородов
- 6 **Гриценко А.И., Харченко Ю.А.**
 Исследования ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в области гидродинамики газожидкостных потоков в скважинах и трубопроводах
- 15 **Николаев О.В., Плосков А.А., Стоноженко И.В.**
 ООО «Газпром ВНИИГАЗ» – лидер в создании методологии гидродинамического моделирования систем добычи и сбора газа
- 30 **Григорьев Б.А., Александров И.С., Герасимов А.А., Игумнов И.Д.**
 Прогнозирование фазового состояния многокомпонентных углеводородных систем на основе PC-SAFT-уравнения состояния
- 38 **Ibrahimoglu Beysan, Grigorev V.A.**
 Determination of critical point on the liquid-solid phase of benzene
- 45 **Троицкий В.М., Соколов А.Ф., Ваньков В.П., Мизин А.В., Рассохин А.С.**
 О результатах экспериментального определения фазовых проницаемостей в системах «газ – нефть – вода» с учетом гистерезиса процессов фильтрации «дренаж – пропитка» в моделях пласта Южно-Киринского нефтегазоконденсатного месторождения
- Ресурсное обеспечение газодобывающих районов России**
- 54 **Волков Д.С., Абарбанель Е.Г.**
 Выявление карбонатных построек и перспективы открытия новых залежей углеводородов в серпуховско-башкирском карбонатном комплексе центрального купола Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения
- 62 **У Сунтао, Цзян Сяохуа, Тянь Хуа, Ляо Фэнжун, Юй Цун, Гуань Моди**
 Цифровые модели массивов горных пород и их применение для изучения нетрадиционных ресурсов нефти
- 72 **Зыкин М.Я., Скоробогатов В.А.**
 Роль ВНИИГАЗа в развитии нефтегазовой геологии России и мира в XX–XXI вв.
- 85 **Сподобаев А.А., Штоль К.В., Печерский Д.Ю.**
 Уточненный секвенс-стратиграфический анализ неоконских отложений Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения
- 108 **Штоль К.В., Сподобаев А.А., Нежданов А.А.**
 Флюидодинамическая интерпретация сейсмических и скважинных данных Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения
- Разработка и эксплуатация месторождений и подземных хранилищ газа**
- 121 **Недзвецкий М.Ю., Изюмченко Д.В., Воронцов М.А., Федулов Д.М., Ротов А.А., Кубанов А.Н., Истомин В.А., Квон В.Г., Николаев Д.А.**
 Математическое моделирование процессов и оборудования промысловых технологических систем. Опыт и перспективы развития
- 142 **Зимин С.С., Попович А.П., Белецкая Е.О.**
 Прототип программного модуля расчета режимов эксплуатации объекта подземного хранения газа с использованием методов машинного обучения
- 151 **Чудин А.С., Югонсон М.О., Глазова Т.В., Суворов В.А.**
 Оценки эффективности вскрытия продуктивных пластов газовыми скважинами в условиях геологической неопределенности зон разбуривания
- 159 **Недзвецкий М.Ю., Жирнов Р.А., Шандрыгин А.Н., Шушкевич Е.М.**
 Увеличение компонентоотдачи сероводородсодержащих газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений на разных стадиях разработки
- 169 **Михайловский А.А., Григорьев А.В., Таран А.А.**
 Изучение возможности гидродинамической стабилизации циклической эксплуатации газовой залежи подземного хранилища газа в сложно построенной малоамплитудной водоносной структуре
- 179 **Рукавишников С.Ю., Рогозин А.А., Леонов Я.А.**
 Экспериментальное исследование влияния бурового раствора на полимерной основе на проницаемость низкопроницаемого коллектора

- 186 **Лысов А.О., Базаев А.А., Сычева О.В., Касперович А.М.**
Оценка внутрипластовых перетоков газа при разработке многокупольных сеноманских залежей с использованием метода материального баланса

Технологии хранения и переработки газа

- 194 **Атаманов Г.Б., Истомин В.А., Кубанов А.Н., Васильев И.И.**
Технологические особенности стабилизации газового конденсата на газоконденсатных месторождениях Восточной Сибири и Дальнего Востока
- 202 **Шалимов С.А., Моисеев В.В., Дегтярев С.П., Яхонтов Д.А., Истомин В.А., Макшаев М.Н., Гизулин Э.Ф., Кудияров Г.С., Кутуков В.В.**
Направления совершенствования подготовки газа на валанжинской залежи Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения

Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности

- 214 **Мнацаканов В.А., Лихушин А.М., Мясичев В.Е.**
Методический подход к проектированию вспомогательных (разгрузочных) скважин для ликвидации открытых фонтанов на континентальном шельфе
- 223 **Терехов А.Л.**
Разработка методов снижения шума на газотранспортных предприятиях и внедрение полученных результатов
- 237 **Сведения об авторах**
- 242 **Information about the authors**

В 38

Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2024. – № 4 (60). – 245 с. – ISSN 2306-8949.

Выпуск посвящен 90-летию доктора технических наук, члена-корреспондента РАН профессора Александра Ивановича Гриценко – выдающегося ученого, специалиста в области гидродинамики газожидкостных потоков, в период с 1977-го по 2000 год возглавлявшего Всероссийский научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий (ВНИИГАЗ). Материалы сборника раскрывают роль ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в развитии отечественной методологии моделирования газожидкостных потоков в системах добычи и сбора газа и освещают состояние этих исследований на современном этапе.

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. 4(60), 245 pp. ISSN 2306-8949. (Russ.).

This issue is dedicated to and celebrates the 90th anniversary of the notable scholar and expert in hydrodynamics of gas-liquid flows, correspondent member of RAS, doctor of engineering, professor Alexandr Ivanovich Gritsenko, who was in charge of the VNIIGAZ in 1977–2000. Taken together, the collected articles highlight a role of the VNIIGAZ in advancement of the domestic methods for simulating behavior of gas-liquid flows within the gas producing and collecting systems. The contemporary status of these studies is also exposed. 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.

К 90-летию Александра Ивановича Гриценко

Уважаемые читатели! Этот номер приурочен к знаменательному событию – юбилею советского и российского газогидродинамика, главного научного сотрудника ООО «Газпром ВНИИГАЗ» Александра Ивановича Гриценко, который ранее на протяжении 23 лет (1977–2000 гг.) возглавлял наш институт.

Александр Иванович Гриценко – легенда газовой отрасли России. Начиная с семидесятых годов XX века при его непосредственном участии бурно развивался газовый комплекс страны, а вместе с ним и его флагман – Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий (ныне – ООО «Газпром ВНИИГАЗ»).

Теоретико-практические разработки А.И. Гриценко положили начало многим актуальным на сегодняшний день фундаментальным и прикладным исследованиям в отрасли. Так, Александр Иванович стоял у истоков такой дисциплины, как термогазодинамика углеводородных систем. Им созданы научные основы промышленной подготовки углеводородного сырья, обоснована концепция разработки крупнейших газовых и газоконденсатных месторождений, впервые выявлен эффект двойной ретроградной конденсации (конденсат, вода) при эксплуатации газоконденсатных месторождений на истощение. Кроме того, в период руководства А.И. Гриценко во ВНИИГАЗе активно совершенствовались экспериментальные методы всестороннего изучения кернового материала.

Будучи генеральным директором ВНИИГАЗа, Александр Иванович Гриценко сыграл ключевую роль в создании в системе Европейской экономической комиссии при ООН Газового центра, который сегодня объединяет 25 ведущих мировых газовых компаний.

В развитие идей А.И. Гриценко настоящий сборник отражает современное состояние этих исследований.

Биография

А.И. Гриценко родился 9 ноября 1934 г. в городе Краснодаре.

В 1958 г. окончил Московский нефтяной институт (МНИ) имени И.М. Губкина по специальности «Разработка нефтяных и газовых месторождений».

Работал в Краснодарском газопромышленном управлении: старший механик цеха газопереработки, оператор, инженер, старший инженер управления «Краснодарнефть» Краснодарского совнархоза.

В 1963 г. окончил аспирантуру в МНИ имени И.М. Губкина и в 1965 г. стал кандидатом технических наук.

В 1963–1966 гг. – старший научный сотрудник и руководитель группы Всесоюзного НИИ природных газов Мингазпрома СССР (ВНИИГАЗ).



д.т.н., профессор, член-корреспондент РАН
А.И. Гриценко

В 1966 г. стал преподавать в Московском институте народного хозяйства имени Плеханова и в МНИ имени И.М. Губкина: руководитель проблемной научно-исследовательской лаборатории, доцент, декан факультета разработки нефтяных и газовых месторождений.

1975 г. – защита диссертации на соискание степени доктора технических наук по теме «Исследование и разработка технологических процессов обработки добываемого углеводородного сырья при эксплуатации газоконденсатных месторождений».

В 1977 г. А.И. Гриценко был назначен директором ВНИИГАЗа, а с 1986 г. одновременно являлся генеральным директором НПО «Союзгазтехнология». В том же году ему было присвоено ученое звание профессора.

В 1991 г. Александр Иванович избран членом-корреспондентом РАН.

Далее в 1991–2000 гг. руководил Всероссийским НИИ природных газов и газовых технологий ГК «Газпром» (ВНИИГАЗ).

С 1993 г. – член Совета директоров РАО «Газпром»; вице-президент Академии горных наук; председатель Московского правления НТО НПП имени И.М. Губкина (с 1975 г.); председатель экспертного совета по проблемам нефти и газа; член президиума ВАК. Председатель диссертационного совета при ВНИИГАЗе. Подготовил более тридцати кандидатов и докторов наук.

Награды и звания

1970 г. – медаль «За доблестный труд. В ознаменование 100-летия со дня рождения В.И. Ленина».

1975 г. – лауреат премии имени академика И.М. Губкина.

1976 г. – медаль «За трудовое отличие».

1981 г. – лауреат премии имени академика И.М. Губкина.

1982 г. – орден «Знак Почета».

1984 г. – заслуженный деятель науки и техники РСФСР.

1987 г. – лауреат Государственной премии СССР в области науки и техники (в составе группы) за разработку и внедрение научно-технических решений, обеспечивших ускоренное освоение Уренгойского газового месторождения.

1991 и 2020 гг. – лауреат премии имени академика И.М. Губкина.

1991 г. – академик Российской академии естественных наук.

1992 г. – Золотая медаль имени Л.С. Лейбензона АН СССР за серию работ «Научные основы технологических процессов при разработке и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений».

1993 г. – академик и вице-президент Академии горных наук.

1996 г. – академик Академии технологических наук.

1997 г. – академик Международной академии топливно-энергетического комплекса.

1997 г. – иностранный член Украинской нефтегазовой академии.

1997 г. – лауреат Государственной премии Российской Федерации в области науки и техники (в составе группы) за разработку комплекса научно-технических решений, обеспечивающих надежность добычи природного газа при энергосберегающих технологиях и повышении газо- и конденсатоотдачи недр.

1999 г. – орден «За заслуги перед Отечеством» IV степени.

Членство в организациях и обществах

- член КПСС;
- член научного совета РАН по комплексным проблемам энергетики и бюро научного совета РАН по проблемам разработки нефтяных и газовых месторождений;
- постоянный представитель Российской Федерации в ЕЭК при ООН;
- член совета МГС и президиума Мирового Всемирного форума по сжиженному нефтяному газу (The World LPG Forum);
- член совета по присуждению премий Правительства РФ в области науки и техники.

Библиография

Автор более 300 научных трудов, в том числе 23 монографий, 67 изобретений.

Важнейшие книги А.И. Гриценко, многие из которых стали настольными для специалистов отрасли:

- «Научные основы промышленной обработки углеводородного сырья» (1977 г.);
- «Технология разработки крупных газовых месторождений» (1990 г.);
- «Транспорт на газе» (1992 г.);
- «Гидродинамика газожидкостных смесей в скважинах и трубопроводах» (1994 г.);
- «Руководство по исследованию скважин» (1995 г.);
- «Научные основы прогноза фазового поведения пластовых газоконденсатных систем» (1995 г.);
- «Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России» (1999 г.).

По инициативе и при непосредственном участии Александра Ивановича подготовлены к печати два издания Российской газовой энциклопедии – первое (2004 г.) и второе в трех томах (2023 г.).

ТЕРМОГИДРОДИНАМИКА ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

УДК 532.5:622.324.5

Исследования ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в области гидродинамики газожидкостных потоков в скважинах и трубопроводах

А.И. Гриценко¹, Ю.А. Харченко^{2*}

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 Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, Российская Федерация, 117485, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23

* E-mail: 79169014872@yandex.ru

Ключевые слова: гидродинамика газожидкостных потоков, ВНИИГАЗ, продукция месторождений углеводородов, научные исследования.

Тезисы. В статье рассматривается история становления и развития исследований в области гидродинамики газожидкостных потоков в ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Показано, что институт как головной центр научных исследований в Министерстве газовой промышленности СССР, а в дальнейшем и России, осуществлял научную и технологическую поддержку новых направлений развития отечественной газовой промышленности, обеспечивая ее технологический суверенитет. Перечислены основные направления исследований, которые проводились во ВНИИГАЗе в области гидродинамики газожидкостных потоков на различных временных этапах. Кратко рассмотрены решения отдельных научных задач.

Отмечена необходимость расширения в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» экспериментальных и теоретических исследований в области гидрогазодинамики газожидкостных потоков для обеспечения технологического суверенитета ПАО «Газпром» в сегменте добычи газа и конденсата.

Движение продукции нефтяных и газовых месторождений по всей длине технологической цепочки «пласт – скважина – промысловые трубопроводы – система подготовки газа» связано с фазовыми переходами. Поэтому уже с первых лет становления нефтяной и газовой промышленности появилась потребность в методах определения термобарических параметров таких потоков во всех элементах отмеченной цепочки. Применение моделей гидродинамики однофазного потока, как показала практика, дает значительные погрешности при расчетах технологических параметров. Поэтому уже начиная с 1940-х гг. появились эмпирические модели газожидкостных потоков в скважинах и трубопроводах, в которых на основе лабораторных экспериментов были определены эмпирические корреляции для градиента давления. Наибольшее распространение в СССР получили корреляции Лохкарта – Мартинелли [1], в которых не учитываются режим течения газожидкостного потока и эффекты проскальзывания между газовой и жидкой фазами. Плотность смеси рассчитывается на основе значений газового фактора для газонефтяных смесей и конденсатного фактора для газоконденсатных. Такой же подход использовали в своих моделях Поэртманн, Карпенгер и др. [2, 3]. Применение подобных моделей в коротких трубопроводах небольшого диаметра и постоянной ориентации (например, в вертикальных скважинах и газосборных шлейфах) дает удовлетворительные совпадения расчетов с фактическими замерами.

В 1960-х гг. во ВНИИГАЗе группой специалистов в составе В.А. Мамаева, Г.Э. Одишарии и др. были начаты систематические экспериментальные

и теоретические исследования движения газожидкостных смесей в рельефных трубопроводах, многообразии возможных структур которых обуславливает значительные отличия движения смеси в них от однофазных потоков (рис. 1). Уже на первом этапе этих исследований были получены уникальные данные о внутренней структуре газожидкостного потока, ее отличиях от аналогичной структуры однофазного потока и подтверждена важность более глубокого изучения особенностей формирования различных структур течения газожидкостного потока и зависимостей расходных параметров потока от определяющих критериев [4].

С началом широкомасштабного освоения уникальных газоконденсатных месторождений Западной Сибири, севера европейской части СССР и Прикаспия протяженность, диаметры и рельефность трубопроводных систем добычи, сбора и внутрипромыслового транспорта углеводородов значительно увеличились. Выяснилось, что уже разработанные модели гомогенного газожидкостного потока без учета смены структур течения и взаимного скольжения фаз дают значительные погрешности на более крупномасштабных проектах.

Таким образом, научные исследования в рассматриваемой области оказались востребованы, и во ВНИИГАЗе расширили работы по развитию полуэмпирической модели газожидкостных потоков с учетом различных скоростей движения фаз. При поддержке Министерства газовой промышленности и нового руководства ВНИИГАЗа во главе с д.т.н. А.И. Гриценко было приобретено самое современное на то время экспериментальное оборудование DISA Electronic, которое позволило приступить к исследованию тонкой структуры газожидкостного потока при различных режимах его течения. В начале 1970-х гг. к группе исследователей газожидкостных потоков подключился талантливый молодой ученый Олег Викторович Клапчук. Все последующие экспериментальные исследования и их обобщения проводились с его непосредственным участием.

Именно в это время на базе основных уравнений гидродинамики двухфазных смесей были сформулированы некоторые идеи, предполагающие критериальные методы постановки экспериментальных исследований с обработкой опытных данных, и соответственно

определены следующие задачи дальнейших исследований:

1) используя законы механики жидкости и газа, а также возможности современной экспериментальной аппаратуры, создать обоснованные теоретические и полуэмпирические методы исследования ряда конкретных структур течения двухфазной смеси;

2) построить нелинейную теорию совместного движения тонких слоев вязкой жидкости и газа и использовать ее для анализа данной структуры течения;

3) на основе указанных исследований установить общий характер критериальных зависимостей и некоторые частные соотношения (автомодельность, опрокидывание, границы перехода и др.) для конкретных структур течения смеси. Определить возможность использования этих соотношений в методике обобщения экспериментальных данных;

4) путем систематических экспериментальных исследований гидродинамики смесей в вертикальных и горизонтальных трубах различных диаметров накопить значительный экспериментальный материал при различных физических свойствах жидкости и газа, проанализировать и обобщить его для получения физически обоснованных зависимостей основных гидродинамических величин от определяющих критериев при изотермическом течении газожидкостных смесей в трубах;

5) исследовать влияние фазовых переходов на гидродинамические характеристики течения;

6) на основе обобщенных зависимостей построить уточненные методы инженерных расчетов гидродинамики изотермических и неизотермических течений газожидкостных смесей в трубах;

7) создать методы расчета газожидкостных течений, основанные на компьютерном интегрировании одномерных дифференциальных уравнений, описывающих движение двухфазных смесей в протяженных рельефных трубопроводах.

Полученные оригинальные результаты были обобщены в монографиях [5, 6].

На рис. 2 приведены результаты экспериментальных исследований локального распределения газосодержания в вертикальном пробковом потоке, полученные с использованием термоанемометров DISA. Такие исследования позволили разработать и обосновать

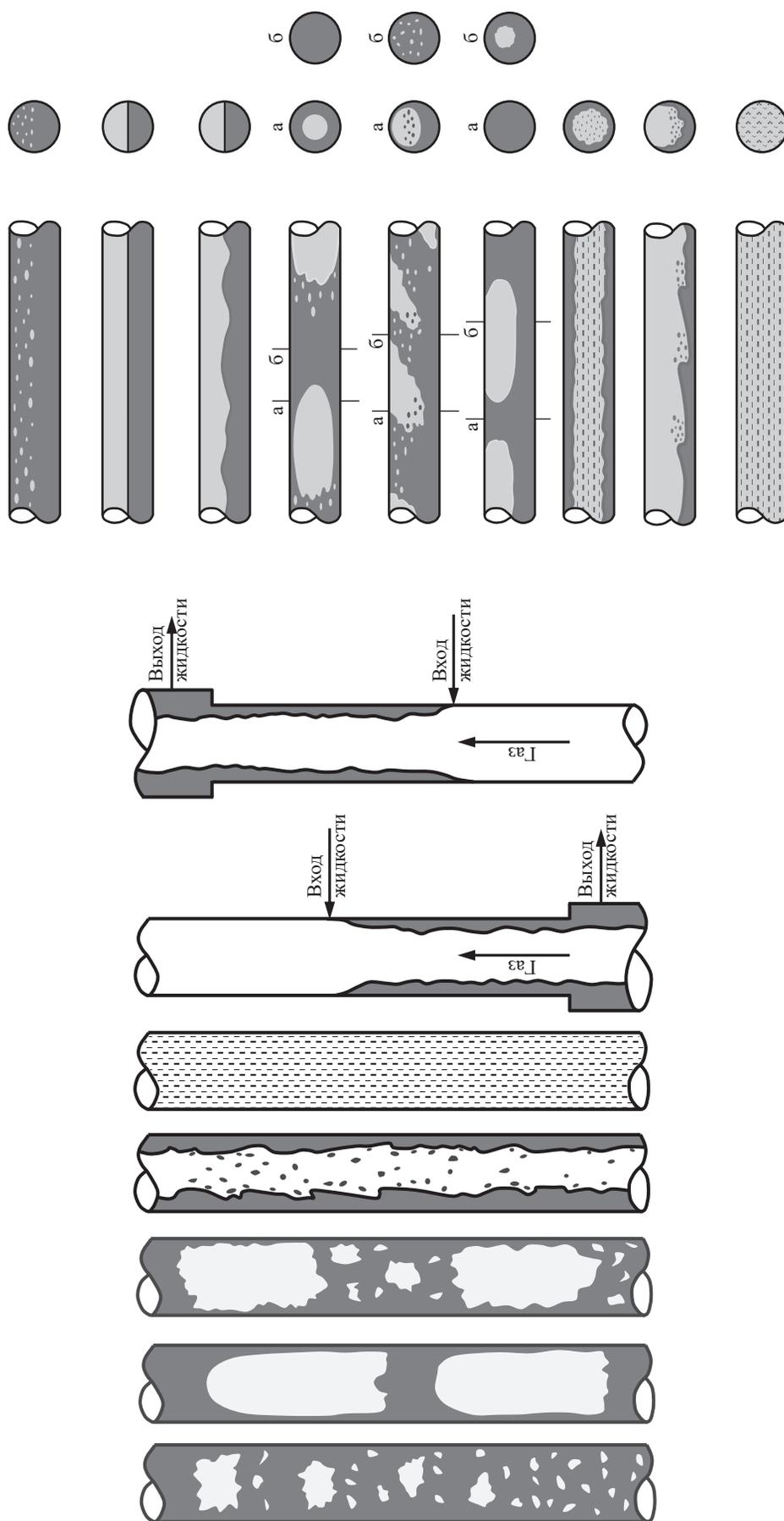


Рис. 1. Структуры течения газожидкостных смесей в вертикальных и горизонтальных трубах

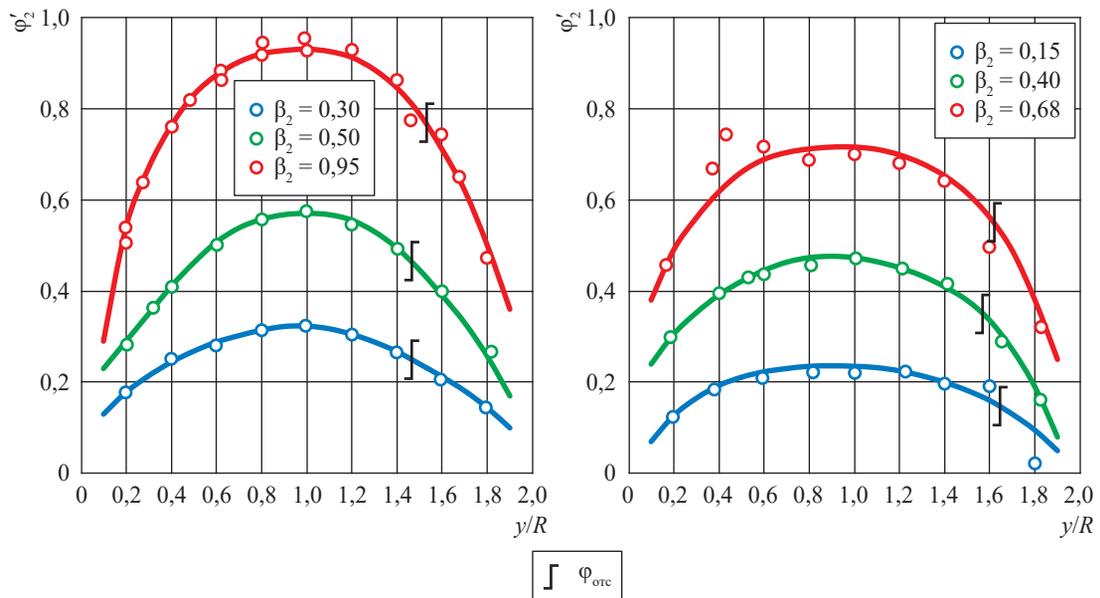


Рис. 2. График распределения локального газосодержания при пробковом течении газожидкостных смесей в вертикальных трубах: y – расстояние от стенки трубы; R – радиус трубы

полуэмпирическую модель пробкового потока и подтвердить зависимость распределения локального истинного газосодержания φ_2' в потоке от расходного газосодержания β_2 .

Разработанные методы расчета неизо-термических течений газожидкостных смесей в рельефных протяженных трубопроводах были использованы как при проектировании новых трубопроводов (конденсатопровод Карачаганак – Оренбург, трубопроводы систем сбора на валанжинских залежах Уренгойского газоконденсатного месторождения и др.), так и для оптимизации режимов работы уже действующих трубопроводов, в которых может реализовываться двухфазный поток (например, конденсатопровод Вуктыл – Сосногорский газоперерабатывающий завод).

В 1980-х гг. Министерство газовой промышленности СССР для расширения своей ресурсной базы стало подготавливать освоение газоконденсатных залежей в арктической зоне (п-ов Ямал) и на континентальном шельфе нашей страны. Экстремальные природно-климатические условия, высокая чувствительность арктической и морской природы к техногенным воздействиям, значительная удаленность мест добычи от баз снабжения, высокие капитальные и эксплуатационные затраты на освоение этих месторождений требовали разработки новых технических решений для снижения технических, экологических

и экономических рисков. Такими техническими решениями стали, в частности, высокопроизводительные наклонно направленные и горизонтальные скважины, однотрубные системы сбора и протяженные рельефные системы внутри-промыслового транспорта газа и конденсата.

Научной основой для разработки технических решений являются термодинамика и гидрогазодинамика газожидкостных потоков. С целью дальнейшего развития экспериментальных и теоретических исследований в этом направлении в институте под руководством д.т.н. А.И. Гриценко и д.т.н. О.В. Клапчука была создана творческая группа аспирантов и молодых специалистов. При этом, наряду с уточнением и адаптацией к конкретным условиям обустройства арктических и шельфовых месторождений уже полученных зависимостей технологических параметров от термобарических условий транспорта, состава смеси и рельефа местности, были обоснованы и новые направления исследований с целью обеспечения эффективной реализации перечисленных выше технических решений. К ним относятся:

- 1) разработка метода исследования нестационарных многочастотных процессов в скважинах и подводных трубопроводах при движении по ним газожидкостных потоков;

- 2) исследование характеристик гидродинамических пульсаций различных масштабов

в системах добычи и сбора на газоконденсатных месторождениях для оптимизации режимов их работы применительно к условиям Арктики и континентального шельфа;

3) экспериментальное изучение процесса распространения ударных волн разряжения в вертикальных трубах с газожидкостным потоком и их влияния на интегральные характеристики двухфазного потока;

4) разработка классификации гидродинамических процессов в системах добычи, сбора и подготовки газа и конденсата к транспорту;

5) исследование влияния технологических параметров на эффективность работы высокопроизводительных однотрубных систем сбора газа и конденсата на месторождениях Крайнего Севера и континентального шельфа в целях оптимизации технологических схем сбора и подготовки продукции скважин на различных стадиях разработки месторождений;

6) создание эффективных энергосберегающих технологий сбора и транспорта углеводородов в широком диапазоне изменения параметров разработки газоконденсатных месторождений.

На перечисленных выше направлениях исследований в 1980–1990 гг. были получены новые практические и теоретические результаты, на основании которых защищены четыре кандидатские и одна докторская диссертации. К сожалению, в декабре 1986 г.

на 46-м году жизни скоропостижно скончался идейный руководитель и основной генератор идей Олег Викторович Клапчук. Несмотря на эту невосполнимую для всего коллектива ВНИИГАЗа потерю, начатые исследования были продолжены при поддержке и научном руководстве директора ВНИИГАЗа, члена АН СССР и РАН, профессора, д.т.н. А.И. Гриценко. Их результаты обобщены и опубликованы [6–8]. Разумеется, в одной статье невозможно изложить все, поэтому остановимся только на нескольких интересных аспектах.

На рис. 3 приведена последовательность обработки исходного сигнала многочастотных колебаний технологического параметра $v(t)$ в промышленном трубопроводе для получения статистически стационарного процесса и его исследования с использованием корреляционного анализа. Данная методика позволила провести исследования нестационарных процессов в системах сбора углеводородов как на морских, так и на сухопутных месторождениях. Результаты этих исследований, а также анализ и обобщения научных данных позволили разработать классификацию гидродинамических процессов в промышленных системах добычи, сбора и внутрипромыслового транспорта углеводородов (рис. 4), которая дает возможность их прогнозировать и решать ряд технологических задач при эксплуатации

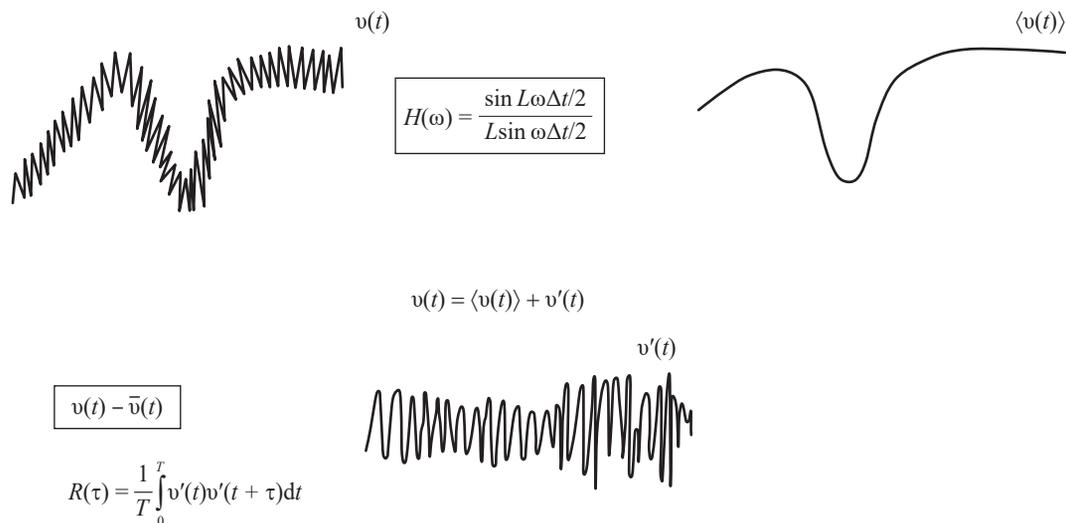


Рис. 3. Методика исследования многочастотных колебаний:

$v(t) = \bar{v}(t) + v'(t)$ – мгновенное значение параметра; $\langle v(t) \rangle = \bar{v}(t)$ – среднее значение параметра; $\bar{v}(t)$ – пульсационная составляющая параметра; $R(\tau)$ – корреляционная функция

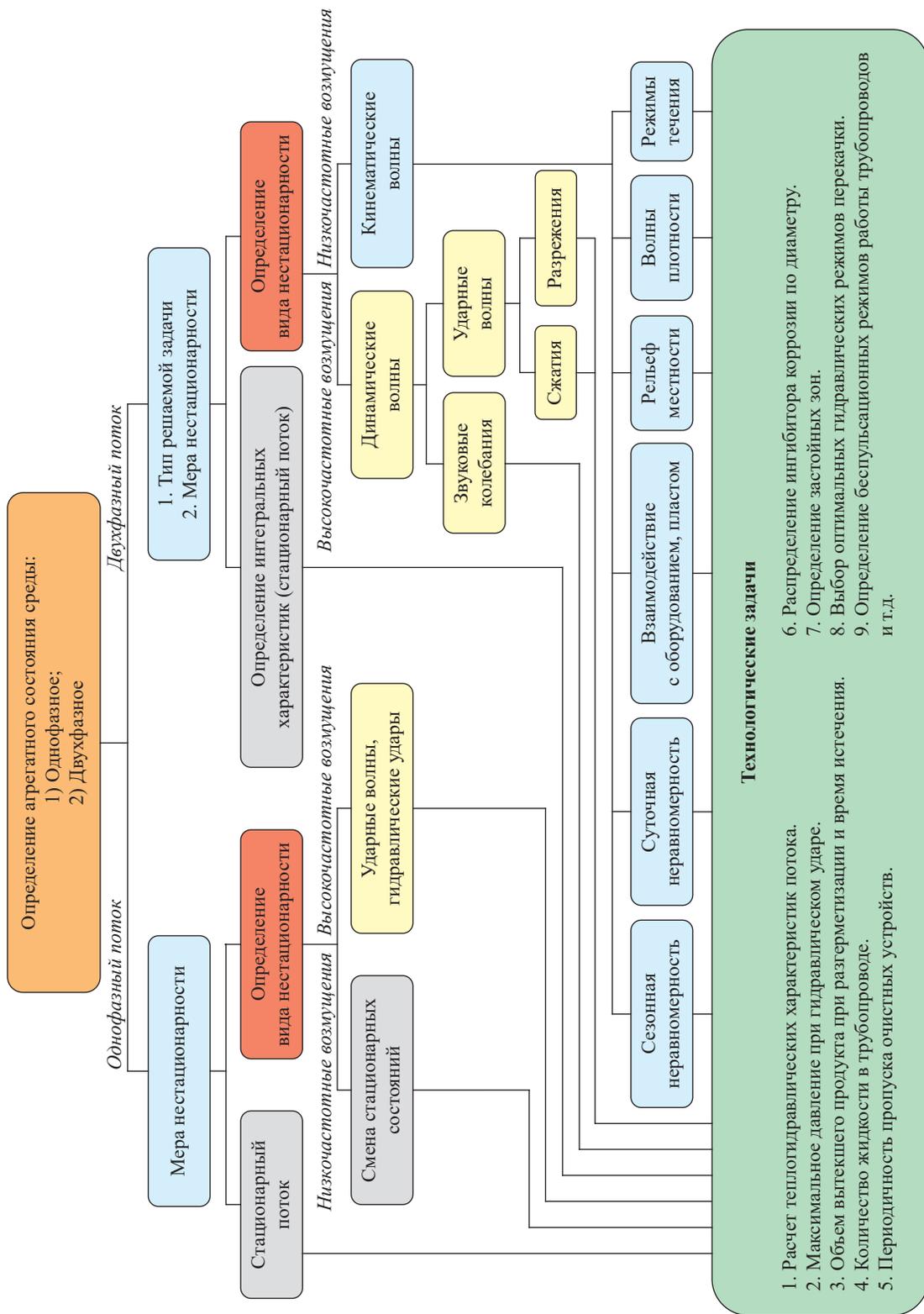


Рис. 4. Классификация гидродинамических процессов в системах сбора углеводородов

названных систем с учетом фазовых переходов. Для этого:

1) необходимо определить состояние потока (однофазный, многофазный) на основании термодинамических расчетов с учетом компонентного состава потока и термобарических условий его транспорта [7, 8]. Как правило, расчет проводится в нескольких «критических» точках системы, где возможны экстремумы в значениях давлений или температур;

2) при реализации однофазного потока круг задач определяются классической гидродинамикой для газа или жидкости [9–11];

3) если термодинамический расчет показывает, что в исследуемой системе возможно образование двух и более фаз, необходимо определить круг задач, которые предполагается решить в ходе исследований.

В некоторых случаях, когда требуется информация об интегральных значениях расхода нефти и газа, их температурах и давлениях в различных точках системы сбора, можно ограничиться расчетом квазистационарного потока с использованием известных [4–6, 12] интегральных моделей и соотношений, тогда как при необходимости учета нестационарных процессов определяется вид нестационарности [7, 8]. В качестве определяющего критерия предлагается использовать минимальное значение скорости распространения акустических возмущений в двухфазном потоке. При этом возмущения разделяются на два класса: низкочастотные, или кинематические, волны; высокочастотные, или динамические, волны.

К классу динамических волн относятся:

- акустические, или звуковые, колебания;
- ударные волны сжатия;
- ударные волны разряжения.

Кинематические волны включают несколько типов неустойчивостей, которые генерируются различными источниками. Использование корреляционного анализа позволило выявить некоторые характерные источники пульсаций и связать их с определенными областями частотного спектра:

1) в спектральном окне в $10^{-5} \dots 10^{-6}$ Гц колебания расходов и давлений имеют значительную амплитуду на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки. Методом взаимокорреляционного анализа установлено [7, 8], что причиной этих колебаний являются вариации гравитационного поля

в районе месторождений и воздействие последнего на жидкие флюиды в пласте;

2) колебания в диапазоне $10^{-2} \dots 10^{-4}$ Гц появляются на месторождениях, имеющих значительный фонд обводненных малодебитных скважин. Они связаны с накоплением и последующим выносом жидкой фазы из скважины. В системах транспорта двухфазных потоков такие колебания могут возникать при недостаточной загрузке рельефного трубопровода, когда его рабочая точка расположена на левой ветви гидравлической характеристики трубопровода. В этом случае после периода накопления жидкости в нижних диктующих точках происходит выброс больших объемов жидкости в последующие участки трассы. Такой процесс получил название «рельефного» пробкообразования. Как показали исследования, наиболее ярко данный тип колебаний проявляется в восходящих подводных трубопроводах, когда работа трубопровода осуществляется на левой ветви его гидравлической характеристики. Скорость смеси в этом случае меньше скорости реверса, выше которой обеспечивается восходящее движение жидкости и газа [7, 8];

3) следующий временной масштаб от 10^{-1} до 10 Гц характерен для колебаний, обусловленных режимами течения (пробковый, кольцевой) газожидкостной смеси в скважинах и трубопроводах и определяется расходными характеристиками потока. Наибольшей интенсивностью отличаются колебания при пробковом режиме [4–6, 12];

4) пульсации с частотой 100 Гц имеют незначительную амплитуду и связаны с турбулентными движениями в отдельных фазах [9, 10].

Предложенная классификация колебаний позволяет прогнозировать возникновение колебаний определенного типа в различные периоды эксплуатации месторождений. Наличие такой информации обеспечивает учет на стадии проектных решений возможных отклонений рабочих параметров технологических процессов от нормативных, предупреждение аварийных ситуаций в случае отрицательного воздействия колебаний давления и расхода газа и жидкости на трубопроводы, арматуру, измерительную аппаратуру и установки переработки углеводородов.

Заключение

В 1990-х гг. и за рубежом, и в России, и в странах СНГ были разработаны различные программные комплексы для моделирования тепло-гидравлических процессов при движении газожидкостных смесей в скважинах и трубопроводах. Сравнительный анализ точности расчетов для стационарных режимов, проведенный по методике ВНИИГАЗа и с использованием программных средств западного производства, показывает практически отсутствие преимуществ последних. Важно подчеркнуть, что коды этих программ являлись закрытыми для конечных пользователей и их корректировка без участия разработчиков невозможна. В качестве недостатка программного комплекса ВНИИГАЗа отметим недостаточно удобную в практическом отношении оболочку (интерфейсы для ввода исходных данных и получения результатов расчета). Также необходимо расширить возможности комплекса применительно к расчетам нестационарных процессов. Отметим, что разработанный в институте программный комплекс продолжает совершенствоваться и в настоящее время активно используется с целью оптимизации работы систем добычи газа и газового конденсата. Более того, в последние годы в институте активизировались экспериментальные исследования гидродинамики газожидкостных потоков в скважинах. Группа специалистов (д.т.н. О.В. Николаев и др.) при технической поддержке Департамента по добыче газа и конденсата ПАО «Газпром» и руководства института проводят на современном оборудовании дальнейшие исследования особенностей течения газожидкостных смесей в вертикальных и наклонно направленных трубах при малом расходе содержания жидкости в газе (что характерно прежде всего для газовых скважин). Получен ряд интересных научных результатов, которые позволяют проводить дальнейшие улучшения методик гидродинамического расчета, расширяя диапазон их практической применимости.

В современной геополитической обстановке, когда санкциями и ограничениями затронут практически весь российский топливно-энергетический комплекс, важно активно развивать в стенах ООО «Газпром ВНИИГАЗ» компетенции в области изучения газожидкостных потоков и разработки современных отечественных компьютерных программ с целью их практического использования на всех

этапах жизненного цикла систем добычи, сбора и внутрипромыслового транспорта газа и конденсата.

Список литературы

1. Lockhart R.W. Proposed correlation of data for isothermal two-phase, two-component flow in pipes / R.W. Lockhart, R.C. Martinelli // *Chemical Engineering Progress*. – 1949. – Т. 45. – С. 39–48.
2. Poettmann F.H. The multiphase flow of gas, oil and water through vertical flow strings with application to the design and gas-lift installations / F.H. Poettmann, P.G. Carpenter // *Drill. & Prod. Prac.* – 1952. – С. 257.
3. Baxendell P.B. Calculation of pressure gradients in high-rate flowing wells / P.B. Baxendell, R. Thomas // *Journal of Petroleum Technology*. – 1961. – Т. 13. – SPE-2-PA. – DOI: 10.2118/2-PA.
4. Мамаев В.А. Гидродинамика газожидкостных смесей в трубах / В.А. Мамаев, Г.Э. Одишария, Н.И. Семенов и др. – М.: Недра, 1969. – 208 с.
5. Мамаев В.А. Движение газожидкостных смесей в трубах / В.А. Мамаев, Г.Э. Одишария, О.В. Клапчук и др. – М.: Недра, 1978. – 270 с.
6. Гриценко А.И. Гидродинамика газожидкостных смесей в скважинах и трубопроводах / А.И. Гриценко, О.В. Клапчук, Ю.А. Харченко. – М.: Недра, 1994. – 238 с.
7. Харченко Ю.А. Энергосберегающие системы сбора углеводородов на месторождениях континентального шельфа: дисс. ... д-ра тех. наук: 25.00.18 / Ю.А. Харченко. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2004. – 248 с.
8. Харченко Ю.А. Гидродинамика газожидкостных смесей в скважинах и трубопроводах и ее применение при освоении месторождений континентального шельфа / Ю.А. Харченко, А.И. Гриценко. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2016. – 301 с.
9. Ландау Л.Д. Гидродинамика / Л.Д. Ландау, Е.М. Лифшиц. – М.: Наука, 1986. – 736 с.
10. Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа / Л.Г. Лойцянский. – М.: Наука, 1987. – 840 с.
11. Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям / И.Е. Идельчик. – М.: Машиностроение, 1975.
12. Гужов А.И. Совместный сбор и транспорт нефти и газа / А.И. Гужов. – М.: Недра, 1973. – 280 с.

Gazprom VNIIGAZ LLC findings in hydrodynamics of gas-liquid flotation within wells and pipelines

A.I. Gritsenko¹, Yu.A. Kharchenko^{2*}

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 Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Bld. 23, Miklouho-Maclay street, Moscow, 117997, Russian Federation

* E-mail: 79169014872@yandex.ru

Abstract. This article highlights the advancement of studying the gas-liquid flow hydrodynamics at the Gazprom VNIIGAZ LLC. It is shown that being the flagship scientific center of the Ministry of Gas Industry in the USSR and later in Russia, the VNIIGAZ institute has performed the R&D support of the new scientific leads for the domestic gas industry providing its technological sovereignty. Hereinafter, few previous VNIIGAZ's works related to studying the gas-liquid floating are listed with synopsis of some particular scientific problems.

Authors point out the necessity to enlarge the correspondent experimental and theoretical explorations at the Gazprom VNIIGAZ LLC to provide the technological sovereignty of the Gazprom PJSC within the market of gas and condensate production.

Keywords: hydrodynamics of gas-liquid flows, VNIIGAZ, products of hydrocarbon fields, scientific explorations.

References

1. LOCKHART, R.W., R.C. MARTINELLI. Proposed correlation of data for isothermal two-phase, two-component flow in pipes. *Chemical Engineering Progress*, 1949, vol. 45, pp. 39–48, ISSN 0360-7275.
2. POETTMANN, F.H., P.G. CARPENTER. The multiphase flow of gas, oil and water through vertical flow strings with application to the design and gas-lift installations. *Drilling and Production Practice*, 1952, p. 257.
3. BAXENDELL, P.B., R. THOMAS. Calculation of pressure gradients in high-rate flowing wells. *Journal of Petroleum Technology*, 1961, vol. 13, SPE-2-PA, DOI: 10.2118/2-PA, ISSN 0149-2136.
4. MAMAYEV, V.A., G.E. ODISHARIYA, N.I. SEMENOV et al. *Hydrodynamics of gas-liquid mixtures in pipes* [Gidrodinamika gazozhidkostnykh smesey v trubakh]. Moscow: Nedra, 1969. (Russ.).
5. MAMAYEV, V.A., G.E. ODISHARIYA, O.V. KLAPCHUK et al. *Travel of gas-liquid mixtures in pipes* [Dvizheniye gazozhidkostnykh smesey v trubakh]. Moscow: Nedra, 1978. (Russ.).
6. GRITSENKO, A.I., O.V. KLAPCHUK, Yu.A. KHARCHENKO. *Hydrodynamics of gas-liquid mixtures in wells and pipelines* [Gidrodinamika gazozhidkostnykh smesey v skvazhinakh I truboprovodakh]. Moscow: Nedra, 1994. (Russ.).
7. KHARCHENKO, Yu.A. *Power-saving systems for collecting hydrocarbons at offshore fields* [Energoberegayushchiye sistemy sbora uglevodorodov na mestorozhdeniyakh kontinentalnogo shelfa]. Dr.'s thesis (engineering). Moscow: Gubkin University, 2004. (Russ.).
8. KHARCHENKO, Yu.A., A.I. GRITSENKO. *Hydrodynamics of gas-liquid mixtures in wells and pipelines and its application when developing offshore fields* [Gidrodinamika gazozhidkostnykh smesey v skvazhinakh I truboprovodakh I yeye primeneniye pri osvoenii mestorozhdeniy kontinentalnogo shelfa]. Moscow: Gubkin University, 2016. (Russ.).
9. LANDAU, L.D., Ye.M. LIVSHITS. *Hydrodynamics* [Gidrodinamika]. Moscow: Nauka, 1986. (Russ.).
10. LOYTSYANSKIY, L.G. *Mechanics of liquid and gas* [Mekhanika zhidkosti i gaza]. Moscow: Nauka, 1987. (Russ.).
11. IDELCHIK, I.Ye. *Reference book on hydraulic resistances* [Spravochnik po gidravlicheskim soprotivleniyam]. Moscow: Mashinostroyeniye, 1975. (Russ.).
12. GUZOV, A.I. *Shared collecting and transport of oil and gas* [Sovmestnyy sbor I transport nefi I gaza]. Moscow: Nedra, 1973. (Russ.).

УДК 532.5:622.324.5

ООО «Газпром ВНИИГАЗ» – лидер в создании методологии гидродинамического моделирования систем добычи и сбора газа

О.В. Николаев^{1*}, А.А. Плосков¹, И.В. Стоноженко¹

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: O_Nikolaev@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. В статье освещается лидирующая роль ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в развитии отечественной методологии моделирования газожидкостных потоков в системах добычи и сбора газа. В истории экспериментальных исследований газожидкостных потоков выделяются три основных этапа. На первых двух этапах исследовались потоки с высоким содержанием жидкости (от 0,1 до почти 100 % в расходном объемном выражении). Третий этап был инициирован построением в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» уникального экспериментального комплекса, созданного для исследований газожидкостных потоков с экстремально низкими содержаниями жидкой фазы. Потребность в таких исследованиях возникла в связи с переходом отечественных базовых газовых месторождений в позднюю стадию, сопровождающуюся существенным снижением пластовых давлений при значительных объемах остаточного газа, исчисляемых триллионами кубометров. В статье описывается эволюция экспериментального оборудования, используемого для этих целей на протяжении всего периода исследований. Отмечаются преимущества нового экспериментального комплекса, которые позволили обнаружить неизвестные ранее свойства динамичных газожидкостных смесей и разработать на основе этих знаний новую методологию их моделирования.

Ключевые слова: газожидкостные потоки, поздняя стадия разработки, газовые скважины, промышленные системы сбора газа, экспериментальные исследования, потери давления, гидродинамика.

Создание в 1948 г. Всесоюзного научно-исследовательского института природных газов – ВНИИГАЗа – было инициировано бурным развитием отечественной газодобывающей отрасли. Деятельность института началась с анализа и обобщения мирового опыта газовой промышленности и за короткий срок вылилась в построение грандиозной отечественной научной базы в области геологии и разработки месторождений, транспорта, переработки и использования газа.

Новая парадигма разработки газовых и газоконденсатных месторождений базировалась в первую очередь на теоретических принципах нефтедобычи, важнейшими элементами которой были и остаются научные положения гидро- и термодинамики. Трубная гидродинамика и подземная гидродинамика применительно к задачам газовой отрасли развивались параллельно. К этому времени уже были опубликованы фундаментальные работы Н.Е. Жуковского, Н.Н. Павловского, Л.С. Лейбензона, В.Г. Шухова, И.И. Никурадзе, А.Н. Колмогорова, Л.Г. Лойцянского и других классиков отечественной науки [1].

К концу 1950-х гг. стало ясно, что присутствующая в добываемом газе жидкая фаза (вода, конденсат или нефть) существенно влияет на гидродинамические характеристики потоков в скважинах и промысловых трубопроводах. На начальных этапах развития отечественной газовой индустрии это явление не требовало заметного увеличения энергозатрат на добычу, и им допустимо пренебрегалось, поскольку высокий уровень начальных пластовых давлений обеспечивал необходимые и достаточные условия для устойчивого выноса жидкости во всех элементах тракта «пласт – забой – скважина – шлейф – установка комплексной подготовки газа». Однако по мере выработки запасов разрабатываемых месторождений и снижения потенциала упругой энергии пластового флюида возникла необходимость учета влияния жидкой фазы на гидродинамические характеристики потоков. Вначале представлялось достаточным введение эмпирических поправок к коэффициенту гидродинамического сопротивления λ в уравнении Дарси – Вейсбаха [2], но впоследствии было обнаружено,

что наличие второй фазы привносит принципиальные отличия в характеристику потока (зависимость потерь давления от скорости), а именно: она становится немонотонной и обретает минимум, вследствие чего для обеспечения гидродинамической устойчивости возникают дополнительные требования к кинематическим и динамическим параметрам движущейся смеси. Таким образом, стала очевидна необходимость детального изучения процессов движения смесей газа и жидкости.

Этапы исследований газожидкостных потоков

В общей истории исследований газожидкостных потоков (ГЖП) выделяются три основных этапа, инициация которых связана с поочередно возникающими потребностями науки и техники [3].

Первый этап был нацелен на удовлетворение потребностей нефтедобычи и энергетики. На этом этапе отечественные и зарубежные исследователи изучали потоки с высоким содержанием жидкости – преимущественно более 10 % в расходном объемном выражении. Изучение потоков проводилось как в промышленных, так и в лабораторных условиях. Эксперименты продемонстрировали всю сложность и многообразие процессов многофазного движения сред. В частности, при течении смесей были выделены несколько различных режимов, возникающих в зависимости от термобарических и кинематических условий. Были определены критерии смены режимов и предложены эмпирические соотношения для расчета потерь давления и истинного объемного содержания фаз в каждом из режимов. В качестве характеристики потока принималась зависимость потерь давления от скорости жидкой фазы или суммарного расхода смеси. В этом направлении известны и стали классическими работы таких отечественных ученых, как А.А. Арманд [4], В.А. Архангельский [5], А.И. Гужов [6], А.К. Галлямов [7], А.П. Крылов [8], С.С. Кутателадзе [9], Г.С. Лутошкин [10], М.А. Мохов [11], Р.И. Нигматуллин [12], И.И. Палеев [13], В.А. Сахаров [14, 15], С.Г. Телетов [16] и др.

По мере возникновения и роста заинтересованности в решении задач многофазной гидродинамики предприятий газодобывающей отрасли начался второй этап исследований ГЖП. На этом этапе объектом исследований стали потоки с низким содержанием

жидкости – вплоть до 0,1 % в расходном объемном выражении.

Первые исследования ГЖП с малым содержанием жидкости были проведены сотрудником ВНИИГАЗа Ю.П. Коротаевым (1956 г.), который по полученным результатам защитил кандидатскую диссертацию [17]. Ю.П. Коротаев исследовал ГЖП в вертикальных стеклянных трубах диаметром от 0,04 до 0,076 м и длиной около 12 м. В качестве газа использовался воздух, в качестве жидкости – вода. Давление в трубах поддерживалось в диапазоне 1...2 атм. В процессе экспериментов измерялись потери давления и количество жидкости при различных режимах восходящего течения смесей. Результаты экспериментальных исследований ГЖП в виде графических зависимостей потерь давления и истинного объемного содержания жидкости от скорости газа при различных расходах жидкости опубликованы [18]. Хотя Ю.П. Коротаев не ставил перед собой задачу разработки расчетных моделей, результаты его исследований содержат уникальный весьма ценный для газовой науки экспериментальный материал, который, во-первых, помогает специалистам сформировать представления о свойствах ГЖП при низких содержаниях жидкой фазы и, во-вторых, может быть использован в качестве эталона при анализе результатов исследований других авторов.

Другое направление исследований ГЖП во ВНИИГАЗе с 1960 г. осуществлял творческий коллектив, возглавляемый д.т.н. В.А. Мамаевым [19–30]. Эти исследования были нацелены на решение задач повышения эффективности эксплуатации промышленных систем сбора газа. В состав коллектива входили Г.Э. Одишария и О.В. Клапчук, которые по результатам экспериментов защитили кандидатские, а затем и докторские диссертации [20–23]. Впоследствии к коллективу присоединился Ю.А. Харченко, который также защитил докторскую диссертацию по результатам исследований двухфазной гидродинамики [24]. Этими специалистами исследовались ГЖП в горизонтальных и субгоризонтальных стеклянных трубах диаметром 0,05 м, некоторое количество опытов было проведено в вертикальной стеклянной трубе диаметром 0,025 м. В этот период имело место тесное и плодотворное сотрудничество ВНИИГАЗа со специалистами Энергетического института имени Г.М. Кржижановского

(ЭНИН АН СССР). В результате такого сотрудничества была теоретически получена и экспериментально обоснована известная формула Точигина, позволяющая определить скорость газа (u_r^*) при возникновении волнообразования на поверхности жидкой пленки:

$$u_r^* = 3,3\rho_r^{-0,5} \left(\frac{g\sigma\rho_{ж}^2}{\rho_{ж} - \rho_r} \right)^{0,25}, \quad (1)$$

где ρ_r – плотность газа; $\rho_{ж}$ – плотность жидкости; σ – поверхностное натяжение на границе раздела газа и жидкости; g – ускорение свободного падения. Эта формула широко используется в отечественной газопромысловой практике для оценки минимального дебита обводненных скважин.

Членами творческого коллектива В.А. Мамаева выведены уравнения неразрывности, энергии и движения газожидкостных смесей, изучены различные структуры ГЖП и условия перехода между режимами, подробно исследованы расслоенное, пробковое и кольцевое течения, изучены пульсационные характеристики потоков. Предложены расчетные формулы потерь давления для каждого из режимов течения. Экспериментальные и теоретические результаты исследований, а также подробно разработанная методология их использования в промысловой практике изложены в монографиях [25–29] и отраслевых нормативных документах [30].

В ходе исследований были получены выдающиеся экспериментальные и теоретические результаты¹, опережавшие известные достижения зарубежных исследователей. Методической основой моделирования процессов двухфазной гидродинамики в то время была принята концепция квазигомогенной среды, в которой суммарные потери давления (p) по длине трубы (L) формируются гравитационной составляющей и потерями на трение:

$$\frac{dp}{dL} = \left(\frac{dp}{dL} \right)_{\text{грав}} + \left(\frac{dp}{dL} \right)_{\text{тр}}. \quad (2)$$

Соотношение (2) отражает очевидное на первый взгляд и соответствующее здравому смыслу представление о двухфазном потоке

как о динамичной среде, обладающей массой (гравитационная составляющая) и при движении теряющей часть энергии вследствие трения о стенки трубы (фрикционная составляющая). В соответствии с этим представлением неподвижная среда должна была бы создавать перепад давления, равный только первому члену в формуле (2), а эффект трения должен был бы возникать при движении, выражаться вторым членом и добавляться к первому.

В 1977 г. ВНИИГАЗ возглавил д.т.н. А.И. Гриценко. С этого момента многие научные направления, включая экспериментальные и теоретические исследования ГЖП, получили новый импульс. В частности, начался большой цикл лабораторных, промысловых и теоретических исследований ГЖП в вертикальных лифтовых трубах под руководством д.т.н. проф. С.Н. Бузинова [31–36]. На основе полученных опытных данных А.И. Гриценко с коллективом авторов впервые сформулировал положение о том, что модель (2) не всегда применима к описанию ГЖП [32]. В результате тщательных экспериментов авторы положения обнаружили, что суммарные потери давления динамичной газожидкостной смеси могут быть меньше гравитационной составляющей. Результат вначале не привлек внимания научной общественности, но впоследствии это явление было подробно исследовано во ВНИИГАЗе и названо «ремиссией гравитационной составляющей» [37].

Лабораторные исследования ГЖП первых двух этапов обладали рядом характерных особенностей (рис. 1). Так, для создания газожидкостной смеси в качестве газа использовался воздух, в качестве жидкости – вода (Г.С. Лутошкин в своих опытах использовал также спирт, дизельное топливо и турбинное масло). Исследования проводились в вертикальных или горизонтальных трубах l (см. рис. 1) с выпуском газа в атмосферу непосредственно либо через сужающее устройство. Ввод газа 3 в систему осуществлялся из компрессора или из ресиверной емкости и регулировался вентилем 4 . Выпуск газа 5 регулировался вентилем 6 . В качестве измерителя расхода воздуха 7 использовались ротаметр, газовый счетчик или сужающее устройство. Жидкость в смеситель 2 подавалась насосом 8 , ее расход измерялся ротаметром. В смесителе осуществлялось перемешивание газа и жидкости, после чего смесь проходила по трубе l ; на выходе из трубы смесь попадала в сепаратор 10 ,

¹ Более подробно см. статью А.И. Гриценко и Ю.А. Харченко «Исследования ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в области гидродинамики газожидкостных потоков в скважинах и трубопроводах», опубликованную в этом же номере журнала «Вести газовой науки». – С. 6–14.

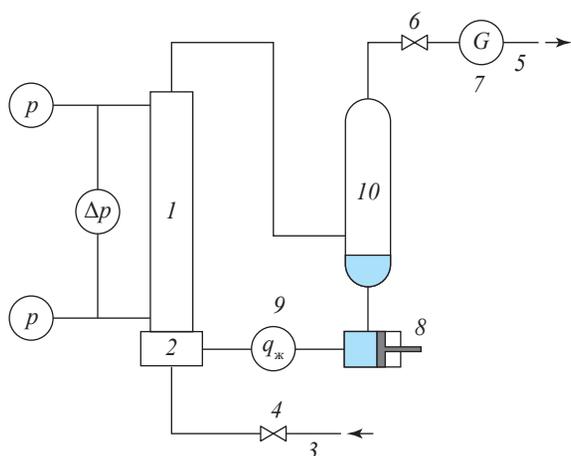


Рис. 1. Обобщенная принципиальная схема измерений параметров ГЖП:

1 – испытываемая труба; 2 – смеситель газа и жидкости; 3, 5 – линии впуска и выпуска газа; 4, 6 – регулирующие вентили впуска и выпуска газа; 7 – измеритель расхода газа; 8 – жидкостной насос; 9 – измеритель расхода жидкости; 10 – сепаратор

где фазы разделялись. Воздух выпускался в атмосферу, а жидкость сливалась в емкость и могла использоваться повторно. В процессе экспериментов, как правило, манометрами измерялись давления на входе и выходе трубы; в ряде случаев с помощью дифференциального U-образного жидкостного манометра измерялся перепад давления в трубе; измерялись также расходы газа и жидкости.

Однако, как показала практика, даже столь низкие содержания жидкости оказались чрезмерно велики по сравнению с условиями на газовых промыслах. К концу 1990-х гг. базовые отечественные месторождения стали переходить в позднюю стадию разработки, сопровождающуюся процессами интенсивного задавливания скважин и промысловых систем сбора. Величины водогазовых факторов (ВГФ) на западносибирских месторождениях варьируются в пределах $0,3...13 \text{ см}^3/\text{м}^3$, что для поздней стадии разработки соответствует расходному содержанию жидкой фазы $\beta = 10^{-5}...10^{-3}$. Недостаточная изученность потоков с такими низкими содержаниями жидкой фазы стала причиной не только задавливания скважин и шлейфов, но и невозможности их предсказаний и разработки мероприятий по предотвращению либо снижению их негативных последствий.

Таким образом, потребности отечественной газопромысловой науки в конце прошлого



Рис. 2. Экспериментальный комплекс для отработки технологий эксплуатации промысловых систем добычи и сбора газа: а – стенд для исследования ГЖП в скважинах; б – стенд для исследования ГЖП в шлейфах сложной конфигурации [3]

столетия обуславливали продолжение экспериментальных исследований ГЖП для уточнения слабо изученных, но активно проявляющихся на промыслах аспектов двухфазной гидродинамики. С этой целью по инициативе д.т.н. С.Н. Бузинова в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в 2004 г. был построен уникальный стенд (рис. 2, таблица) для отработки технологий эксплуатации промысловых систем добычи и сбора газа на поздней стадии разработки месторождений, и начало третьего тысячелетия ознаменовалось началом 3-го этапа

Технические параметры экспериментального комплекса [3]

Максимальное давление, МПа	Стенды а, б: 4,0
Расход газа, тыс. ст. м ³ /сут	Стенды а, б: 1...180
Расход жидкости, м ³ /сут	Стенды а, б: 0,05...30,0
Длина испытуемых труб, м	Стенд а: 1,0...36,0
	Стенд б: 50 (5 секций по 10 м)
Угол наклона труб к горизонту, град.	Стенд а: 0...90
	Стенд б: ±13 для каждой секции
Внутренний диаметр труб, м	Стенд а: 0,5...0,205
	Стенд б: 0,062...0,153
Рабочий газ	Стенд а: негорючие газы (воздух и др.)
	Стенд б: метан, воздух и др.
Рабочая жидкость	Стенд а: вода
	Стенд б: жидкие углеводороды, вода

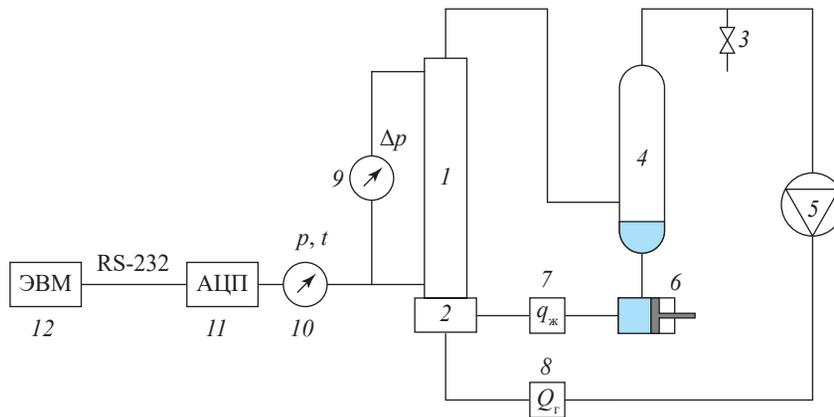


Рис. 3. Принципиальная схема экспериментального оборудования для изучения многофазной гидродинамики в скважинах и шлейфах [3]

экспериментальных исследований ГЖП, характеризующихся экстремально низкими расходами содержаниями жидкой фазы ($\beta < 10^{-3}$).

При разработке и создании стенда использованы буквально революционные технические решения, многие из которых принадлежали сотруднику ООО «Газпром ВНИИГАЗ» к.т.н. В.И. Шулятикову, многие годы своей творческой биографии посвятившему повышению эффективности эксплуатации обводненных скважин [31, 38]. Стенд имеет замкнутую конфигурацию, обеспечивающую при рабочем давлении циркуляцию газа по замкнутому контуру, что позволило добиваться стационарности ГЖП и исследовать переходные процессы. Перепад давления в трубе с высокой точностью измеряется прецизионными дифференциальными манометрами, при этом предусмотрены специальные меры для предотвращения попадания жидкости в манометрические трубки, что могло бы исказить показания приборов. В 2009 г. по инициативе

директора Опытно-экспериментальной базы С.А. Бородина [39] стенд был дооснащен наклонной мачтой (см. рис. 2а), позволяющей изменять угол наклона испытуемой трубы от 0 до 90 zenithных градусов, а в 2017 г. по его же инициативе построен стенд для исследований шлейфов сложной конфигурации (см. рис. 2б). Таким образом, ООО «Газпром ВНИИГАЗ» является создателем и обладателем уникального экспериментального комплекса нового поколения, назначение которого – отработка технологий эксплуатации промысловых систем добычи и сбора газа.

Основными узлами экспериментального комплекса (см. рис. 2) являются (рис. 3):

- сменные трубы 1, состоящие из соединенных последовательно секций фонтанных труб длиной до 36 м и условным диаметром 60...220 мм для стенда а, длиной 50 м (5 секций по 10 м) и диаметрами 73; 89; 114 и 168 мм для стенда б;
- смеситель газа и жидкости 2;

- линия нагнетания газа в гидравлическую систему 3;
- сепаратор 4;
- блок регулируемых центробежных газовых нагнетателей 5;
- блок регулируемых жидкостных насосов 6;
- система измерений основных параметров, состоящая из датчиков расхода жидкости 7 и газа 8, блока датчиков перепада давления в испытуемой трубе 9, блока датчиков давления и температуры в разных точках тракта движения газа и жидкости 10;
- автоматизированная система контроля и управления параметрами работы системы, состоящая из блока 11 аналого-цифрового преобразования первичных сигналов и блока 12 обработки данных и визуализации результатов наблюдения на базе ЭВМ.

Технологическая схема стенда позволяет осуществлять эксперименты в режиме непрерывной циркуляции жидкости и газа с возможностью достижения гидродинамически равновесного состояния во всей измерительной системе, а также фиксировать измеряемые параметры в процессе установления

режимов. Стенд позволяет исследовать ГЖП с ВГФ $0,3 \dots 3000 \text{ см}^3/\text{м}^3$. К настоящему времени подробно изучены ГЖП с ВГФ в диапазоне $0,3 \dots 500 \text{ см}^3/\text{м}^3$, т.е. исследованиями охвачен весь актуальный для газовых месторождений диапазон фазовых составов пластовых флюидов. На рис. 4 представлены диапазоны параметров ГЖП, исследованных на разных этапах. Поскольку эти параметры (напоры газа и жидкости) могут варьировать в пределах нескольких порядков, график представлен в логарифмических координатах. На рис. 4 видно, что хорошо исследованная на 1-м и 2-м этапах область параметров по содержанию жидкости на несколько порядков отличается от современных потребностей газодобывающей отрасли.

С момента начала создания экспериментального комплекса на протяжении всего времени его существования осуществляются его доработка и модернизация, направленные на расширение спектра исследовательских работ. Так, в 2011 г. по инициативе д.т.н. проф. Ю.Н. Васильева в состав комплекса добавлена система для измерения скорости распространения упругих колебаний в движущейся газожидкостной среде. Кроме того,

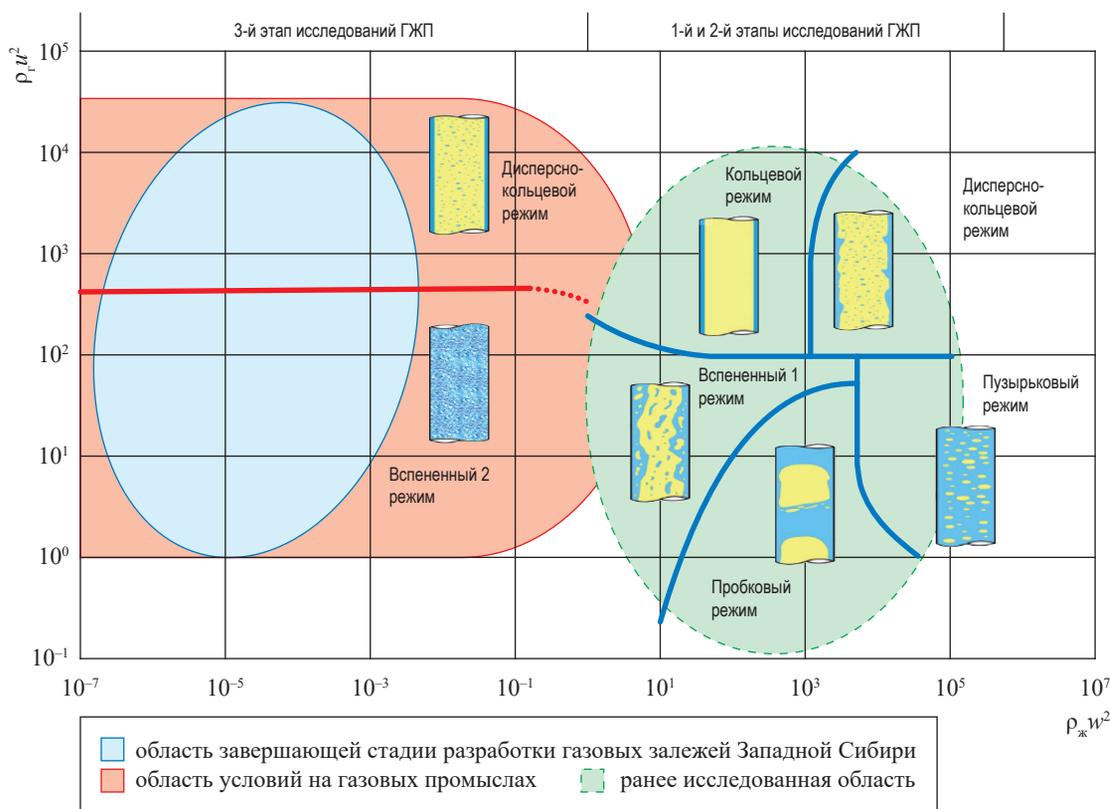


Рис. 4. Сравнение диапазонов и границ переходов между режимами в ГЖП [3]:
 w – скорость жидкости; координаты представлены в единицах СИ

измерительный комплекс дооснащен следующими системами: для исследования влияния поверхностно-активных веществ на характеристики ГЖП, для исследования механизма выноса твердых частиц из ствола скважины, для исследования движения однофазных флюидов и газожидкостных смесей в каналах некруглого сечения и отработки колтюбинговых технологий; для визуализации многофазных потоков; для исследований потоков в шлейфах сложного профиля.

К настоящему времени в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» проведены тысячи экспериментов по изучению характеристик ГЖП с экстремально низким содержанием жидкой фазы, характерным для условий газовых промыслов. Исследования позволили обнаружить и систематизировать неизвестные ранее закономерности ГЖП и разработать новую методологию моделирования работы систем добычи и сбора газа [40–48]. Творческому коллективу сотрудников, принимавших участие в создании экспериментального комплекса, проведении опытных работ и разработке новой методологии моделирования ГЖП, присуждена премия ПАО «Газпром» в области науки и техники за 2019 г. за работу «Научно-технологический комплекс для отработки технологий эксплуатации вертикальных, горизонтальных и наклонно-направленных газовых скважин».

Основные результаты исследований

Перечислим некоторые важнейшие научные результаты 3-го этапа исследований ГЖП.

1. Сформирован и постоянно пополняется банк экспериментальных данных по свойствам ГЖП в диапазоне физических параметров функционирования промышленных систем добычи и сбора газа.

2. Изучены условия подобия ГЖП с экстремально низкими содержаниями жидкой фазы, и определены его критерии.

3. Определяющим параметром ГЖП является скоростной напор газа $\rho_r u^2$, а не скорость газа, как это до сих пор утверждается в нормативных отраслевых документах.

4. Вследствие того что структура динамичной газожидкостной смеси в трубах содержит неоднородности, соизмеримые с характерными

размерами потока: $\frac{l}{D} \cong 10^{-1} \dots 10^{-3}$, где l – характерный размер частиц жидкости, D – диаметр

трубы, простая и удобная в использовании модель сплошной среды (2) при описании ГЖП приводит к большим погрешностям. При этом по аналогии с однофазными потоками гравитационную составляющую потерь давления обычно определяют соотношением

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{грав}} = \rho_{\text{см}} g, \quad (3)$$

а фрикционную составляющую – соотношением

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{тр}} = \frac{\lambda_{\text{см}}}{2} \cdot \frac{\rho_{\text{см}} u_{\text{см}}^2}{D}, \quad (4)$$

где индекс «см» относит параметр к газожидкостной смеси. Выше уже отмечалось, что потери давления в ГЖП могут быть меньше гравитационной составляющей, что ставит под сомнение адекватность использования для этого случая модели (2). Помимо этого, коэффициент гидродинамического сопротивления при описании ГЖП теряет свой смысл, поскольку из практически постоянной для отдельно взятой трубы величины превращается в переменную со сложной зависимостью от параметров потока. На рис. 5 для примера изображена зависимость $\lambda_{\text{см}} = \lambda_{\text{см}}(\rho_r u^2)$, полученная путем формальной обработки одного из экспериментов по соотношениям (2), (3), (4). Как видно на рис. 5, помимо указанного недостатка эта величина при малых скоростях газа принимает отрицательные значения, что противоречит

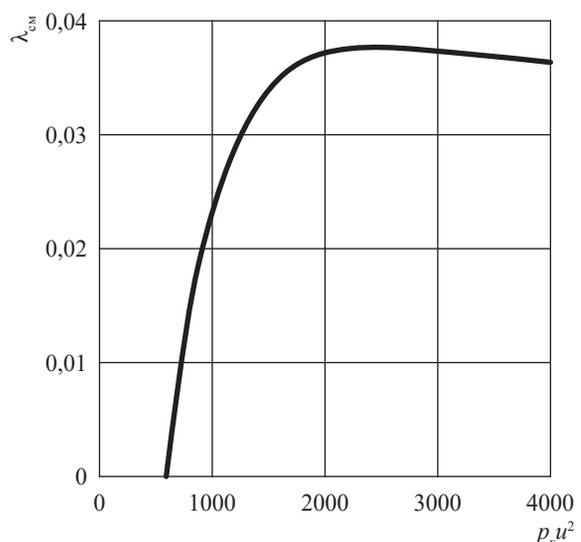


Рис. 5. Зависимость параметра $\lambda_{\text{см}}$ от скоростного напора газа в трубе диаметром $D = 0,1$ м со скоростью жидкости $w = 0,03$ м/с

смыслу термина «сопротивление». Очевидно, использование такого параметра носит искусственный характер и не отражает физических особенностей рассматриваемого процесса. Кроме того, оно не дает практических преимуществ ни в упрощении процедуры расчетов, ни в точности моделирования и, помимо прочего, требует специальных экспериментальных исследований зависимости $\lambda_{см}(\rho, u^2)$.

5. Упомянутое явление ремиссии гравитационной составляющей потерь давления подробно проанализировано [3, 37]. Этот важный как для теории многофазной гидродинамики, так и для практического применения факт проиллюстрирован рис. 6, где схематически изображен участок трубы с восходящим потоком в дисперсно-кольцевом режиме, который возникает в процессе устойчивой эксплуатации скважин с водопроявлениями во всем диапазоне технологических параметров. Потери давления между сечениями 1-1 и 2-2 (см. рис. 6) определяются трением и обменными процессами между движущимся газовым ядром, содержащим капли, и поверхностью пленки, а масса жидкости, находящейся в пленке, не участвует в формировании гравитационной составляющей потерь давления.

Таким образом, соотношение (2), справедливое для однофазных потоков, в присутствии второй фазы лишается физического

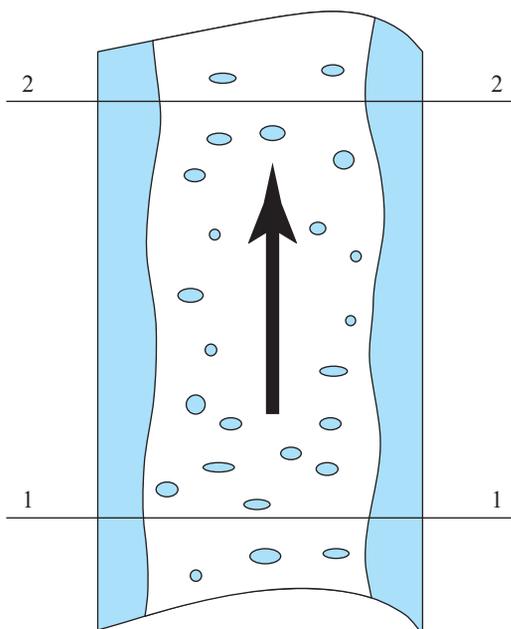


Рис. 6. Схематическое изображение восходящего ГЖП [3]

обоснования, что приводит к необходимости поиска новых подходов к моделированию ГЖП. Одной из характерных особенностей новой методологии является исключение необходимости предварительного определения истинного объемного содержания жидкой фазы и коэффициента гидродинамического сопротивления трубы для динамичной газожидкостной смеси, что существенно упрощает процедуру моделирования.

6. Полученные результаты позволили провести детальный анализ зарубежных методов моделирования ГЖП, на базе которых созданы коммерческие программные продукты, предназначенные для расчетов работы промысловых систем добычи и сбора газа. Анализ показал, что в большинстве случаев существующие расчетные методики дают неприемлемо большие погрешности, поскольку разработаны преимущественно на основе результатов исследований ГЖП 1-го и 2-го этапов [45, 46].

Обнаружены и подробно изложены и другие явления, которые также вносят существенные корректировки в сложившиеся к настоящему времени представления газожидкостной гидродинамики [37]. По результатам исследований ГЖП сотрудниками ВНИИГАЗа защищены пять докторских [19, 22–24, 37] и 13 кандидатских [17, 20, 21, 34–36, 38–44] диссертаций.

На основе экспериментальных результатов созданы гидродинамические модели для расчета вертикальных, наклонных и горизонтальных потоков, являющиеся необходимой основой для чрезвычайно актуальной в настоящее время задачи создания отечественного гидродинамического симулятора процессов добычи и сбора газа [47], разработаны методические основы таких технологий эксплуатации обводненных скважин, как концентрический лифт, газлифт, оптимизация диаметра и глубины спуска лифтовых труб, плунжерный лифт [48–52], разработаны и внедрены десятки отраслевых нормативных документов.

Продолжение изучения характеристик ГЖП

На стенде продолжают и планируются исследования ГЖП по направлениям, перечисленным ниже.

1. Экспериментальные исследования.

1.1. Исследования гидродинамики потоков:

- с различными углами наклона;
- расширение диапазонов физических параметров;

- в шлейфах сложного профиля;
- в трубах некруглого сечения (кольцевого и др.);
- локальной структуры и пульсационных процессов;
- углеводородных смесей;
- с твердыми включениями;
- воздействий различной природы, а именно механических (волновых и т.д.), физико-химических (поверхностно-активные вещества и др. добавки), химических и др.

1.2. Обработка технологий эксплуатации промысловых систем:

- колтюбинговых;
- плунжерного лифта;
- совместной работы призабойной зоны и скважины (моделирование);
- нескольких скважин с общим шлейфом (моделирование);
- газлифта;
- концентрического лифта и др.

1.3. Испытания оборудования:

- измерительного – многофазных расходов и др.;
- исследование гидравлических характеристик запорно-регулирующей арматуры для многофазных потоков;
- исследование абразивного износа оборудования и др.

1.4. Создание банка экспериментальных данных о многофазной гидродинамике.

2. Теоретические исследования.

2.1. Усовершенствование и разработка расчетных моделей:

- повышение точности расчетных моделей на основе анализа экспериментальных результатов и промысловых исследований;
- разработка моделей гидродинамики многофазных потоков с твердыми частицами;
- изучение условий устойчивости динамических многофазных систем;
- расширение спектра математических методов многофазной гидродинамики (теории

фракталов, случайных процессов, хаоса, нечетких множеств и т.д.) и др.

2.2. Разработка программных средств:

- программных комплексов для расчетов технологических режимов работы скважин, шлейфов, установок комплексной подготовки газа, промыслов;
- алгоритмов и программных комплексов для управления системами промысла;
- алгоритмов управления работой многозабойных скважин и др.

3. Методические разработки:

- выбор и обоснование наиболее эффективных технологий эксплуатации скважин и промысловых систем на поздней стадии разработки, таких как газлифт, концентрический лифт, смена насосно-компрессорных труб, применение поверхностно-активных веществ, плунжерный лифт, снижение давления на устье (например, строительство дополнительной дожимной компрессорной станции);
- разработка алгоритмов управления работой промысловых систем (с точки зрения «интеллектуализации» промыслов);
- теоретические и методические работы в области снижения рисков аварий по причине абразивного износа оборудования и др.

Таким образом, фундаментальные исследования, которые более полувека проводятся в ООО «Газпром ВНИИГАЗ», позволили сформировать уникальную научную школу многофазной гидродинамики, разработать современную методологию моделирования процессов добычи и сбора газа, расширить перспективы и возможности научного сопровождения разработки месторождений и добычи углеводородного сырья, что подтверждает статус ООО «Газпром ВНИИГАЗ» как головного научного центра отечественной газовой индустрии.

Список литературы

1. Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа / Л.Г. Лойцянский. – М.: Дрофа, 2003. – 840 с.
2. Ходанович И.Е. Аналитические основы проектирования и эксплуатации магистральных газопроводов / И.Е. Ходанович. – М.: ГТТИ, 1961. – 128 с.
3. Николаев О.В. Передовые прикладные научные исследования ВНИИГАЗа в создании методологии гидродинамики промысловых систем добычи и сбора газа / О.В. Николаев, А.А. Плосков, И.В. Стоноженко и др. // Научный журнал Российского газового общества. – 2024. – № 2 (44). – С. 26–37.

4. Арманд А.А. Исследование механизма движения двухфазной смеси в вертикальной трубе / А.А. Арманд // Гидродинамика и теплообмен при кипении в котлах высокого давления. – М.: АН СССР, 1955. – С. 21–34.
5. Архангельский В.А. Движение газированных нефтей в системе скважина – пласт / В.А. Архангельский. – М.: АН СССР, 1958. – 90 с.
6. Гужов А.И. Совместный сбор и транспорт нефти и газа / А.И. Гужов. – М.: Недра, 1973. – 279 с.
7. Галлямов А.К. О гидравлических сопротивлениях при совместном движении газа и жидкости в негоризонтальном трубопроводе / А.К. Галлямов // Физика и гидродинамика нефтяного пласта: тр. МИНХ и ГП им. И.М. Губкина. – М.: Недра, 1966. – Вып. 57. – С. 197–200.
8. Муравьев И.М. Эксплуатация нефтяных месторождений / И.М. Муравьев, А.П. Крылов. – М.-Л.: ГТТИ, 1949. – 776 с.
9. Кутателадзе С.С. Движение двухфазного потока в трубах / С.С. Кутателадзе // Коплотурбостроение. – 1947. – № 16. – С. 17–21.
10. Лутошкин Г.С. Исследование влияния вязкости жидкости и поверхностного натяжения системы «жидкость – газ» на работу эргазлифта: дис. ... канд. техн. наук / Г.С. Лутошкин. – М.: ВНИИ, 1956. – 173 с.
11. Мохов М.А. Разработка методики расчета процесса движения трехфазных смесей (нефть-вода-газ) в вертикальных трубах: дис. ... канд. техн. наук / М.А. Мохов. – М.: МИНХ и ГП им. И.М. Губкина, 1984. – 159 с.
12. Нигматулин Б.И. К гидродинамике двухфазного потока в дисперсно-кольцевом режиме течения / Б.И. Нигматулин // ПМТФ. – 1971. – № 6. – С. 141–153.
13. Палеев И.И. Пристенный слой жидкости при дисперсно-кольцевом течении / И.И. Палеев, Ф.А. Агафонова, М.Е. Лаврентьев и др. // Энергомашиностроение. – 1968. – № 6. – С. 9–11.
14. Сахаров В.А. Гидродинамика газожидкостных смесей в вертикальных трубах и промысловых подъемниках / В.А. Сахаров, М.А. Мохов. – М.: Нефть и газ, 2004. – 398 с.
15. Грон В.Г. Исследование газожидкостного подъемника / В.Г. Грон, В.А. Сахаров. – М.: МИНГ, 1986. – 69 с.
16. Телетов С.Г. Об обработке в безразмерных величинах опытных данных по паро- и газожидкостным смесям и о методике эксперимента / С.Г. Телетов // Гидродинамика и теплообмен при кипении в котлах высокого давления. – М.: АН СССР, 1955. – С. 46–64.
17. Коротаев Ю.П. Исследование влияния жидкости в стволе и на забое на работу газовых скважин: дис. ... канд. техн. наук / Ю.П. Коротаев. – М., 1956. – 158 с.
18. Коротаев Ю.П. Влияние жидкости на движение газа по вертикальным трубам / Ю.П. Коротаев // Тр. ВНИИГАЗа. – М.: ГТТИ, 1958. – Вып. 2(10). – С. 48–68.
19. Мамаев В.А. Прикладные аспекты механики газожидкостных смесей: дис. ... д-ра техн. наук / В.А. Мамаев. – М.: ВНИИГАЗ, 1969. – 517 с.
20. Одишария Г.Э. Исследование закономерностей течения газо-жидкостных систем в трубах: дис. ... канд. техн. наук / Г.Э. Одишария. – М.: ВНИИГАЗ, 1966. – 328 с.
21. Клапчук О.В. Обоснование методов гидродинамического расчета газопроводов большого диаметра путем исследования кинематических характеристик турбулентного потока: дис. ... канд. техн. наук / О.В. Клапчук. – М.: ВНИИГАЗ, 1970.
22. Одишария Г.Э. Разработка и внедрение технологии магистрального транспорта нестабильного конденсата и природного газа при низких температурах: дис. ... д-ра техн. наук / Г.Э. Одишария. – М.: Моск. ин-т нефтехим. и газовой промышленности им. И.М. Губкина, 1980.
23. Клапчук О.В. Гидродинамические основы и разработка высокоэффективных систем добычи и сбора углеводородного конденсата: дис. ... д-ра техн. наук / О.В. Клапчук. – М.: ВНИИГАЗ, 1981. – 463 с.
24. Харченко Ю.А. Энергосберегающие системы сбора углеводородов на месторождениях континентального шельфа: дис. ... д-ра техн. наук / Ю.А. Харченко. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 246 с.
25. Мамаев В.А. Гидродинамика газожидкостных смесей в трубах / В.А. Мамаев, Г.Э. Одишария, Н.И. Семенов и др. – М.: Недра, 1969. – 208 с.
26. Мамаев В.А. Движение газожидкостных смесей в трубах / В.А. Мамаев, Г.Э. Одишария, О.В. Клапчук и др. – М.: Недра, 1978. – 270 с.
27. Одишария Г.Э. Прикладная гидродинамика газожидкостных смесей / Г.Э. Одишария, А.А. Точигин. – М.: ВНИИГАЗ, 1998. – 398 с.

28. Гриценко А.И. Гидродинамика газожидкостных смесей в скважинах и трубопроводах / А.И. Гриценко, О.В. Клапчук, Ю.А. Харченко. – М.: Недра, 1994. – 240 с.
29. Харченко Ю.А. Гидродинамика газожидкостных смесей в скважинах и трубопроводах и ее применение при освоении месторождений континентального шлейфа / Ю.А. Харченко, А.И. Гриценко. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2016. – 303 с.
30. Клапчук О.В. Инструкция по гидравлическому расчету промышленных трубопроводов для газожидкостных смесей / О.В. Клапчук, Г.Э. Одишария, А.Т. Шаталов и др. – М.: ВНИИГАЗ, 1980. – 21 с.
31. Бузинов С.Н. Экспериментальное исследование потерь давления в малодобитных газовых скважинах, работающих с жидкостью / С.Н. Бузинов, В.И. Шулятиков // Разработка месторождений, промысловая и заводская обработка газа, транспорт газа. – М.: ВНИИГАЗ, 1974. – С. 60–69.
32. Гриценко А.И. Экспериментальное исследование истинного водосодержания в вертикальных трубах при движении по ним газовой смеси при малых расходах газа / А.И. Гриценко, Г.Н. Вязенкин, С.Н. Бузинов и др. // Проблемы подземного хранения газа в СССР. – М.: ВНИИГАЗ, 1983. – С. 86–96.
33. Ахмедов Б.Г. Эксплуатация газовых скважин на поздней стадии разработки / Б.Г. Ахмедов, С.Н. Бузинов // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИГазпром, 1980. – 37 с.
34. Ахмедов Б.Г. Оптимизация технологического режима работы газовых скважин с водопоявлениями: дис. ... канд. техн. наук / Б.Г. Ахмедов. – М.: ВНИИГАЗ, 1982. – 185 с.
35. Казаков Б.О. Оптимизация технологического процесса удаления жидкости из газовых скважин с применением поверхностно-активных веществ: дис. ... канд. техн. наук / Б.О. Казаков. – М.: ВНИИГАЗ, 1986. – 190 с.
36. Толмачев Д.В. Условия эффективной эксплуатации ПХГ при двухфазном режиме работы эксплуатационных скважин: дис. ... канд. техн. наук / Д.В. Толмачев. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2007. – 138 с.
37. Николаев О.В. Совершенствование методов гидродинамического моделирования процессов добычи газа по результатам экспериментальных исследований газожидкостных потоков: дис. ... д-ра техн. наук / О.В. Николаев. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2022. – 328 с.
38. Шулятиков В.И. Использование плунжерного лифта для удаления жидкости из газовых скважин: дис. ... канд. техн. наук / В.И. Шулятиков. – М.: ВНИИГАЗ, 1977. – 163 с.
39. Бородин С.А. Экспериментальное обеспечение разработки технологий эксплуатации газовых скважин на поздней стадии: дис. ... канд. техн. наук / С.А. Бородин. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – 157 с.
40. Шулятиков И.В. Разработка технологии и оборудования для удаления жидкости из скважин: дис. ... канд. техн. наук / И.В. Шулятиков. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2007. – 112 с.
41. Николаев О.В. Регулирование работы газовых скважин на завершающей стадии разработки залежей по результатам экспериментальных исследований газожидкостных потоков в вертикальных трубах: дис. ... канд. техн. наук / О.В. Николаев. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – 147 с.
42. Плосков А.А. Экспериментальное моделирование режимов эксплуатации скважин на завершающей стадии разработки сеноманских залежей: дис. ... канд. техн. наук / А.А. Плосков. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – 110 с.
43. Ротов А.А. Совершенствование гидродинамического моделирования промысловых газосборных сетей, транспортирующих газожидкостные смеси: дис. ... канд. техн. наук / А.А. Ротов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – 117 с.
44. Шуленин С.А. Экспериментальное обоснование устойчивых режимов эксплуатации обводняющихся газовых скважин: дис. ... канд. техн. наук / С.А. Шуленин. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – 163 с.
45. Николаев О.В. Анализ современной методологии гидродинамического моделирования систем добычи газа на поздней стадии разработки месторождений / О.В. Николаев, А.А. Плосков, И.В. Стоноженко и др. // Научный журнал Российского газового общества. – 2023. – № 1 (37). – С. 74–81.
46. Николаев О.В. Современные методы расчета технологического режима работы газовых скважин с водопоявлениями / О.В. Николаев, А.А. Плосков, И.В. Стоноженко и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2023. – № 1. – С. 44–59.

47. Николаев О.В. Новая методология гидродинамического моделирования обводненных газовых скважин / О.В. Николаев, А.А. Плосков, И.В. Стоноженко и др. // Научный журнал Российского газового общества. – 2023. – № 4 (40). – С. 42–47.
48. Стоноженко И.В. Технологии эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений: концентрический лифт / И.В. Стоноженко, А.А. Плосков, О.В. Николаев и др. // Научный журнал Российского газового общества. – 2023. – № 5(41). – С. 58–65.
49. Бузинов С.Н. К вопросу о выборе газлифтной эксплуатации скважин на поздней стадии разработки газового месторождения / С.Н. Бузинов, Г.М. Гереш, О.В. Николаев и др. // Территория Нефтегаз. – 2013. – № 5. – С. 80–83.
50. Бузинов С.Н. Технологии эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений: замена лифтовых труб / С.Н. Бузинов, Г.М. Гереш, О.В. Николаев и др. // Вестник ЦКР Роснедра. – 2012. – № 6. – С. 2–7.
51. Николаев О.В. Влияние глубины спуска лифтовых труб на работу обводненной газовой скважины / О.В. Николаев, С.А. Шулепин // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 4 (15): Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – С. 46–52.
52. Петина С.В. Изучение условий работы оборудования плунжерного лифта на математических моделях / С.В. Петина, М.И. Захаров, А.А. Плосков // Наука и техника в газовой промышленности. – 2012. – № 3. – С. 20–23.

Gazprom VNIIGAZ LLC as a front runner in creating a concept of hydrodynamic modelling for systems of gas recovery and collecting

O.V. Nikolayev^{1*}, A.A. Ploskov¹, I.V. Stonozhenko¹

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: O_Nikolaev@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The article highlights a leadership of the Gazprom VNIIGAZ in advancing techniques for simulation of the gas-liquid mixture travel within the systems of gas recovery and collection. The history of experimental studying of the gas-liquid flows has three major stages. The first two stages were devoted to studying the flows with high liquid content (from 0.1 to nearly 100 % in volumetric rates). The third stage was pushed forward by construction in the Gazprom VNIIGAZ of a unique experimental plant aimed at studying the gas-liquid flows with extremely low liquid content. The necessity of such tests was preconditioned by changing-over of the basic domestic gas fields to a stage of late development, which was accompanied with notable reduction of the in-situ pressures against the considerable residual gas amounts running up to trillions cubic meters. The article describes evolution of the experimental equipment applied for these purposes all along. The advantages of the new experimental plant are listed. In particular, this plant enabled discovering the novel properties of the dynamic gas-liquid mixtures, as well as working out a new methodology for simulating behavior of these mixtures.

Keywords: gas-liquid flows, late stage of field development, gas well, field systems for production and collecting, tests, pressure losses, hydrodynamics.

References

1. LOYTSYANSKIY, L.G. *Mechanics of liquid and gas* [Mekhanika zhidkosti i gaza]. Moscow: Drofa, 2003. (Russ.).
2. KHODANOVICH, I.Ye. *Analytic principles of designing and operating trunk gas pipelines* [Analiticheskiye osnovy proyektirovaniya i ekspluatatsii megistralnykh gazoprovodov]. Moscow: Gostekhteorizdat, 1961. (Russ.).
3. NIKOLAYEV, O.V., A.A. PLOSKOV, I.V. STONozHENKO et al. Advanced applied scientific research of VNIIGAZ in creating a methodology for the hydrodynamics of field gas production and collection systems [Peredovyye prikladnyye nauchnyye issledovaniya VNIIGAZa v sozdanii metodologii gidrodinamiki promyslovykh system dobychi i sbora gaza]. *Nauchnyy Zhurnal Rossiyskogo Gazovogo Obshchestva*, 2024, no. 2 (44), pp. 26–37, ISSN 2412-6497. (Russ.).
4. ARMAND, A.A. Studying mechanism of a binary-phase mixture travel in a vertical tube [Issledovaniye mekhanizma dvizheniya dvukhfaznoy smesi v vertikalnoy tube]. In: *Hydrodynamics and heat exchange within a high-pressure boiler* [Gidro dinamika i teploobmen pri kipenii v kotlakh vysokogo davleniya]. Moscow: USSR Academy of Sciences, 1955, pp. 21–34. (Russ.).

5. ARKHANGELSKIY, V.A. *Transition of gasified oils in a well–bed system* [Dvizheniye gazirovannykh neftey v sisteme skvazhina – plast]. Moscow: USSR Academy of Sciences, 1958. (Russ.).
6. GUZHOV, A.I. *Joint collection and transport of oil and gas* [Sovmestnyy sbor i transport nefi i gaza]. Moscow: Nedra, 1973. – 279 c. (Russ.).
7. GALLYAMOV, A.K. About hydraulic resistances during shared travel of oil and gas within a non-horizontal pipeline [O gidravlicheskiykh soprotivleniyakh pri sovместnom dvizhenii gaza i zhidkosti v negorizontálnom truboprovode]. In: *Physics and hydrodynamics of a petroleum bed* [Fizika i gidrodinamika neftyanogo plasta]: proc. of Gubkin Institute. Moscow: Nedra, 1966, is. 57, pp. 197–200. (Russ.).
8. MURAVYEV, I.M., A.P. KRYLOV. *Operating oil fields* [Ekspluatatsiya neftynykh mestorozhdeniy]. Moscow-Leningrad: Gostekhizdat, 1949. (Russ.).
9. KUTATELADZE, S.S. Travel of a binary-phase flow within tubes [Dvukhfaznogo potoka v trubakh]. *Kotloturbostroyeniye*, 1947, no. 16, pp. 17–21. (Russ.).
10. LUTOSHKIN, G.S. *Studying effect of fluid viscosity and surface tension of a liquid-gas system on work of an airlift* [Issledovaniye vliyaniya vyzkosti zhidkosti i poverkhnostnogo natyazheniya sistemy “Zhidkost – gaz” na rabotu ergazlifta]. Candidate’s thesis (engineering). Moscow: VNI, 1956. (Russ.).
11. MOKHOV, M.A. *Working out guidelines for calculating travel of triple-phase mixtures (oil–water–gas) in vertical pipes* [Razrabotka metodiki rascheta protsessa dvizheniya trekhfaznykh smesey (neft-voda-gaz) v vertikalnykh trubakh]. Candidate’s thesis (engineering). Moscow: Gubkin Institute, 1984. (Russ.).
12. NIGMATULIN, B.I. To hydrodynamics of a binary-phase annular-dispersed flow [K gidrodinamike dvukhfaznogo potoka v dispersno-koltsevom rezhime techeniya]. *Prikladnaya Mekhanika i Tekhnicheskaya Fizika*, 1971, no. 6, pp. 141–153, ISSN 0869-5032. (Russ.).
13. PALEYEV, I.I., F.A. AGAFONOVA, M.Ye. LAVRENTYEV et al. Wall boundary layer of liquid in case of annular-dispersed flow [Pristennyy sloy zhidkosti pri dispersno-koltsevom techenii]. *Energomashinostroyeniye*, 1968, no. 6, pp. 9–11, ISSN 0131-1336. (Russ.).
14. SAKHAROV, V.A., M.A. MOKHOV. *Hydrodynamics of gas-liquid mixtures in vertical pipes and field lifts* [gidrodinamika gazozhidkostnykh smesey v vertikalnykh trubakh i promyslovykh podyemnikakh]. Moscow: Neft i gaz, 2004. (Russ.).
15. GRON, V.G., V.A. SAKHAROV. *Studying a gas-liquid lift* [Issledovaniye gazozhidkostnogo podyemnika]. Moscow: Moscow Institute of Oil and Gas, 1986. (Russ.).
16. TELETOV, S.G. On dimensionless processing of experimental data about vapor- and gas-liquid mixtures and on a procedure of testing [Ob obrabotke v bezrazmernykh velichinakh opytnykh dannykh po paro- i gazozhidkostnym smesyam i o metodike eksperimenta]. In: *Hydrodynamics and heat exchange within a high-pressure boiler* [Gidrodinamika i teploobmen pri kipenii v kotlakh vysokogo davleniya]. Moscow: USSR Academy of Sciences, 1955, pp. 46–64. (Russ.).
17. KOROTAYEV, Yu.P. *Studying the effect of well-shaft and well-face liquid on operation of gas wells* [Issledovaniye vliyaniya zhidkosti v stvole in a zaboye na rabotu gazovykh skvazhin]. Candidate’s thesis (engineering). Moscow, 1956. (Russ.).
18. KOROTAYEV, Yu.P. Effect of liquid on gas travelling along the vertical pipes [Vliyaniye zhidkosti na dvizheniye gaza po vertikalnym trubam]. *Proceedings of the VNIIGAZ*, Moscow: Gostekhizdat, 1958, is. 2(10), pp. 48–68. (Russ.).
19. MAMAYEV, V.A. *Applied aspects in mechanics of gas-liquid mixtures* [Prikladnyye aspekty mekhaniki gazozhidkostnykh smesey]. Doctor’s thesis (engineering). Moscow: VNIIGAZ, 1969. (Russ.).
20. ODISHARIYA, G.E. *Testing patterns of gas-liquid flowing in pipes* [Issledovaniye zakonmernostey techeniya gazo-zhidkostnykh sistem v trubakh]. Candidate’s thesis (engineering). Moscow: VNIIGAZ, 1966. (Russ.).
21. K LAPCHUK, O.V. *Substantiating methods for hydrodynamic calculation of large-diameter gas pipelines by studying kinematic characteristics of a turbulent flow* [Obosnovaniye metodov gidrodinamicheskogo rascheta gazoprovodov bolshogo diametra putem issledovaniya kinemacheskikh kharakteristik turbulentnogo potoka]. Candidate’s thesis (engineering). Moscow: VNIIGAZ, 1970. (Russ.).
22. ODISHARIYA, G.E. *Development and implementation of technologies for trunk-line transportation of unstable condensate and natural gas against low temperatures* [Razrabotka i vnedreniye tekhnologii magistralnogo transporta nestabilnogo kondensata i prirodnogo gaza pri nizkikh temperaturakh]. Doctor’s thesis (engineering). Moscow: Gubkin Institute, 1980. (Russ.).
23. K LAPCHUK, O.V. *Hydrodynamic principles and development of high-performance systems for production and collecting of hydrocarbon condensate* [Gidrodinamicheskiye osnovy i razrabotka vysokoeffektivnykh sistem dobychi is bora uglevodorodnogo kondensata]. Doctor’s thesis (engineering). Moscow: VNIIGAZ, 1981. – 463 c. (Russ.).
24. KHARCHENKO, Yu.A. *Power-saving systems for collecting hydrocarbons at offshore fields* [Energoberegayushchiye sistemy sbora uglevodorodov na mestorozhdeniyakh kontinentalnogo shelfa]. Doctor’s thesis (engineering). Moscow: Gubkin University, 2004. (Russ.).
25. MAMAYEV, V.A., G.E. ODISHARIYA, N.I. SEMENOV et al. *Hydrodynamics of gas-liquid mixtures in pipes* [Gidrodinamika gazozhidkostnykh smesey v trubakh]. Moscow: Nedra, 1969. – 208 c. (Russ.).
26. MAMAYEV, V.A., G.E. ODISHARIYA, O.V. K LAPCHUK et al. *Travel of gas-liquid mixtures in pipes* [Dvizheniye gazozhidkostnykh smesey v trubakh]. Moscow: Nedra, 1978. (Russ.).

27. ODISHARIYA, G.E., A.A. TOCHIGIN. *Applied hydrodynamics of gas-liquid mixtures* [Prikladnaya gidrodinamika gazozhidkostnykh smesey]. Moscow: VNIIGAZ, 1998. (Russ.).
28. GRITSENKO, A.I., O.V. KLAPCHUK, Yu.A. KHARCHENKO. *Hydrodynamics of gas-liquid mixtures in wells and pipelines* [Gidrodinamika gazozhidkostnykh smesey v skvazhinakh i truboprovodakh]. Moscow: Nedra, 1994. (Russ.).
29. KHARCHENKO, Yu.A., A.I. GRITSENKO. *Hydrodynamics of gas-liquid mixtures in wells and pipelines and its application for developing offshore fields* [Gidrodinamika gazozhidkostnykh smesey v skvazhinakh i truboprovodakh i yeye primeneniye pri osvoyenii mestorozhdeniy kontinentalnogo shelfa]. Moscow: Gubkin University, 2016. (Russ.).
30. KLAPCHUK, O.V., G.E. ODISHARIYA, A.T. SHATALOV et al. *Guidelines on hydraulic sizing of field pipelines for gas-liquid mixtures* [Instruktsiya po gidravlicheskomu raschetu promyslovykh truboprovodov dlya gazozhidkostnykh smesey]. Moscow: VNIIGAZ, 1980. (Russ.).
31. BUZINOV, S.N., V.I. SHULYATIKOV. Testing pressure losses in stripper gas wells operating with liquid [Eksperimentalnoye issledovaniye poter davleniya v malodebitovykh gazovykh skvazhinakh, rabotayushchikh s zhidkostyu]. In: *Development of fields, field and plant gas conditioning, gas transportation* [Razrabotka mestorozhdeniy, promyslovaya i zavodskaya otrabotka gaza, transport gaza]. Moscow: VNIIGAZ, 1974. – C. 60–69. (Russ.).
32. GRITSENKO, A.I., G.N. VEZENKIN, S.N. BUZINOV et al. Experimental study of actual water content in vertical pipes where gas-water mixtures are travelling against poor gas flow rate [Eksperimentalnoye issledovaniye istinnogo vodosoderzhaniya v vertikalnykh trubakh pri dvizhenii po nim gazovodyanykh smesey pri malykh rashodakh gaza]. In: *Challenges of underground gas storing in the USSR* [Problemy podzemnogo khraneniya gaza v SSSR]. Moscow: VNIIGAZ, 1983, pp. 86–96. (Russ.).
33. AKHMEDOV, B.G., S.N. BUZINOV. Operating gas wells at late stage of field development [Ekspluatatsiya gazovykh skvazhin na pozdney stadii razrabotki]. In: *Development and operation of gas and gas-condensate fields* [Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy]. Moscow: VNIIEgazprom, 1980. (Russ.).
34. AKHMEDOV, B.G. *Optimization of operation parameters for gas wells with water inflows* [Optimizatsiya tekhnologicheskogo regima gaboty gazovykh skvazhin s vodoprovyavleniyami]. Candidate's thesis (engineering). Moscow: VNIIGAZ, 1982. – 185 c. (Russ.).
35. KAZAKOV, B.O. *Optimizing a work process of liquid removal from gas wells using the surface-active agents* [Optimizatsiya tekhnologicheskogo protsessa udaleniya zhidkosti iz gazovykh skvazhin s primeneniyem poverkhnostno-aktivnykh veshchestv]. Candidate's thesis (engineering). Moscow: VNIIGAZ, 1986. (Russ.).
36. TOLMACHEV, D.V. *Conditions for efficient UGS operation against the binary-phase regime of running wells* [Usloviya effektivnoy ekspluatatsii PKhG pri dvukhfaznom regime raboty ekspluatatsionnykh skvazhin]. Candidate's thesis (engineering). Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2007. – 138 c. (Russ.).
37. NIKOLAYEV, O.V. *Perfecting methods of hydrodynamic simulation of gas production processes on the grounds of experimental testing of gas-liquid flows* [Sovershenstvovaniye metodov gidrodinamicheskogo modelirovaniya protsessov dobychi gaza po rezultatam eksperimentalnykh issledovaniy gazozhidkostnykh potokov]. Doctor's thesis (engineering). Moscow, 2022. (Russ.).
38. SHULYATIKOV, V.I. *Application of a plunger lift to remove liquid from gas wells* [Ispolzovaniye plunzernogo lifta dlya udaleniya zhidkosti iz gazovykh skvazhin]. Candidate's thesis (engineering). Moscow: VNIIGAZ, 1977. (Russ.).
39. BORODIN, S.A. *Experimental support for designing techniques of gas wells operation at late stage* [Eksperimentalnoye obespecheniye razrabotki tekhnologiy ekspluatatsii gazovykh skvazhin na pozdney stadii]. Candidate's thesis (engineering). Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2012. (Russ.).
40. SHULYATIKOV, I.V. *Development of technologies and equipment for well drainage* [Razrabotka tekhnologii i oborudovaniya dlya udaleniya zhidkosti iz skvazhin]. Candidate's thesis (engineering). Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2007. (Russ.).
41. NIKOLAYEV, O.V. *Control of gas wells operation at late stage of deposit development according to tests of the gas-liquid flows in vertical pipes* [Regulirovaniye raboty gazovykh skvazhin na zavershayushchey stadii razrabotki zalezey po rezultatam eksperimentalnykh issledovaniy gazozhidkostnykh potokov v vertikalnykh trubakh]. Candidate's thesis (engineering). Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2012. (Russ.).
42. PLOSKOV, A.A. *Experimental simulation of well operation regimes proper to late development of Cenomanian deposits* [Eksperimentalnoye modelirovaniye rezhimov ekspluatatsii skvazhin na zavershyushchey stadia razrabotki senomanskikh zalezhey]. Candidate's thesis (engineering). Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. (Russ.).
43. ROTOV, A.A. *Perfection of hydrodynamic simulation of the field gas-collecting networks which transport the gas-liquid mixtures* [Sovershenstvovaniye gidrodinamicheskogo modelirovaniya promyslovykh gazosbornykh setey, transportiruyushchikh gazozhidkostnyye seti]. Candidate's thesis (engineering). Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. (Russ.).
44. SHULEPIN, S.A. *Experimental substantiation of stable operating conditions for flooded gas wells* [Eksperimentalnoye obosnovaniye ustoychivyykh rezhimov ekspluatatsii obvodnyayushchikhsya gazovykh skvazhin]. Candidate's thesis (engineering). Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017. (Russ.).

45. NIKOLAYEV, O.V., A.A. PLOSKOV, I.V. STONozHENKO et al. Analysis of modern methodology of hydrodynamic simulation of gas production systems at late stage of field development [Analiz sovremennoy metodologii gidrodinamicheskogo modelirovaniya system dobychi gaza na pozdney stadii razrabotki mestorozhdeniy]. *Nauchnyy Zhurnal Rossiyskogo Gazovogo Obshchestva*, 2023, no. 1 (37), pp. 74–81, ISSN 2412-6497. (Russ.).
46. NIKOLAYEV, O.V., A.A. PLOSKOV, I.V. STONozHENKO et al. Modern methods for calculating process regime of a gas well with water seepage [Sovremennyye metody rascheta tekhnologicheskogo regima raboty gazovykh skvazhin s vodoproyavleniyami]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*, 2023, no. 1, pp. 44–59, ISSN 2070-6820. (Russ.).
47. NIKOLAYEV, O.V., A.A. PLOSKOV, I.V. STONozHENKO et al. New methodology for hydrodynamic modeling of flooded gas wells [Novaya metodologiya gidrodinamicheskogo modelirovaniya obvodnennykh gazovykh skvazhin]. *Nauchnyy zhurnal Rossiyskogo Gazovogo Obshchestva*, 2023, no. № 4 (40), pp. 42–47, ISSN 2412-6497. (Russ.).
48. STONozHENKO, I.V., A.A. PLOSKOV, O.V. NIKOLAYEV et al. Technologies for the operation of gas wells at the late stage of field development: artificial concentric lift [Tekhnologii ekspluatatsii gazovykh skvazhin na pozdney stadii razrabotki mestorozhdeniy: kontsentricheskiy lift]. *Nauchnyy Zhurnal Rossiyskogo Gazovogo Obshchestva*, 2023, no. 5(41), pp. 58–65, ISSN 2412-6497. (Russ.).
49. BUZINOV, S.N., G.M. GERESH, O.V. NIKOLAYEV et al. Revising a choice of gas-lift well operating at late stage of developing a gas field [K voprosu o vybore gazliftnoy ekspluatatsii skvazhin na pozdney stadii razrabotki gazovogo mestorozhdeniya]. *Territoriya Neftegaz*, 2013, no. 5, pp. 80–83, ISSN 2072-2745. (Russ.).
50. BUZINOV, S.N., G.M. GERESH, O.V. NIKOLAYEV et al. Technologies of gas well operation at advanced stage of field development: changing the tubing [Tekhnologii ekspluatatsii gazovykh skvazhin na pozdney stadii razrabotki mestorozhdeniy: zamena liftovykh trub]. *Vestnik TsKR Rosnedra*, 2012, no. 6, pp. 2–7, ISSN 2074-5966. (Russ.).
51. NIKOLAYEV, O.V., S.A. SHULEPIN. The influence of the depth of the descent of tubing to work watered gas well [Vliyaniye glubiny spuska liftovykh trub na rabotu obvodnennoy gazovoy skvazhiny]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013, no. 4 (15): Problems of operation of gas, gas condensate and oil and gas fields, pp. 46–52. ISSN 2306-8949. (Russ.).
52. PETINA, S.V., M.I. ZAKHAROVA, A.A. PLOSKOV. Mathematical simulation of operation conditions for plunger lift equipment [Izucheniye usloviy raboty oborudovaniya plunzhernogo lifta na matematicheskikh modelyakh]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*, 2012, no. 3, pp. 20–23, ISSN 2070-6820. (Russ.).

УДК 536.22

Прогнозирование фазового состояния многокомпонентных углеводородных систем на основе PC-SAFT-уравнения состояния

Б.А. Григорьев^{1,2}, И.С. Александров^{3*}, А.А. Герасимов³, И.Д. Игумнов³

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 Калининградский государственный технический университет, Российская Федерация, 236022, г. Калининград, Советский пр-т, д. 1

* E-mail: alexandrov_kgrd@mail.ru

Ключевые слова:
уравнение состояния, давление, фазовые равновесия, термодинамические свойства, пластовый флюид.

Тезисы. В статье обсуждается применимость нового авторского PC-SAFT-уравнения состояния для расчета фазовых равновесий модельных и природных углеводородных смесей. Показано, что прогнозные возможности расчета фазовых равновесий достаточно высоки, и на основе PC-SAFT-уравнения возможно получить надежное описание фазового состояния сложных углеводородных систем, в том числе и вблизи точки начала замерзания смеси, где другие модели могут приводить к «нефизическому» виду пограничной кривой. Сделан вывод о том, что высокие прогнозные возможности нового уравнения состояния в описании фазовых равновесий наряду с устойчивым описанием всех термодинамических свойств в широком диапазоне параметров состояния делают PC-SAFT-модель перспективной для решения вопросов о термодинамическом обеспечении процессов в нефтегазовой отрасли. Показана перспектива повышения точности расчетов при учете коэффициента парного взаимодействия между компонентами смеси.

Эффективное и надежное проектирование разработки нефтяных и газоконденсатных месторождений, а также транспорта и переработки углеводородного сырья не может быть реализовано без надежного теплофизического обеспечения. Дороговизна и трудоемкость теплофизического эксперимента наряду с освоением новых месторождений создают дефицит информации о теплофизических свойствах углеводородных систем. Указанный дефицит восполняется прогнозными методами расчета, среди которых наилучшим является расчет по надежным экспериментально и теоретически обоснованным фундаментальным уравнениям состояния. Расчет фазового равновесия по уравнению состояния наиболее удобен, так как уравнение в компактной аналитической форме содержит максимальную информацию об исследуемой системе. Традиционно такие расчеты проводятся на основе кубических либо многоконстантных уравнений состояния. Каждой группе уравнений присущи свои недостатки. Так, для кубических уравнений это низкая точность описания термодинамических свойств в широком диапазоне параметров состояния, а также плотности на линии насыщения. В свою очередь, применение многоконстантных уравнений ограничено их эмпирической базой и отсутствием достаточного количества экспериментальных данных о пластовых флюидах.

Перспективными для моделирования фазовых равновесий сложных углеводородных смесей, по мнению авторов статьи, являются уравнения состояния, разработанные в рамках SAFT-подхода. Подобные уравнения описывают не только отдельный гомологический ряд, но и различные группы веществ, характер межмолекулярных взаимодействий в которых описывается потенциалом, заложенным в данное уравнение состояния. Это позволяет рассчитывать свойства как углеводородных, так и неуглеводородных компонентов пластовых флюидов на основе уравнения состояния единой формы. В предыдущих работах авторами предложено новое PC-SAFT-уравнение состояния и проведен анализ его применимости для расчета фазовых равновесий и термодинамических свойств узких нефтяных и газоконденсатных фракций [1, 2].

В данной работе представлен анализ применимости этого уравнения состояния к описанию фазовых равновесий многокомпонентных углеводородных смесей, моделирующих поведение газовых конденсатов, а также пластовых флюидов, для которых в литературе имелись экспериментальные данные.

Результаты для модельных углеводородных смесей

Для оценки прогнозных возможностей уравнения состояния выполнен анализ опубликованных данных об экспериментальных исследованиях фазовых равновесий многокомпонентных систем. Это прежде всего работа Шариати с соавторами [3], в которой выполнено экспериментальное исследование давления начала кипения (p) семи многокомпонентных

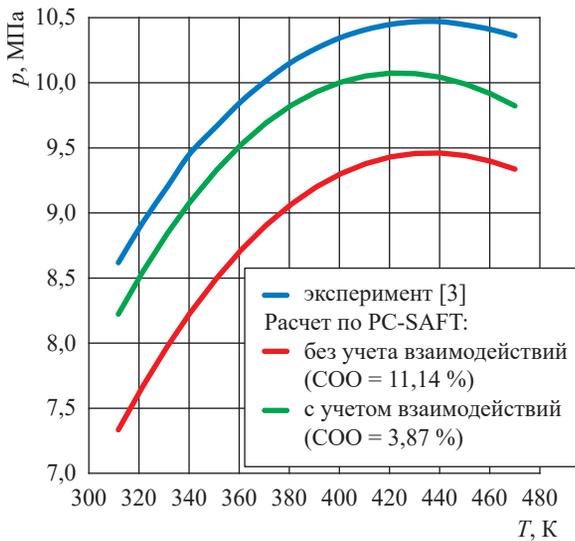


Рис. 1. Давление начала кипения смеси метана (0,3038), циклооктана (0,0494), н-декана (0,6015) и нафталина (0,0453): COO – среднее относительное отклонение

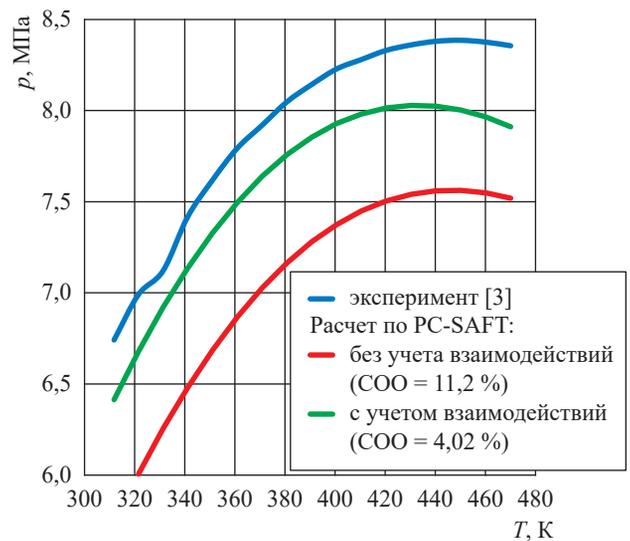


Рис. 2. Давление начала кипения смеси метана (0,2506), циклооктана (0,0532), н-декана (0,6475) и нафталина (0,0487)

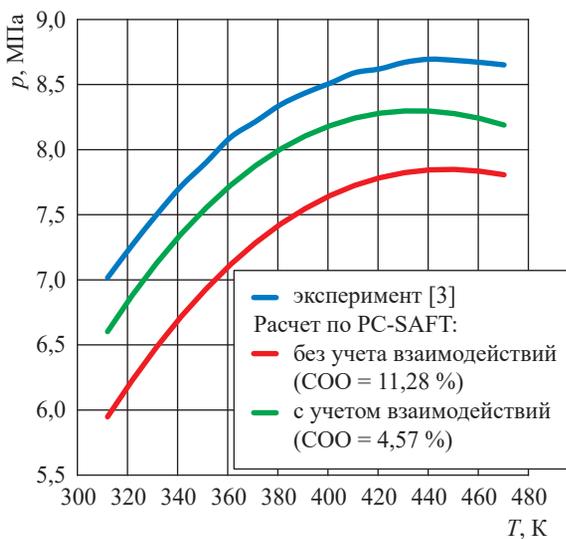


Рис. 3. Давление начала кипения смеси метана (0,2525), циклооктана (0,1058), н-декана (0,5897) и нафталина (0,0520)

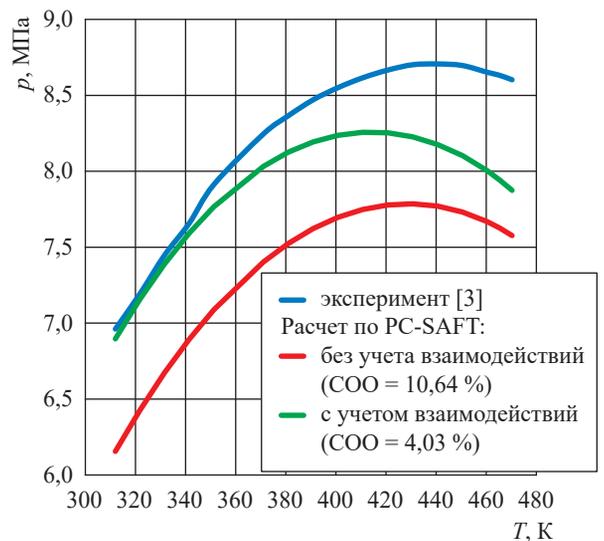


Рис. 4. Давление начала кипения смеси метана (0,2675), циклогексана (0,0407), метилциклогексана (0,0266), н-гептана (0,6265) и толуола (0,0387)

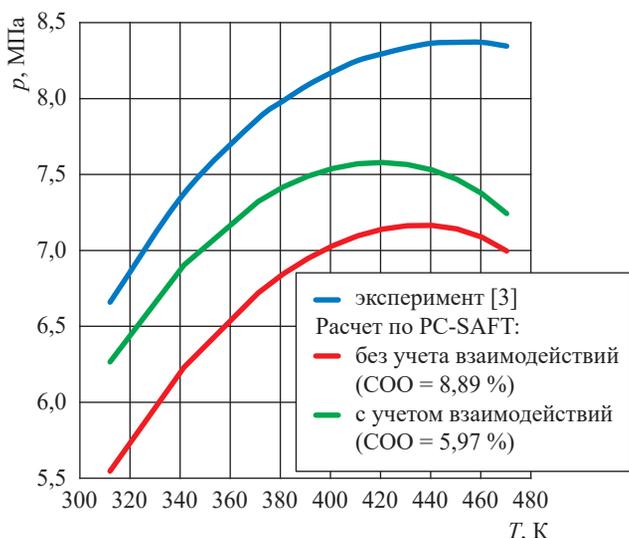


Рис. 5. Давление начала кипения смеси метана (0,2544), метилциклогексана (0,0496), н-гептана (0,3968), н-октана (0,2007) и этилбензола (0,0985)

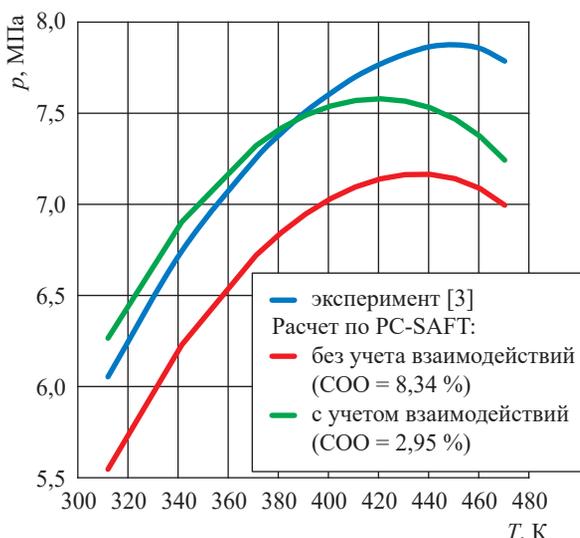


Рис. 6. Давление начала кипения смеси метана (0,2453), 3-метилпентана (0,0498), н-гексана (0,4029), бензола (0,0508), циклогексана (0,0501) и н-гептана (0,2011)

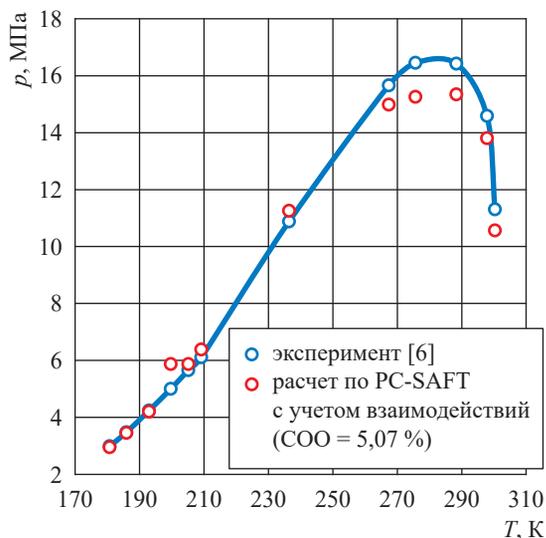


Рис. 7. Пограничная p - T -кривая 7-компонентной смеси: метан (0,91299) – этан (0,05433) – пропан (0,02159) – i -бутан (0,00578) – н-пентан (0,00233) – н-гептан (0,00186) – н-декан (0,00112)

(от четырех до шести компонентов) углеводородных смесей, составленных в общей сложности из 15 углеводородов, представляющих три основных гомологических ряда – алканы, нафтенy, арены. Измерения выполнены в диапазоне температур $T = 311 \dots 470$ К. На рис. 1–6 представлены как экспериментальные данные, так и результаты расчета на основе нового

PC-SAFT-уравнения состояния с учетом и без учета взаимодействий.

Как видно на рис. 1–6, учет взаимодействий в модели PC-SAFT позволяет существенно улучшить точность описания фазовых равновесий. Для определения коэффициента парного взаимодействия использовалась опубликованная методика [4]. Помимо данных Шариати [3], также проведен расчет давления начала кипения для 7-компонентной смеси [5]. Наибольшие отклонения наблюдаются в области критической точки (рис. 7).

Следует также упомянуть еще одну работу Шариати [6], в которой исследовалась пограничная кривая модельной 5-компонентной смеси, характеризующая поведение газовых конденсатов. Исследуемый образец состоял из алкановых компонентов от метана до н-тетрадекана. Сравнение с экспериментальными данными для двух различных составов приведено на рис. 8 и 9. Видно, что погрешность расчета достаточно низкая и для первого образца не превышает 2 %, а для второго – 4 %. Следует также отметить для всех рассмотренных смесей достаточно высокую точность описания фазовых равновесий в низкотемпературной области, где у многоконстантной модели возникают проблемы применительно к асимметричным смесям.

Еще одна модельная газоконденсатная смесь исследовалась в работе Дженсена [7].

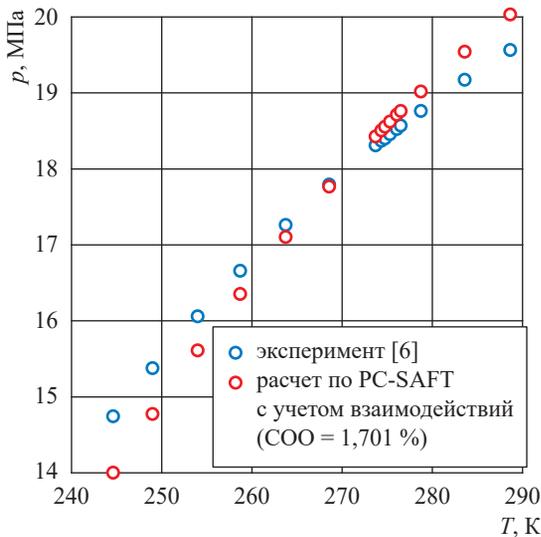


Рис. 8. Пограничная p - T -кривая 5-компонентной смеси: метан (0,7998) – бутан (0,1396) – н-гептан (0,0404) – н-декан (0,0141) – н-тетрадекан (0,0061)

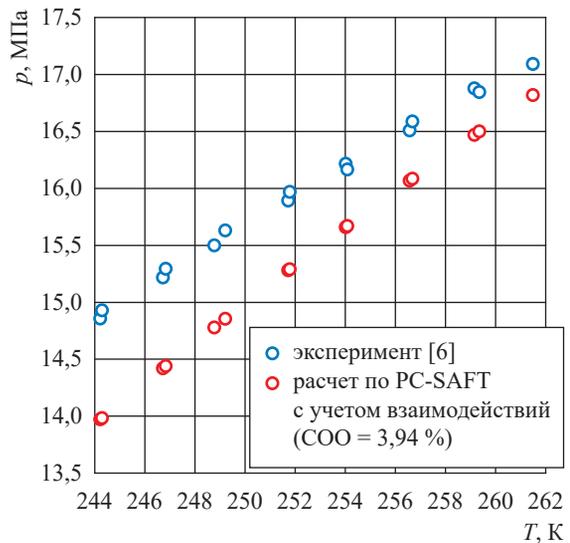


Рис. 9. Пограничная p - T -кривая 5-компонентной смеси: метан (0,8005) – бутан (0,1388) – н-гептан (0,0404) – н-декан (0,0142) – н-тетрадекан (0,0061)

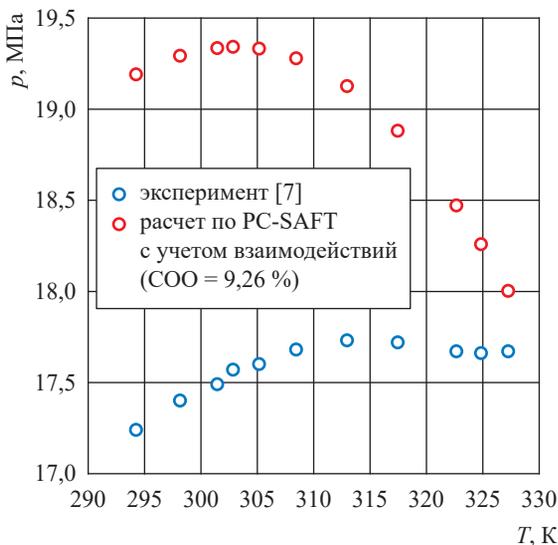


Рис. 10. Пограничная p - T -кривая 5-компонентной смеси: метан (0,7905) – н-пентан (0,1999) – изопентан (0,0023) – н-гексан (0,0023) – нафталин (0,005)

Смесь включала в себя пять компонентов, среди которых помимо алкановых присутствовал также нафталин. В расчете по PC-SAFT-уравнению учитывались только взаимодействия между алкановыми компонентами. Отклонения несколько выше, чем для рассмотренных ранее смесей, и составляют 9,26 % (рис. 10).

Результаты для пластовых флюидов

Для более полной оценки применимости рассматриваемой здесь методики на основе PC-SAFT были также произведены расчеты фазовых равновесий пластового флюида, состав и физико-химические свойства которого представлены Ельшаркави [9]. Состав определялся по результатам опыта однократного разгазирования. Результаты расчета представлены в табл. 1.

Согласно представленным результатам точность расчета примерно одинакова как для кубических, так и для многоконстантных уравнений [10]. Однако теоретическая обоснованность PC-SAFT-уравнения и дальнейший анализ позволяют надеяться на более надежный и устойчивый прогнозный расчет фазовых равновесий многокомпонентных систем, особенно газоконденсатных, чем при использовании других уравнений состояния. Хорошие прогнозные возможности уравнения состояния PC-SAFT подтверждаются расчетами фазовых равновесий для газовых конденсатов из работы Ельшаркави [9], касательно которых были выявлены ограничения применимости многоконстантных уравнений [11]. Результаты расчета для некоторых газовых конденсатов представлены в табл. 2.

Согласно табл. 2 погрешность расчета по МФУС [9] стремительно возрастает с увеличением молекулярной массы тяжелого остатка

Таблица 1

Сравнение экспериментальных и расчетных значений параметров пограничной кривой пластового флюида [9]

T, К	p-V-T-эксперимент		Расчет по PC-SAFT		Отклонение, %	
	p, МПа	Плотность (ρ), кмоль/м ³	p, МПа	ρ , кмоль/м ³	δp	$\delta \rho$
298,95	18,33	11,799	18,551	11,159	1,155	-5,425
313,25	18,90	11,101	19,945	10,887	5,701	-1,924
328,65	19,42	10,393	21,214	10,582	9,018	1,816
329,85	19,46	10,341	21,303	10,558	9,193	2,101
330,45	19,48	10,299	21,347	10,546	9,642	2,393
332,35	19,54	10,224	21,483	10,507	9,834	2,773
333,15	19,56	10,179	21,539	10,491	10,177	3,059
338,25	19,71	9,963	21,882	10,385	11,134	4,238
343,25	19,85	9,748	22,191	10,280	11,911	5,457
348,15	19,98	9,514	22,469	10,175	13,083	6,949
353,15	20,11	9,390	22,726	10,067	12,398	7,203
363,85	20,37	8,927	22,916	9,560	12,498	7,094

Таблица 2

Состав и экспериментальные данные о давлении начала конденсации газовых конденсатов [9] и результаты сравнения с расчетными значениями по многоконстантным фундаментальным уравнениям состояния (МФУС), кубическому уравнению Пенга – Робинсона (PPR78) и новому уравнению состояния PC-SAFT

Параметр	Смесь (газовый конденсат), по Ельшаркави [9]				
	1	2	3	5	12
Компонент	Содержание в смеси, мольных долей				
H ₂ S	0,0000	0,0000	0,0005	0,0000	0,0000
CO ₂	0,0000	0,0045	0,0650	0,0010	0,0006
N ₂	0,0000	0,0038	0,1171	0,0000	0,0085
CH ₄	0,8238	0,8300	0,7906	0,9522	0,6702
C ₂ H ₆	0,0428	0,0376	0,0162	0,0168	0,1174
C ₃ H ₈	0,0351	0,0144	0,0035	0,0091	0,0579
i-C ₄ H ₁₀	0,0161	0,0089	0,0008	0,0026	0,0096
n-C ₄ H ₁₀	0,0303	0,0000	0,0010	0,0033	0,0237
i-C ₅ H ₁₂	0,0060	0,0436	0,0004	0,0016	0,0078
n-C ₅ H ₁₂	0,0068	0,0000	0,0004	0,0011	0,0101
C ₆	0,0099	0,0308	0,0006	0,0025	0,0133
C ₇₊	0,0292	0,0263	0,0039	0,0098	0,0809
MW _{C₇₊}	125,0	106,0	161,9	122,6	148,0
(ρ_{15}^{15}) _{C₇₊}	0,7400	0,7333	0,8000	0,7230	0,7870
	Экспериментальные данные				
T, К	277,6	288,7	442,6	377,6	338,7
p, МПа	21,34	18,28	15,01	23,1	28,76
	COO, %				
МФУС [9]	0,17	9,6	25,0	–	–
PPR78 [12]	0,23	13,4	30,1	-26,8	6,15
PC-SAFT [1]	7,56	8,39	29,6	-20,7	12,7

с появлением численных проблем в расчетах. Модель на базе PC-SAFT в некоторых случаях уступает в точности кубическому уравнению PPR78 [12], но характеризуется устойчивым поведением по сравнению с моделью Ельшаркави [9]. Кроме этого, PC-SAFT-модель позволяет производить устойчивый расчет не только фазовых равновесий, но также термических и калорических свойств в однофазной области в широком диапазоне параметров состояния, чего не дает сделать кубическое уравнение PPR78.

Заключение

В результате проведенных расчетов и сравнения можно сделать вывод о том, что точность описания фазовых равновесий новым уравнением состояния PC-SAFT примерно соответствует точности других уравнений состояния. Однако преимущества SAFT как уравнений,

разработанных на серьезном теоретическом базисе, проявляют себя при описании сильно «асимметричных» смесей, которыми являются газовые конденсаты. Это в первую очередь касается описания плотности на линии насыщения, калорических свойств в широком диапазоне параметров. Более того, SAFT-модели гарантируют физически верное поведение в низкотемпературной области фазовой диаграммы, где в пластовых флюидах возможны различные типы фазовых равновесий. Учет коэффициента парного взаимодействия в дисперсионной части PC-SAFT-уравнения при описании фазовых равновесий модельных смесей повысил точность расчета. При наличии методики учета взаимодействий между псевдокомпонентами, на которые разбивается «тяжелый» остаток при моделировании состава флюида, появится возможность существенно повысить точность расчета фазовых равновесий.

Список литературы

1. Александров И.С. Моделирование термодинамических свойств и фазового поведения углеводородов и сложных углеводородных смесей на основе нового PC-SAFT-уравнения состояния / И.С. Александров, Б.А. Григорьев // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 4 (36): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения месторождений российского шельфа. – С. 237–248.
2. Александров И.С. Прогнозирование фазового поведения технологических фракций нефти на основе нового PC-SAFT-уравнения состояния с использованием искусственных нейронных сетей / И.С. Александров, Б.А. Григорьев, А.А. Герасимов // Вести газовой науки: науч.-технический сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 5 (37): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 4–11.
3. Shariati A. Bubble-point pressures of some selected methane + synthetic C_{6+} mixtures / A. Shariati, C.J. Peters, M. Moshfeghian // J. Chem. Eng. Data. – 1998. – Т. 43. – С. 280–282.
4. Khoshnamvand Y. Phase behavior modeling for gas condensate fluids with PC-SAFT and an improved binary interaction coefficient model / Y. Khoshnamvand, M. Assareh, B. Davoudi // Fluid Phase Equilibria. – 2017. – Т. 444. – С. 37–46.
5. Булейко В.М. Исследование фазового поведения углеводородных смесей с низким конденсатным фактором / В.М. Булейко, Б.А. Григорьев, М.С. Овсяникова // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 2 (30): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 4–13.
6. Shariati A. Experimental phase behavior study of a five-component model gas condensate / A. Shariati, E.J.M. Straver, L.J. Florusse et al. // Fluid Phase Equilibria. – 2014. – Т. 362. – С. 147–150.
7. Jensen M.R. Crystallization of heavy hydrocarbons from three synthetic condensate gases at high pressure / M.R. Jensen, P. Ungerer, B. de Weert et al. // Fluid Phase Equilibria. – 2003. – Т. 208. – С. 247–260.
8. Математическое моделирование фазового поведения пластовых углеводородных смесей в критической области. Определение плотностей сосуществующих фаз: отчет о НИР. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. – 50 с.
9. Elsharkawy A.M. Predicting the dew point pressure for gas condensate reservoirs: empirical models and equations of state / A.M. Elsharkawy // Fluid Phase Equilibria. – 2002. – Т. 193. – С. 147–165.

10. Григорьев Б.А. Расчет термодинамических свойств и фазового равновесия газовых конденсатов на основе кубических и многоконстантных уравнений состояния / Б.А. Григорьев, Г.А. Ланчаков, А.А. Герасимов и др. // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. в 2 ч. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – Ч. 2. – С. 138–149. – (Вести газовой науки).
11. Александров И.С. Моделирование термодинамических свойств и фазовых равновесий углеводородов и многокомпонентных углеводородных смесей на основе фундаментальных уравнений состояния: автореф. дисс. ... док. техн. наук: 01.04.14 – Теплофизика и теоретическая теплотехника. – Казань: КНИТУ-КАИ, 2020. – 53 с.
12. Vitu S. Predicting the phase equilibria of CO₂ + hydrocarbon systems with the PPR78 model (PR EOS and k_{ij} calculated through a group contribution method) / S. Vitu, R. Privat, J.-N. Jaubert et al. // J. of Supercritical Fluids. – 2008. – Т. 45. – С. 1–26.

Predicting the phase state of multi-component hydrocarbon systems based on the PC-SAFT equation of state

B.A. Grigoryev^{1,2}, I.S. Aleksandrov^{3*}, A.A. Gerasimov³, I.D. Igumnov³

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 Kaliningrad State Technical University, Bld. 1, Sovetskiy prospekt, Kaliningrad, 236022, Russian Federation

* E-mail: alexandrov_kgrd@mail.ru

Abstract. The article discusses the applicability of the new authors' PC-SAFT equation of state for calculating phase equilibria of the model and natural hydrocarbon mixtures. It is shown that the predictive capabilities of calculating phase equilibria are high enough, and based on the PC-SAFT equation it is possible to obtain a reliable description of the phase state of complex hydrocarbon systems including the area nearby the freezing point of the mixture, where other models can lead to a “non-physical” type of a boundary curve. It is concluded that the high predictive capabilities of the new equation of state in describing phase equilibria along with a stable description of all thermodynamic properties in a wide range of state parameters makes the PC-SAFT model promising for solving issues of thermodynamic support of processes in the oil and gas industry. The prospect of increasing the accuracy of calculations is shown when taking into account the binary interaction coefficient between the components of the mixture.

Keywords: equation of state, pressure, phase equilibria, thermodynamic properties, reservoir fluid.

References

1. 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*: 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. 237–248. ISSN 2306-9849. (Russ.).
2. ALEKSANDROV, I.S., B.A. GRIGORYEV, A.A. GERASIMOV. Predicting phase behavior of technological oil fractions on basis of a new PC-SAFT equation of state and artificial neural networks [Prognozirovaniye fazovogo povedeniya tekhnologicheskikh fraktsiy nefiti na osnove novogo PC-SAFT-uravneniya sostoyaniya s ispolzovaniyem iskusstvennykh neyronnykh setey]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2018, no. 5 (37): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 4–11. ISSN 2306-9849. (Russ.).
3. SHARIATI, A., C.J. PETERS, M. MOSHFEGHIAN. Bubble-point pressures of some selected methane + synthetic C₆₊ mixtures. *J. Chem. Eng. Data*, 1998, vol. 43, pp. 280–282, ISSN 0021-9568.
4. KHOSHNAMVAND, Y., M. ASSAREH, B. 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.

5. BULEYKO, V.M., B.A. GRIGORYEV, M.S. OVSYANIKOVA. Investigation of phase behavior of hydrocarbon mixtures with low condensate ratios [Issledovaniye fazovogo povedeniya uglevodorodnykh smesey s nizkim kondensatnym faktorom]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2017, no. 2 (30): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 4–13. ISSN 2306-8949. (Russ.).
6. SHARIATI, A., E.J.M. STRAVER, L.J. FLORUSSE et al. Experimental phase behavior study of a five-component model gas condensate. *Fluid Phase Equilibria*, 2014, vol. 362, pp. 147–150, ISSN 0378-3812.
7. JENSEN, M.R., P. UNGERER, B. de WEERT et al. Crystallization of heavy hydrocarbons from three synthetic condensate gases at high pressure. *Fluid Phase Equilibria*, 2003, vol. 208, pp. 247–260, ISSN 0378-3812.
8. *Mathematical simulation of phase behavior for bedded hydrocarbon mixtures in critical area. Determining densities of coexisting phases* [Matematicheskoye modelirovaniye fazovogo povedeniya plastovykh uglevodorodnykh smesey v kriticheskoy oblasti. Opredeleniye plotnostey sosushchestvuyushchikh faz]: scientific report. Moscow: Gubkin University, 2018. (Russ.).
9. ELSHARKAWY, A.M. Predicting the dew point pressure for gas condensate reservoirs: empirical models and equations of state. *Fluid Phase Equilibria*, 2002, vol. 193, pp. 147–165, ISSN 0378-3812.
10. GRIGORYEV, B.A., G.A. LANCHAKOV, A.A. GERASIMOV et al. Calculation of thermodynamic properties and phase equilibrium of gas condensates based on cubic and multiconstant equations of state [Raschet termodinamicheskikh svoystv i fazovogo ravnovesiya gazovykh kondensatov na osnove kubicheskikh i mnogokondensatnykh uravneniy sostoyaniya]. In: *Vesti Gazovoy Nauki. Relevant issues of studies of field hydrocarbon formations*: collected book in 2 pts. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2011, pt. 2, pp. 138–149. (Russ.).
11. ALEKSANDROV, I.S. *Modelling thermodynamic properties and phase equilibria of hydrocarbons and multicomponent hydrocarbon mixtures on the grounds of fundamental equations of state* [Modelirovaniye termodinamicheskikh svoystv i fazovykh ravnovesiy uglevodorodov i mnogokomponentnykh uglevodorodnykh smesey na osnove fundamentalnykh uravneniy sostoyaniya]. Synopsys of doctor's thesis (engineering). Kazan: Kazan National Research Technical University named after A.N. Tupolev – KAI, 2020. (Russ.).
12. VITU, S., R. PRIVAT, J.-N. JAUBERT et al. Predicting the phase equilibria of CO₂ + hydrocarbon systems with the PPR78 model (PR EOS and k_{ij} calculated through a group contribution method). *J. of Supercritical Fluids*, 2008, vol. 45, pp. 1–26, ISSN 0896-8446.

UDC 536.6

Determination of critical point on the liquid–solid phase of benzene

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

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

² Gazprom VNIGAZ 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

Keywords:

liquid phase, metastable state, physical properties, axiogeometry, fractal geometry.

Abstract. A point determined by experiments at the end of the liquid–vapor curve by Charles Cagniard de la Tour in 1822 was later defined by Thomas Andrews in 1861 as the critical point, and the temperature (T), pressure (P) and densities at this point were defined as critical parameters.

The uncertainty of the solid–liquid equilibrium curve and the boundary range of the liquid phase in the P – T phase diagram is still unsolved and is one of the most important problems of physics and chemistry.

In this study, a special experimental setup was developed to examine the uncertainty of the pressure-dependent boundary range of the liquid phase. The temperature–time diagram for the liquid–solid metastable phase experiments obtained along the freezing curve of benzene at high pressures was drawn, and the critical point where liquid benzene terminates due to pressure was determined by using axiomatic and fractal geometry.

The point where the liquid phase transitions to the gas phase in the liquid–vapor equilibrium curve [1] is defined as the critical point or critical state [2]. In thermodynamics, the critical point is the end point of the phase equilibrium curve, and at this point critical parameters are valid for both phases like liquid \leftrightarrow gas.

In the pressure (P) – temperature (T) phase diagram, the critical temperature (T_{cr}) is valid for both phases. However, the critical pressure (P_{cr}) only exists in the liquid phase within two different pressure values: $P_1 < P_{cr} < P_2$. Here, pressure cannot represent the critical state because it is determined only by temperature.

The temperature-dependent boundary range of the liquid phase is between the triple point (T_{tp}) and T_{cr} . The liquid phase of the substance exists only between these two points, depending on the temperature. The starting point that determines the pressure-dependent boundary range of the liquid phase is the triple point (P_{tp}), and since there is no end point, the pressure-dependent boundary range of the liquid phase is uncertain [3]. In this case, it is important to examine the pressure-dependent boundary range of the liquid phase.

Although the liquid–vapor phase transition theory has been studied in great detail, the liquid–solid transition theory has not yet been sufficiently investigated, and the existence of a critical point on the liquid–solid equilibrium curve at high pressures has not been definitively accepted. The main reason for this is most likely the statements given for the absence of critical point by Bridgman and later by Landau. After these declarations, there were less interest in the investigation of the liquid–solid phase transitions particularly for the high pressures.

Frenkel reported in 1975 that Landau did not take into account the metastable and unstable states present in liquid–solid phase transitions and argued that “it is basically possible to determine the critical point” for liquid–solid phase transitions [4].

Experimental determination of the pressure-dependent limit range of the liquid phase

Is there a critical point on the melting curve that determines the pressure-dependent limit range of the liquid phase? If there is a pressure-dependent critical point, under what conditions can a critical point be detected experimentally?

In order to obtain a discontinuous metastable state on the freezing curve of benzene at high pressure and temperature, a special experimental setup was developed within the Azerbaijan Academy of Sciences [5], and the first experimental results on the melting curve [6] were published in a limited pressure area (206...1029 bar). Later, the point at $T = 356$ K and $P = 2229,2$ bar was determined as the critical point that indicates the pressure-dependent limit range of benzene in the presence of a discontinuous metastable state at high pressure and temperature [7].

Metastable state. Ehrenfest [8] identified the first classification of general transition types between phases as primary and secondary types. This classification is a landmark in the thermodynamic study of critical phenomena.

The key feature of metastable state is that it is associated with the supercooling or superheating of a phase when only one transition barrier exists between the two phases. In addition to the Ehrenfest classification, it has also been shown graphically that superphase transformation is possible [9].

It is shown that each of the three lines of phase equilibria in a one-component system has an end point of termination of phase coexistence. As distinct from the liquid–gas critical point, which is the point of phase identity and is located in the region of stable states, the endpoints of melting and sublimation lines are located in the region of metastable states. At these points, a critical (spinodal) state is achieved only for one of the coexisting phases [10]. In recent years, the existence of a metastable state and a possibility of a critical point on the freezing curve have been reported at high pressure and temperature by using molecular dynamics, various modeling and experimental studies [6, 7, 10–16].

In the first type of phase transitions, the abrupt jump and gradual transition occur stably at temperature and pressure values with the presence of a discontinuous metastable state. Freezing of liquid benzene during cooling time at constant pressures first in the discrete metastable state and then in the isothermic freezing process is completed. When the system is cooled at a constant pressure on the freezing curve, the phase transformation ends with the emerging metastable states of the first, second, and super types.

Benzene metastable state experiments

On fig. 1, there is a schematic thermogram showing the discontinuous metastable state of benzene at a pressure of 500 atm and a temperature of 286,7 K. Ten milliliters of liquid benzene (K80081382540) with a mass purity of 99,5% and a density of 0,878 g/cm³ was filled into the experimental apparatus, cooled with liquid nitrogen vapor at a speed of 0,85 K/s under constant pressure and gradually increased in the range of 1...2300 bar. The measurements of the frozen benzene resulted in a 0,01% error depending on the pressure. The temperature was determined with an absolute error of 0,20 K. Determining the point where the liquid phase terminates due to pressure on the freezing curve is only possible with the discontinuous metastable state.

The experiments carried out to achieve the discontinuous metastable state are extremely sensitive, and all environmental parameters such as vibration, sound, electromagnetic waves and similar must be prevented during the freezing

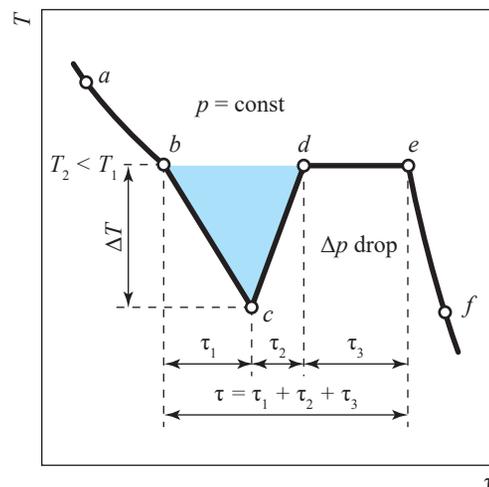


Fig. 1. Freezing through metastable liquid formed by cooling the liquid-solid equilibrium graph of benzene: *ab* – isobaric cooling of stable liquid with temperature T_a ; *bc* – isobaric supercooling of stable liquid with temperature T ; $-\Delta T$ – temperature drop during supercooling; *cd* – adiabatic and (isenthalpic) change of supercooled liquid with temperature T_c ; $\Delta T = (-\Delta T)$ – isenthalpic temperature rise; ΔP – isenthalpic pressure drop; *bcd* – formation of metastable liquid; *de* – isothermic ($T = T_{be}$) and isobaric ($P = P_{bc} - \Delta P$) freezing; *e* – metastable solid; *f* – stable solid; $\tau_1 + \tau_2 + \tau_3 = \tau$ – step times and total time to complete the batch metastable state

Table 1

Numerical values for freezing benzene in a metastable state at various pressures (see fig. 1)

P , bar	T_b , K	T_c , K	ΔT , K	$P_{\text{д}}$, bar	ΔP , bar	τ_1 , s	τ_2 , s	τ_3 , s	τ , s
1,01	278,5	258,5	20,0	–	–	160,0	6,0	260,0	426,0
101,3	279,0	267,0	13,0	68,9	32,4	131,0	3,0	210,0	343,0
202,7	280,0	270,0	10,0	175,3	27,4	112,0	2,5	180,0	294,0
304,0	282,8	274,6	8,2	280,7	23,3	97,0	2,0	155,0	254,0
405,3	284,8	277,8	7,0	385,0	20,3	85,0	2,0	135,0	222,0
506,6	286,7	280,7	6,0	488,9	17,7	72,0	2,0	115,0	189,0
608,0	289,5	284,5	5,0	592,8	15,2	61,0	1,5	97,0	159,0
709,3	291,2	287,2	4,0	696,1	13,2	53,0	1,5	85,0	139,0
810,6	294,8	291,2	3,6	798,9	11,7	44,0	1,5	70,0	115,0
911,9	297,0	293,8	3,3	902,3	9,6	37,0	1,5	60,0	98,0
1013,3	299,5	296,6	2,9	1005,1	8,2	31,0	1,0	50,0	82,0
1114,6	302,5	300,1	2,4	1107,8	6,8	25,0	1,0	40,0	66,0
1215,9	305,3	303,3	2,0	1210,3	5,6	22,0	1,0	35,0	58,0
1317,2	308,0	306,2	1,8	1313,0	4,2	18,0	1,0	30,0	49,0
1418,6	312,2	310,7	1,5	1414,9	3,7	16,0	1,0	25,0	42,0
1519,9	315,5	314,3	1,1	1517,0	2,9	12,0	1,0	19,0	32,0
1621,2	320,1	319,2	0,9	1619,3	1,9	8,0	1,0	14,0	23,0
1722,5	324,0	232,3	0,7	1721,3	1,2	6,0	0,5	10,0	16,0
1823,9	328,0	327,5	0,5	1923,2	0,7	4,0	0,5	6,0	10,0
1925,2	333,5	333,2	0,3	1925,0	0,2	2,0	0,5	4,0	6,0
2026,5	340,5	340,4	0,1	2026,4	0,1	1,0	0,5	2,0	3,0
2127,8	347,0	347,0	0,0	2127,8	0,0	0,5	0,0	1,0	1,0
2229,2	356,0	356,0	0,0	2229,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

process. For this reason, experimental studies were carried out between late nights and early mornings, and the electricity of all sound-producing devices in the building was cut off.

The measured parameters are shown in table 1. Based on these data, P - T diagrams of an intermittent phase transition were constructed

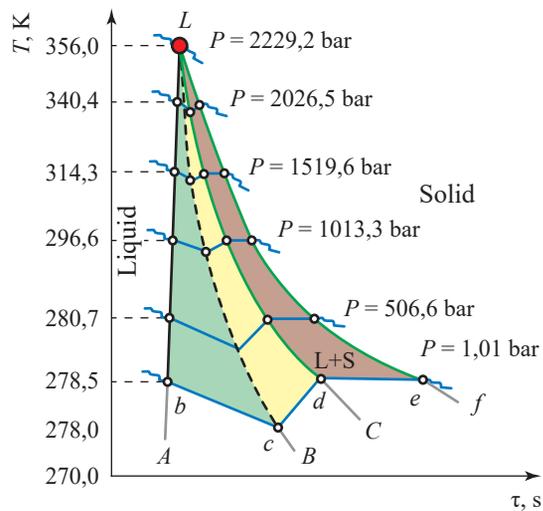


Fig. 2. Vertical thermogram of the intermittent metastable state of benzene in the pressure range of 1,01...2229,2 bar

by changing the pressure applied to the liquid phase in the range from 1 to 2300 bar (fig. 2).

Axiogeometry

Another way to determine a critical point on the freezing curve is the axiogeometric graphical method. An axiom is a basic statement assumed to be true and requiring no evidence of its truthfulness. It is a fundamental underpinning for a set of logical statements. New possibilities emerge with the use of the concept of axiomatic method in physics and other natural sciences [7, 11–14].

Axiomatic approach enables expressing geometric expressions that are not possible to prove. This method, which can be described as axiogeometry, was first applied by Kelvin. By applying the $(\partial V/\partial T)_p = \text{constant}$ dependence on the gas phase of a substance it was possible to determine the absolute temperature and the equivalent of absolute zero temperature as 273,15 °C which is valid for all gases except hydrogen (fig. 3). (Despite extremely advanced technologies in the 21st century, absolute zero has not been experimentally verified.) With Kelvin's application of the graphical method to $(P-T)_V$ and $(V-T)_P$ diagrams of substances in the gas phase (where V is volume), the absolute temperature

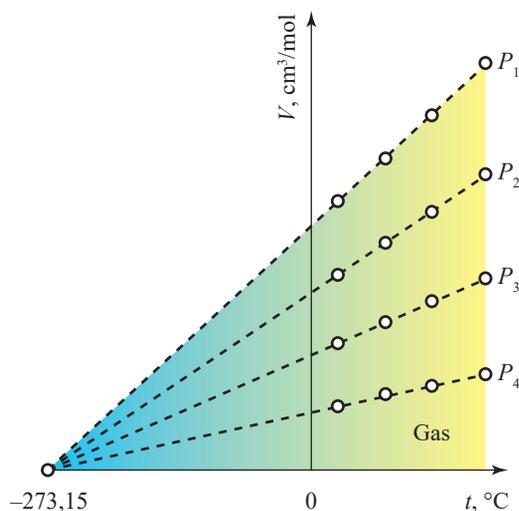


Fig. 3

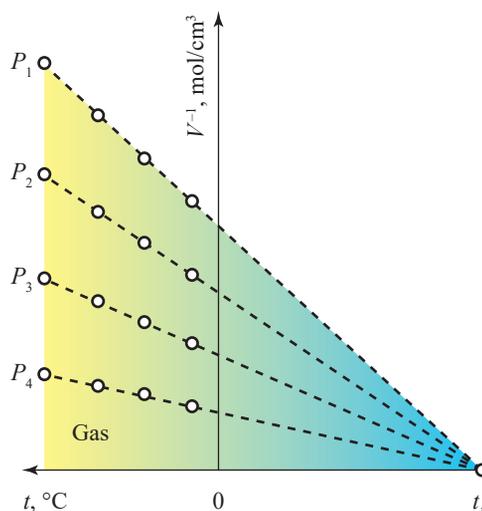


Fig. 4

Table 2

Density (ρ , kg/m³) values of liquid benzene depending on pressure and temperature

P , bar	T , K						
	300	350	400	450	500	550	600
50	884,2	831,2	773,9	709,7	631,7	505,0	121,8
100	887,3	836,1	781,2	721,5	654	574,7	458,9
200	896,0	845,3	794,2	741,2	686,8	632,9	574,71
300	900,9	853,9	806,4	758,1	711,7	667,5	623,8
400	907	862,0	817,66	773,3	731,5	693,9	657,0
500	913,2	870,3	827,8	786,7	748,5	715,3	682,5

of substances in the solid phase was determined with great accuracy as $T(\text{K}) = t(^{\circ}\text{C}) + 273,15$ °C. By applying the $(\partial\rho/\partial T)_p = \text{constant}$ dependence (where ρ is density) it was possible to determine the ionization temperature of monatomic gases and the dissociation temperature of polyatomic gases (fig. 4).

The $(\partial\rho/\partial P)_T$ dependence has determined the critical pressure point that determines the pressure-dependent limit range of the liquid phase [6, 16]. Using density data [17] at various pressures (table 2) and by extrapolating the isotherms ρ – P to high pressures (fig. 5), it is possible to determine the critical pressure point. Table 3 shows the critical pressure values for some substances.

Fractal geometry. Relationship between discrete metastability and fractal geometry

The geometric characterization of the simplest fractals is self similarity: the shape is made of smaller copies of itself. Similarly, the discontinuous metastability that occurs with the increase in pressure represents the fractal geometry shape that gradually gets smaller and

does not change as a continuation of the first shape.

The point where the geometric figure ends up getting smaller and smaller without changing reveals that the liquid phase is the pressure-dependent critical point. Additionally, this shows that fractal geometry is finite.

In this study, when the spontaneously formed discontinuous metastable state on the melting curve of supercooled benzene under the thermodynamic freezing transition at high pressure and temperature was examined, it was observed that the resulting metastable state had the physical properties of fractal geometry (fig. 6).

Result and conclusions

Critical point where the liquid phase ends in the liquid–vapor equilibrium curve occurs with the effect of temperature. At the point where the liquid phase ends in the liquid–vapor equilibrium curve, only the temperature is critical, T_{cr} . Due to the effect of temperature, the pressure at the critical point does not represent the critical pressure, since it corresponds to the temperature.

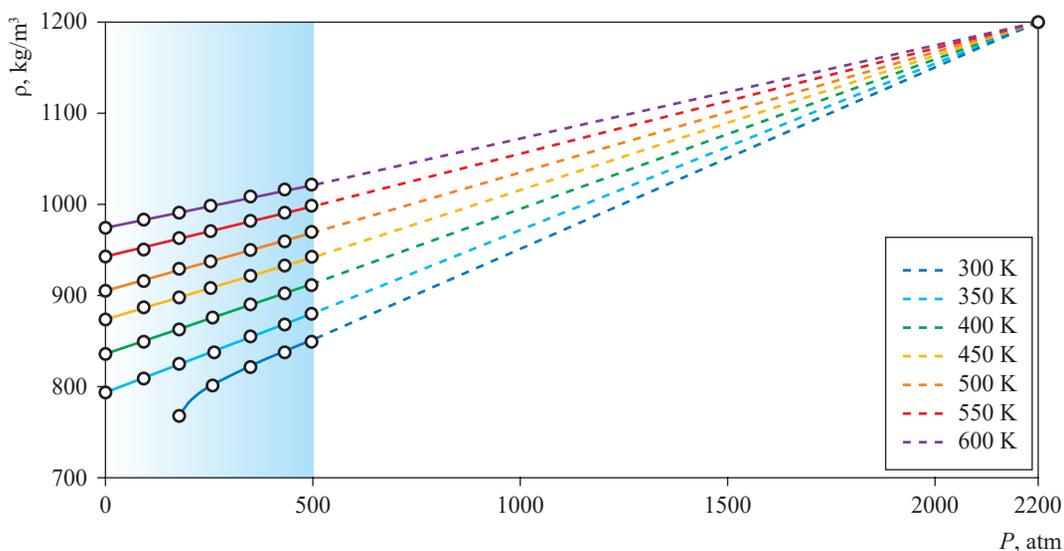


Fig. 5. $(\rho-P)_T$ diagram of benzene

Table 3

Pressure-dependent critical points of the liquid phase of some substances and density values corresponding to critical pressure

Matter	Chemical name of matter	P_{cr} , MPa	ρ , kg/m ³
N-dekan	$C_{10}H_{22}$	130	839
N-nonan	C_9H_{20}	150	820
N-ksilen	C_8H_{10}	200	990
O-ksilen	C_8H_{10}	205	1000
O-toloudin	C_7H_9N	150	1400
M-toloudin	C_7H_9N	140	1450
P-toloudin	C_7H_9N	200	1350
Benzonitril	C_7H_5N	185	1110
Benzen	C_6H_6	220	1200

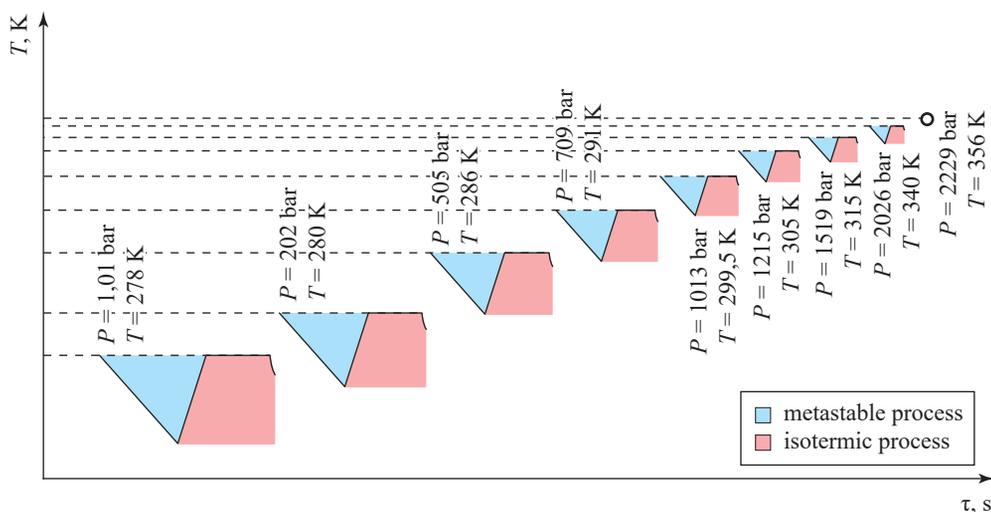


Fig. 6. Horizontal fractal geometry spontaneously formed by supercooling benzene in a $T-t$ diagram

The critical point where the liquid phase ends in the liquid-solid equilibrium curve is achieved by cooling the system. At the point where the liquid phase ends at high pressures in the liquid–solid equilibrium curve, only the pressure is in a critical state, P_{cr} . The temperature at the critical point on the melting curve is the temperature corresponding to the pressure and does not represent the critical state.

In experiments carried out along the freezing curve of benzene at high pressure and temperature, the point where the discontinuous metastable state ends is the critical point that determines the pressure-dependent boundary range of the liquid phase. The temperature and pressure of the critical point are $T = 356$ K and $P = 222,9$ bar respectively.

By extrapolating the dependence $(\partial\rho/\partial P)_T$ on high pressures, it is possible to determine the

critical point of the liquid phase, which determines the pressure value at which the liquid phase disappears. The density of the axiometrically determined benzene critical point is $\rho = 1200$ kg/m³ and the pressure is $P = 2229$ bar.

By applying fractal geometry to the results of discrete metastability, the first shape drawn depending on the pressure, gradually becomes smaller and smaller and resets at a point without any change.

The critical point, which determines the pressure-dependent boundary range of the liquid phase, was determined as $P = 2229$ bar, both experimentally and axiometrically.

It was observed that the discontinuous metastable state obtained by cooling the system has the characteristic properties of fractal geometry.

References

- BERCHE, B., M. HENKEL, R. KENNA. Critical phenomena: 150 years since Cagniard de la Tour. *Rev. Bras. Ensino Física*. 2009, vol. 31, pp. 2602.1–2602.4, ISSN 1806-9126.
- MILLS, A.A. The critical transition between the liquid and gaseous conditions of matter. *Endeavour*. 1995, vol. 19, is. 2, pp. 69–75, ISSN 0160-9327. DOI: 10.1016/0160-9327(95)93587-5.
- 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>
- FRENKEL, Ya.I. *Kinetik theory of liquids* [Kineticheskaya teoriya zhidkostey]. Leningrad: Nauka, 1975. (Russ.).
- 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.).
- 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>
- 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>
- JAEGER, G. The Ehrenfest classification of phase transitions: introduction and evolution. *Arch. Hist. Exact Sci.* 1998, vol. 53, pp. 51–81, ISSN 0003-9519.
- İBRAHİMOĞLU, B., F. KARAKAYA, T. GASIMOVA, et al. Super phase transition and super metastable state. *J. Chem. Phys.*, 2021, vol. 550, no. 111318, ISSN 0021-9606.
- BAİDAKOV, V.G. Phase equilibria, metastable states, and critical points in a simple one-component system. *Journal of Engineering Thermophysics*, 2016, vol. 25, pp. 327–336, ISSN 1810-2328.
- PRUT, V.V. Estimation of melting critical point parameters [Otsenka parametrov kriticheskoy tochki plavleniya elementov]. *Zhurnal Tekhnicheskoy Fiziki*, 2008, vol. 78, is. 5, pp. 138–141. ISSN 0044-4642. (Russ.).
- BAİDAKOV, V.G., S.P. PROTSENKO. Metastable extension of the sublimation curve and the critical contact point. *J. Chem. Phys.*, 2006, vol. 124, no. 231101, ISSN 0021-9606.
- XU, Mingmei and Yuanfang WU. The metastable state and the finite-size effect of the first-order phase transition. *Symmetry*, 2023, vol. 15(2), p. 510, ISSN 2073-8994. DOI: 10.3390/sym15020510.
- GALAM, S., J.L. BİRMAN. Metastability and critical points. *Journal of Physics C: Solid State Physics*, 1983, vol. 16, no. 32, art. no. L1145, ISSN 0022-3719. DOI: 10.1088/0022-3719/16/32/001.

15. CHENG, S.Z.D. Concepts of metastable states. In: *Phase Transitions in Polymers*. The role of metastable states. Elsevier, 2008, pp. 61–76. DOI:10.1016/B978-0-444-51911-5.00003-7.
16. SADIGH, B., L. ZEPEDA-RUIZ, J. BELOF. Metastable-solid phase diagrams derived from polymorphic solidification kinetics. *Proc Natl Acad Sci USA*, 2021, no. 2;118(9), art. no. e2017809118, ISSN 0027-8424. DOI:10.1073/pnas.2017809118/-/DCSupplemental.y
17. VARGAFTIK, N.B., Y.K. VINOGRADOV, V.S. YARGIN. *Handbook of physical properties of liquids and gases*. Danbury, USA: Begell House, 1996.

Определение критической точки для метастабильного переохлажденного бензола

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. Экспериментально найденная в 1822 г. Шарлем Каньяром де ля Тур точка обрыва кривой фазового равновесия жидкости и пара позднее, в 1861 г., была определена ирландским физиком и химиком Томасом Эндрюсом как критическая, а значения температуры (T), давления (P) и плотности в этой точке названы критическими параметрами.

Однако применительно к фазовому переходу между жидким и твердым состояниями вещества неопределенность кривой фазового равновесия, а также граничного P - T -диапазона «жизни» жидкой фазы остается одной из наиболее важных проблем физической химии вплоть до настоящего времени. В статье описана серия экспериментов, специально выполненных для изучения граничного диапазона изменения критических параметров жидкой фазы как функции давления. Получена температурная кривая замерзания метастабильного (жидкость – твердая фаза) бензола в условиях высоких давлений. С использованием инструментария аксиоматики и фрактальной геометрии определена критическая точка фазового равновесия бензола при переходе из жидкого в твердотельное состояние.

Ключевые слова: жидкая фаза, метастабильное состояние, физические свойства, аксиоматическая геометрия, фрактальная геометрия.

УДК 622.324.5:532.5

О результатах экспериментального определения фазовых проницаемостей в системах «газ – нефть – вода» с учетом гистерезиса процессов фильтрации «дренаж – пропитка» в моделях пласта Южно-Киринского нефтегазоконденсатного месторождения

В.М. Троицкий^{1*}, А.Ф. Соколов¹, В.П. Ваньков¹, А.В. Мизин¹, А.С. Рассохин¹

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: V_Troitskiy@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Методом физического лабораторного моделирования исследованы фазовые проницаемости по нефти, газу и воде керновых моделей пласта Южно-Киринского месторождения. Измерения выполнены по рециркуляционной схеме в условиях стационарной фильтрации флюидов на установке двухфазной фильтрации. Всего исследованы четыре модели пласта при пластовых температурно-барических условиях Южно-Киринского месторождения.

На трех моделях пласта с абсолютными проницаемостями 10, 80, 1045 мД выполнены исследования по определению фазовых проницаемостей в системе «нефть – газ – связанная вода». Измерения выполнены как в процессе дренирования нефтенасыщенной модели газом, так и в процессе пропитки нефтью. Анализ полученных результатов показывает, что зона двухфазной фильтрации в системе «нефть – газ – связанная вода» значительно шире, чем зона фильтрации в системах «нефть – вода» и «газ – вода».

На моделях пласта при двухфазной фильтрации в системе «нефть – газ – связанная вода» обнаружен эффект гистерезиса проницаемостей: значения относительной фазовой проницаемости по нефти в режиме дренирования газом оказываются существенно меньшими, чем в случае пропитки модели пласта нефтью. Обнаруженный эффект требует внимания и учета в процессе разработки нефтегазовых залежей.

В работе приводятся доказательства необходимости проведения компенсирующих мероприятий по снижению уровней рисков поступления нефти в газосодержащий пласт, расформирования газовой залежи и нарушения режимов работы эксплуатационных скважин нефтегазовых месторождений.

При разработке и эксплуатации месторождений природных углеводородов на определенных участках продуктивных пластов может иметь место совместная фильтрация двух или трех фаз (воды, газа и нефти) в различных соотношениях. В этой связи детальные экспериментальные исследования процессов, происходящих при фильтрации в реальных термобарических условиях, имеют важное значение на всех этапах разработки объекта добычи углеводородов.

О характере многофазной фильтрации можно судить по динамике фильтрационных сопротивлений при разных долях фаз в потоке или по изменению относительных фазовых проницаемостей как функций насыщенности пласта. Эти данные используются при прогнозировании продуктивности, приемистости скважин месторождения, конечной и текущей углеводородоотдачи, а также для планирования технологических операций и расчета экономической рентабельности разработки месторождения. Таким образом, результаты исследования процесса двух- и трехфазной фильтрации приобретают практическую ценность на всех стадиях разработки объектов добычи углеводородов [1, 2].

Ключевые слова: добыча углеводородов, Южно-Киринское месторождение, модель пласта, лабораторное моделирование, фазовая проницаемость, установка двухфазной фильтрации, гистерезис проницаемостей.

Для вычислений проницаемости пористой среды по отношению к различным флюидам, как правило, используется уравнение Дарси, описывающее течение этих флюидов при ламинарном режиме фильтрации:

$$Q = k \frac{1}{\mu} \cdot \frac{F}{L} \Delta P, \quad (1)$$

где Q – объемный расход флюида в единицу времени; μ – динамическая сдвиговая вязкость флюида; L – длина модели пласта, F – площадь фильтрации; ΔP – перепад давления на модели пласта.

В случае существования в пласте многофазного потока флюидов, например нефти, воды, газа, принято оперировать понятиями фазовой проницаемости (ФП) и относительной фазовой проницаемости (ОФП). Наибольшей точностью при измерениях параметра ФП отличаются стационарные методы определения ОФП [1–3]. При реализации стационарных методов две или три фазы (или флюида) закачиваются в модель пласта (МП) одновременно при постоянных скоростях или перепадах давления в течение определенного времени, пока не достигается стационарный режим фильтрации. Критериями достижения и поддержания этого режима являются строгое постоянство расходов флюидов на входе и выходе МП, а также стабильность перепада давления. Современный уровень развития экспериментальной техники позволяет достигать и поддерживать стационарный режим с высокой точностью.

В настоящей работе представлены результаты измерения ФП в трех МП, составленных из кернавого материала Южно-Кириного месторождения (ЮКМ). Фильтрационные эксперименты проведены в системе «нефть – газ – связанная вода» в режимах дренирования и пропитки.

Экспериментальное оборудование и методика измерения

Методической основой для подготовки образцов и флюидов к испытанию и определению ФП является стандарт Р Газпром 193-2022¹. Для определения ФП применяется специальная фильтрационная установка¹ [2] (рис. 1).

Основными узлами измерительной установки являются: механическая система, обеспечивающая подачу жидкой или газообразной фазы в образец при пластовом давлении и при постоянном расходе, кернодержатель, контейнеры для содержания жидкостей и газов, измерительная система выходящих флюидов, система термостатирования, система управления, контроля и регистрации данных, а также система измерения перепада давления. Для исследований на установке применяются кернодержатели гидростатического типа (двухосевого обжима), выполненные в стальном корпусе, длиной до 100 см и внутренним диаметром 3 см.

Блок аккумуляторов представляет собой два сосуда высокого давления, в которые предварительно заправляются соответствующие флюиды, подаваемые насосами на вход кернодержателя.

Постоянное давление в цепи фильтрации поддерживается регулятором противодавления типа «до себя», обеспечивающим надежную работу при температурах до 150 °С и давлениях до 70 МПа. Установка двухфазной фильтрации позволяет проводить исследования в диапазоне скоростей движения флюидов в пористой среде от 0,1 до 255 м/сут (зависит в том числе от пористости), при этом колебания объемной скорости насосов не превышают 0,03 %.

Все основные механические элементы установки двухфазной фильтрации размещены в термошкафу, который обеспечивает точное поддержание температуры в интервале от 5 до 150 °С с погрешностью $\pm 0,1$ °С.

Исходный кернавый материал для формирования МП представляет собой выбуренные параллельно напластованию цилиндрические образцы правильной формы длиной 3...5 см и диаметром 3 см. Цилиндрические образцы высверливались непосредственно из образцов полного керна разведочной скважины № 3 (пласт III верхнедагинского горизонта Южно-Кириного месторождения) и представлены в основном песчаниками с минералогической плотностью от 2,61 до 2,65 г/см³.

Перед измерениями образцы подвергались экстракции спиртобензольной смесью (соотношение компонентов 1:3) для удаления углеводов, затем высушиванию до постоянной массы при температуре 102...105 °С. Формирование составной модели производится в соответствии с абсолютной

¹ См.: Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации: Р Газпром 193-2022 (29-4.0-005-2022).

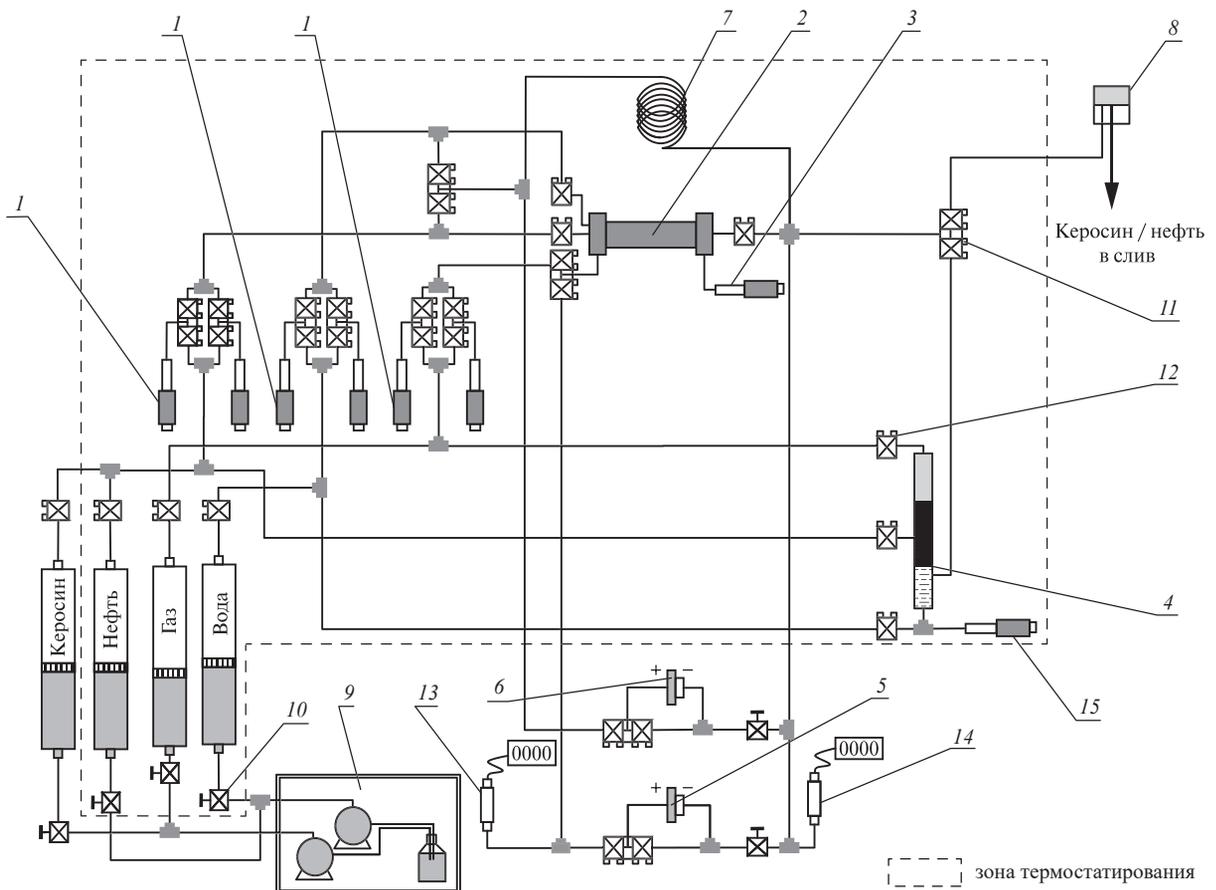


Рис. 1. Блок-схема соединения узлов фильтрационной установки для определения фазовых проницаемостей для нефти, газа и воды в варианте замкнутой рециркуляционной системы фильтрации: 1 – блок насосов; 2 – кернодержатель; 3 – насос поддержания обжимного давления; 4 – сепаратор высокого давления; 5 и 6 – датчики дифференциального давления исследуемого образца и вискозиметра соответственно; 7 – вискозиметр; 8 – блок регулирования противодействия при насыщении исследуемого образца керосином (нефтью); 9 – блок насосов для загрузки флюидов (керосина, нефти, газа, воды) в фильтрационную установку; 10 – ручной запорный клапан; 11, 12 – трехходовой и двухходовой соответственно управляемые воздухом клапаны; 13 и 14 – входной и выходной датчики давления; 15 – компенсирующий насос

проницаемостью по газу, измеренной вначале для каждого цилиндрического образца. Порядок компоновки принимается таким, чтобы по направлению вытеснения нефти агентом каждый последующий образец имел меньшую проницаемость¹.

Минимальная длина ($L_{\text{мин}}$, мм) модели для удовлетворения критериям подобия определяется в соответствии с Р Газпром 193-2022 по формуле:

$$L_{\text{мин}} = 1000\sqrt{km}, \quad (2)$$

где k – проницаемость, мкм²; m – пористость, долей единицы.

В качестве флюидов использовалась *рекомбинированная проба нефти* на основе натурной нефти и модельного газа, модель пластовой воды и модельный газ сепарации. В качестве пластовой воды использовался раствор NaCl в дистиллированной воде концентрацией 23 г/л.

При расчете значений ФП по формуле Дарси (1) необходимо знать *динамическую сдвиговую вязкость фильтруемых фаз* при пластовых условиях. Эти значения, полученные авторами экспериментально при пластовых условиях с помощью капиллярного вискозиметра, входящего в состав установки фильтрации, приведены в табл. 1.

Для создания *начальной водонасыщенности* ($K_{во}$) для фильтрационной модели в системе «нефть – газ – связанная вода» сухие цилиндрические образцы керна с известным поровым объемом ($V_{пор}$) и абсолютной проницаемостью по азоту (K_{N_2}) взвешивались на весах, а затем насыщались модельной пластовой водой до 100 % под вакуумом в эксикаторе и снова взвешивались. Водонасыщенность образцов доводилась при комнатных условиях до требуемого значения методом капиллярной вытяжки и последовательного взвешивания образцов.

Приготовленные таким образом образцы помещались в керосин для насыщения

оставшегося порового пространства керосином. Далее из подготовленных образцов формировалась МП, которая помещалась в кернодержатель. С помощью установки фильтрации в МП создавались пластовые термобарические условия и осуществлялась кратковременная фильтрация керосина, а затем длительная фильтрация нефти в объеме не менее 3...5 поровых объемов.

В результате проделанных подготовительных операций авторы сформировали три МП (табл. 2–4) с начальными значениями $K_{во} = 19,34; 25$ и 30 %.

Определение фазовых проницаемостей в двухфазной системе «газ – нефть –

Таблица 1

Динамическая сдвиговая вязкость газа сепарации, модели воды и рекомбинированной пробы нефти при пластовых условиях

Флюид	Динамическая вязкость, мПа·с
1. Газ сепарации	0,0255
2. Вода	0,2140
3. Рекомбинированная проба нефти	0,252

Таблица 2

Характеристики МП № 1 для измерения фазовых проницаемостей по нефти и газу в системе «нефть – газ – связанная вода», $K_{во} = 19,34$ %

Лабораторный номер образца	K_{N_2} , мД, при эффективном давлении	$V_{пор}$, см ³	Длина, см	Диаметр, см	Пористость, %	$K_{во}$, %
1029/15	1214,9	4,7230	2,678	2,965	25,54	16,7
1762/14	1175,4	5,3766	2,648	2,834	32,19	22,8
1943/14 (перп.)	1051,9	4,9944	2,815	2,896	26,94	22,8
1043/15	1051,3	5,3658	3,008	2,965	25,84	17,8
1620/14	1015,5	4,8959	2,923	2,954	24,44	19,0
1941/14 (перп.)	992,6	5,1190	2,921	2,889	26,73	17,5
1126/12	965,1	6,0283	3,014	2,962	29,03	15,1
1031/15	959,1	5,0567	2,767	2,964	26,49	21,3
1046/12	888,1	5,0135	3,014	2,955	24,25	21,8
МП № 1	1077,9	46,5732	25,788	2,933	26,92	19,34

Таблица 3

Характеристики МП № 2 для измерения фазовых проницаемостей по нефти и газу в системе «нефть – газ – связанная вода», $K_{во} = 25$ %

Лабораторный номер образца	K_{N_2} , мД, при эффективном давлении	$V_{пор}$, см ³	Длина, см	Диаметр, см	Пористость, %	$K_{во}$, %
1995/14	93,26	3,7153	2,738	2,9	20,70	25,0
1505/14	91,94	4,7001	2,93	2,971	23,30	25,0
1511/14	91,76	4,7139	2,93	2,972	23,60	25,0
1673/14	89,43	4,3877	2,839	2,95	22,90	25,0
1513/14	82,68	4,5341	2,94	2,976	22,50	25,0
1957/13	82,13	4,7851	2,982	2,984	23,00	25,0
1905/13	79,24	4,5815	2,983	2,987	22,00	25,0
1516/14	79,13	4,6426	2,931	2,975	23,00	25,0
1523/14	76,71	3,9280	2,512	2,975	22,80	25,0
1879/14	76,71	4,2738	2,924	2,894	22,40	25,0
МП № 2	81,3	44,2620	28,709	2,959	22,66	25,00

Таблица 4

**Характеристики МП № 3 для измерения фазовых проницаемостей по нефти и газу
в системе «нефть – газ – связанная вода», $K_{во} = 30\%$**

Лабораторный номер образца	K_{N_2} , мД, при эффективном давлении	$V_{пор}$, см ³	Длина, см	Диаметр, см	Пористость, %	$K_{во}$, %
1258/12	13,85	4,5744	3,021	2,944	22,30	30,0
1454/14	12,52	4,7154	2,933	2,974	23,30	30,0
1864/13	11,96	4,5136	2,982	2,984	21,60	30,0
1225/12	11,57	4,3429	3,019	2,961	20,90	30,0
1932/14	11,2	4,3246	2,925	2,896	22,60	30,0
МП № 3	10,5	22,4709	14,880	2,952	22,16	30,00

связанная вода» в МП различной проницаемости

Фильтрационные исследования проводились при термобарических условиях, характерных для нефтяной оторочки Южно-Кириного месторождения:

- пластовое давление 28,1 МПа;
- обжимное давление 64 МПа;
- пластовая температура 125 °С.

В табл. 5 приведены порядок смены режимов при фильтрации через МП № 1, результаты измерений насыщенности для каждого режима и соответствующей фазы, значения ФП по каждой фазе и соответствующей насыщенности. Данные в табл. 5 показывают, что при фильтрации нефти при $K_{во} = 19,34\%$ и отсутствии воды в потоке достигается максимальное значение ФП по нефти – эффективная проницаемость ($K_{эфф}$). Это значение $K_{эфф} = 75,1$ мД использовалось в дальнейшем для нормировки результатов измерений и определения ОФП для МП № 1.

Фильтрационный эксперимент построен таким образом, что вначале производились измерения ФП в режиме дренирования, т.е. доля нефти в потоке уменьшалась, а газа – увеличивалась. Затем, когда доля газа в потоке

составляла 100 %, эксперимент по дренированию заканчивался и устанавливалась фильтрация в потоке только нефти (пропитка МП № 1 только нефтью, см. последнюю строку табл. 5). Указанная схема эксперимента позволила оценить гистерезис ОФП в режиме дренаж / пропитка. На рис. 2 и 3 показаны графики зависимостей ФП и ОФП от текущей водонасыщенности в системе «нефть – газ – связанная вода» для МП ЮКМ. Аналогичная схема эксперимента использована авторами при фильтрационных исследованиях МП № 2 и № 3 (табл. 6 и 7).

График на рис. 4 иллюстрирует алгоритм измерения ФП в случае дренирования нефти газом и последующей пропитки МП № 1 нефтью, демонстрируя эффект гистерезиса проницаемостей. Анализируя данные о гистерезисе проницаемостей на МП №№ 1...3, можно заметить, что после закачки газа в МП (дренирования) и последующей закачки нефти (пропитки нефтью) значения ФП по нефти становятся существенно больше в точках той же нефтенасыщенности. Обнаруженный эффект требует учета в процессе разработки нефтегазовых залежей.

Таблица 5

Результаты измерений ОФП на МП № 1 ЮКМ:

$K_{N_2} = 1045$ мД; система «нефть – газ»; нормировка на $K_{эфф} = 75,1$ мД; $K_{во} = 19,34\%$

№ п/п	Содержание в потоке, %		Насыщенность, долей единицы		ФП, мД		ОФП, %	
	нефть	газ	нефть	газ	нефть	газ	нефть	газ
1	100	0	0,8066	0	75,10	0	100,00	0
2	50	50	0,6353	0,1713	58,43	5,88	77,81	7,83
3	25	75	0,5308	0,2758	40,51	12,20	53,95	16,25
4	10	90	0,4438	0,3628	22,70	20,43	30,23	27,21
5	0	100	0,2601	0,5465	0	39,40	0	52,46
6	100	0	0,4815	0,3251	63,18	0	84,13	0

Примечание: последняя строка – результаты «пропитки» МП нефтью.

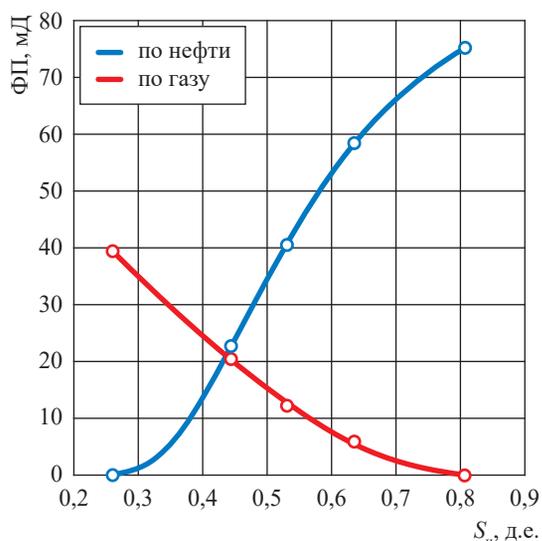


Рис. 2. Зависимости ФП по нефти и газу от нефтенасыщенности (S_n) для МП ЮКМ при $K_{во} = 19,34$ %. Режим дренирования нефти газом

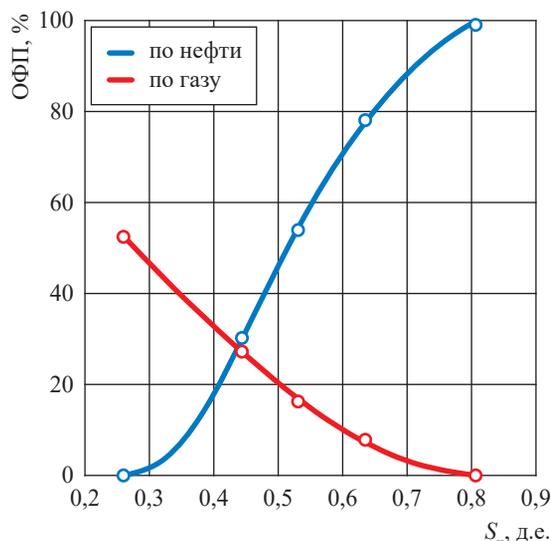


Рис. 3. Зависимости ОФП по нефти и газу от нефтенасыщенности для МП ЮКМ при $K_{во} = 19,4$ %. Режим дренирования нефти газом

Таблица 6

Результаты измерения ОФП на МП № 2 ЮКМ:

$K_{N_2} = 81,3$ мД; система «нефть – газ»; нормировка на $K_{эфф} = 18,04$ мД; $K_{во} = 25$ %

№ п/п	Содержание в потоке, %		Насыщенность, долей единицы		ФП, мД		ОФП, %	
	нефть	газ	нефть	газ	нефть	газ	нефть	газ
1	100	0	0,7500	0	18,04	0	100,00	0
2	50	50	0,5821	0,1679	7,98	0,80	44,24	4,41
3	25	75	0,5344	0,2156	5,11	1,52	28,34	8,45
4	10	90	0,4786	0,2714	2,87	2,57	15,91	14,26
5	0	100	0,2997	0,4503	0	7,89	0	43,72
6	100	0	0,4304	0,3196	8,97	0	49,75	0

Примечание: последняя строка – результаты «пропитки» МП нефтью.

Таблица 7

Результаты измерения ОФП на МП № 3 ЮКМ:

$K_{N_2} = 10,5$ мД; система «нефть – газ»; нормировка на $K_{эфф} = 3,68$ мД; $K_{во} = 30$ %

№ п/п	Содержание в потоке, %		Насыщенность, долей единицы		ФП, мД		ОФП, %	
	нефть	газ	нефть	газ	нефть	газ	нефть	газ
1	100	0	0,7	0	3,68	0	100,00	0
2	50	50	0,5	0,2	1,60	0,16	43,55	4,39
3	25	75	0,45	0,25	0,96	0,29	26,17	7,95
4	10	90	0,41	0,29	0,52	0,47	14,18	12,64
5	0	100	0,23	0,47	0	1,16	0	31,39
6	100	0	0,375	0,32	1,60	0	43,30	0

Примечание: последняя строка – результаты «пропитки» МП нефтью.

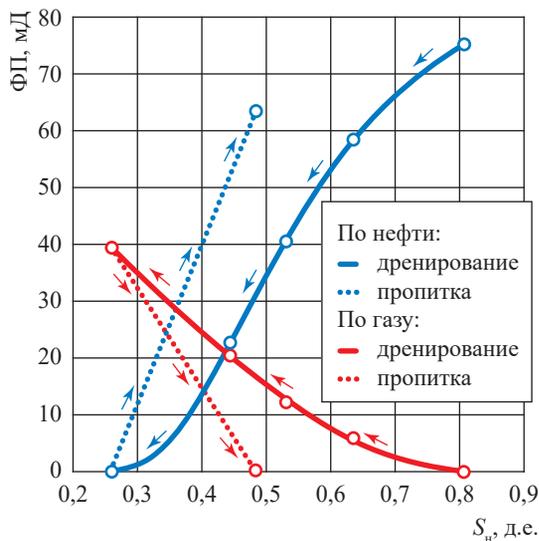


Рис. 4. Зависимости ФП от нефтенасыщенности по газу и нефти для случая дренажирования и пропитки МП № 1: стрелки указывают направление изменения нефтенасыщенности при измерениях

Анализ результатов фильтрационных исследований

Результаты фильтрационных исследований, проведенных на МП №№ 1, 2, 3 в системе «нефть – газ – связанная вода», показывают, что зона фильтрации существенно зависит от абсолютной проницаемости горных пород. В табл. 8 представлена оценка ширины зоны двухфазной фильтрации для исследованных МП.

Данные табл. 8 свидетельствуют, что зона двухфазной фильтрации для системы «нефть – газ» (МП №№ 1...3) достаточно широкая и достигает 55 % ($\Delta S_n = 55\%$). При этом с ухудшением фильтрационных свойств МП зона фильтрации сокращается.

Результаты фильтрационных исследований в системе «нефть – газ – связанная вода» показывают, что для МП №№ 1...3 характерно явление гистерезиса ОФП. Суть явления заключается в том, что результаты ОФП в режиме дренажирования газом (при увеличении доли газа в фильтрационном потоке) оказываются значительно меньше, чем в случае пропитки МП нефтью (при увеличении доли нефти в фильтрационном потоке).

В табл. 9 показаны результаты определения ОФП по нефти в режиме дренажирования газом и пропитки нефтью в системе «нефть – газ» при контрольных значениях S_n в точке сравнения.

Данные табл. 9 показывают, что значения ОФП по нефти в случае пропитки могут превышать аналогичные значения в случае дренажирования в несколько раз. При этом с ухудшением фильтрационных свойств МП (при уменьшении K_{N_2}) явление гистерезиса усиливается.

Обнаруженный эффект, по-видимому, носит всеобщий характер и заслуживает несомненного внимания и учета в процессе разработки нефтегазовых залежей, особенно таких, как ЮКМ. Действительно, при первоочередной разработке нефтяной залежи (и временной консервации газовой залежи) в нефтегазовом пласте

Таблица 8

Технологические параметры исследованных МП и оценка ширины зоны двухфазной фильтрации

МП	K_{N_2} , мД	$K_{во}$, %	Ширина зоны фильтрации в системе «нефть – газ», %
№ 1	1045	20	55
№ 2	80	25	45
№ 3	10	30	47

Таблица 9

Результаты определения ОФП по нефти в режимах дренажирования газом и пропитки нефтью в системе «нефть – газ» в точках одинаковой нефтенасыщенности. Гистерезис ОФП

МП	K_{N_2} , мД	$K_{во}$, %	Гистерезис ОФП		
			ОФП нефти, %		Контрольное значение S_n , долей ед.
			дренаж	пропитка	
№ 1	1045	20	43	84	0,48
№ 2	80	25	9	50	0,43
№ 3	10	30	11	43	0,38

будет наблюдаться дренирование газа в нефтяную зону. Подвижность нефти при таком процессе будет изменяться несильно (см. табл. 9: ОФП нефти в режиме дренирования).

Вместе с тем при последующей ускоренной разработке газовой залежи месторождения будут выполняться условия пропитки нефтегазового коллектора нефтью, вследствие чего подвижность нефти вырастет в несколько раз (см. табл. 9: ОФП нефти в режиме пропитки). В этом случае потребуются мероприятия, компенсирующие риски поступления нефти в газосодержащий пласт и расформирования газовой залежи, а также нарушения режимов работы эксплуатационных скважин.

Методом физического моделирования проведены исследования по определению ФП по нефти, газу и воде в керновых МП ЮКМ. Измерения выполнены по рециркуляционной схеме в условиях стационарной фильтрации флюидов на установке двухфазной фильтрации. Всего при пластовых термобарических условиях ЮКМ на трех МП с $K_{N_2} = 10, 80$ и 1045 мД выполнены исследования по определению ФП в системе «нефть – газ – связанная вода». Измерения проведены как в процессе дренирования модели газом, так и в процессе ее пропитки нефтью.

Анализ полученных результатов показывает, что зона двухфазной фильтрации в системе «нефть – газ – связанная вода» увеличивается при увеличении абсолютной проницаемости

МП. Обнаружен эффект гистерезиса проницаемостей: значения ОФП по нефти в режиме дренирования газом оказываются существенно меньшими, чем в случае пропитки МП нефтью.

Авторами приводятся доказательства необходимости проведения промысловых мероприятий, компенсирующих риски поступления нефти в газосодержащий пласт, расформирования газовой залежи и нарушения режимов работы скважин, обусловленные явлением гистерезиса.

Список литературы

1. Рассохин С.Г. Экспериментальное исследование процессов трехфазной фильтрации в термобарических условиях аптских отложений / С.Г. Рассохин, В.М. Троицкий, А.В. Мизин и др. // Актуальные вопросы исследования пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 167–178. – (Вести газовой науки).
2. Тер-Саркисов Р.М. Компьютеризированные установки многофазной фильтрации и их применение при разработке методов повышения конденсатоотдачи / Р.М. Тер-Саркисов, В.А. Николаев, С.Г. Рассохин и др. // Повышение углеводородоотдачи пласта газоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 1998. – С. 27–38.
3. Рассохин С.Г. Моделирование водогазового воздействия на низкопроницаемый нефтяной пласт / С.Г. Рассохин, В.М. Троицкий, А.В. Мизин и др. // Газовая промышленность. – 2009. – № 5. – С. 40–44.

On results of experimental modelling phase permeability values in the gas-oil-water systems subject to hysteresis of drainage-saturation filtration. A case of Yuzhno-Kirinskoye field reservoirs

V.M. Troitskiy^{1*}, A.F. Sokolov¹, V.P. Vankov¹, A.V. Mizin¹, A.S. Rassokhin¹

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_Troitskiy@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The core models of a Yuzno-Kirinskoye field reservoir were tested on the phase permeability to oil, gas and water. The named measurements were carried out according to a recirculation scheme against the steady fluid filtration within a plant for binary-phase filtration. In total, four reservoir models were studied for in-situ pressure- and temperature conditions of Yuzno-Kirinskoye field.

Three core models with absolute permeability characteristics of 10, 80 and 1045 mD imitated an “oil – gas – associated water” system. Here, the phase permeability values were measured both while draining an oil-saturated model with gas and while its saturation with oil. The obtained results show that the binary-phase filtration area is much wider for the “oil – gas – associated water” systems than for the “oil–water” and the “gas–water” systems.

There is the permeability hysteresis in case of the binary-phase filtration of an “oil – gas – associated water” system: the values of phase permeability to oil are far lesser in a mode of gas drainage than in a mode of oil saturation. This effect needs attention and consideration during development of the oil-gas deposits.

In this article, authors reason the necessity of compensating measures against the oil inflow into a gas-bearing reservoir, the splitting of a gas deposit and the incidents referred to operating the oil or gas wells.

Keywords: production of hydrocarbons, Yuzhno-Kirinskoye field, reservoir model, laboratory modelling, phase permeability, plant for binary-phased filtration, hysteresis of permeability.

References

1. RASSOKHIN, S.G., V.M. TROITSKY, A.V. MIZIN et al. Experimental studies of three-phase filtration processes under pressure and temperature of the Aptian deposits [Eksperimentalnoye issledovaniye protsessov trekhfaznoy filtratsii v termobaricheskikh usloviyakh aptskikh otlozheniy]. In: *Vesti Gazovoy Nauki*. Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems: collected book. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2010, pp. 167–178. (Russ.).
2. TER-SARKISOV, R.M., V.A. NIKOLAYEV, S.G. RASSOKHIN et al. Computerized plants of multiphase filtration and their application when designing methods of condensate recovery enhancement [Kompyuterizirovannyye ustanovki mnogofaznoy filtratsii i ikh primeneniye pri razrabotke metodov povysheniya kondensatootdachi]. In: *Rising hydrocarbon recovery for beds of gas-condensate fields* [Povysheniye uglevodorodootdachi plasta gazokondensatnykh mestorozhdeniy]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 1998, pp. 27–38. (Russ.).
3. RASSOKHIN, S.G., V.M. TROITSKY, A.V. MIZIN et al. Simulation of water-gas exposition to a low-permeable oil bed [Modelirovaniya vodogazovogo vozdeystviya na nizkopronitsayemy neftyanoy plast]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2009, no. 5, pp. 40–44, ISSN 0016-5581. (Russ.).

РЕСУРСНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ГАЗОДОБЫВАЮЩИХ РАЙОНОВ РОССИИ

УДК 553.98

Выявление карбонатных построек и перспективы открытия новых залежей углеводородов в серпуховско-башкирском карбонатном комплексе центрального купола Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения

Д.С. Волков¹, Е.Г. Абарбанель^{2*}

¹ ООО «ЗН НТЦ», Российская Федерация, 101000, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Басманный, Армянский пер., д. 9, стр. 1, помещ. 35/110/1

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: E_Abarbanel@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение, карбонатные постройки, сейсморазведка, динамический анализ.

Тезисы. Представлены результаты комплексной интерпретации геолого-геофизических данных, позволившие выявить карбонатные постройки в серпуховско-башкирском карбонатном комплексе Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Проанализированы ключевые риски и неопределенности при опоисковании выделенных объектов с целью оптимизации дальнейших геологоразведочных работ. Дана прогнозная оценка коллекторских свойств и перспектив нефтегазоносности карбонатных построек с учетом результатов испытания скважин.

Воспроизводство и развитие минерально-сырьевой базы углеводородов (УВ) является приоритетным направлением геологоразведочных работ. Особую актуальность данная проблема приобретает в связи с высокой степенью разведанности и выработанности основной артинско-среднекаменноугольной залежи Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ). В связи с этим дальнейшие поиски УВ на месторождении связаны с изучением более глубоко залегающих отложений.

В настоящее время открыты нефтяная залежь в отложениях «колганской толщи» эйфельско-живетского яруса среднего девона на Западном участке месторождения, залежи в отложениях башкирского яруса (нефтегазоконденсатная залежь в пределах Караванного купола и газоконденсатные залежи на Восточном участке месторождения) [1]. Однако вопрос перспектив открытия новых залежей УВ в центральной части ОНГКМ в связи с недостаточной изученностью продолжает оставаться актуальным. Поэтому авторами выполнен комплексный анализ геолого-геофизической информации в интервале серпуховско-башкирских отложений как основы для дальнейшего поиска и прогноза предполагаемых ловушек УВ.

Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности серпуховско-башкирских отложений ОНГКМ

ОНГКМ приурочено к одноименному валу (рис. 1), осложняющему северную часть Соль-Илецкого выступа, расположенного в зоне сочленения Волго-Уральской антеклизы с Прикаспийской впадиной и Предуральским прогибом.

На ОНГКМ фундамент залегает на глубине свыше 6...7 км (данные геофизики) и перекрыт осадочным чехлом, сложенным ордовикскими, девонскими, каменноугольными,

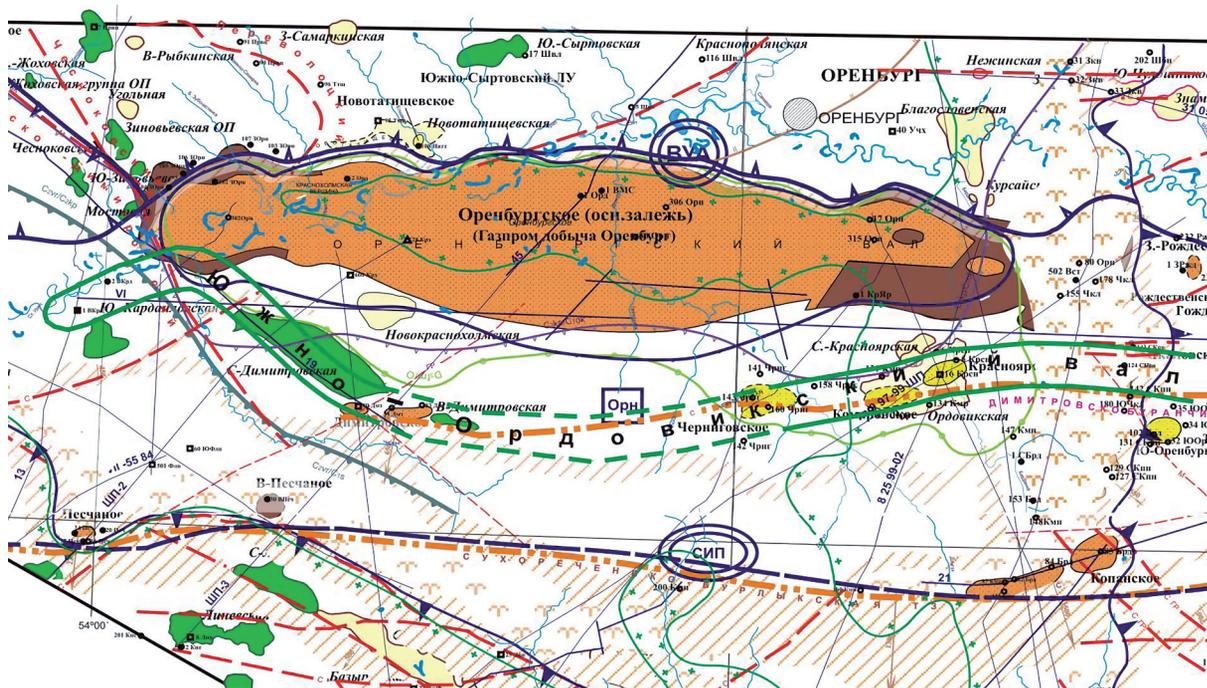


Рис. 1. Выкопировка из тектонической схемы юга Оренбургской области (ООО «ВолгоУралНИПИГаз», 2016 г.)

пермскими и мезокайнозойскими образованиями. Оренбургский вал, с которым связано ОНГКМ, имеет достаточно сложное строение. Простираясь с запада на восток, структура имеет протяженность 120 км и ширину от 10 до 20 км [2].

Согласно схеме нефтегазогеологического районирования ОНГКМ расположено в Соль-Илецком нефтегазоносном районе (НГР) Оренбургской нефтегазоносной области. Зона Соль-Илецкого НГР характеризуется распространением нефтегазовых залежей в башкирском ярусе среднего карбона и артинском ярусе нижней перми [3].

Серпуховско-башкирский карбонатный комплекс отнесен к окско-башкирскому нефтегазоносному комплексу. На площади месторождения он залегает в интервале абсолютных отметок (а.о.) –1830,6...–2730 м и характеризуется выдержанными толщинами около 300...600 м. Отложения представлены серыми, светло-серыми до темно-серых, органогенно-обломочными детритовыми водорослевыми крепкими плотными, нередко пористыми, местами трещиноватыми известняками с прослоями аргиллита темно-серого до черного средней крепости плотного слабо известковистого. В кровельной части башкирского яруса залегает продуктивный пласт А4.

Региональной покрывкой для коллекторов этого комплекса являются глинистые, карбонатно-глинистые породы верейского горизонта московского яруса. Отложения яруса из-за регионального перерыва в осадконакоплении несогласно залегают на размойтой поверхности башкирского яруса.

Верейский горизонт представлен чередованием серых, темно-серых, коричнево-серых крепких плотных обломочно-органогенных комковатых мелкодетритовых слабо битуминозных участками глинистых известняков и аргиллитов темно-серых до черных плотных средней крепости известковистых слабо пиритизированных. Толщина верейского горизонта составляет порядка 44...55 м.

В пределах Соль-Илецкого НГР промышленная нефтегазоносность исследуемых карбонатных отложений установлена на Нагумановском, Копанском, Северо-Копанском и Чкаловском нефтегазоконденсатных месторождениях (НГКМ).

В скв. 1-Нагумановской в интервале а.о. 4885...4865 м из карбонатов башкирского яруса получен фонтанный приток нефти дебитом 122,8 т/сут на 5-миллиметровом штуцере. Содержание газа – 200 м³/т. Покрывкой для залежи нефти служит 10-метровый пласт плин верейского горизонта.

На Копанском НГКМ нефтенасыщенная часть отложений башкирского яруса представлена переслаиванием плотных и пористых карбонатных разностей. Пористость пластов-коллекторов, по данным каротажа, изменяется от 11,6 до 14,5 %, по керну, – от 8,5 до 17,6 %. Всего на отложения башкирского яруса на месторождении пробурены 16 скважин, пять из которых являются продуктивными. Максимальный дебит нефти достигал 183 м³/сут на 10-миллиметровом штуцере (скв. 155).

На Северо-Копанском НГКМ на отложения башкирского яруса пробурены девять скважин, в трех из которых получены промышленные притоки нефти. Максимальный дебит нефти (152 м³/сут на 10-миллиметровом штуцере) получен в скв. 108.

На Чкаловском НГКМ из отложений башкирского яруса получены притоки газа с конденсатом. В скв. 150 дебит газа составил 170 тыс. м³/сут, конденсата – 41 м³/сут на 10-миллиметровом штуцере, в скв. 161 дебит газа составил 227 тыс. м³/сут, конденсата – 29,6 м³/сут на 10-миллиметровом штуцере [4].

Карбонаты башкирского яруса локально нефтегазоносны в пределах Караванного поднятия. Залежи самостоятельные, со своими флюидальными контактами, мелкие, сложные по строению. Кроме того, были выявлены газоконденсатные залежи в башкирских отложениях ОНГКМ. Газ при опробовании башкирских отложений получен из двух скважин (скв. 17 и 313) на Восточном куполе

и в одной скважине (скв. 303) на южном крыле центральной части месторождения. При испытании скв. 313 получены газ, нефть и вода дебитами 79 тыс. м³/сут, 3 и 1,3 м³/сут соответственно. В процессе опробования пяти объектов были получены притоки газа дебитом 93...156 тыс. м³/сут на 8-миллиметровом штуцере. Потенциальное содержание конденсата в газе составляет около 94 г/м³.

Интерпретация данных сейсморазведки 3D

Площадь ОНГКМ покрыта съемкой МОГТ-3D в объеме 1660 км². На формирование волновой картины в продуктивном интервале разреза значительное влияние оказали аномалии верхней части геологического разреза (ВЧР), зоны пониженной кратности сейсморазведки (неотстрелы), а также скоростные аномалии в терригенной части разреза, осложненной соляно-купольной тектоникой. Недоучет влияния соленосной толщи на этапе обработки привел к наличию «сквозных» структур на временных разрезах, артефактов и искажению отражающих границ в подсолевых отложениях (рис. 2, 3).

По результатам сейсмостратиграфической привязки было уточнено положение ОГ «Б», приуроченного к кровле башкирских отложений. Анализ волновой картины в исследуемом интервале позволил выявить аномалии (рис. 4), интерпретируемые как карбонатные постройки. Эти объекты характеризуются выраженностью в рельефе отражающей поверхности и наличием структур облекания, эффект от которых усиливается при нивелировании тренда структурного

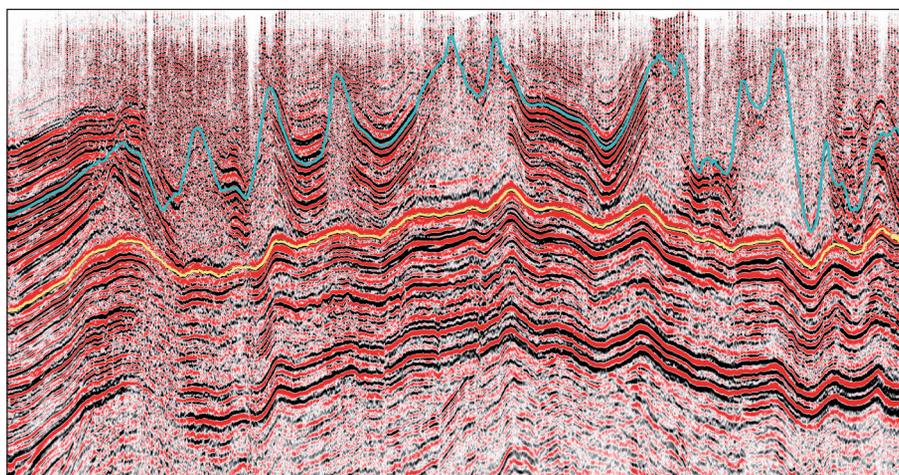


Рис. 2. Влияние аномалий ВЧР, отсутствия отстрелов сейсморазведки и соленосной толщи на волновую картину в продуктивной части разреза: отражающий горизонт (ОГ) IR показан голубым; ОГ Кп2 (соответствующий кровле филипповского горизонта) показан желтым

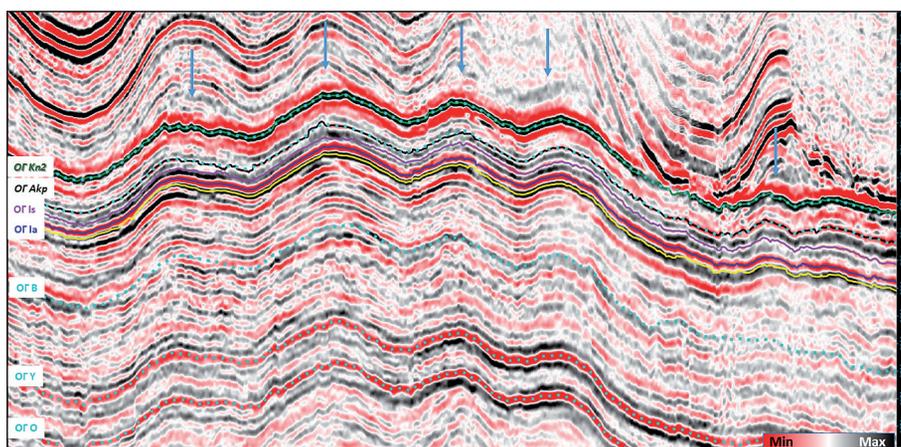


Рис. 3. Временной разрез с элементами интерпретации

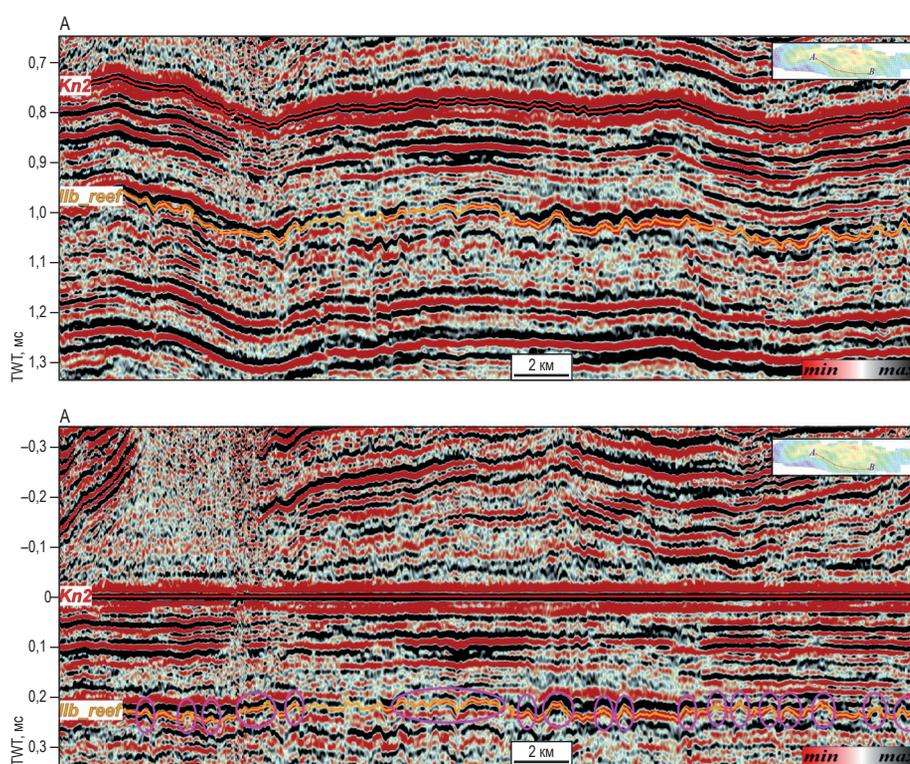


Рис. 4. Временной разрез: а – исходный; б – с нивелированием тренда структурного плана для ОГ Kn2, что подтверждает отсутствие среди выявленных карбонатных построек (см. лиловые овалы) ложных аномалий волновой картины, обусловленных артефактами обработки, и демонстрирует возможность успешного применения альтернативного графа палеообработки при выявлении карбонатных построек в подсолевых отложениях

плана для ОГ Kn2. Использование данного приема подтверждает отсутствие среди выявленных объектов ложных аномалий волновой картины, обусловленных артефактами обработки, а также демонстрирует возможность успешного применения альтернативного графа палеообработки для корректного формирования сейсмического изображения при выявлении карбонатных построек.

Кроме выраженности в рельефе отражающей поверхности выявленные авторами объекты характеризуются округлой формой в горизонтальном сечении амплитудного куба и несколько пониженными значениями RMS¹-амплитуды на разрезах.

¹ RMS (англ. root mean square) – среднеквадратическое значение.

Аналогичные аномалии в волновом сейсмическом поле, интерпретируемые как рифогенные постройки, отмечаются на других месторождениях в серпуховско-башкирском карбонатном комплексе и доказаны результатами бурения (рис. 5). Поэтому авторами дополнительно проинтерпретирован ОГ Пб_reef, маркирующий кровлю карбонатных построек башкирских отложений. Детальный анализ сейсмических атрибутов, в частности когерентности и RMS-амплитуды (рис. 6), позволил подтвердить сформированные представления в процессе исследования и уточнить положение выявленных карбонатных построек в виде линейных систем, расположенных преимущественно на южном крыле Оренбургского свода и повторяющих его контуры.

В качестве примера представлены разрезы и структурные карты вдоль кровли ОГ «Б» для отдельных карбонатных построек, которые

могут быть перспективны для дальнейшего опоскования с минимизацией рисков геологоразведочных работ (ГРП). Объект № 1 (рис. 7) характеризуется большими геометрическими размерами (радиус примерно 1600 м) и расположен на юго-восточном крыле структуры. Контуры объекта надежно фиксируются по резкому изменению значений RMS-амплитуды и когерентности. По абсолютным отметкам залегания объект № 1 расположен ниже выявленной линейной системы построек, в его контуре отсутствуют пробуренные скважины. Ввиду более крупных геометрических параметров карбонатной постройки снижается риск отрицательных результатов бурения, обусловленных невоскрытием поискового объекта.

Дополнительно на рис. 8 и 9 представлены предполагаемые карбонатные постройки (объекты №№ 2 и 3), в районе которых расположены скважины, не вскрывшие их.

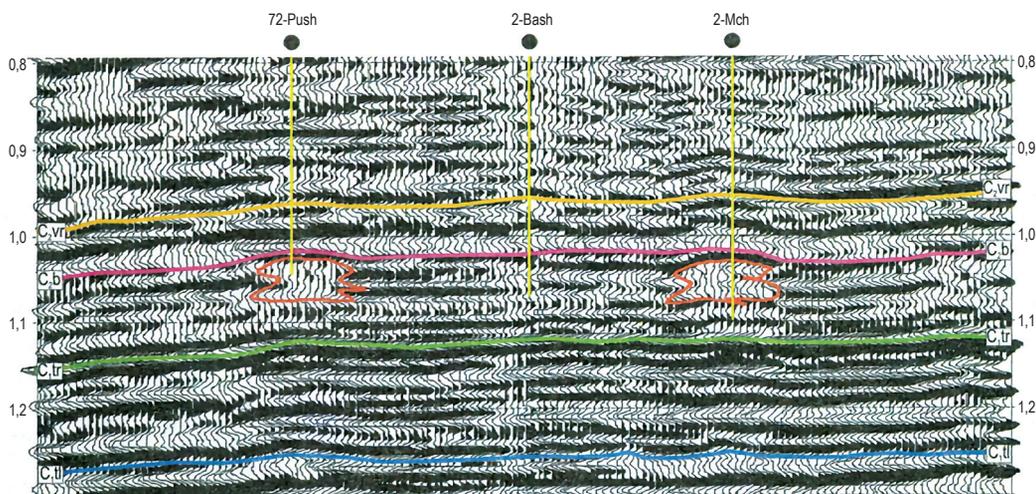


Рис. 5. Отображение в волновом сейсмическом поле рифогенных построек в серпуховско-башкирском карбонатном комплексе и изменений динамики ОГ «Б» в структурах облекания [5]

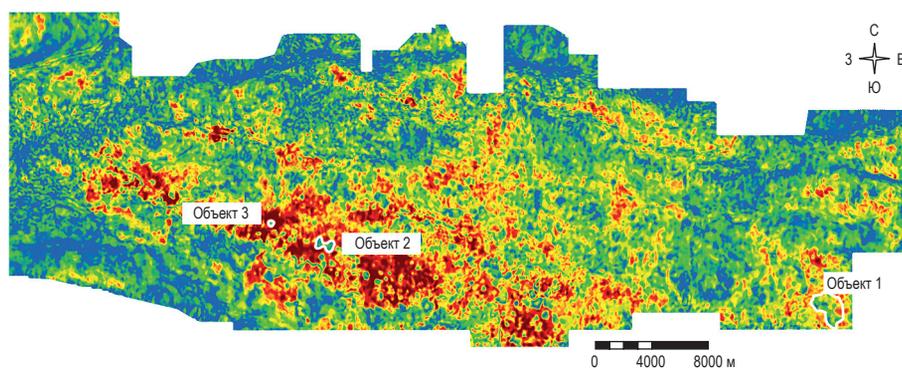


Рис. 6. Карта RMS-амплитуды и когерентности вдоль кровли ОГ Пб_reef. В качестве примеров представлены карбонатные постройки – перспективные залежи УВ

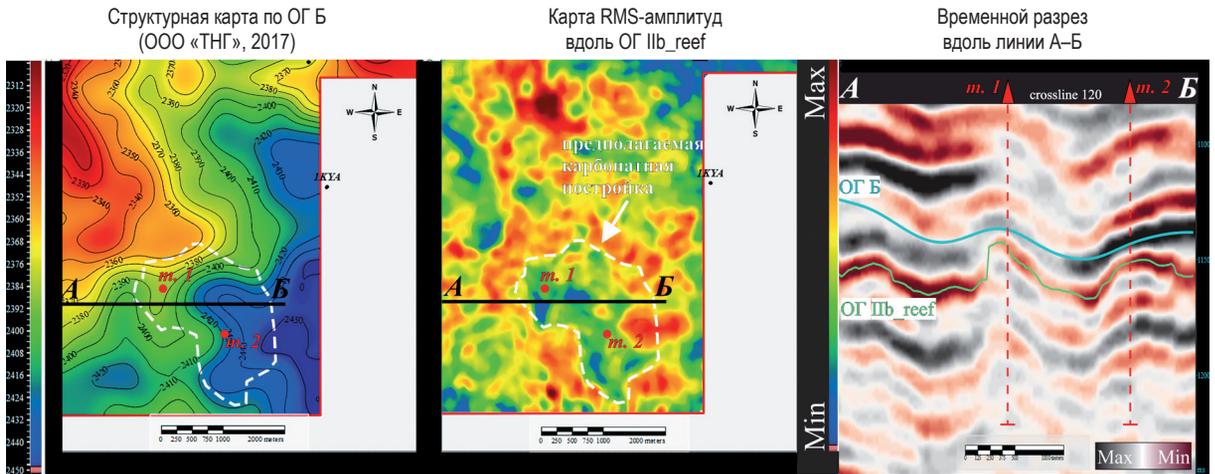


Рис. 7. Информация о предполагаемой карбонатной постройке (объект № 1) в юго-восточной части ОНГКМ (а.о. ОГ «Б»: –2387 м (точка 1), –2425 м (точка 2))

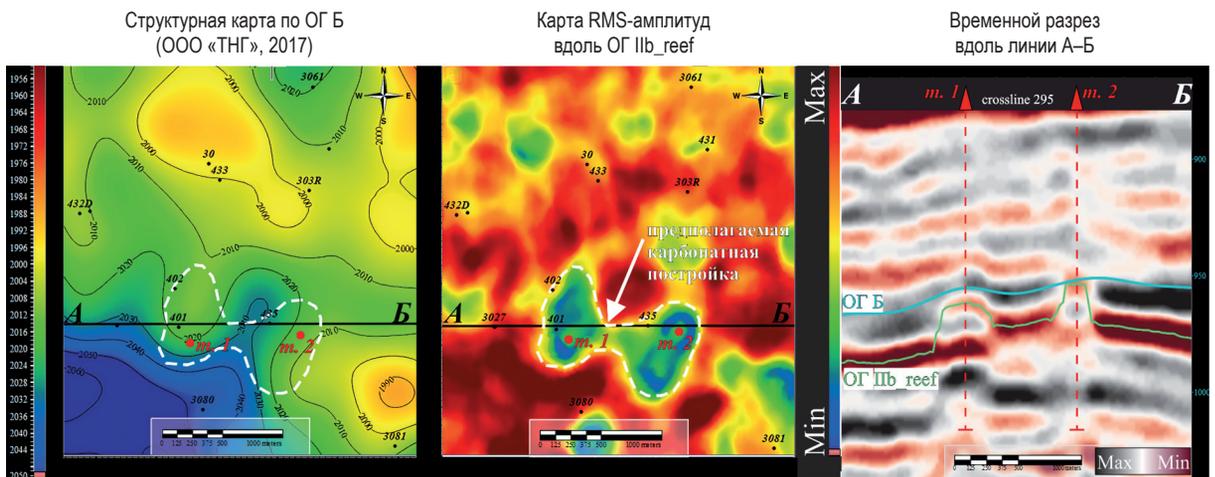


Рис. 8. Информация о предполагаемой карбонатной постройке (объект № 2) в юго-западной части ОНГКМ (а.о. ОГ «Б»: –2018 м (точка 1), –2017 м (точка 2))

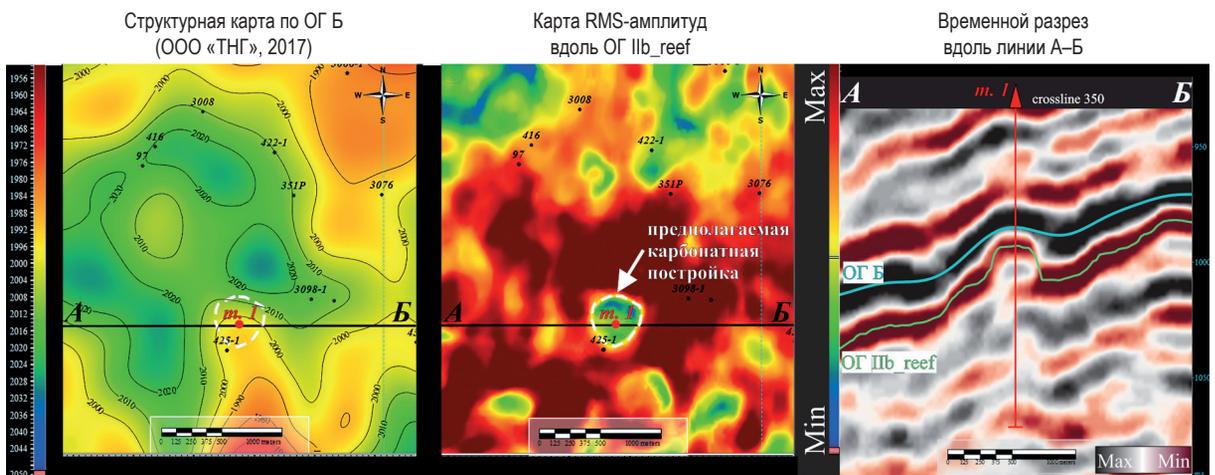


Рис. 9. Информация о предполагаемой карбонатной постройке (объект № 3) в юго-западной части ОНГКМ (а.о. ОГ «Б»: –1995 м (точка 1))

Гипсометрически анализируемые геологические тела расположены выше, однако ввиду меньших геометрических размеров высока вероятность их нескрытия из-за многочисленных факторов, влияющих на корректность сейсмического изображения для небольших объектов, сравнимых с разрешающей способностью сейсморазведки: влияния соленосной толщи, неточности скоростной и, как следствие, структурной моделей, неоптимальности выполненных миграционных преобразований.

Дополнительные риски опоискования карбонатных построек сопряжены с вопросом аккумуляции УВ, а именно наличия локальной покрышки, отсутствие которой могло стать следствием миграции УВ в структуры облекания карбонатных построек.

Выводы

По результатам анализа волновой картины рекомендуется выполнить переобработку материалов МОГТ-3Д с целью учета скоростных неоднородностей, обусловленных влиянием соляно-купольной тектоники, для формирования корректного сейсмического изображения в подсоловом комплексе. Для качественной обработки данных в условиях ОНГКМ необходимо построение обобщенной скоростной модели среды, позволяющей эффективно описать сложно построенный геологический массив. Кроме того, рекомендуется рассмотреть

возможность использования альтернативного графа палеообработки с целью корректного формирования волновой картины при выявлении перспективных геологических объектов в подсоловых отложениях.

В пределах основной структуры авторами по материалам априорной геологической информации (месторождения-аналоги) и комплексной интерпретации данных сейсморазведки 3D выявлены перспективные геологические объекты, отождествляемые с карбонатными постройками серпуховско-башкирского карбонатного комплекса в пределах центрального купола ОНГКМ. Исследуемые отложения предположительно сформированы в условиях мелководного морского бассейна. Их коллекторские свойства в региональном масштабе исследования могут быть охарактеризованы пустотностью 5...10 % и ее возрастанием к кровле башкирского горизонта (структуры облекания), что не противоречит условиям ОНГКМ.

Проницаемость пород определяется проницаемостью пористого скелета и трещин. Согласно результатам опробования и испытаний выявленные на месторождениях Соль-Илецкого НГР объекты предположительно имеют смешанный характер насыщения с условным положением контактов, что ожидаемо при проведении ГРП в серпуховско-башкирских отложениях Центрального купола ОНГКМ.

Список литературы

1. Поляков Е.Е. Подсчет запасов Оренбургского НГКМ с использованием результатов сейсморазведки МОГТ-3Д: отчет / Е.Е. Поляков, Е.А. Пылев, К.М. Семенова и др. – СПб., 2017.
2. Васильев В.Г. Газовые и газоконденсатные месторождения: справ. / В.Г. Васильев, В.И. Ермаков, И.П. Жабров и др. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1983. – 375 с.
3. Мязина Н.Г. Характеристика физико-химических свойств нефтей Нагумановского месторождения / Н.Г. Мязина, Н.М. Назырова // Университетский комплекс как региональный центр образования, науки и культуры: материалы Всерос. науч.-метод. конф. 29–31 января 2014 г. – Оренбург: Оренбург. гос. ун-т, 2014. – С. 1592–1597.
4. Багманова С.В. Геология Волго-Уральской нефтегазоносной провинции: учеб. пособие / С.В. Багманова, А.С. Степанов, А.В. Коломоец и др. – Оренбург: Оренбург. гос. ун-т, 2019. – 127 с.
5. Левянт В.Б. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернового типа / В.Б. Левянт, И.Ю. Хромова, Е.А. Козлов и др. – М.: ЦГЭ, 2010.

Indication of carbonate buildups and outlooks for discovering new hydrocarbon deposits within Serpukhov-Bashkir carbonate series at Central dome of Orenburg oil-gas-condensate field

D.S. Volkov¹, Ye.G. Abarbanel^{2*}

¹ “ZN NTTs” LLC, Premises 35/110/1000, Block 1, Bld. 9, Armyanskiy pereulok, Moscow, 101000, 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: E_Abarbanel@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. This paper presents complex interpretation of geological and geophysical data, which enabled indication of the carbonate buildups in the Serpukhov-Bashkir carbonate series of Orenburg oil-gas-condensate field. Authors analyze the key risks and uncertainties when traversing the outlined objects in order to optimize the further geological prospecting works. Considering the data of well testing, they also predict the reservoir quality of the carbonate buildups and describe the outlooks for oil and gas presence there.

Keywords: Orenburg oil-gas-condensate field, carbonate buildup, seismic measurements, dynamic analysis.

References

1. POLYAKOV, Ye.Ye., Ye.A. PYLEV, K.M. SEMENOVA et al. *Calculating reserves of Orenburgskoye oil-gas-condensate field using 3D CDP seismic measurements* [Podschet zapasov Orenburgskogo NGKM s ispolzovaniyem rezultatov seysmorazvedki MOGT-3D]: report. St. Petersburg, 2017.
2. VASILYEV, V.G., V.I. YERMAKOV, I.P. ZHABREV et al. *Gas and gas-condensate fields* [Gazovyye i gazokondensatnyye mestorozhdeniya]: reference book. 2nd ed. revised. Moscow: Nedra, 1983. (Russ.).
3. MYAZINA, N.G., N.M. NAZYROVA. Physical-chemical characteristics of oils at Nagumanovskoye field [Kharakteristika fiziko-khimicheskikh svoystv neftey Nagumanovskogo mestorozhdeniya]. In: *Multiversity as a regional center of education, science and culture* [Universitetskiy kompleks kak regionalnyy tsentr obrazovaniya, nauki i kultury]: proc. of the All-Russia scientific and methodological conference, Orenburg, January 29–31, 2014. Orenburg: Orenburg State University, 2014, pp. 1592–1597. (Russ.).
4. BAGMANOVA, S.V., A.S. STEPANOV, A.V. KOLOMOYETS et al. *Geology of Volga-Urals oil-gas-bearing province* [Geologiya Volgo-Uralskoy neftegazonosnoy provintsii]: learning guidelines. Orenburg: Orenburg State University, 2019. (Russ.).
5. LEVYANT, V.B., I.Yu. KHROMOVA, Ye.A. KOZLOV et al. *Methodical recommendations on applying seismic data to calculate hydrocarbon reserves in carbonaceous rocks with fissured-cavernous porosity* [Metodicheskiye rekomendatsii po ispolzovaniyu dannykh seysmorazvedki dlya podscheta zapasov uglevodorodov v usloviyakh karbonatnykh porod s poristostyu treshchinno-kavernovogo tipa]. Moscow: Tsentralnaya geofizicheskaya ekspeditsiya, 2010. (Russ.).

УДК 553.982.2:(622.031:004.942)

Цифровые модели массивов горных пород и их применение для изучения нетрадиционных ресурсов нефти

У Сунтао^{1,2,3*}, Цзян Сяохуа^{1,2,3}, Тянь Хуа^{1,2}, Ляо Фэнжун^{1,2}, Юй Цун^{1,2,3}, Гуань Моду^{1,2,3}

¹ Научно-исследовательский институт разведки и разработки нефтегазовых месторождений, Китайская национальная нефтегазовая корпорация, КНР, 100007, Пекин, ул. Дунъянвэйцзе, д. 9

² Национальный центр исследования и добычи нефти и газа из малопроницаемых пластов, КНР, 100083, Пекин

³ Главная государственная лаборатория континентальной сланцевой нефти, КНР, 163712, провинция Хэйлунцзян, г. Дацин

* E-mail: wust@petrochina.com.cn

Ключевые слова: цифровая модель массива горной породы, сланцевая нефть, нанопоры, непрерывное нефтенакпление.

Тезисы. Для мировой нефтяной промышленности нетрадиционные ресурсы превратились в один из важнейших объектов разведки и добычи, особенно в Северной Америке и Китае. Нетрадиционные залежи углеводородов характеризуются чрезвычайно мелкими порами и крайне низкой проницаемостью, в связи с чем для оценки их точных параметров и продуктивности может быть полезна цифровая модель массивов горных пород. С целью исследования структуры, минералогии, поровой трещиноватости, нефтегазонасыщенности пород и содержания в них органического вещества в интервале от нанометрового до метровых диапазонов авторы объединили методы нанометровой компьютерной томографии, сканирующей электронной микроскопии с полевой эмиссией, ядерно-магнитного резонанса, рентгенофлуоресцентного и геохимического анализа. Применительно к плотным коллекторам ключом к оценке ресурсов считаются формирование и эволюция эффективных толщин пласта. С учетом высоких температур и давлений разработан специальный кернодержатель, при установке в компьютерном нанотомографе позволяющий наблюдать трехмерную картину эволюции пористости в реальных полевых условиях и распространение трещин в богатых органическим веществом сланцах с максимальной глубиной залегания более 10 тыс. м. Пятиступенчатая модель эволюции пористости продемонстрировала, что самую низкую пористость имеют сланцы с показателем отражения витринита ~ 0,8...0,9 %. Эта информация может иметь ценность для выделения наиболее перспективных зон разработки. Фактические гидроразрывы, соединяющие наноразмерные поры в матричных минералах, составляли ~ 10...100 мкм, и эти результаты могут оказаться полезными для оптимизации размера расклинивающих агентов. Кроме того, комбинация методов геохимического растворения и ядерно-магнитного резонанса дала возможность получить сведения о содержании свободной и адсорбированной нефти.

В настоящее время собирается все больше информации о нетрадиционных ресурсах, поиск новых данных становится важным направлением цифрового моделирования. Серьезной проблемой является то, как получить дополнительную информацию из этих больших объемов данных. В перспективе цифровые модели массивов горных пород могли бы применяться: (1) для высокоточной оценки порового пространства и содержания самоаккумулирующихся углеводородов в условиях естественного залегания; (2) оценки движения углеводородов в масштабах пор и коллекторов; (3) в качестве искусственного интеллекта для анализа больших данных.

Нетрадиционные нефтяные ресурсы, которые тесно связаны с системой черных глинистых сланцев, стали одной из важнейших целей разведки и добычи в мировой нефтяной промышленности, особенно в Северной Америке и Китае [1–4]. В Китае в изобилии имеются нетрадиционные ресурсы, в том числе нефть плотных коллекторов, газ плотных коллекторов, сланцевая нефть и сланцевый газ. В 2023 г. добыча нетрадиционных ресурсов составила более 30 % от общего объема добычи нефти в Китае.

Нетрадиционные ресурсы хранятся в порах микро- или нанометрового масштаба (их размер составляет всего 1...0,1 % от диаметра человеческого волоса). Более того, нетрадиционные ресурсы в Китае характеризуются переменчивостью и быстрым изменением минерального состава [5]. Например, в палеогеновой сланцевой системе Цайдамского бассейна на глубине 10 м имеются восемь типов отложений,

отличающихся литологическим составом, а мощность одного слоя составляет всего 0,2...0,5 м [5]. Слоистость породы хорошо развита, что приводит к гораздо большей неоднородности сланцев.

Цифровое моделирование

В настоящее время для оценки нетрадиционных ресурсов углеводородов в Главной государственной лаборатории континентальной сланцевой нефти (КНР) (далее – лаборатория) применяются три цифровые модели: 1) массива горных пород; 2) обнажений горных пород и 3) коллектора (рис. 1). Перечисленные технологии способны расширить диапазон исследований авторов от наноразмерных пор до резервуаров километрового масштаба. Применительно к цифровой модели массивов горных пород внимание ученых сосредоточено на четырех аспектах, а именно: минералогии, органическом веществе, системе пор и трещин и особенностях залегания нефти. В лаборатории разработаны четыре комплекса экспериментальных исследований нетрадиционных коллекторов с применением рентгенофлуоресцентного анализа (РФА), сканирующей электронной микроскопии (СЭМ) с полевой эмиссией и трехмерной компьютерной томографии.

Первый комплекс тестов дает многомасштабную характеристику резервуара: сочетание медицинской компьютерной томографии (КТ), микро-КТ, нано-КТ и СЭМ с фокусированным ионным пучком (ФИП-СЭМ) обеспечивает трехмерную реконструкцию системы пор и трещин коллектора. Второй комплекс экспериментов с использованием РФА и СЭМ Qemscan, которые могут быть объединены с рентгеноструктурным анализом, позволяет наблюдать за распределением минералов и изучать контактные связи между ними (для работы с нетрадиционными коллекторами крайне важна структура мелкозернистой породы, в частности, при гидроразрыве пласта). Третий комплекс измерений позволяет оценивать залегание и подвижность нефти: используются методы определения смачиваемости различных участков пор при высоких значениях температуры и давления, атомно-силовая микроскопия (АСМ) высокого разрешения, СЭМ-визуализация. Все это может быть полезно для построения трехмерной минералогической модели. Четвертый комплекс исследований предполагает применение искусственного интеллекта и технологий Big Data. Помимо высокой стоимости основной проблемой при цифровом моделировании массивов горных пород являются большие объемы данных. Крайне

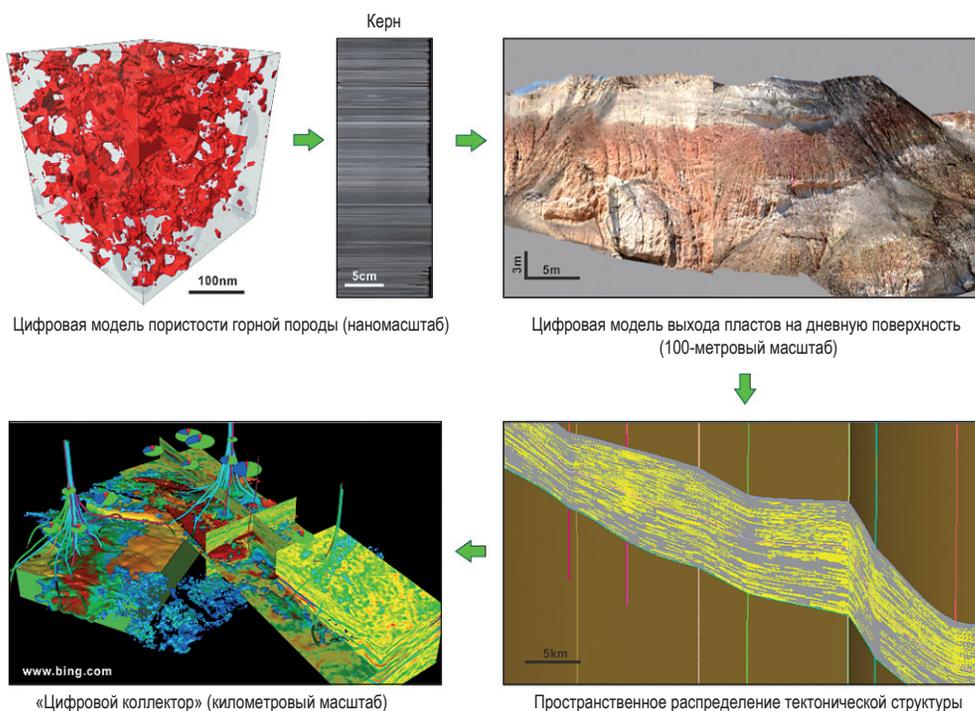


Рис. 1. Цифровая процедура определения характеристик залежи

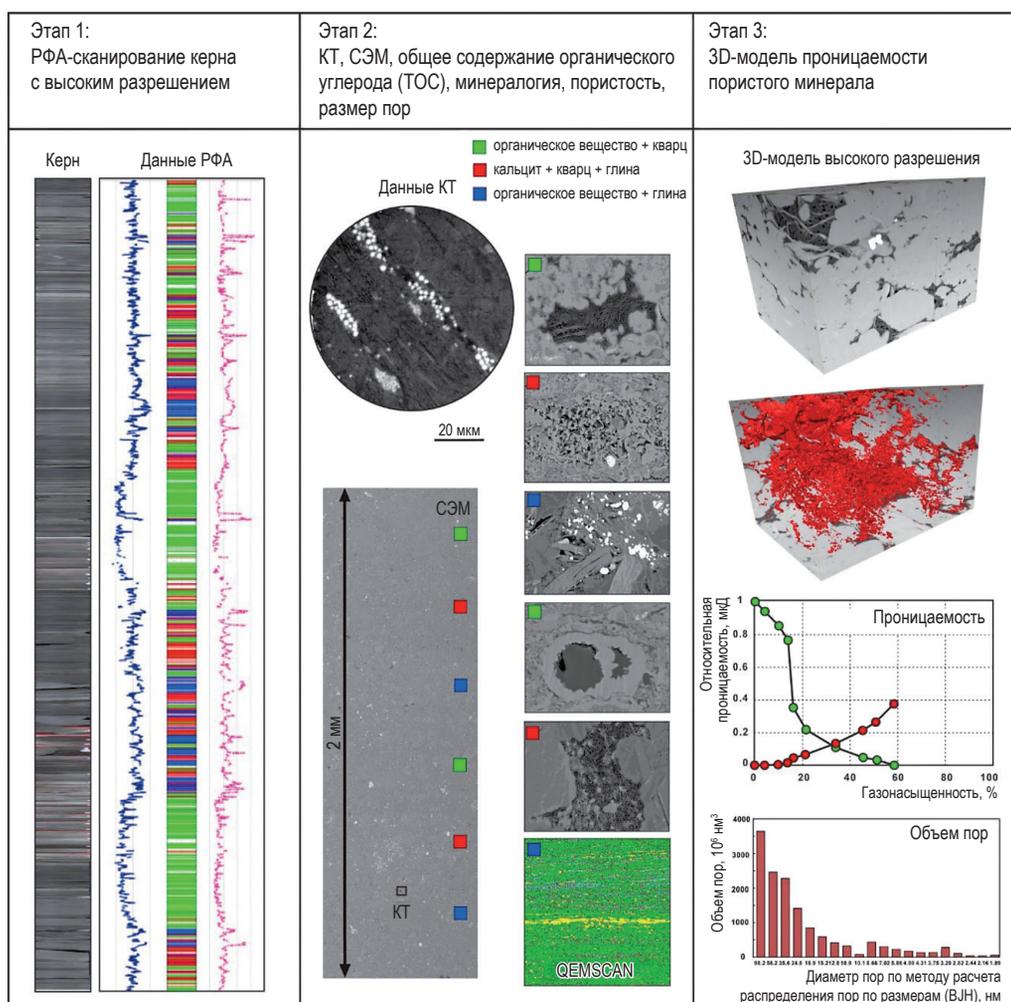


Рис. 2. Процедура анализа цифровой модели массива горных пород

важно эффективно и рационально использовать эти данные. В лаборатории создали набор данных объемом 500 ТБ и попытались использовать искусственный интеллект для их обработки (рис. 2).

Новые достижения в области компьютерного моделирования массивов горных пород

Минимальный (элементарный) представительный объем (англ. representative elementary volume, REV) – это ключ к устранению или уменьшению влияния неоднородности. Хорошо иллюстрирует данный тезис старинная притча о том, как слепцы на ощупь пытались определить внешний вид слона: поскольку каждый из них имел доступ только к одной части тела слона, их описания целого слона сильно отличались друг от друга. Вот почему следует определять REV.

Существует много методов численного моделирования REV. Далее будет представлен

метод склейки СЭМ-изображений для исследования REV. Так, для получения большого изображения объединили ~ 800...1500 снимков разрешением 14 нм на пиксел каждое. Для каждого снимка определялась пористость изображенного участка образца. Затем снимки поэтапно объединяли, наращивая их количество: с 1-го по 4-й, по 9-й, по 16-й и т.д. Наконец, все снимки были слиты вместе. На каждом этапе для склейки снова рассчитывалась пористость.

Описанным способом были изучены два образца породы (рис. 3). Сравнение полученных результатов продемонстрировало одинаковую тенденцию. С увеличением количества изображений результат, как правило, оставался стабильным. Определили, что REV должен составлять 600 мкм. Кроме того, размер большинства пор меньше 600 нм. Следовательно, в сланцах REV должен в 1000 раз превышать диаметр пор.

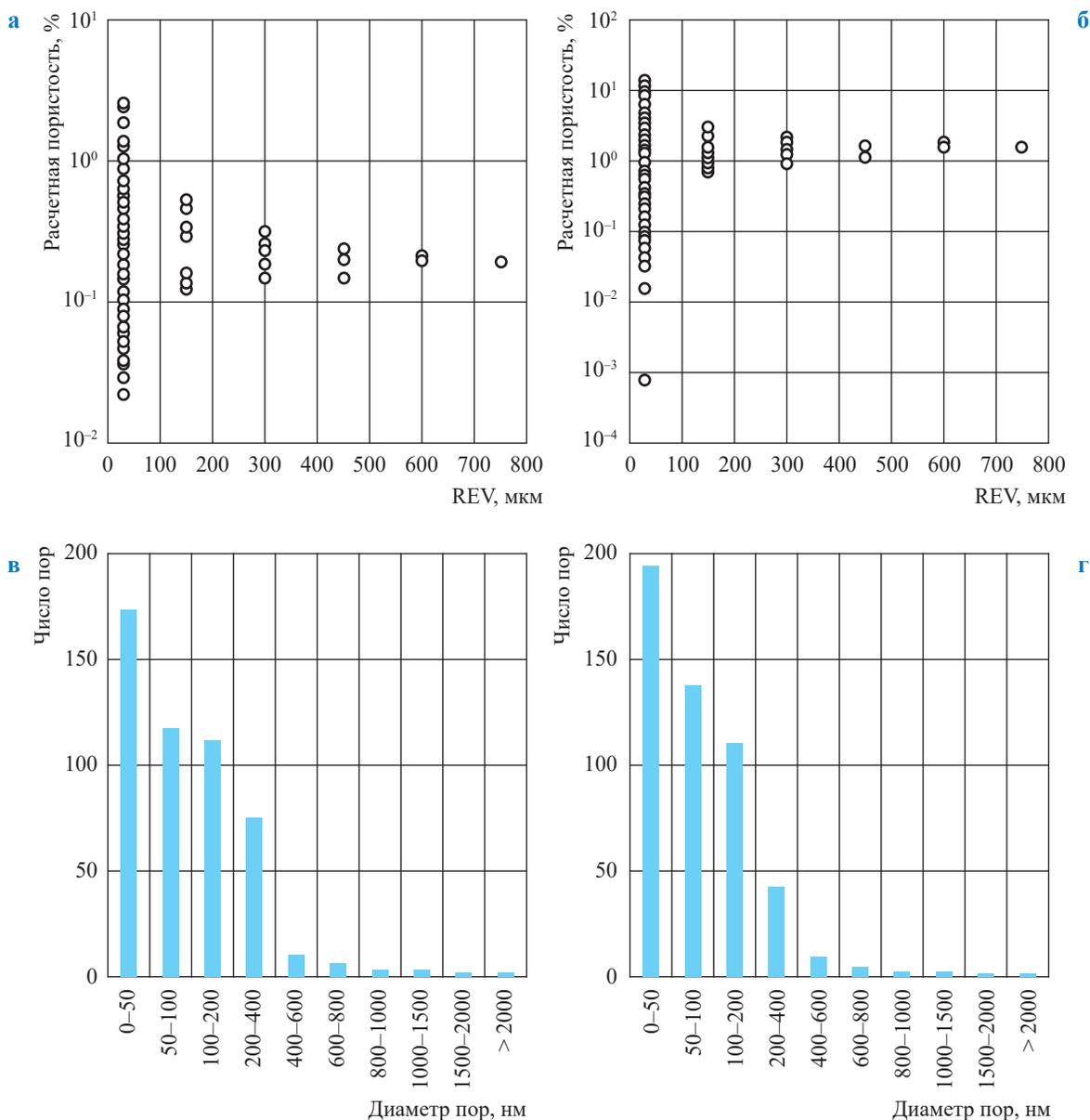


Рис. 3. Определение REV на образцах № 1 (см. а и в) и № 2 (см. б и г): зависимость REV от расчетной пористости (см. а и б); распределение пор по диаметрам (см. в и г)

Эволюция пористости и развитие искусственных трещин при гидроразрыве пласта. Общеизвестно, что традиционная КТ проводится только при комнатной температуре и давлении, не позволяя отразить состояние образца в пластовых условиях. В лаборатории разработан и установлен топографический держатель образцов для выполнения нано-КТ в условиях высоких давлений и температур, моделирующих реальные полевые условия. Максимальная температура составляет 600 °С, максимальное давление – 55 МПа.

Картина изменения пористости указывала на то, что с повышением температуры

непрерывно образовывалось все больше и больше пор. Однако при увеличении масштаба снимка с гораздо меньшим шагом температуры выяснилось, что пористость сначала растет, затем немного уменьшается, а затем снова растет (рис. 4, см. А₁...А₄). Начиная со стадии низкой зрелости и заканчивая первой половиной стадии образования нефти, уплотнение коллектора продолжается и приводит к снижению пористости. Органический материал начинает пиролизиться, создавая новые ОП, но образующиеся жидкие УВ адсорбируются и растворяются в керогеновой структуре, что приводит к набуханию ОБ (см. В₁...В₄ на рис. 4).

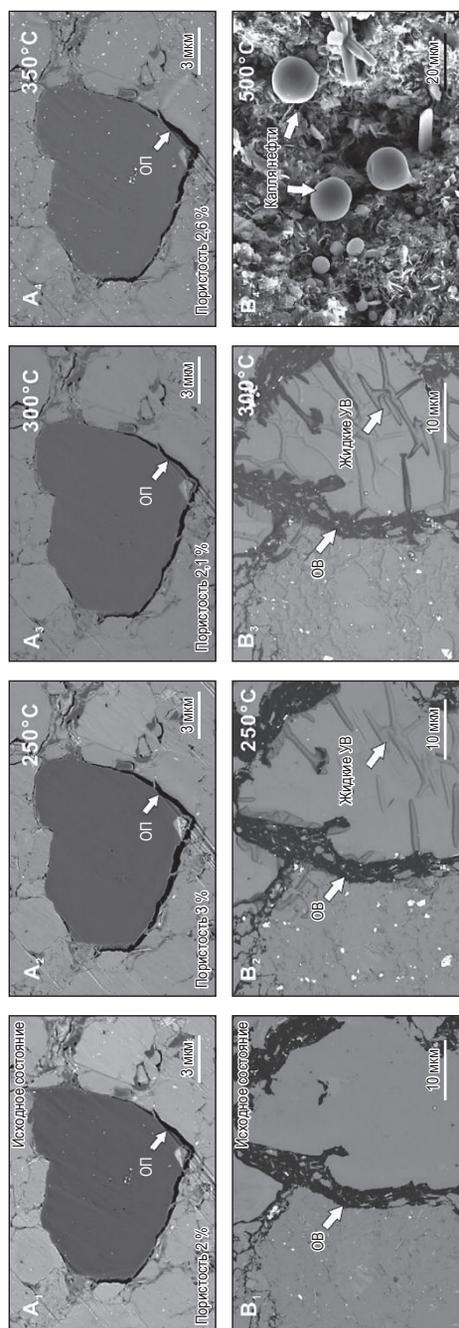


Рис. 4. Снимки СЭМ, показывающие изменение пористости (см. А₁...А₄) и генерацию углеводородов (УВ) (см. В₁...В₄) в процессе термической эволюции сланцев: ОБ – органическое вещество; ОП – органическая пора [6]

Таким образом, количество неорганических пор продолжает сокращаться, в то время как количество ОП имеет тенденцию сначала к увеличению, а затем к уменьшению.

Разобравшись в этом процессе, авторы создали модель 5-стадийной эволюции пористости. Модель продемонстрировала, что сланцы с показателем отражательной способности витринита $R^o \sim 0,7...0,9\%$ имеют минимальную пористость (рис. 5), что может пролить свет на выделение наиболее перспективных зон разработки сланцевой нефти.

Помимо эволюции пористости изучалось также развитие искусственных трещин. Трехмерное моделирование изображений, полученных посредством рентгеновской микро-КТ, показало весь процесс развития трещин в исследуемых образцах при увеличении напряжений нагружения. Инициация и развитие новообразованных трещин, как правило, происходили вдоль участка с большим количеством пор. На рис. 6 показана взаимосвязь развития трещины и ранее существовавшей системы пор. Как на двумерных изображениях в плоскости X–Z (см. А₁, В₁, С₁) так и в трехмерных моделях (см. А₂, В₂, С₂) распределение ранее существовавших пор было весьма неоднородным (см. А₁, А₂). Между участками с различными видами пор имеется граница, и обнаружено, что вдоль границы образовывались новые трещины (см. В₁, В₂). После этого трещины расширялись и увеличивались в областях с большим количеством пор, в то время как в области с меньшим количеством пор трещин было немного (см. С₁, С₂). Кроме того, ширина искусственной трещины, соединяющей систему пор микро/наномасштаба, составляет примерно 10...82,5 мкм. Эти данные могут служить ориентиром для оптимизации размера раскливающего агента.

Новая трехмерная система оценки смачиваемости пор. Оценка смачиваемости имеет решающее значение для оценки продуктивности нетрадиционных залежей, особенно в случае микро- и наномасштабной пористости. Ранее смачиваемость поры со всех сторон считалась одинаковой. Однако границы одной поры могут быть представлены разными минералами. Так, на рис. 7 показана пора, которую окаймляют кварц, пирит и карбонатные минералы. Следовательно, ее смачиваемость с разных сторон будет неодинаковой.

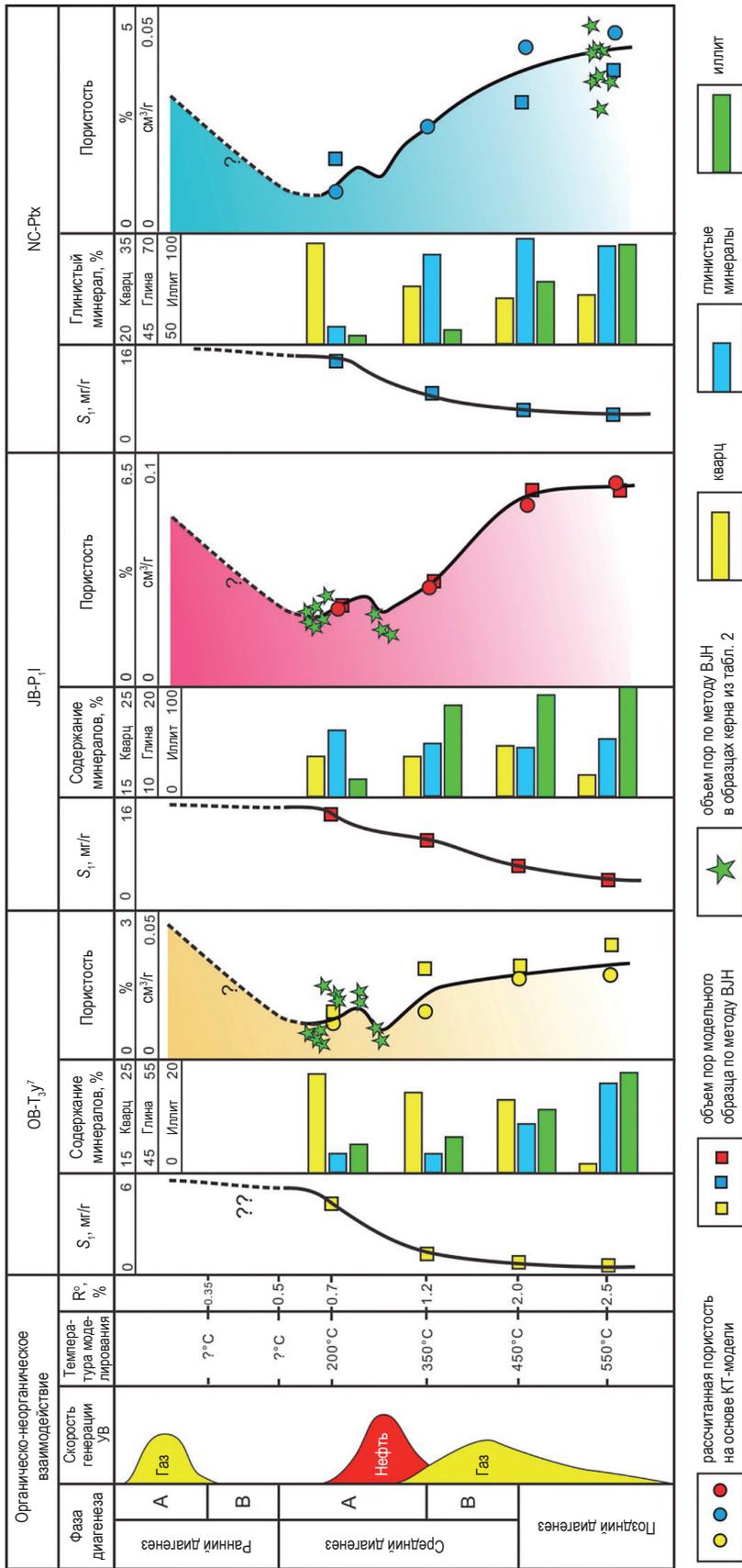


Рис. 5. Схема эволюции пористости в трех образцах сланцев, насыщенных ОВ: S_1 – содержание свободных УВ в образце, измеренное перед анализом [6]

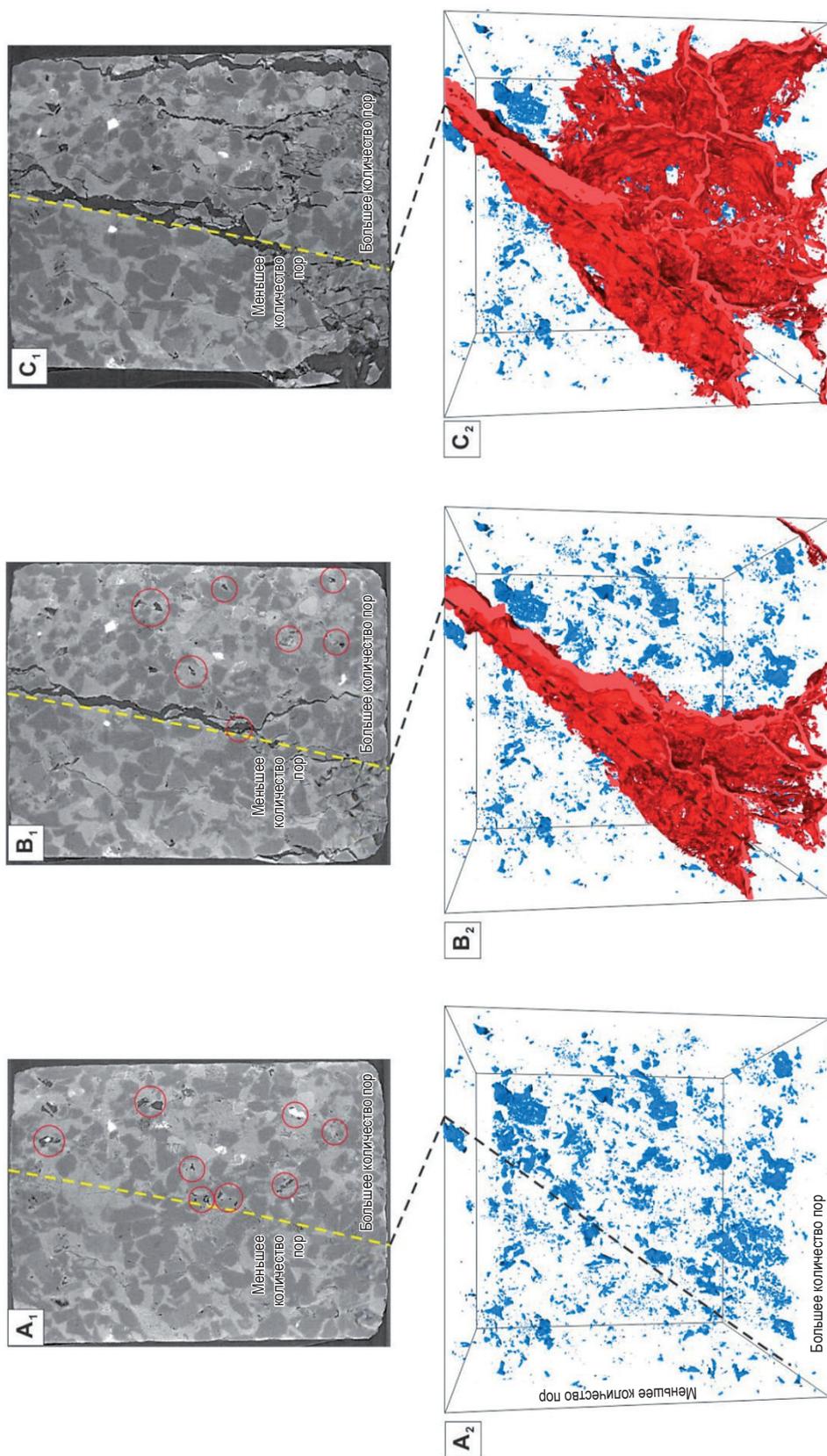


Рис. 6. Взаимосвязь развития трещины и ранее существовавшей системы пор [7]: снимки образца породы в плоскости X-Z (см. A₁, B₁, C₁) и их трехмерные модели (см. A₂, B₂, C₂) при напряжениях нагружения 2,4; 48 и 56 МПа соответственно. Начальная пористость на снимках отмечена красными кружками, на трехмерных изображениях — синим; соответственно новые трещины обозначены желтыми линиями и красным. Первоначальная пористость сильно варьировалась по разные стороны желтой линии, и развитие новых трещин наблюдается на участках с большим количеством пор

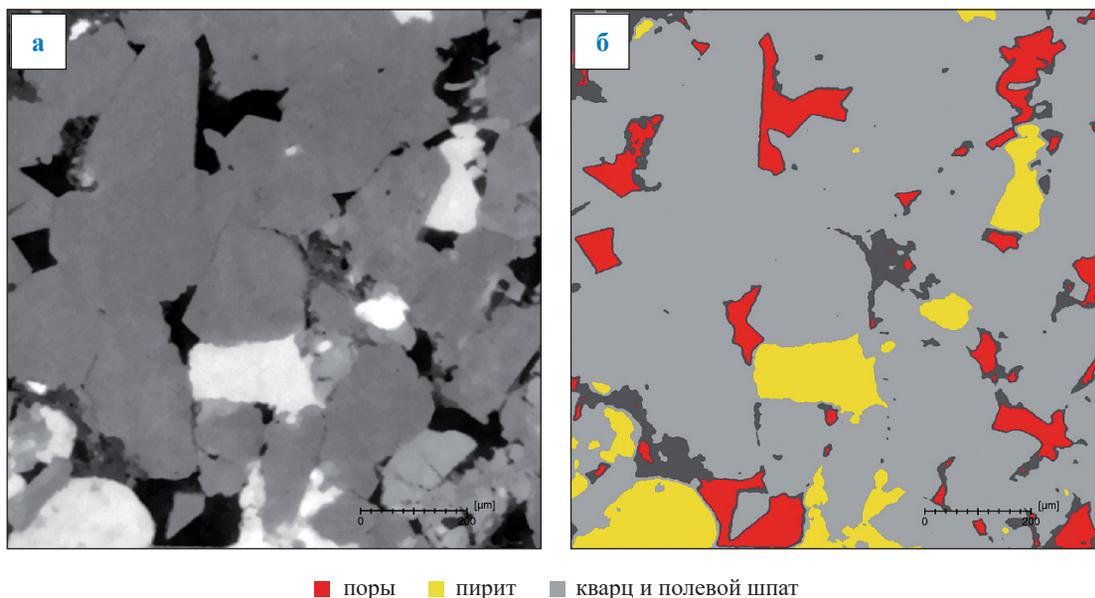


Рис. 7. Срез плотного коллектора: КТ-снимок (а) и его сегментированная копия (б)

Совмещение трехмерной модели массива горных пород с Qemscan-снимком позволяет построить 3D-модель минералогического состава, пористости и смачиваемости породы и на этой базе численно смоделировать механизм фильтрации флюида, включая десорбцию, диффузию и просачивание. Таким образом можно получить подробную информацию о залегании и фильтрации УВ в пластовых системах наномасштабной пористости.

Направления работы в будущем

При компьютерном моделировании массивов горных пород самой сложной задачей является масштабирование модели в большую или меньшую сторону, т.е. экстраполяция керновых данных на поры и обратно. Представляется, что основное внимание следует обратить на следующие аспекты:

- 1) многомасштабную характеристику, интеграцию и анализ больших объемов данных. От лабораторных до геофизических данных еще предстоит пройти долгий путь;
- 2) получение изображений в реальных полевых условиях и с высоким разрешением;

Список литературы

1. Zou Caineng. Geologic significance and optimization technique of sweet spots in unconventional shale systems / Zou Caineng, Yang Zhi, Zhu Rukai et al. // *Journal of Asian Earth Sciences*. – 2019. – Т. 178. – С. 3–19.

- 3) оценку подвижности нефти;
- 4) нефтеносность нетрадиционных коллекторов.

Однако подвижность нефти и продуктивность залежи наиболее важны, поскольку зависят от большего количества факторов. Разработка прецизионной численной модели течения нефти, воды и газа из нанопор в искусственные трещины к стволу скважины является действительно сложной задачей.

Заключение

Именно цифровая модель массивов горных пород может быть полезна для получения точных параметров и моделирования нефтеносности нетрадиционных залежей УВ с чрезвычайно мелкими порами и крайне низкой проницаемостью.

Ключевыми моментами здесь являются определение REV, получение качественных снимков в реальных полевых условиях и в высоком разрешении, многомасштабная интеграция больших данных с использованием искусственного интеллекта.

2. Zhao Wenzhi. Accumulation contribution differences between lacustrine organic-rich shales and mudstones and their significance in shale oil evaluation / Zhao Wenzhi, Zhu Rukai, Hu Suyun et al. // *Petroleum Exploration and Development*. – 2020. – Т. 47. – № 6. – С. 1–11.

3. Kuang Lichun. 陆相页岩油储层评价关键参数及方法 = Key parameters and methods of lacustrine shale oil reservoir characterization / Kuang Lichun, Hou Lianhua, Yang Zhi et al. // *Acta Petrolei Sinica*. – 2021. – T. 42. – № 1. – С. 1–14.
4. Liu Hanlin. Sedimentary depositional environment and organic matter enrichment mechanism of lacustrine black shales: A case study of the Chang 7 member in the Ordos Basin / Liu Hanlin, Zou Caineng, Qiu Zhen et al. // *Acta Sedimentologica Sinica*. – 2023. – T. 41. – № 6. – С. 1810–1829.
5. Li Guoxin. Low organic matter abundance and highly efficient hydrocarbon generation of saline source rock in the Qaidam Basin, NW China / Li Guoxin, Zhang Bin, Wu Kunyu et al. // *Petroleum Exploration and Development*. – 2023. – T. 50. – № 5. – С. 898–910.
6. Wu Songtao. An experimental study of organic matter, minerals and porosity evolution in shales within high-temperature and high-pressure constraints / Wu Songtao, Yang Zhi, Zhai Xiufen et al. // *Marine and Petroleum Geology*. – 2019. – T. 102. – С. 377–390.
7. Wu Songtao. Three-dimensional imaging of fracture propagation in tight sandstones of the Upper Triassic Chang 7 member, Ordos Basin, Northern China / Wu Songtao, Yang Zhi, Pan Songqi et al. // *Marine and Petroleum Geology*. – 2020. – T. 120. – № 104501.

Digital rock and its application for exploration of unconventional petroleum resources

Songtao Wu^{1,2,3*}, Xiaohua Jiang^{1,2,3}, Hua Tian^{1,2}, Fengrong Liao^{1,2}, Cong Yu^{1,2,3}, Modi Guan^{1,2,3}

¹ Research Institute of Petroleum Exploration and Development, CNPC, Bld. 9, Dongzhimen North Street, Dongcheng District, Beijing, 100007, P.R. China

² National Energy Tight Oil and Gas R&D Center, Beijing, 100083, P.R. China

³ State Key Laboratory of Continental Shale Oil, Daqing, 163002, P.R. China

* E-mail: wust@petrochina.com.cn

Abstract. Unconventional petroleum resources have become one of the most important E&P targets in global petroleum industry, especially in North America and China. It is digital rock that could be helpful to obtain accurate parameters and to simulate the hydrocarbon (HC) productivity of unconventional reservoirs with extremely tiny pores and such low permeability. Authors have re-organized the combination of nano-CT, FE-SEM, NMR, XRF and geochemical analysis to investigate the rock structure, mineralogy, pore-fracture, organic matter and HC occurrence from nano-scale to meter scale. The generation and evolution of effective storage space in tight reservoirs are the key for unconventional resources assessment. Self-designed HTHP core holder installed in nano-CT shows 3D in-situ porosity evolution and fracture propagation in the organic-rich shales with maximum burial depth of over 10000 m. A five-stage porosity evolution model had been established, and authors found that the shales with Ro of 0,8...0,9 % had the lowest porosity, which could provide valuable data for sweet-spotting. The actual hydro-fractures that connect the nano-scaled pores in matrix minerals were of ~ 10...100 microns, and these results could be helpful to optimize the size of proppants. Moreover, geochemical solvent and NMR combination helped to obtain the content of free oil and adsorbed oil.

Currently, more and more data had been collected for unconventional resources exploration, and data mining is becoming an important direction for digital rock analysis. How to explore and investigate more information from these big data is a big issue. The future work for digital rock could be focused on: (i) in-situ & HD characterization of storage space and self-stored HC content; (ii) multi-scale evaluation of HC flow from pore-scale to reservoir scale; (iii) AI application to improve the value of big data related to digital rock.

Keywords: digital rock, shale oil; nano-pores, continuous petroleum accumulation.

References

1. ZOU Caineng, YANG Zhi, ZHU Rukai et al. Geologic significance and optimization technique of sweet spots in unconventional shale systems. *Journal of Asian Earth Sciences*, 2019, 178, pp. 3–19, ISSN 1367-9120.
2. ZHAO Wenzhi, ZHU Rukai, HU Suyun et al. Accumulation contribution differences between lacustrine organic-rich shales and mudstones and their significance in shale oil evaluation. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, vol. 47, no. 6, pp. 1–11, ISSN 1876-3804.
3. KUANG Lichun, HOU Lianhua, YANG Zhi et al. Key parameters and methods of lacustrine shale oil reservoir characterization [陆相页岩油储层评价关键参数及方法]. *Acta Petrolei Sinica*, 2021, vol. 42, no. 1, pp. 1–14, ISSN 0253-2697. (Chinese).

4. LIU Hanlin, ZOU Caineng, QIU Zhen et al. Sedimentary depositional environment and organic matter enrichment mechanism of lacustrine black shales: A case study of the Chang 7 member in the Ordos Basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2023, vol. 41, no. 6, pp. 1810–1829, ISSN 1000-0550.
5. LI Guoxin, ZHANG Bin, WU Kunyu et al. Low organic matter abundance and highly efficient hydrocarbon generation of saline source rock in the Qaidam Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, vol. 50, no. 5, pp. 898–910, ISSN 1876-3804.
6. WU Songtao, YANG Zhi, ZHAI Xiufen et al. An experimental study of organic matter, minerals and porosity evolution in shales within high-temperature and high-pressure constraints. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, vol. 102, pp. 377–390, ISSN 0264-8172.
7. WU Songtao, YANG Zhi, PAN Songqi et al. Three-dimensional imaging of fracture propagation in tight sandstones of the Upper Triassic Chang 7 member, Ordos Basin, Northern China. *Marine and Petroleum Geology*, 2020, vol. 120, no. 104501, ISSN 0264-8172.

УДК.55.001

Роль ВНИИГАЗа в развитии нефтегазовой геологии России и мира в XX–XXI вв.

М.Я. Зыкин¹, В.А. Скоробогатов^{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: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова:

наука, геология, нефть, газ, месторождение, прогноз, поиски, разведка, запасы, ресурсы, генерация, формирование, онтогенез, закон, закономерность, правило.

Тезисы. Кратко рассмотрены итоги развития нефтегазовой геологии (НГГ) России и мира, достижения, нерешенные проблемы. Показана роль российских газовых геологов в ее становлении и прогрессе, перечислены сформулированные ими основные закономерности и правила НГГ. Наиболее выдающиеся результаты на всех направлениях газовой науки были получены в 1977–2000 гг., когда ВНИИГАЗ возглавлял член-корр. РАН д.т.н. проф. А.И. Гриценко.

В статье освещаются историография и основные достижения такой науки, как нефтегазовая геология (НГГ), в развитие которой во второй половине XX в. значительный вклад внесли геологи ВНИИГАЗа – главного научного центра газовой промышленности в годы ее расцвета (1971–1990 гг.) и в трудный период последнего десятилетия минувшего столетия (1991–2000 гг.). В эти годы директором института был член-корреспондент РАН д.т.н. Александр Иванович Гриценко, известный специалист в области разработки и эксплуатации газовых и газонефтяных месторождений, всемерно способствовавший развитию газовой геологии как части НГГ. А геология (запасы и ресурсы углеводородов) и разработка тесно связаны друг с другом. «Эра Гриценко» во ВНИИГАЗе была весьма успешной и плодотворной по всем направлениям науки о природном газе.

Все науки, выделенные за многие тысячелетия развития человеческой цивилизации (общества), – математика, физика, химия, биология, философия и многие другие – создаются, развиваются и существуют по своим, только им присущим (специфическим) законам формирования, изменения, развития и совершенствования. Конечной точки развития нет ни у одной из наук. То же относится и к НГГ – части общей геологии как науки о Земле. Вообще, самыми древними были две науки – астрономия и геология (о том, что над головой и под ногами...). Потом уже появились философия, медицина и др. (в I тысячелетии до н.э.).

Само возникновение НГГ произошло на рубеже XIX и XX вв., когда настала необходимость объяснять условия формирования и закономерности размещения в осадочных бассейнах (ОБ) первых открываемых месторождений углеводородов (МУВ) и пытаться прогнозировать новые открытия. Историографии и периодизации НГГ, так же как и важнейшим этапам и результатам, полученным за последние 150 лет, в том числе и в России, посвящен ряд исследований [1–49].

Периодизация развития НГГ как науки

I. 1871–1900 гг. Ранний период – начальный этап. Первые труды по отдельным проблемам размещения, формирования, поисков и разведки углеводородных скоплений (УВС), о генезисе нефти и газа. Появление и обоснование гравитационной (антиклинальной) теории разделения геофлюидов в недрах ОБ. Появление поисковой парадигмы: искать УВ на поднятиях (положительных структурах). До этого искали по поверхностным нефте- и газопроявлениям – следам, вообще говоря, разрушения, а не формирования УВС.

II. 1901–1930 гг. Становление геологии нефти как науки. Первые попытки прогнозирования нефтегазоносности недр ОБ «закрытого» типа, в пределах которых поверхностные нефте- и газопроявления отсутствуют. Методы направленных поисков скоплений нефти (и газа) отсутствовали. Бурение «диких кошек» (по сути, наобум, по наитию / чутью геологов...). Эффективность поисково-разведочных работ (ППР) была повсеместно низкой.

III. 1931–1960 гг. Первые обобщающие труды в области НГГ. Появление различных гипотез образования нефти и газа [4, 25, 32, 43, 46 и др.].

IV. 1961–1990 гг. «Золотое тридцатилетие», наиболее плодотворный период в науке и практике прогнозирования, поисков и разведки, обоснования минерально-сырьевой базы (МСБ) нефте- и газодобычи. В этот период были опубликованы выдающиеся труды ряда ученых в области геологии и геохимии нефти и газа [2, 5, 6, 9–11, 15, 17, 18, 21, 24, 26–28, 30, 34, 35, 42, 45, 47, 49].

V. 1991–2020 гг. В последнее десятилетие XX в. наблюдались кризисные явления в области НГГ. Медленное возрождение в нулевые годы. Осознание достижений и промахов НГГ, выделение нерешенных проблем, разработка концепции дальнейших исследований, прогнозы на XXI столетие [1, 3, 8, 16, 22, 40 и др.]. Переосмысление многих понятий и закономерностей (2001–2020 гг.).

VI. 2021–2050 гг. Завершающий (?) период развития науки о нефти и газе (практика нефтегазодобычи будет продолжаться, вероятно, до последних десятилетий XXI в.). Многое (почти все) уже понятно, понято и принято. Период обобщения, осмысления и переосмысления всего, что накоплено в НГГ. Этот период уже начался... [23, 36, 41].

Главным и одновременно универсальным законом НГГ был и остается закон распространения в недрах ОБ газа и нефти: повсюдность газа и дискретность нефти, а их фазообособленные скопления (УВС) в ловушках – это конечные (в результате онтогенеза), но в масштабах пространства-времени все же промежуточные состояния углеводородной материи, такие фазообособленные «островки» на фоне подземного «океана» воды [16, 38, 40, 44].

В науке объяснить (достаточно логично, правдоподобно) накопленные факты означает понять развитие того или иного явления или

процесса, их результаты, с той или иной вероятностью предположить его происхождение (генетические корни) и получить возможность прогнозировать (новые открытия) – правильно (по результатам) и логично, т.е. корректно, (по сути) с минимальными рисками неуспеха.

Главное предназначение НГГ как науки – прогноз, предсказание существования (развития) УВС внутри ловушек в недрах тех или иных ОБ, научное обеспечение и сопровождение поисков и открытий, разведки и освоения месторождений и залежей газа и нефти различной величины и фазового состояния (чем крупнее – тем лучше, преимущественно газосодержащих для газодобывающих компаний и нефтесодержащих для нефтедобывающих), в дальнейшем мониторинг состояния и обеспечение оптимального развития как отдельных месторождений (в рамках их жизненного цикла), так и нефтегазоносных областей и провинций (НГО, НГП) и МСБ УВ в целом.

Огромный вклад в становление и развитие НГГ и органической геохимии внесли российские ученые Михайло Ломоносов, И.И. Аммосов, А.Д. Архангельский, И.О. Брод, Н.Б. Вассоевич, Т.А. Ботнева, В.Г. Васильев, И.В. Высоцкий, В.И. Вернадский, В.С. Вышемирский, Э.М. Галимов, И.М. Губкин, Ф.Г. Гурари, А.Ф. Добрянский, Н.А. Еременко, В.И. Ермаков, Б.П. Жижченко, М.К. Калинин, А.А. Карцев, А.Л. Козлов, Е.С. Ларская, Н.В. Лопатин, С.П. Максимов, В.Д. Наливкин, И.И. Нестеров, С.Г. Неручев, Е.А. Рогозина, К.Ф. Родионова, Н.Н. Ростовцев, В.П. Савченко, В.А. Соколов, В.С. Сурков, В.А. Успенский, А.А. Ханин, В.П. Якуцени [4–6, 9, 12, 20, 21, 24–26, 28, 30, 34, 35, 42, 44, 46, 48] и зарубежные исследователи Ф. Бертран, М.А. Бестужев, Д. Вельге, У. Гассоу, Х. Грюнау, Дай Динсинь, Г. Деру, П.А. Дикки, Б. Дюран, Р. Кинг, Дж. Коннан, А.И. Леворсен, Дж.Е. Клейпул, Х.Д. Клемме, М. Луи, К. Лэндс, Дж. Мастерс, Ф. Норт, П. Пеле, А. Перродон, Г. Потонье, Д.Д. Райс, Дж. Смит, Л.Р. Сноудон, Д. Сэксби, М. Тайхмюллер, Б. Тиссо, Д. Уайт, Дж. Филиппи, Х. Хедберг, Ху Цзяньи, М. Шоэлл [10, 11, 18, 27, 31–33, 45, 49]. Лучшими теоретиками в области НГГ и геохимии всегда были российские ученые, в области экспериментальных и прикладных исследований – американские, французские, немецкие ученые.

Российская нефтегазовая геология находится на передовых рубежах развития горной

науки более 60 лет. Многие идеи, концепции, учения о формировании, эволюции и размещении УВ-скоплений в недрах и потенциальных ресурсах нефти и газа впервые были высказаны и получили развитие в трудах российских исследователей [4, 6, 9, 12, 15, 17, 19, 22, 23, 25, 26, 28, 30, 35, 38, 43 и др.]. У истоков российской НГГ в тридцатых-сороковых и в начале пятидесятых годов прошлого столетия стояли известные геологи и нефтяники – А.Д. Архангельский, И.О. Брод, Н.Б. Вассоевич, И.В. Высоцкий, И.М. Губкин, А.Л. Козлов, Д.В. Наливкин, В.П. Савченко, И.Н. Стрижов, Н.Ю. Успенская и др.

НГГ – наука сложная, многоаспектная, постоянно развивающаяся (живая). Состоит из множества направлений: литология, тектоника, геохимия пород и геофлюидов, термобарика, гидрогеология, тектонодинамика и др. И все они взаимодействуют в пространстве-времени.

В 1950–1960-х гг. большое значение для НГГ имели работы И.О. Брода, Н.Б. Вассоевича, И.В. Высоцкого, А.А. Карцева, С.Г. Неручева, В.П. Савченко, В.А. Соколова, В.А. Успенского.

Подлинный расцвет теоретической и практической НГГ в России и СССР пришелся на тридцатилетний период 1966–1995 гг. Геологи Мингазпрома (1948–1993 гг.) внесли весомый вклад в ее развитие. Научные школы и отдельные направления газовой геологии во ВНИИГАЗе возглавляли и развивали В.Г. Васильев, В.П. Савченко, Г.И. Амурский, В.И. Ермаков, И.П. Жабрев, Б.П. Жижченко, М.Я. Зыкин, В.Н. Корценштейн, В.А. Скоробогатов, В.Л. Соколов, Н.Н. Соловьев, В.И. Старосельский, В.П. Ступаков, А.А. Ханин, М.О. Хвилевичкий [22, 23]. Широко известной была геохимическая школа ВНИГНИ (К.Ф. Родионова, Е.С. Ларская, Т.А. Ботнева и др.), геологические школы ВНИГРИ, ИГИРГИ. Огромным уважением пользовалась и пользуется геологическая школа МГУ им. М.В. Ломоносова (И.О. Брод, Н.Б. Вассоевич, И.В. Высоцкий и др.) [4, 6, 9 и др.].

В геологии истина проста и конкретна. В НГГ это открытие МУВ с параметрами, предсказанными до бурения, фазовое состояние УВ (величина запасов, добычные возможности и др.). Прогноз нефтегазоносности может быть правильным и корректным только в результате всестороннего анализа условий формирования УВС (онтогенеза газа и нефти) и закономерностей их размещения по площади и разрезу

седиментационных бассейнов (в объеме осадочного чехла / отдельных структурно-литологических комплексов). Главное в рамках НГГ – изучить процессы и явления, происходившие и происходящие в земных недрах и приводящие к формированию и сохранности УВС, создать собственную (авторскую) концепцию онтогенеза газа и нефти.

Фундаментальными проблемами происхождения нефти и газа занимались многие отечественные и зарубежные исследователи – геологи и геохимики нефтегазового профиля (в рамках органической теории УВ): Г.А. Амосов, И.И. Аммосов, Н.Б. Вассоевич, А.Н. Гусева, А.Ф. Добрянский, В.И. Ермаков, Н.В. Лопатин, С.Г. Неручев, Е.А. Рогозина, В.А. Скоробогатов, Б.А. Соколов, В.А. Соколов, В.А. Успенский и М. Бестужев, Д. Вельте, Дай Динсин, Б. Тиссо, Дж. Хант, Х. Хедберг, Ху Дзяньи и мн. др. Эти проблемы изучаются более 100 лет, опубликована обширная литература по всем аспектам происхождения и парагенезиса горючих ископаемых, размещения и прогнозирования месторождений угля, газа и нефти, оценкам их геологических и извлекаемых ресурсов (см. выше).

Принцип «западников», в том числе нефтегазовых геологов и геотехнологов, – найти, добыть, продать, забыть. Высокая наука их особо не волновала и не волнует, особенно в 2001–2024 гг., когда углеводородный потенциал (УВП) недр их стран был исчерпан на 90...98 % (полного исчерпания в открытиях не бывает, всегда остается надежда обнаружить одно или несколько мельчайших УВС).

Российских исследователей в области НГГ всегда занимал весь спектр проблем – от теоретических (генезис нефти и газа и др.) до сугубо практических: предвидение – предсказание и обоснование новых открытий МУВ – поиски и разведка – освоение и добыча. Самый плодотворный период развития нефтяной и газовой отраслей в России, да и в мире, пришелся на последние десятилетия XX в. (примерно 1961–1993 гг.). В это время были опубликованы основополагающие работы в области изучения органического вещества (ОВ) (керогена пород), геологии и геохимии нефти и газа как мирового, так и общероссийского уровней [6, 10, 11, 18, 20, 24, 28, 29, 34, 35, 45, 49]. В завершение этого периода в 1971–2000 гг. была полноценно исследована выдающаяся роль неморских сероцветных, в том числе угленосных, толщ

в газо- и нефтенакоплении и в парагенезисе горючих ископаемых [12, 16, 17, 19, 20, 38, 41].

В области НГГ материковых бассейнов Северной Евразии (СЕА) – России – в последние 70 лет (1951–2020 гг.) очень многое изучено, многое продумано, хотя не все и не до конца понято, но «пространства» для нового фундаментального творчества остается все меньше.

Справедливо заметить, что на Западе интерес к НГГ как к науке сильно снизился в последние 30 лет (после 1990 г.). Причин тому много... Вероятно, главная – исчерпание неоткрытых ресурсов и месторождений: нечего и негде стало искать в недрах большинства ОБ на территории развитых стран. Зато повысился интерес к изучению и освоению нетрадиционных источников УВ, и здесь уж без уточнения онтогенеза газа и нефти в земных недрах точно не обойтись [8, 16, 36 и др.].

Безусловно, изучение многочисленных проблем НГГ как таковой – это хорошо, интересно, часто плодотворно, но недостаточно. Главное – предсказать и открыть новые МУВ и залежи свободного газа и нефти для их дальнейшего промышленного освоения и коммерческой добычи УВ, корректно подсчитать величину и структуру начальных потенциальных ресурсов (НПР) и их неоткрытой части – перспективных и прогнозных ресурсов.

Всем в материальном мире управляют «основополагающие необходимости», а именно, наличие вещества – энергии – пространства – времени. Их взаимопроникающее влияние и определяет все физико-химические процессы на Земле и во Вселенной. То же относится и к формированию МУВ.

Решением всего спектра проблем в рамках развития НГГ России в последние семь десятилетий занимались и занимаются научные коллективы ряда научных институтов: ВНИГРИ, ВНИГНИ, ВНИИГАЗа, ГЕОХИ РАН, ЗапСибНИГНИ, ИГИРГИ, МГУ, РГУНГ им. А.М. Губкина, СНИИГГиМС. Результаты их исследований опубликованы в многочисленных научных трудах [3, 9, 22, 34, 35, 48 и др.]. Применительно ко всему миру по проблемам развития НГГ опубликованы десятки тысяч научных статей, многие тысячи монографий и обзоров, десятки энциклопедий и справочников, но обобщающих работ глобального уровня известно немного, менее 100 [6, 10, 11, 12, 15, 18, 27, 28, 31, 37, 43, 45, 49 и др.].

Газ и нефть в современных залежах, образовавшихся в разнообразных геологических условиях разновозрастных ОБ приповерхностной части земной коры (в большинстве из них в интервале глубин 0,5...7,5 км) и сохранившихся до наших дней в ходе длительной эволюции органо-флюидо-минеральных мегакомплексов пород и после сравнительно кратковременных «революционных ситуаций» в недрах, представляют собой конечные результаты развития УВС. При этом в онтогенетической цепи событий и явлений «генерация – миграция – аккумуляция – консервация = эволюция ↔ разрушение (межкомплексная ремиграция)» фундаментальное значение принадлежит генерационному звену [6, 16, 17, 23, 36, 38]. Эта последовательная цепочка сопряженных в пространстве-времени событий, процессов и явлений, приводящих к формированию, эволюции и сохранности (или разрушению) УВС в ОБ и породах различного типа и возраста всесторонне рассматривалась исследователями ВНИИГАЗа – главного научного центра ПАО «Газпром», работавшими над отдельными проблемами онтогенеза УВ (рисунок).

Величайшая загадка материального мира: как из рассеянного (часто предельно!) состояния того или иного вида материи получают ее сконцентрированные формы? какие физические и химические процессы управляют этим процессом концентрации (в том числе к нефти и газу это имеет непосредственное отношение)? В этой связи самым таинственным, наименее понятным процессом остается процесс первичной миграции (внутри пластов-генераторов), предмиграционной – также первичной – аккумуляции. Со вторичной (коллекторской) миграцией УВ все давно понятно, хотя никто из геологов, естественно, не видел струй УВ, мигрирующих по коллекторам. Существуют предположения, но загадка остается не разгаданной.

Отметим основные достижения в области НГГ геологов ПАО «Газпром» и их коллег за период 1971–2023 гг.:

1) разработка и обоснование общей теории формирования горючих ископаемых (парагенезиса угля и газа, битуминозных сланцев и нефти, разрушающихся в жестких термоматагенетических условиях жидких УВ и высокотемпературного, вторичного по генезису, газа). Установление выдающейся роли

В.И. Ермаков
В.П. Козлов
Л.В. Токарев
В.Л. Соколов
(В.А. Скоробогатов –
обобщение)

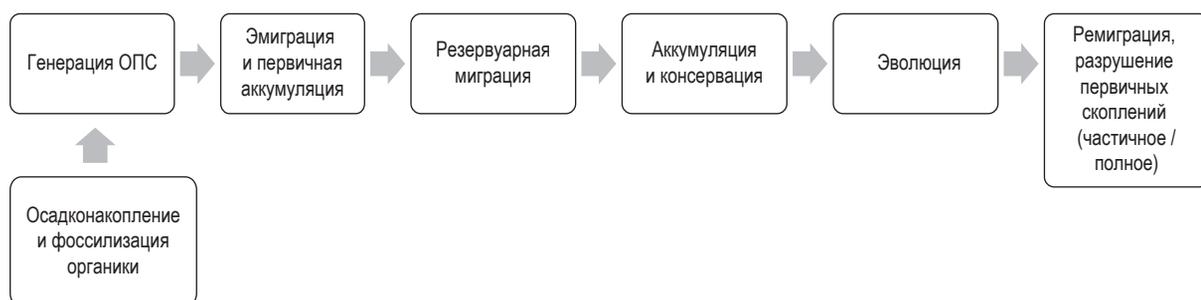
В.П. Савченко
Ю.В. Мухин
В.Ф. Симоненко
В.А. Скоробогатов

В.П. Савченко
А.Л. Козлов
А.С. Панченко

Г.И. Амурский
Я.А. Берето
В.П. Савченко
Н.Н. Соловьев

В.А. Скоробогатов

А.Л. Козлов
В.А. Скоробогатов
Н.Н. Соловьев



Генетическая цепь формирования и эволюции УВС и исследователи ее отдельных звеньев во ВНИИГАЗе: ОПС – органические подвижные соединения

неморских сероцветных толщ в глобальном газонакоплении [1, 9, 28, 38];

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

Наибольший вклад газовые геологи внесли в познание и количественную оценку процессов генерации газа и битумоидов в ОБ различного типа, микрокомпонентного состава и уровня катагенетической преобразованности, а также процессов миграции (первичной и вторичной), но главное – эволюции УВС в земных недрах [17, 23, 35, 38, 44 и др.];

3) создание теории формирования газово-нефтедержащих месторождений-гигантов с обоснованием точных количественно-генетических различий в образовании и размещении уникальных и гигантских скоплений СГ и нефти [7, 37 и др.];

4) обоснование учения о связи геологических и генетических факторов формирования, размещения и прогнозирования УВС, их дифференцированного влияния на все звенья цепи онтогенеза [16, 17, 38];

5) разработка учения о генетических потенциалах газо- и нефтеносности (генерационном, миграционном и др.), а также об общем потенциале нефтегазонакопления и сохранности, количественной и качественной характеристикой

которого служит величина начальных потенциальных ресурсов – НПР – газа и нефти. На основе этого учения были проанализированы условия формирования УВС в большинстве ОБ Евразии (Россия, Центральная Азия, Китай, шельф арктических и дальневосточных морей и др.);

6) разработка оригинальных методик подсчета НПР отдельно газа и нефти. Количественные оценки УВП всех бассейнов СЕА и корпоративные оценки традиционных ресурсов УВ [2, 23, 39];

7) всеобъемлющий анализ генезиса и оценка геологических ресурсов нетрадиционных источников газа и нефти всех видов. Справедливо отметить, что геологи и геотехнологи ВНИИГАЗа были пионерами в области изучения газогидратов, угольного и сланцевого газа и нефти России и мира в целом (работы 1978–2024 гг.) [8, 13, 14, 16, 17, 19, 36, 41 и др.];

8) исследование процессов онтогенеза УВ на глобальном уровне. Авторские оценки мировых ресурсов УВ и числа неоткрытых МУВ важнейших регионов и бассейнов мира.

Газовых геологов, начиная с «патриархов» нефтегазовой геологии во ВНИИГАЗе – В.Г. Васильева, В.И. Ермакова, В.П. Савченко, А.Л. Козлова, В.Л. Соколова и др., всегда отличала независимость суждений, самобытность взглядов на все проблемы НГТ России и мира, собственная точка зрения на все процессы, происходящие в недрах ОБ и в отдельных комплексах пород, неангажированность выводов и результатов исследований, особенно по ресурсным проблемам.

Многие проблемы НГГ вечны. Они были актуальны всегда: в 1940-х, 1960-х, 1980-х, 2000-х гг., будут актуальны и в 2030–2040 гг. и далее. Любая наука, будь то точная или естественная, развивается по законам, закономерностям и правилам, присущим только данной науке. Часть основополагающих закономерностей и правил НГГ [38, 40] имеют универсальный характер. Приведем их краткий перечень (с дополнениями 2024 г.) и характеристику.

1. Чем проще – тем лучше, чем сложнее – тем хуже... Во всех отношениях. Всегда. Везде. Неизменно. Простая, но вместе с тем универсальная закономерность геологии, в том числе нефтегазовой, т.е. формирования, размещения и сохранности месторождений и залежей УВ. Яркий пример – соотношение величин УВП (газового + нефтяного) сеноманского и юрско-го комплексов Западной Сибири, очень простого и чрезвычайно сложного (4...5:1).

2. Правило онтогенетической необходимости газо- и битумообразования (на генерационном этапе развития онтогенеза в сероцветных осадочных толщах), газо- и нефтенакпления в ловушках.

3. Основная закономерность НГГ – повсеместное распространение газа и нефти в рассеянной и концентрированной формах в осадочной оболочке земной коры – от поверхности болот и озер до глубинных зон метатенеза (в аномально высоких термоглубинных условиях: 5...8 км, 140...220 °С).

4. Правило генетической необходимости и непрерывности формирования скоплений УВ в ОБ фанерозойского возраста. В ОБ любых тектонотипов и возрастов в объеме осадочного чехла распространены сероцветные толщи континентального и морского генезиса (от 10 до 90 % от общего объема) – генераторы ОПС. Чем крупнее бассейны, тем выше вероятность формирования разнокалиберных УВС – от мелких до крупных и гигантских по запасам. Поскольку в мире нет ОБ, сложенных только красноцветными континентальными и/или соленосными лагунно-морскими толщами с нулевыми генерационными возможностями, постольку хотя бы минимальная генерация ОПС имеет место всегда – в сероцветных толщах любого генезиса. Но где генерация, там и накопление УВ, хотя бы в минимальных масштабах.

5. Тенденция (правило) повсеместной сегрегации СГ и нефти в скоплениях.

Отсутствуют геологические объекты (НПП, НГО, НГР), в объеме которых запасы и ресурсы газообразных и жидких УВ были бы сопоставимы (50:50 / 40:60 / 60:40). Всегда чего-то больше, часто значительно, чем другого: или свободного газа больше нефти, или нефти больше свободного газа. Правило основано на давно подмеченной закономерности УВ-накопления в недрах: что хорошо для газа, то плохо для нефти и наоборот. Вследствие этого и формируются часто преимущественно и даже исключительно газоносные или нефтеносные регионы, области, районы или комплексы пород. Примеров по миру множество... [16, 19 и др.].

6. Закономерность разной сохранности СГ и нефти в виде фазообособленных залежей. При прочих равных условиях скопления нефти сохраняются чаще, дольше, повсеместнее, чем газа. Это очевидные факты. Трудно удержать газ в недрах в виде скоплений. «Тектоническое дыхание» недр и движения по разломам происходят постоянно. И дегазация недр тоже.

7. Правило неравномерности нефте- и особенно газонакопления: по площади ОБ и в объеме осадочного чехла УВС занимают малую площадь и объем (стандартно от 10...15 до 20...25 %, редко более, в среднестатистических геологических объектах и до 40...50 % в уникальных бассейнах и АГАК пород). Исключения редки и касаются в основном межгорных бассейнов, где генерированным УВ и деваться-то некуда: остается скопиться в центре впадины или выплеснуться за ее пределы и физически разрушиться.

8. Закономерность природной объемной сегрегации нефти и газа. В большинстве нефтегазоносных бассейнов четко прослеживается природная – генетическая – сегрегация СГ и нефти, скопления которых приурочены к преимущественно, а нередко и исключительно, газоносным и, наоборот, нефтеносным областям, районам и комплексам пород [16, 23]. Исключения редки и нехарактерны (смешанного – 50 %:50 % – развития-сосуществования УВ). Особенно рельефно этот закон (закономерность = правило) выполняется для таких мегабассейнов, как Арабо-Персидский, Западно-Сибирский, Баренцевоморский, Амударьинский и др.

9. Закономерность формирования гигантских месторождений и залежей: они образуются только там, где выполнялись все условия онтогенеза в рамках геологического

времени (при благоприятных их сочетаниях): генерация / миграция / аккумуляция + консервация / эволюция при минимальных масштабах разрушения. Незрелость или отсутствие какого-либо звена онтогенеза накладывают «запрет» на его успешность или ограничивают масштабы формирования и сохранности УВС.

10. Одна из главных тенденций НГГ – сингенетичность скоплений УВ тем толщам, в которых они «современно» залегают. Самый яркий пример – баженовская нефть (нефтебитумоид). Построенные авторами вертикально-катагенетические ряды по многим месторождениям Западной Сибири – яркие тому подтверждения [3, 37]. Они построены (сконструированы) для большинства гигантских и уникальных газосодержащих месторождений (Уренгойского, Бованенковского, Южно-Тамбейского, Комсомольского и др.).

11. Самое краткое правило НГГ: где много газа – мало нефти, где много нефти – газа нет (в виде фазообособленных скоплений-залежей). Примерно аналогичное правило для ОБ типа суша/море: ближе к морю больше газа, дальше в море нефти нет... (во всех арктических бассейнах СЕА и др. регионов мира).

12. Правило конечности изучения и освоения УВП любых перспективных объектов: если есть начало, будет и конец... завершение, окончание. В ходе продолжающихся ПРР наступает момент, когда их эффективность падает до нуля: скважины бурят и испытывают, а открытий и приростов нет. Это значит, что величина УВП вплотную приблизилась к величине реальных = истинных ресурсов газа или нефти. Далее проводить ПРР не стоит. Так и разориться можно. Особенно средней или малой компании-оператору.

13. Правило «минимальных» необходимых площади и объема ОБ / суббассейнов для формирования *промышленной* газо- и нефтеносности в виде скоплений-залежей единичной крупности более 0,5...1,0 млн условных тонн. В мире из 580...600 ОБ и суббассейнов продуктивны 250, в том числе все крупнейшие и уникальные, однако большая часть небольших суббассейнов, несмотря на ряд благоприятствующих условий, не содержит залежей УВ. Причина одна: нет масштабной собирательной миграции – нет аккумуляции в виде скоплений хотя бы минимальной массы / объема (нефти/газа), или она крайне ограничена. По-видимому, нижний предел размеров

ОБ – около 4...5 тыс. км² при мощности осадочного чехла 1,8...2,0 км, т.е. объема «необходимых» осадков – 8...10 тыс. км³.

Вышеуказанные закономерности и правила вырабатывались газовыми геологами ВНИИГАЗа в течение последней трети XX в. (1971–1995 гг.) методом проб и ошибок, бурения многих «зряшных» скважин, подтверждения или неподтверждения прогнозов, уточнялись в первое двадцатилетие нового XXI в. Как же велика преемственность в делах и мыслях ряда поколений геологов! А их сменилось за последние шесть десятилетий (1961–2020 гг.) не менее четырех. Главное помнить, что было сделано, придумано, предложено до нас, развивать (и проверять на практике) все то лучшее, что было наработано нашими старшими товарищами и коллегами.

Никто никогда не оспорит роль ученых ВНИИГАЗа в становлении и развитии НГГ России. Но мира в целом? По мнению авторов, основные достижения мирового уровня у газовых геологов таковы:

1) учение о струйной миграции и дифференцированном улавливании УВ в ходе их коллекторской (резервуарной) миграции (В.П. Савченко, А.Л. Козлов);

2) учение о парагенезе угля и газа в континентальных сероцветных толщах и угольном генезисе газа многих уникальных комплексов пород и месторождений (сеноман Западной Сибири, пермь Днепровско-Донецкой впадины и Северного моря и др.) (В.Г. Васильев, В.И. Ермаков и др.);

3) всеобъемлющая теория онтогенеза УВ в земных недрах от генерации до разрушения (И.В. Высоцкий, В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов вместе с геологами МГУ);

4) теория генетических потенциалов газо- и нефтеносности недр: генерационного, миграционного и др. (В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов);

5) теория формирования и развития МСБ газо- и нефтедобычи с выделением и обоснованием четырех этапов изучения и освоения УВП (В.И. Ермаков, Т.В. Гудимова и др.);

6) выделение и обоснование основных универсальных закономерностей и правил развития НГГ и сырьевой базы стран, регионов, ОБ / провинций.

Геология в целом и тем более ее «флюидальная» часть – НГГ – всегда были и должны быть нацелены на будущее. Живя прошлым,

работая в настоящем, предсказывая, иногда и предопределяя, будущее в плане новых открытий с прогнозом всех необходимых параметров МУВ и УВС в залежах, газовые геологи через мысли, идеи, руководящие концепции, развиваемые парадигмы определяют пути, масштабы и результаты дальнейшего развития МСБ газо- и нефтедобычи не только России (Северной Евразии), но и мира в целом в обозримом будущем (до 2050 г.), памятуя при этом, что точные прогнозы никогда не выполняются (почти никогда), но вот установленные тенденции развития часто прослеживаются на десятилетия вперед.

В любом деле – материальном, духовном, особенно в науке – многое (хотя и не все) зависит от руководителя – начальника – непосредственного, например от начальника лаборатории, отдела и особенно от генерального директора, который часто олицетворяет коллектив. Верна же русская пословица: каков поп, таков и приход. Неизменным руководителем ВНИИГАЗа в 1977–2000 гг. являлся член-корреспондент РАН д.т.н. А.И. Гриценко. Это реально была самая плодотворная эпоха в развитии института... Сам будучи геотехнологом (разработка и эксплуатация), А.И. Гриценко всегда неизменно поддерживал направление геологии, как и все прочие, которое, в свою очередь, возглавляли д.г.-м.н. В.И. Ермаков (1973–1988 гг.), далее д.т.н. Г.А. Зотов, в том числе в 1990-е гг., когда многое рушилось..., а ВНИИГАЗ стоял, как скала. И выстоял, сохранив коллектив и тематику исследований по основным направлениям: геологии, разработке, транспорту, переработке.

Всегда бывает что-то главное, определяющее. Так и в любой науке: ее историография, теоретические основы, включая терминологическую и понятийную базу, результаты использования в практике, ее развитие в течение десятков (редко сотен) лет, вплоть до заката, завершения, когда в рамках того или иного направления науки становится нечего делать, прогнозировать, изобретать. Такое бывает редко, но случается, и наука медленно, но постепенно «умирает».

Как только практика начинает обходиться без науки, последняя сначала стагнирует, потом угасает и наконец «завершается». Необходимо возрождение... Это почувствовалось... для НГГ после 2010 г.

Двадцать первый век наступил 25 лет назад. В нем нам всем жить и работать... Многое предстоит сделать: открыть и освоить новые МУВ в Арктике и на шельфе Северного Ледовитого океана. И роль НГГ и МСБ в России как фундамента нефтяной и газовой промышленности останется неизменной.

Есть ли у геологии нефти и газа как науки будущее? Да! Безусловно и бесспорно, есть. Но оно будет трудным... На выживание (на востребованность). А нужна ли такая наука в будущем? Вот это-то и предстоит доказывать всем нам. Кто еще остался. Кому это еще надо. Не только и не столько для «выживания» профессии как таковой (хотя и это важно), а ради удержания эффективности ПТР на газ и нефть важнейшими компаниями-операторами на требуемом уровне. И мы служим только «двум божествам» – Газу (мужское начало в недрах) и Нефти (женское)... в такой удивительной стране, как Россия. И будем служить, сколько понадобится. Сколько сможем...

Список литературы

1. Афанасенков А.П. Развитие минерально-сырьевой базы нефтегазового комплекса России и мира в XX–XXI вв.: итоги, проблемы, перспективы / А.П. Афанасенков, В.И. Высоцкий, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 3 (48): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 21–40.
2. Белонин М.Д. Методы оценки перспектив нефтегазоносности / М.Д. Белонин, Н.И. Буялов, Е.В. Захаров и др. – М.: Недра, 1979. – 332 с.
3. Брехунцов А.М. Нефтегазовая геология Западно-Сибирской Арктики / А.М. Брехунцов, Б.В. Монастырев, И.И. Нестеров и др. – Тюмень: МНП «Геодата», 2020. – 464 с.
4. Брод И.О. Залежи нефти и газа / И.О. Брод. – М: Гостоптехиздат, 1951. – 349 с.
5. Васильев В.Г. Ресурсы, добыча природного газа и поисково-разведочное бурение на газ в СССР / В.Г. Васильев, Н.Д. Елин, Н.С. Ерофеев и др. – М.: ЦНИИТЭ-Нефтегаз, 1964. – 170 с.
6. Вассоевич Н.Б. Геохимия органического вещества и происхождение нефти. Избранные труды / Н.Б. Вассоевич. – М.: Наука, 1986. – 336 с.

7. Высоцкий В.И. Гигантские месторождения углеводородов России и мира. Перспективы новых открытий / В.И. Высоцкий, В.А. Скоробогатов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2021. – № 1-3. – С. 20–26.
8. Высоцкий В.И. Сланцевые углеводороды осадочных бассейнов мира / В.И. Высоцкий, А.В. Лобусев, В.Г. Мартынов и др. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2023. – 324 с.
9. Высоцкий И.В. Формирование нефтяных, газовых и конденсатногазовых месторождений / И.В. Высоцкий, В.И. Высоцкий. – М.: Недра, 1986. – 372 с.
10. Гедберг Х.Д. Геологические аспекты происхождения нефти = *Geologic aspects of origin of petroleum* / Х.Д. Гедберг; пер. с англ. проф. М.Ф. Двали. – М.: Недра, 1966. – 250 с.
11. Геология гигантских месторождений нефти и газа / под ред. М. Хэлбути; пер. с англ. – М.: Мир, 1973. – 431 с.
12. Голицын М.В. Газоугольные бассейны России и мира / М.В. Голицын, А.М. Голицын, Н.В. Пронина и др. – М.: МГУ, 2002. – 249 с.
13. Гриценко А.И. Газовая промышленность России / А.И. Гриценко. – М.: Газпром: ВНИИГАЗ, 1993. – 43 с.
14. Гриценко А.И. Сырьевая база и добыча газа в России в XXI веке / А.И. Гриценко, В.А. Пономарев, Н.А. Крылов и др. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. – 148 с.
15. Губкин И.М. Учение о нефти / И.М. Губкин. – 3-е изд. – М.: Наука, 1975. – 383 с.
16. Гулев В.Л. Нетрадиционные ресурсы газа и нефти / В.Л. Гулев, Н.А. Гафаров, В.И. Высоцкий и др. – М.: Недра, 2014. – 284 с.
17. Данилов В.Н. Сравнительный анализ онтогенеза углеводородов в Печорском и других осадочных бассейнах мира / В.Н. Данилов, Н.А. Малышев, В.А. Скоробогатов и др. – М.: Академия горных наук, 1999. – 400 с.
18. Деру Дж. Генезис и миграция нефти в Западно-Канадском осадочном бассейне, провинция Альберта / Дж. Деру, Т.Дж. Пауэлл, Б. Тиссо и др.; пер. с англ. под ред. С.П. Максимова. – М.: Недра, 1980. – 163 с.
19. Ермаков В.И. Особенности образования и накопления природного газа в угленосных формациях / В.И. Ермаков. – М.: ВИЭМС, 1972. – 42 с.
20. Ермаков В.И. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра. – 1986. – 221 с.
21. Зорькин Л.М. Геохимия природных газов нефтегазоносных бассейнов / Л.М. Зорькин, И.С. Старобинец, Е.В. Стадник. – М.: Недра, 1984. – 248 с.
22. Зыкин М.Я. Научные школы ВНИИГАЗа в области нефтегазовой геологии / М.Я. Зыкин, В.А. Истомина, Н.Г. Паршикова и др. // Вести газовой науки: науч.-технический сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 4–32.
23. Зыкин М.Я. Семьдесят пять лет газовой геологии России: достижения, проблемы, перспективы. Будущее / М.Я. Зыкин, Д.А. Астафьев, С.А. Леонов и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2023. – № 1 (53): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 5–33.
24. Карцев А.А. Основы геохимии нефти и газа / А.А. Карцев. – М.: Недра, 1969. – 269 с.
25. Козлов А.Л. О закономерностях формирования и размещения нефтяных и газовых залежей / А.Л. Козлов. – М.: Гостоптехиздат, 1959. – 164 с.
26. Кругликов Н.М. Миграция и рассеяние нефти и газа в платформенных условиях / Н.М. Кругликов, Л.Л. Багдасарян, И.А. Волков и др. – Л.: Недра, 1986. – 212 с.
27. Леворсен А. Геология нефти и газа / А. Леворсен; пер. с англ. – М.: Мир, 1970. – 640 с.
28. Лопатин Н.В. Образование горючих ископаемых / Н.В. Лопатин. – М.: Недра, 1983. – 191 с.
29. Магара К. Уплотнение пород и миграция флюидов. Прикладная геология нефти и газа / К. Магара; пер. с англ. – М.: Недра, 1982. – 296 с.
30. Неручев С.Г. Нефтематеринские свиты и миграция нефти / С.Г. Неручев. – Л.: Недра, 1969. – 240 с.
31. Перродон А. Формирование и размещение месторождений нефти и газа / А. Перродон; пер. с фр. Д.И. Колодина. – М.: Недра, 1991. – 359 с.
32. Потонье Г. Происхождение каменного угля и других каустобиолитов = *Die entstehung der steinkohle und der kaustobiolithe uberhaupt* / Г. Потонье; пер. с нем. – М.: ОНТИ, 1934.
33. Проблемы нефтяной геологии в освещении зарубежных ученых. – М.: Готоптехиздат, 1961. – 240 с.
34. Родионова К.Ф. Геохимия органического вещества и нефтематеринские породы палеозоя / К.Ф. Родионова, С.П. Максимов. – М.: Недра, 1981. – 368 с.

35. Савченко В.П. Формирование, разведка и разработка месторождений газа и нефти / В.П. Савченко. – М.: Недра, 1977. – 410 с.
36. Скоробогатов В.А. Баженовская нефть Западной Сибири: генезис, запасы, ресурсы, перспективы освоения / В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2023. – № 1 (53): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 206–221.
37. Скоробогатов В.А. Гигантские газосодержащие месторождения мира: закономерности размещения, условия формирования, запасы, перспективы новых открытий / В.А. Скоробогатов, Ю.Б. Силантьев. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – 240 с.
38. Скоробогатов В.А. Онтогенез газа и нефти в осадочных бассейнах и породах различного типа и возраста / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов // Газовые ресурсы России в XXI веке: сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2003. – С.43–67.
39. Скоробогатов В.А. Опыт оценок потенциальных ресурсов свободного газа осадочных бассейнов России и их подтверждаемость при поисково-разведочных работах / В.А. Скоробогатов, Г.Р. Пятницкая, Д.А. Соин и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4с: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 59–65.
40. Скоробогатов В.А. Основополагающие законы, закономерности и правила нефтегазовой геологии России и мира (в порядке полемического обсуждения) / В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 4 (41): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 214–226.
41. Скоробогатов В.А. Роль сеноманского газа Западной Сибири в становлении и развитии газовой отрасли промышленности России в XX–XXI веках / В.А. Скоробогатов, Д.Я. Хабибуллин // Научный журнал Российского газового общества. – 2021. – № 2(30). – С. 6–16.
42. Соколов В.А. Геохимия природных газов / В.А. Соколов. – М.: Недра, 1971. – 332 с.
43. Стадников Г.Л. Происхождение углей и нефти / Г.Л. Стадников. – 3-е изд. – М.: АН СССР, 1937.
44. Строганов Л.В. Газы и нефти ранней генерации Западной Сибири / Л.В. Строганов, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. – 414 с.
45. Тиссо Б. Образование и распространение нефти = Petroleum formation and occurrence / Б. Тиссо, Д. Вельте; пер. с англ. – М.: Мир, 1981. – 501 с.
46. Успенская Н.Ю. Некоторые закономерности нефтегазоаккумуляции на платформах / Н.Ю. Успенская. – М.-Л.: Гостоптехиздат, 1952. – 155 с.
47. Успенский В.А. Введение в геохимию нефти / В.А. Успенский. – Л.: Недра, 1970. – 312 с.
48. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций СССР / А.А. Ханин. – М.: Недра, 1972. – 296 с.
49. Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа / Дж. Хант; пер. с англ. – М.: Мир, 1982. – 703 с.

Impact of VNIIGAZ to advancement of domestic and global oil-gas geology in 20th and 21st centuries

M.Ya. Zykin¹, V.A. Skorobogatov^{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: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. There are the summarized results of the oil-and-gas geology advancement in Russia and in the world, its achievements and further challenges. Author shows a correspondent role of the domestic gas geologists and lists the main patterns and rules of gas science, which they've formulated. The most remarkable results in all leads of the gas science were obtained 1977–2000 under the direction of the correspondent member of Russian Academy of Science, doctor of engineering professor A.I. Gritsenko.

Keywords: science, geology, oil, gas, field, forecast, searching, prospecting, reserves, resources, generation, forming, ontogenesis, law, pattern, rule.

References

1. AFANASENKOV, A.P., V.I. VYSOTSKIY, V.A. SKOROBOGATOV. Evolution of mineral resource base for petroleum industry in Russia and abroad in 20th and 21st centuries: results, challenges and outlooks [Razvitiye mineralno-syryevoy bazy neftegazovogo kompleksa Rossi i mira v XX–XXI vv.: itogi, problem, perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 3(48): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 21–40. ISSN 2306-8949. (Russ.).
2. BELONIN, M.D., N.I. BUYALOV, Ye.V. ZAKHAROV et al. *Methods for assessing possible gas and oil presence* [Metody otsenki perspektiv neftegazonosnosti]. Moscow: Nedra, 1979. (Russ.).
3. BREKHUNTSOV, A.M., B.V. MONASTYREV, I.I. NESTEROV, et al. *Oil-gas geology of West-Siberian Arctic* [Neftegazovaya geologiya Zapadno-Sibirskoy Arktiki]. Tyumen: MNP Geodata, 2020. (Russ.).
4. BROD, I.O. *Oil and gas deposits* [Zalezhi nefti i gaza]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1951. (Russ.).
5. VASILYEV, V.G., N.D. YELIN, N.S. YEROFEYEV, et al. *Resources, production of natural gas and gas exploratory drilling in the USSR* [Resursy, dobycha prirodnogo gaza i poiskovo-razvedochnoye bureniye na gaz v SSSR]. Moscow: TsNIITneftegaz, 1964. (Russ.).
6. VASSOYEVICH, N.B. *Geochemistry of organic matter and origin of oil* [Geokhimiya organicheskogo veshchestva i proiskhozhdeniye nefti]: selectas. Moscow: Nauka, 1986. (Russ.).
7. VYSOTSKIY, V.I., V.A. SKOROBOGATOV. Giant hydrocarbon fields of Russia and the world. Prospects for new discoveries [Gigantskiye mestorozhdeniya uglevodorodov Rossii i mira. Perspektivy novykh otkrytiy]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*, 2021, no. 1-6, pp. 20–25, ISSN 0869-3188. (Russ.).
8. VYSOTSKIY, V.I., A.V. LOBUSEV, V.T. MARTYNOV et al. *Shale hydrocarbons of sedimentary basins in the world* [Slantsevyye uglevodorody osadochnykh basseynov mira]. Moscow: Gubking University, 2023. (Russ.).
9. VYSOTSKIY, I.V., V.I. VYSOTSKIY. *Generation of oil, gas and condensate-gas fields* [Formirovaniye neftyanykh, gazovykh i kondensatnogazovykh mestorozhdeniy]. Moscow: Nedra, 1986. (Russ.).
10. HEDBERG, H.D. *Geologic aspects of origin of petroleum*. Translated from Engl. Moscow: Nedra, 1966. (Russ.).
11. HALBOUTY, M.T. (ed.). *Geology of giant petroleum fields* [Geologiya gigantskikh mestorozhdeniy nefti i gaza]. Translated from English. Moscow: Mir, 1973. (Russ.).
12. GOLITSYN, M.V., A.M. GOLITSYN, N.V. PRONINA, et al. *Coal-gas basins in Russia and in the world* [Gazougolnyye basseyny Rossii i mira]. Moscow: Moscow State University, 2002. (Russ.).
13. GRITSENKO, A.I. *Gas industry of Russia* [Gazovaya promyshlennost Rossii]. Moscow: Gazprom & VNIIGAZ, 1993. (Russ.).
14. GRITSENKO, A.I., V.A. PONOMAREV, N.A. KRYLOV et al. *A base of raw materials and production of gas in Russia in XXI century* [Syryevaya baza i dobycha gaza v Rossii v XXI veke]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2000. (Russ.).
15. GUBKIN, I.M. *Doctrine of petroleum* [Ucheniye o nefti]. 3rd ed. Moscow: Nauka, 1975. (Russ.).
16. 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.).
17. DANILOV, V.N., N.A. MALYSHEV, V.A. SKOROBOGATOV et al. *Comparative analysis of hydrocarbon ontogenesis in Pechora and other sedimentary basins of the World* [Srvnitelnyy analiz ontogeneza uglevodorodov v Pechorskom i drugikh osadochnykh basseynakh mira]. Moscow: Academy of Mining Sciences, 1999. (Russ.).
18. DEROO, G., T.G. POWELL, B. TISSOT et al. *The origin and migration of petroleum in the Western Canadian sedimentary basin, Alberta* [Genezis i migratsiya nefti v Zapadno-Kanadskom jsadochnom basseyne, provintsiya Alberta]. Translated from Engl. Moscow: Nedra, 1980. (Russ.).
19. YERMAKOV, V.I. Specifics of natural gas origin and accumulation in carboniferous formations [Osobennosti obrazovaniya i nakopleniya prirodnogo gaza v ughlenosnykh formatsiyakh]: review. Series: *Geology, methods for searching and prospecting oil and gas fields* [Geologiya, metody poiskov i razvedki mestorozhdeniy nefti i gaza]. Moscow: All-Union Scientific-Research Institute of Mineral Resources, 1972. (Russ.).
20. YERMAKOV, V.I., V.A. SKOROBOGATOV. *Thermal field of the young plates in the USSR* [Teplovoye pole molodykh plit SSSR]. Moscow: Nedra, 1986. (Russ.).
21. ZORKIN, L.M., I.S. STAROBINETS, Ye.V. STADNIK. *Geochemistry of natural gases at oil-gas-bearing basins* [Geokhimiya prirodnykh gazov neftegazoposnykh basseynov]. Moscow: Nedra, 1984. (Russ.).
22. ZYKIN, M.Ya., V.A. ISTOMIN, N.G. PARSHIKOVA et al. VNIIGAZ's science schools for petroleum geology [Nauchnyye shkoly VNIIGAZa v oblasti neftegazovoy geologii]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 3(35): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 4–32. ISSN 2306-9849. (Russ.).
23. ZYKIN, M.Ya., D.A. ASTAFYEV, S.A. LEONOV et al. 75th anniversary of Russian gas geology: achievements, challenges, outlooks. Future [Semdesyat pyat let gazovoy geologii Rossii: dostizheniya, problem, perspektivy. Budushcheye]. *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. 5–33. ISSN 2306-8949. (Russ.).

24. KARTSEV, A.A. *Principles of petroleum and gas geochemistry* [Osnovy geokhimii nefiti i gaza]. Moscow: Nedra, 1969. (Russ.).
25. KOZLOV, A.L. *On consistent patterns of generation and location of oil and gas deposits* [O zakonomernostyakh formirovaniya i razmeshcheniya neftyanykh i gazovykh zalezhey]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1959. (Russ.).
26. KRUGLIKOV, N.M., L.L. BAGDASARYAN, I.A. VOLKOV, et al. *Migration and dissipation of oil and gas in platform conditions* [Migratsiya i rasseyaniye nefiti i gaza v platformennykh usloviyakh]. Leningrad, USSR: Nedra, 1986. (Russ.).
27. LEVORSEN, A.I. *Geology of petroleum* [Geologiya nefiti i gaza]. Translated from Engl. Moscow: Mir, 1970. (Russ.).
28. LOPATIN, N.V. *Generation of fossil fuels* [Obrazovaniye goryuchikh iskopayemykh]. Moscow: Nedra, 1983. (Russ.).
29. MAGARA, K. *Compaction and fluid migration: Applied petroleum geology* [Uplotneniye porod i migratsiya fluidov: prikladnaya geologiya nefiti i gaza]. Translated from Engl. Moscow: Nedra, 1982. (Russ.).
30. NERUCHEV, S.G. *Parent oil formations and oil migration* [Neftematirinskiye svity i migratsiya nefiti]. Leningrad, USSR: Nedra, 1969. (Russ.).
31. PERRODON, A. *Formation and disposition of oil and gas fields* = Formation et disposition des gisements de petrole el de gaz [Formirovaniye i razmeshcheniye mestorozhdeniy nefiti i gaza]. Translated from French. Moscow: Nedra, 1991. (Russ.).
32. POTONIE, H. *Origin of fossil coal and other combustible minerals* = Die entstehung der steinkohle und der kaustobiolithe uberhaupt [Proiskhozhdeniye kamennogo uglya i drugikh kaustobiolitov]. Translated from Germ. Leningrad-Moscow: Glavnaya redaktsiya gorno-toplivnoy literatury, 1934. (Russ.).
33. *Problems of petroleum geology in interpretation of foreign scientists* [Problemy neftyanoy geologii v osveshchenii zarubezhnykh uchenykh]: collected bk. Moscow: Gostoptekhizdat, 1961. (Russ.).
34. RODIONOVA, K.F., S.P. MAKSIMOV. *Geochemistry of organic matter and parent oil Paleozoic rocks* [Geokhimiya organicheskogo veshchestva i neftematerinskiye porodny paleozoya]. Moscow: Nedra, 1981. (Russ.).
35. SAVCHENKO, V.P. *Evolution of gas and oil fields, their prospecting and development* [Formirovaniye, razvedka i razrabotka mestorozhdeniy gaza i nefiti]. Moscow: Nedra, 1977. (Russ.).
36. SKOROBOGATOV, V.A. *Bazhenovo oil from Western Siberia: genesis, reserves, resources, prospects for recovery* [Bazhenovskaya nefit Zapadnoy Sibiri: genesis, zapasy, resursy, pespektivy osvoyeniya]. *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. 206–221. ISSN 2306-8949. (Russ.).
37. SKOROBOGATOV, V.A., Yu.B. SILANTYEV. *Gigantic gas-bearing fields of the World: patterns of allocation, conditions for generation, reserves, prospects for new discoveries* [Gigantskiye gazosoderzhashchiye mestorozhdeniya mira: zakonomernosti razmeshcheniya, usloviya formirovaniya, zapasy, perspektivy novykh otkrytiy]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. (Russ.).
38. SKOROBOGATOV, V.A. and L.V. STROGANOV. *Ontogenesis of gas and oil in sedimentary basins and rocks of different types and ages* [Ontogenez gaza i nefiti v osadochnykh basseynakh i porodakh razlichnogo tipa i vozrasta]. In: *Gas resources of Russia in XXI century* [Gazovyye resursy Rossii v XXI veke]: collected sci. papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2003, pp. 43–67. (Russ.).
39. SKOROBOGATOV, V.A., G.R. PYATNITSKAYA, D.A. SOIN, et al. *Practice of estimation of potential resources of the free gas in sedimentary basins of Russia and their validation during prospecting works* [Opyt otsenok potentsialnykh resursov svobodnogo gaza osadochnykh basseynov Rossii i ikh podtverzhdayemost pri poiskovo-razvedochnykh rabotakh]. *Geologiya Nefiti i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 59–65. ISSN 0016-7894. (Russ.).
40. SKOROBOGATOV, V.A. *Principal laws, patterns and rules of World and Russian petroleum geology (in a polemical manner)* [Osnovopolagayushchiye zakony, zakonomernosti i pravila neftegazovoy geologii Rossi ii mira (v poryadke polemicheskogo obsuzhdeniya)]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, no. 4 (41): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 214–226. ISSN 2306-9849. (Russ.).
41. SKOROBOGATOV, V.A., D.YA. KHABIBULLIN. *Contribution of Cenomanian gas from Western Siberia to rise and evolution of Russian gas industry in XX and XXI centuries* [Rol senomanskogo gaza Zapadnoy Sibiri v stanovlenii i razvitii gazovoy otrasli promyshlennosti Rossii v XX–XXI vekakh]. *Nauchnyy Zhurnal Rossiyskogo Gazovogo Obshchestva*, 2021, no. 2(30), pp. 6–16, ISSN 2412-6497. (Russ.).
42. SOKOLOV, V.A. *Geochemistry of natural gases* [Geokhimiya prirodnykh gazov]. Moscow: Nedra, 1971. (Russ.).
43. STADNIKOV, G.L. *Origin of coals and oil* [Proiskhozhdeniye ugley i nefiti]. 3rd ed. Moscow: AN SSSR, 1937. (Russ.).
44. STROGANOV, L.V., V.A. SKOROBOGATOV. *Western-Siberian gases and oils of earlier generation* [Gazy i nefiti ranney generatsii Zapadnoy Sibiri]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2004. (Russ.).
45. TISSOT, B.P., D.H. WELTE. *Petroleum formation and occurrence*. Translated from Engl. Moscow: Mir, 1981. (Russ.).

46. USPENSKAYA, N.Yu. *Few patterns of oil and gas accumulation in platforms* [Nekotoryye zakonomernosti neftegazonakopleniya na platformakh]. Moscow-Leningrad: Gostoptekhizdat, 1952. (Russ.).
47. USPENSKIY, V.A. *Introduction to oil geochemistry* [Vvedeniye v geokhimiyu nefti]. Leningrad: Nedra, 1970. (Russ.).
48. KHANIN, A.A. *Rock reservoirs of oil and gas in the USSR oil-gas-bearing provinces* [Porody-kollektory nefi i gaza neftegazonosnykh provintsiy SSSR]. Moscow: Nedra, 1972. (Russ.).
49. HUNT, G.M. *Petroleum geochemistry and geology* [Geokhimiya i geologiya nefi i gaza]. Translated from Engl. Moscow: Mir, 1982. (Russ.).

УДК 550.8

Уточненный секвенс-стратиграфический анализ неокомских отложений Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения

А.А. Сподобаев^{1*}, К.В. Штоль¹, Д.Ю. Печерский²

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 625003, г. Тюмень, Перекопская ул., д. 19, ДЦ «Атриум»

² ООО «Газпром добыча Ямбург», Российская Федерация, 629306, ЯНАО, г. Новый Уренгой, ул. Геологоразведчиков, д. 9

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

Тезисы. В работе рассмотрены вопросы секвенс-стратиграфического подхода к изучению неокомских отложений на примере Ямбургского месторождения. Выполнен анализ поведения бровок палеошельфа закартированных поверхностей неокомского интервала разреза. Освещены проблемы определения границ секвенса, а также системных трактов внутри секвенса на основе комплексного подхода к изучению особенностей волнового поля и образов каротажных кривых. Построена хроностратиграфическая колонка (диаграмма Виллера). Восстановлена кривая колебаний относительного уровня моря. Сделан вывод об отнесении всей ачимовской толщи месторождения к секвенсу третьего порядка, в пределах которого преобладают ранняя и поздняя фазы тракта низкого стояния. Рассмотрены проблемы выделения трансгрессий. Проанализирована связь песчанности и выделенных системных трактов. Исходной информацией для изучения послужили сейсмический куб 3D и данные глубокого бурения скважин. Для восстановления истории седиментации неокомского бассейна использовался секвенс-стратиграфический анализ сейсмических данных.

Ключевые слова:

Ямбургское месторождение, сейсморазведка МОГТ 3D, глубоководные отложения, ачимовская толща, неоком, секвенс-стратиграфия.

Расположенное в северной части Западно-Сибирского бассейна (рис. 1) Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение (ЯНГКМ) характеризуется высоким этажом доказанной продуктивности от сеноманских до среднеюрских отложений [1]. По мере выработки верхних горизонтов акцент геолого-геофизического изучения смещается вниз по разрезу. Основными объектами разведки на сегодняшний день являются сложнопостроенные отложения ачимовской толщи неокома и средней юры. Коллекторы ачимовской толщи ЯНГКМ представлены мелкозернистыми песчаниками пористостью 10...15 %, проницаемостью до 1 мД, толщина опесчаненной фондотемы – 300...400 м. Минимальная толщина коллекторов по результатам бурения скважин составила 80 м, максимальная – 120 м. Характер насыщения – нефть и газоконденсат.

Настоящая статья посвящена проблемам секвенс-стратиграфического анализа неокомской клиноформной толщи. Основой для выполненных работ послужили единый массив сейсмических данных общей площадью 8368 км², покрывающий практически все месторождение [2], а также геолого-геофизическая информация по 50 пробуренным скважинам.

После получения единого сейсмического куба на ЯНГКМ была выполнена его интерпретация, в том числе секвенс-стратиграфический анализ. Результаты выполненных исследований опубликованы [3] и сводятся к следующему: в качестве границ секвенсов предложено использовать границы максимального затопления, выделены системные тракты (которые в основном представлены чередованием ранней и поздней фаз трактов низкого стояния), выявлено различие в строении системных трактов между северной и южной частями месторождения, сделан вывод о существенном влиянии тектонических движений на положение относительного уровня моря. При этом в означенной работе не раскрыт ряд важных моментов, касающихся данной темы, а именно: иерархичность секвенсов, отсутствие анализа скважинных данных и хроностратиграфической колонки. Не проанализирована также связь системных

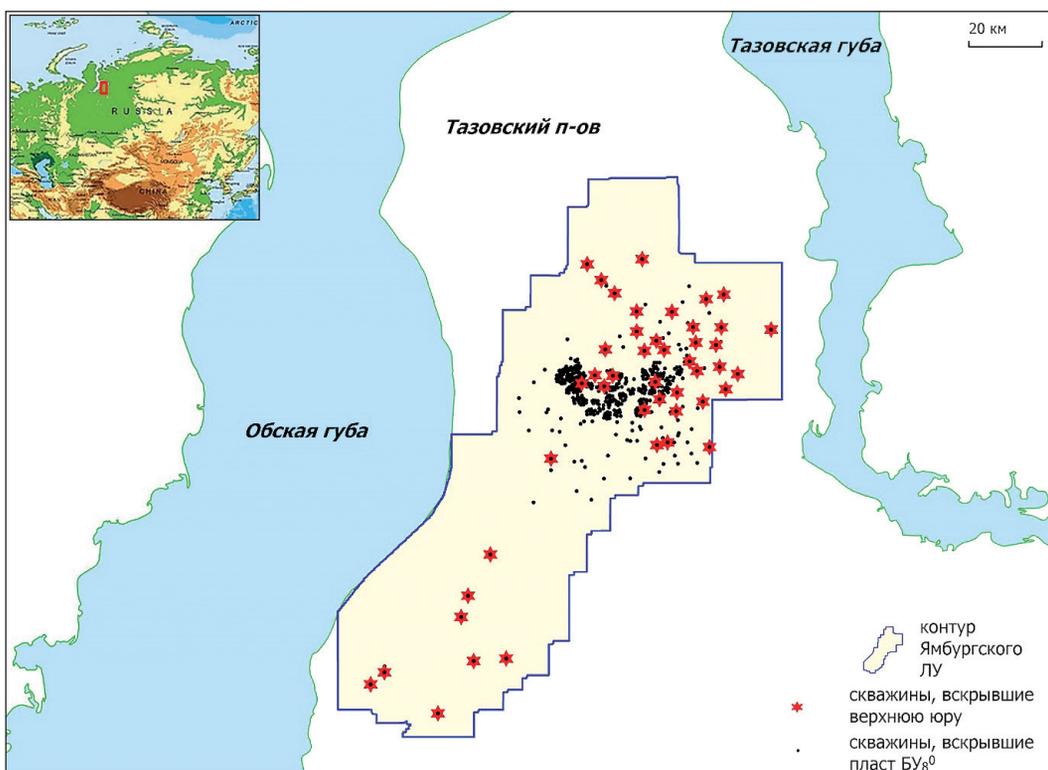


Рис. 1. Обзорная карта ЯНГКМ: ЛУ – лицензионный участок

трактов и песчаности. К тому же и сама секвенс-стратиграфия, будучи относительно молодой наукой, также развивается и за последние годы претерпела некоторые изменения. Как в России, так и за рубежом выходят статьи, посвященные означенной проблематике. В настоящей работе авторы постарались уловить тенденции секвенс-стратиграфии последних нескольких лет и применить их к конкретному материалу.

Поскольку изучение ЯНГКМ продолжается, появляется новая информация, накапливается опыт методических приемов интерпретации сейсмических данных, возникает необходимость уточнения ранее выполненных моделей, в связи с чем авторы посчитали необходимым конкретизировать ключевые аспекты секвенс-стратиграфического анализа, выполненного на ЯНГКМ.

Корреляция и стратификация сейсмических отражений

В результате выполнения специалистами ПАО «Газпром» масштабной работы по изучению клиноформных отложений неокома на территории ЯНАО разработана унифицированная индексация ачимовской толщи [4]. Ее использовали для ЯНГКМ. Согласно данной

индексации на территории месторождения развиты ачимовские пласты валанжинского возраста $AчV_{1-15}$ и $AчC_{1-17}$. Поскольку корреляция отраженных волн, выполненная авторами, предполагает синхронную корреляцию клиноформного и шельфового комплекса, часть прослеженных отражающих горизонтов (ОГ) соответствуют фондотеке ачимовского пласта и ундатеме шельфового пласта: так, в пределах сейсмокомплекса $AчV_9$ выделяется ачимовская часть, соответствующая пласту $AчV_9$, и шельфовая, соответствующая пласту $БУ_1^!$. Таким образом, изученные шельфовые пласты ЯНГКМ и их глубоководные аналоги находятся в диапазоне от $БУ_8^0$ ($AчV_1$) до $БУ_{13}^3$ ($AчC_{17}$) (таблица); самым возрастным пластом, который не «сваливается» в склоновую часть, является $БУ_5$, выше которого шельфовые пласты неокома залегают субпараллельно.

Критериями корректности сейсмической корреляции помимо основополагающего фазового принципа (соблюдение которого в полной мере невозможно, по крайней мере, в пределах клиноформной толщи) выступали образы седиментационных объектов (каналов) на пропорциональных срезах [5–7], их соответствие депоцентрам временных толщин [8], а также взаимное расположение депоцентров друг

Сопоставление шельфовых пластов и их ачимовских аналогов

ОГ	Шельфовый пласт	Ачимовский аналог	ОГ	Шельфовый пласт	Ачимовский аналог
БУ ₈ ⁰	БУ ₈ ⁰		АчС ₃	БУ ₁₀ ⁰⁴	АчС ₃
	БУ ₈ ⁰¹		АчС ₄ ¹	БУ ₁₀ ⁰³	АчС ₄ ¹
	БУ ₈ ⁰²		АчС ₄ ²	БУ ₁₀ ⁰²	АчС ₄ ²
БУ ₈ ¹	БУ ₈ ¹		АчС ₅ ¹	БУ ₁₀ ⁰¹	АчС ₅ ¹
АчВ ₁	БУ ₈ ²	АчВ ₁	АчС ₅ ²	БУ ₁₀ ⁰⁰	АчС ₅ ²
АчВ ₂	БУ ₈ ²⁻¹	АчВ ₂	АчС ₆ ¹	БУ ₁₀ ¹⁻¹	АчС ₆ ¹
АчВ ₃	БУ ₈ ³	АчВ ₃	АчС ₆ ²	БУ ₁₀ ¹⁻²	АчС ₆ ²
АчВ ₄	БУ ₈ ⁴	АчВ ₄	АчС ₇ ⁰	БУ ₁₀ ²⁻¹	АчС ₇ ⁰
АчВ ₅	БУ ₉ ⁰	АчВ ₅	АчС ₇ ¹	БУ ₁₀ ²⁻²	АчС ₇ ¹
АчВ ₆	БУ ₉ ⁰¹	АчВ ₆	АчС ₇ ²	БУ ₁₀ ²⁻³	АчС ₇ ²
АчВ ₇	БУ ₉ ⁰²	АчВ ₇	АчС ₈ ¹	БУ ₁₀ ³⁻¹	АчС ₈ ¹
АчВ ₈	БУ ₉ ⁰³	АчВ ₈	АчС ₈ ²	БУ ₁₀ ³⁻²	АчС ₈ ²
АчВ ₉	БУ ₉ ¹	АчВ ₉	АчС ₈ ³	БУ ₁₀ ³⁻³	АчС ₈ ³
АчВ ₁₀	БУ ₉ ¹⁻⁰	АчВ ₁₀	АчС ₉ ⁰	БУ ₁₀ ⁴⁻¹	АчС ₉ ⁰
АчВ ₁₁ ¹	БУ ₉ ¹⁻¹	АчВ ₁₁ ¹	АчС ₉ ¹	БУ ₁₀ ⁴⁻²	АчС ₉ ¹
АчВ ₁₁ ²	БУ ₉ ¹⁻²	АчВ ₁₁ ²	АчС ₉ ²	БУ ₁₀ ⁴⁻³	АчС ₉ ²
АчВ ₁₂	БУ ₉ ²	АчВ ₁₂	АчС ₁₀	БУ ₁₁ ⁰	АчС ₁₀
АчВ ₁₃ ¹	БУ ₉ ³⁻¹	АчВ ₁₃ ¹	АчС ₁₁ ¹	БУ ₁₁ ¹	АчС ₁₁ ¹
АчВ ₁₃ ²	БУ ₉ ³⁻²	АчВ ₁₃ ²	АчС ₁₁ ²	БУ ₁₁ ²	АчС ₁₁ ²
АчВ ₁₄	БУ ₉ ⁴	АчВ ₁₄	АчС ₁₂	БУ ₁₁ ³	АчС ₁₂
АчВ ₁₅	БУ ₉ ⁵	АчВ ₁₅	АчС ₁₃	БУ ₁₂ ⁰	АчС ₁₃
АчС ₁ ¹	БУ ₁₀ ⁰⁸	АчС ₁ ¹	АчС ₁₄	БУ ₁₂ ¹	АчС ₁₄
АчС ₁ ²	БУ ₁₀ ⁰⁷	АчС ₁ ²	АчС ₁₅	БУ ₁₃ ¹	АчС ₁₅
АчС ₂ ¹	БУ ₁₀ ⁰⁶	АчС ₂ ¹	АчС ₁₆	БУ ₁₃ ²	АчС ₁₆
АчС ₂ ²	БУ ₁₀ ⁰⁵	АчС ₂ ²	АчС ₁₇	БУ ₁₃ ³	АчС ₁₇

относительно друга и, разумеется, подобие каротажных образов (следует относиться с осторожностью). Это значит, что если на седиментационных срезах по редактируемому горизонту распознается сеть канальных сейсмофаций, то анализируется возможность их максимального латерального прослеживания. Так, если в пределах фазы-двух в фондоформе есть ветвящаяся сеть каналов, то в пределах склона (шельфа) выполняется поиск истоков данной системы с целью зафиксировать одновозрастную поверхность, относящуюся к единому геологическому событию (авандельта-турбидит). Как показывает практика изучения ачимовской толщи ЯНГКМ, большая часть глубоководных конусов выноса в той или иной мере обозначается в сейсмическом поле канальными сейсмофациями. При этом зачастую седиментационные срезы позволяют восстановить историю жизни турбидитного потока – от спрямленных участков на ранней стадии до меандрирования на поздней. Очевидно, что подобная возможность открывается только при корректной

сейсмической корреляции. Данный пример можно проиллюстрировать сейсмическими характеристиками сейсмокомплекса АчС₄¹, в пределах которого фиксируется турбидит со множеством ветвящихся распределительных каналов, которые согласуются с повышенными толщинами сейсмокомплекса (рис. 2).

Стадии формирования этого турбидита можно проследить по набору седиментационных срезов в интервале сейсмокомплекса. На первоначальном этапе своего существования дугообразный питающий канал (прослеживается к северо-востоку от скв. 211 на срезах в подошвенной части комплекса) поставлял обломочный материал, преимущественно в районе скв. 458...214, поскольку именно в этом направлении угадывается ряд дистрибутивных русловых элементов. Сам изгиб питающего канала вызван обходом ядра оползня, характерные следы смятия которого распознаются к югу от канала (отмечается повышенными толщинами вблизи бровки палеошельфа). В срединной части комплекса основной

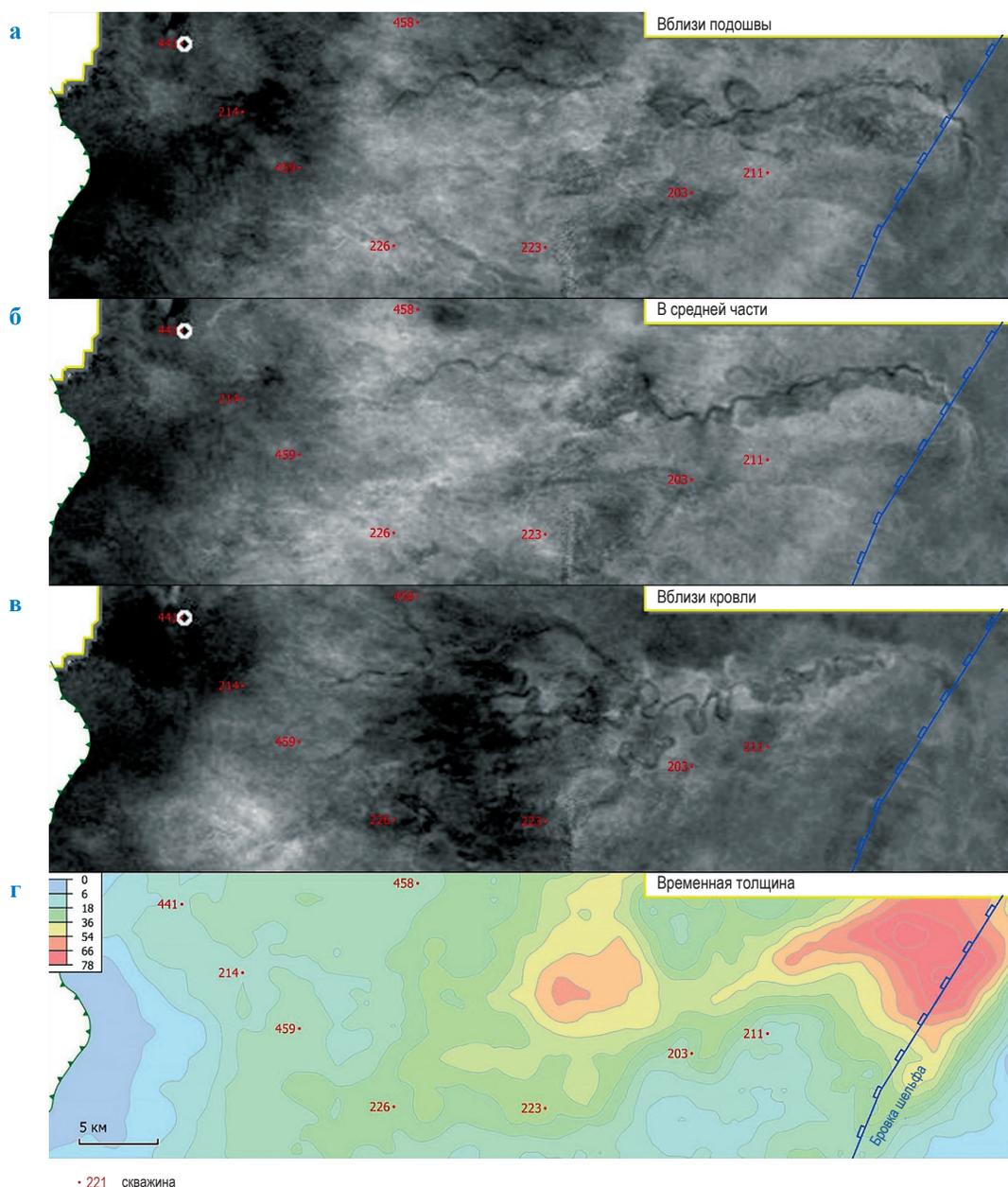


Рис. 2. Седиментационные срезы (а–в) и карта толщин (г) сейсмокомплекса А4С₄

питающий канал уже несет на себе следы меандрирования, что свидетельствует об ослаблении энергии потока. При этом произошла частичная выработка долины вдоль него, которая распознается наличием полосы контрастных амплитуд вдоль канала. Вместе с этим пробился альтернативный канал меньшего размера, следы которого можно распознать в районе скв. 203. На финальном этапе формирования комплекса А4С₄ произошло дальнейшее выглаживание рельефа бассейна, о чем свидетельствует еще большая степень изрезанность питающего канала, турбидит приобрел свои конечные очертания.

Данный пример показывает высокий потенциал извлечения информации о строении и формировании глубоководных отложений по кондиционным сейсмическим данным. Авторы полагают, что секвенс-стратиграфический анализ и определение системных трактов по сейсмическим данным следует осуществлять на основе корректно выполненной сейсмической корреляции. Так, согласно выполненной сейсмической корреляции для всех прослеженных отражений была установлена связь фондоформных и склоновых отражений, в том числе для форсированной регрессии. В итоге был сделан вывод

об отсутствии открепленных (*англ.* deattached) тел форсированной регрессии, типичной для мелководных бассейнов с преобладающим воздействием волновой деятельности [9]. Кроме того, связь фондоформы и клиноформы указывает на отсутствие погребенных глубоководных конусов выносов форсированной регрессии, обозначаемых на идеализированных обобщенных секвенс-стратиграфических моделях, присущих секвенциям 1-го типа (в ранних работах по секвенс-стратиграфии 1-й тип означал крайне резкое падение уровня моря, 2-й – менее катастрофичную скорость уровня падения моря) [10].

Помимо переиндексации ачимовских отложений в результате постоянного мониторинга вновь поступающей информации о месторождении и совершенствования подходов к изучению глубокозалегающих горизонтов происходит модификация действующих геологических моделей. Основными причинами обновления моделей выступили: разработка новой концепции индексации ачимовской толщи; совершенствование в методике сейсмической корреляции клиноформной толщи; осознание необходимости соблюдения «эффекта маятника» [11]; выявленные неточности ранее предложенных моделей.

Терминология и иерархия выделяемых секвенсов

В настоящее время в отечественной литературе англоязычный термин «sequence» в рамках секвенс-стратиграфии не переводится напрямую как «последовательность», а транслитерируется. При этом мнения исследователей расходятся по поводу написания термина по-русски: одни пишут «секвенс», другие – «сиквенс». Авторы настоящей статьи придерживаются первого варианта, поскольку именно такое написание было использовано в, пожалуй, первом учебном русскоязычном пособии по данной тематике – издании МГУ [12]. Такого же написания придерживаются преподаватели вузов Екатеринбурга, Казани, Краснодара, Красноярска, Перми, Тюмени и др. В наиболее полном на сегодняшний день бумажном издании на данную тему на русском языке также используется написание «секвенс» [10].

Хотелось бы отметить, что в мировой индустрии сейсмических исследований отсутствует единый канон выполнения секвенс-стратиграфического анализа (*англ.* depositional

sequence II-IV, genetic sequence, T–R sequence): всего известны до пяти подходов, которые отличаются терминологией, количеством выделяемых системных трактов и границами между секвенсами. Множество, если не большинство, отечественных и зарубежных опубликованных статей используют методику О. Катаняну [13], которая, возможно, получит еще большее распространение в свете вышедшего 2-го издания «Принципов секвенной стратиграфии»¹ [9]. Однако есть и альтернативные представления на означенную тему. Авторы, в частности, применяют терминологию Г. Позаментьера (*англ.* depositional sequence II, применима к *англ.* genetic sequence).

Стандартная схема секвенса представляет собой последовательную смену следующих системных трактов: тракт высокого стояния (*русс.* ТВС или *англ.* HST) – тракт низкого стояния, ранняя фаза (*русс.* ТНСр или *англ.* early LST), известная также как тракт снижающихся уровней (*англ.* FSST), или форсированная регрессия, – тракт низкого стояния, поздняя фаза (*русс.* ТНСп или *англ.* late LST) – трансгрессивный системный тракт (*русс.* ТСТ или *англ.* TST), кровля которого маркируется поверхностью максимального затопления (*русс.* ПМЗ или *англ.* MSF) [10]. Однако в ряде случаев вне зависимости от масштаба возможно выделение секвенсов, выполненных неполным набором системных трактов с отсутствием одного или нескольких из озвученных выше системных трактов [14].

Идентификация системных трактов по сейсмическим данным осуществляется определением характера взаимодействия слоев (прилегание / налегание) и типа изменения положения бровок палеошельфа (аградация, проградация и ретроградация) [13]. По скважинным данным ключевыми параметрами выступают наличие глинистых отложений, поглубление зернистости по песчаному пласту (трансгрессивный / регрессивный тип), а также взаимоотношение толщин песчаников по разрезу (аградация, проградация и ретроградация) [15].

Выделение глин в концепции секвенс-стратиграфического анализа является важнейшей задачей, поскольку они маркируют

¹ Поскольку отечественным специалистам может быть сложно получить доступ к данной книге, в настоящей статье приведены ссылки на более доступные в интернете отдельные статьи, которые в той или иной мере включены во второе издание книги Катаняну.

конденсированное осадконакопление в условиях глубокого моря. В соответствии с региональной стратиграфической схемой 2004 г. [16] на территории северной части Западно-Сибирского бассейна в интервале неокомского клиноформного комплекса выделяются следующие региональные реперные горизонты: пимский (пимская пачка глин в кровле пластов БУ₅₋₆), тепловский (уренгойская пачка «шоколадных» глин в кровле пластов БУ_{8,9}), сармановский (сармановская пачка глин в кровле пластов БУ₁₀₋₁₁) и чеускинский (чеускинская пачка глин в кровле пластов БУ₁₂). Однако на территории месторождения пачки сармановского и чеускинского горизонтов развиты преимущественно в восточной части месторождения и среди многочисленных тонких глинистых пропластков, разделяющих песчаные пласты ачимовской толщи, однозначно не идентифицируются. Значит, в разрезе неокомских отложений ЯНГКМ единственной границей с реперными свойствами как в каротажных, так и в сейсмических данных (динамически выраженное отражение) следует считать тепловский горизонт.

Как правило, поверхностью, выступающей в качестве границы секвенса, выбирается поверхность несогласия, отделяющая отложения форсированной и нормальной регрессий. Согласно определению границы секвенса, перерыв в осадконакоплении, в течение которого формируется несогласие, должен быть «значительным», т.е. поддаваться измерению тем или иным методом [10]. Однако в ряде случаев допускается использование ПМЗ в качестве границы секвенса, особенно в разрезах с отсутствующими отложениями трансгрессий [17].

В условиях постоянного прогибания неокомского бассейна на момент формирования ачимовской толщи, в том числе в районе ЯНГКМ [18], не выделяется регионально прослеженный перерыв седиментации сколь ни будь значительной длительности. В то же самое время, в разрезе фиксируются регионально развитые границы с реперными свойствами, такие как баженовская свита в подошве, а также выдержанная глинистая толща в шельфовой части неокома – например, «шоколадные» глины в кровле клиноформной толщи. Таким образом, указанные границы могут выступать полноправными границами секвенсов регионального масштаба. Учитывая особенности условий седиментации ачимовской

толщи Западно-Сибирского бассейна, авторы полагают более целесообразным использовать ПМЗ в качестве границы секвенса (речь идет о «генетических секвенсах» – подход Галловея [19]), нежели чем канонически верную («классическую», по Вейлу) поверхность несогласия. Подобный подход находит понимание и у других специалистов, работающих в регионе, которые либо напрямую используют данный подход [20], либо допускают возможность его применения [21].

Существуют и мировые примеры использования реперных глин, связанных с поверхностью максимального затопления, для расчленения клиноформных отложений. Так, в одной из основополагающих работ по рассматриваемой теме [22] приводится секвенс-стратиграфический анализ пермской формации Вишкуил бассейна Кару в Южной Африке (*англ.* Vischkuil Formation, Karoo Basin, South Africa), которая имеет клиноформное строение, толщину 280...380 м и которую в некотором приближении можно считать аналогом ачимовской толщи. В пределах этой формации, представленной преобладающим чередованием песчаников, аргиллитов и алевролитов, выделены пять секвенсов. Учитывая тот факт, что начало трансгрессии маскируется многочисленными турбидитами низкой плотности, обособление каждого из этих секвенсов и внутренних системных трактов было выполнено во многом с опорой на глинистые отложения тонких конденсированных разрезов (маркируют поверхности максимального затопления), имеющих региональное развитие.

Так же как нет единой стандартной методики выделения секвенсов, нет и четких критериев их иерархического масштабирования. Поскольку первоначально концепция секвенс-стратиграфии основывалась на глобальных колебаниях уровня моря, то и ее иерархия строилась на предложенной Вейлом градации исключительно по времени формирования секвенсов от 1-го (50 млн лет) до 6-го (0,01...0,03 млн лет) порядка. Вплоть до недавнего времени большинство авторов при выборе масштаба исследований соблюдали указанную иерархичность. В конце две тысячи десятых годов Катаняну помимо возрастных границ ввел граничные значения толщин для определения секвенсов. Таким образом, его предложения сводятся к выделению по крайней мере четырех рангов в зависимости

от длительности седиментации и накопившейся толщины осадков: от самого крупного 1-го (мегасеквенса) до самого мелкого 4-го (высокочастотного). Однако при этом предлагаемые рамки соседних рангов существенно перекрываются как по толщине, так и по длительности. Наличие неопределенностей в иерархическом порядке позволяет вписывать конкретные условия формирования различных бассейнов Земли в концепцию секвенс-стратиграфического анализа.

Вместе с тем Катаняну конкретизировал задачи, решаемые секвенс-стратиграфическим анализом: 2-й порядок (суперсеквенс) обозначает региональный масштаб изучения; 3-й порядок (секвенс) причисляется к разведочно-му этапу изучения разреза; объектами высоко-разрешающей секвенс-стратиграфии – 4-й порядок (эксплуатационный этап изученности месторождения) – являются пласты толщиной до первых десятков метров. При этом 3-й порядок относится к «сейсмическому масштабу», тогда как 4-й – к «подсейсмическому» (*англ. subseismic*) [23].

Ачимовская толща неокомского бассейна Западной Сибири имеет готерив-берриасский возраст. Согласно выполненным исследованиям [4] в пределах месторождения развиты клиноформы валанжинского возраста, которые несогласно залегают на баженовской свите верхней юры (за исключением южной части месторождения, Харвугинского участка, где дополнительно выделяется толща медвежья берриасского возраста). Значит, время формирования ачимовской толщи составило первые миллионы лет. В соответствии с иерархическим делением секвенсов по длительности их формирования, ачимовскую толщу ЯНГКМ можно отнести как ко 2-му, так и к 3-му порядкам. По толщине отложенных осадков, несколько сотен метров, также однозначно невозможно отнести ачимовскую толщу ни ко 2-му, ни к 3-му порядку. Оба данные порядка относятся к секвенсной стратиграфии низкого разрешения [23]. Применительно к решаемым задачам изучения неокомского интервала при невозможности однозначного привлечения временных и мощностных границ можно отнести ачимовскую толщу ЯНГКМ к секвенсу 3-го порядка, более детальное расчленение которого позволяет перейти к отдельным продуктивным пластам (4-му порядку).

Основываясь на многочисленных публикациях последних лет, к похожему пониманию иерархичности секвенс-стратиграфического анализа пришли исследователи формации Якоарита верхнемелового возраста бассейна Салта (*англ. Yacoraite Formation, Salta Basin, Argentine Northwest*). По их мнению [24], границы секвенсов 3-го порядка разнесены относительно друг друга на первые десятки метров, 4-го порядка – на первые метры, 5-го порядка – на десятки сантиметров.

В условиях ЯНГКМ для детального расчленения ачимовской толщи на секвенсы 4-го порядка необходимо привлечение большего количества скважинных данных. На сегодняшний день ачимовская толща площадью более 8000 км² вскрыта всего полусотней скважин. Помимо отсутствия выдержанных и достоверно определяемых трансгрессивных слоев, венчаемых поверхностями максимального затопления, необходимо выделение с высоким разрешением границ несогласий, которые далеко не всегда прослеживаются по сейсмическим данным и уверенно коррелируются по разреженной сети разведочных скважин. С учетом сложного поведения бровок палеошельфа по латерали (будет показано ниже) очевидна сопоставимая изменчивость секвенсов и составляющих их системных трактов по площади работ. Это означает, что для перехода на секвенс-стратиграфический анализ 4-го порядка необходима большая изученность месторождения скважинами.

Таким образом, в рамках проведенных исследований авторы считают возможным отнести ачимовскую толщу ЯНГКМ к секвенсу 3-го порядка. В качестве базовой модели для описания системных трактов принята концепция генетических секвенсов, где в качестве границ секвенса предлагается обозначить ПМЗ, коими выступают баженовская свита и тепловский горизонт.

Анализ конфигурации закартированных бровок палеошельфа

Как уже отмечалось выше, одним из важнейших инструментов выполнения секвенс-стратиграфического анализа по сейсмическим данным является определение положения бровок палеошельфа. При этом большинство исследователей ограничиваются выделением бровок палеошельфа в контексте выполнения секвенс-стратиграфического анализа только

на вертикальных сейсмических разрезах без анализа их площадного распределения и взаимоотношения [9]. Данный подход может быть оправданным при изучении отдельного месторождения среднего или небольшого размера. Однако в случае такого гигантского месторождения, как Ямбургское, невозможно обойтись без латерального картирования бровок палеошельфа.

Один из немногих примеров практического применения закартированных бровок палеошельфа для площадного секвенс-стратиграфического анализа представлен в работе группы авторов [25] по бассейну Неукен в нижнемеловой формации Вака-Муэрта (англ. Vaca Muerta Formation, Neuquén Basin, Argentina). В данной работе авторам удалось увязать выделенные на вертикальных сейсмических профилях секвенсы и внутренние тракты с бровками палеошельфа, обозначив их пространственное распространение в пределах изученной части бассейна Неукен (рис. 3). Несмотря на то что сейсмический облик Вака-Муэрто весьма похож на ачимовскую толщу Западно-Сибирского бассейна, имеются различия между этим отложениями. Во-первых, Вака-Муэрто имеет терригенно-карбонатный генезис. Во-вторых, бассейн Неукен обладает существенно меньшими размерами – около 30 тыс. км². В этой связи напрямую проецировать полученные там результаты на ЯНГКМ

не стоит, однако данный пример показывает принципиальную возможность выполнения площадного секвенс-стратиграфического анализа через прослеживание бровок палеошельфа и их увязки с анализом вертикальных сейсмических профилей (сейсмогеологических разрезов).

В результате детального изучения волнового поля неокомского интервала разреза на ЯНГКМ прослежен 61 ОГ, для 34 из них сейсмическая съемка 3D позволила выделить и закартировать бровки палеошельфа.

Древнейшим сейсмокомплексом в пределах месторождения, для которого фиксируется «сваливание» шельфовой части в склоновую, является АчС₈¹ (БУ₁₀³⁻¹), шельфовые части более старых сейсмокомплексов развиты восточнее и в рамках настоящей работы не исследовались. Большая часть сейсмокомплексов выделена на всей площади месторождения, остальные прослеживаются фрагментарно, как, например, АчВ₁₁², отсутствующий на севере. Встречаются и обратные примеры: например, сейсмокомплекс АчВ₈, отличающийся повышенным расстоянием между бровками на севере, полностью отсутствует на юге (рис. 4).

Обращает на себя внимание вариативность взаимоотношения бровок палеошельфа. Фиксируемые расстояния продвижения одного и того же сейсмокомплекса по отношению к соседним непостоянны по площади

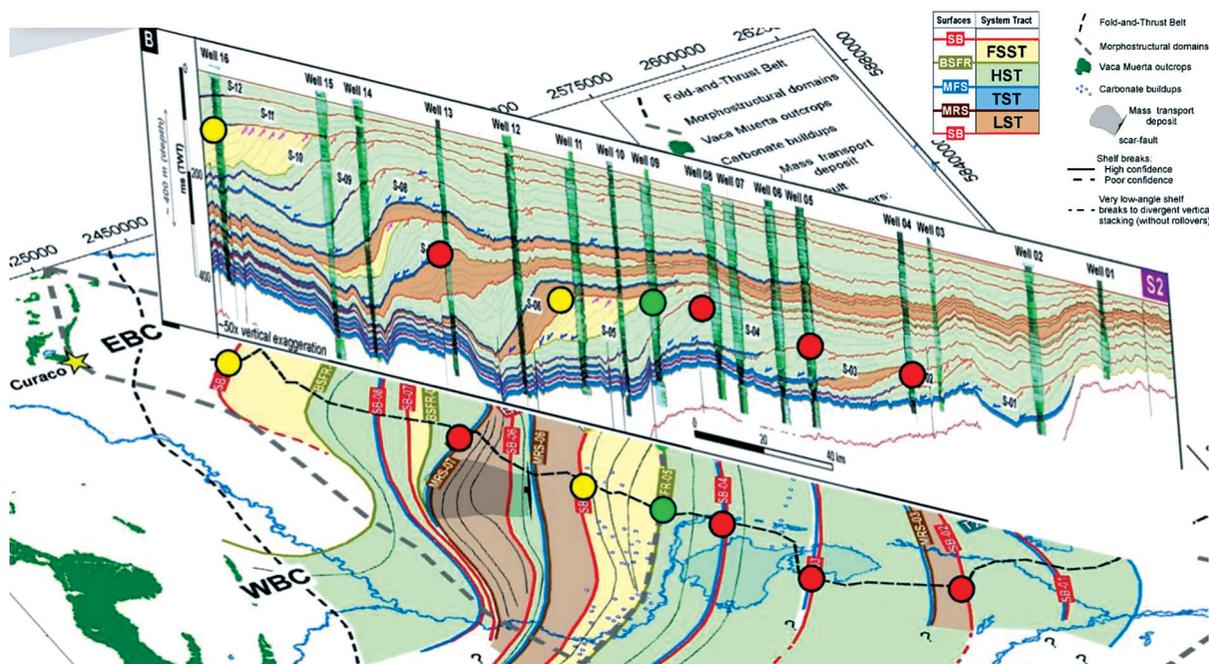


Рис. 3. Регионально закартированные бровки палеошельфа, формация Вака-Муэрто [25]

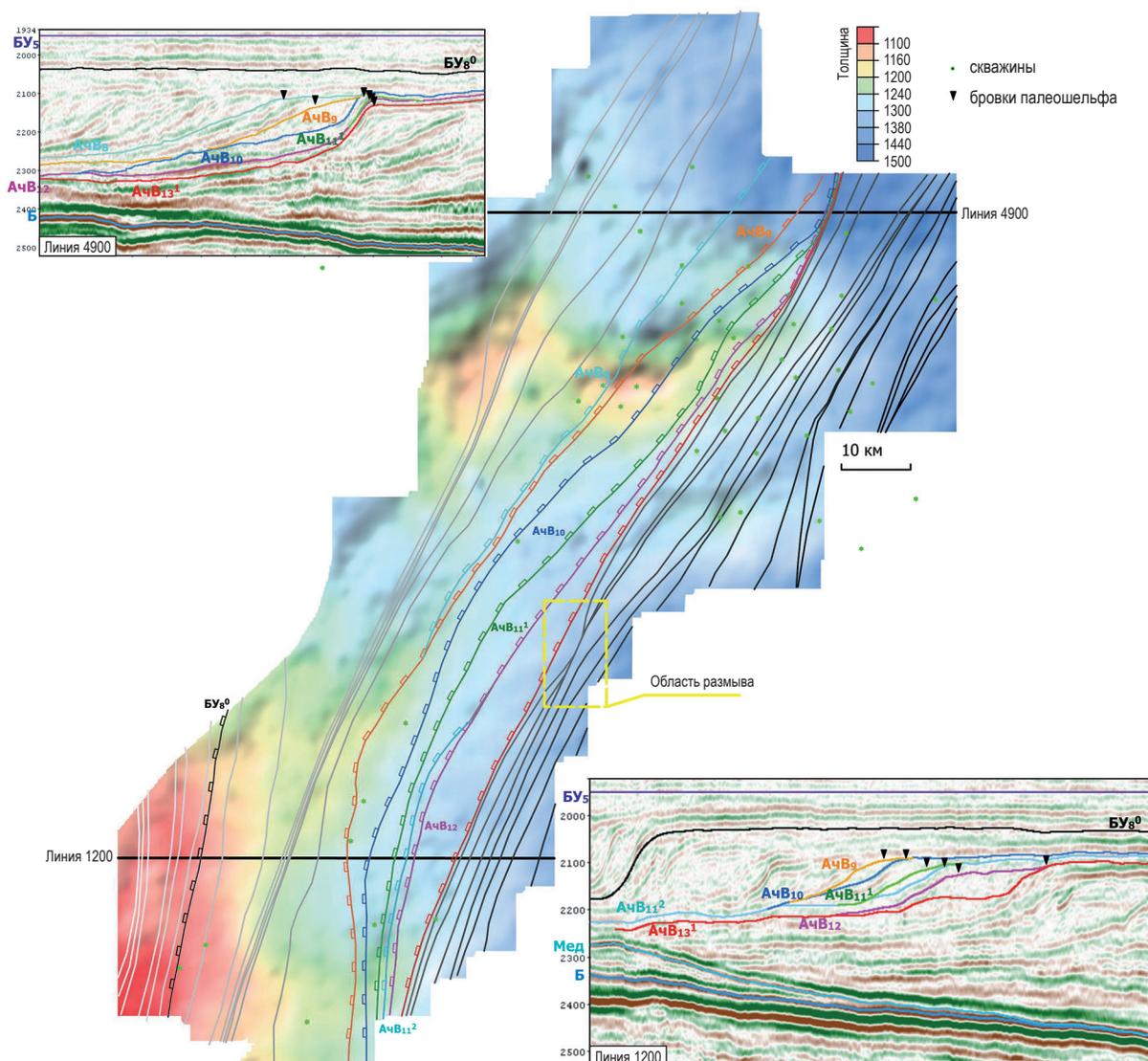


Рис. 4. Карта толщин неокома (изопахиты между ОГ BU_1 и Б) с наложенными бровками палеошельфа (осветление цвета бровок указывает на омоложение)

исследований. Так, фронт продвижения бровки сейсмокомплекса $AчВ_{12}$ на юге месторождения составляет от 1 до 8 км, тогда как на севере не превышает первых сотен метров. Более стабильная проградация фиксируется для сейсмокомплекса $AчВ_{10}$, однако и для него на севере краевая часть шельфа смещается незначительно. В целом отмечается, что стабильного расстояния между бровками по всей площади месторождения не выделяется ни по одному из сейсмокомплексов. Значит, на всех этапах формирования клинотемы неокомского бассейна территория месторождения испытывала различные скорости привноса осадков.

Выделяются несколько основных факторов, влияющих на поступление и аккумуляцию осадочного материала, а именно:

эвстатические (глобальные) колебания уровня моря, тектоника и физико-географическая обстановка (уклон шельфа и склона, ширина шельфа и рельеф дна бассейна), близость от источника и его состав. Последним фактором можно пренебречь, так как в рамках седиментационной модели месторождения корректно допущение равноудаленного нахождения всех его участков от источника сноса, поскольку таковым для Западно-Сибирского бассейна принято считать Восточную Сибирь [18], расстояние до которой составляет тысячи километров в сравнении с поперечными размерами ЯНГКМ (примерно 150×75 км). Также очевидно, что эвстатические колебания уровня моря в пределах изученного участка были синхронны, соответственно, этот фактор

также не оказывал влияния на особенности поступления и распределения осадков в неокомское время. Таким образом, ключевым фактором, определяющим условия седиментации, по всей видимости, выступали тектонические движения, а также локальные особенности физико-географической обстановки.

При анализе поведения бровок шельфа не наблюдаются перекрытия последующей бровки предыдущей, т.е. по мере омоложения бровок происходит их продвижение вперед (на запад), пускай и с различной скоростью. Следовательно, на вертикальных сечениях сейсмического куба прослеженные отражения либо проградируют (продвигаются вперед), либо аградируют (горизонтальная проекция не меняется), но не ретроградируют [26]. В этой связи можно сделать вывод о том, что скорость формирования аккомодационного пространства была сопоставима или была ниже, чем скорость поставки осадков [10]. Отсутствие ретроградации в пределах клиноформной толщи, по крайней мере в явном виде, свидетельствует об отсутствии этапов трансгрессии либо о незначительном временном отрезке, когда она наступала, в результате чего не был накоплен объем осадков, достаточный для отклика в сейсмическом поле.

Анализируя взаимоотношения бровок шельфа, можно выполнить реконструкцию колебаний относительного уровня моря на каком-либо участке. Например, на севере ЯНГКМ, в районе линии 4900 (см. рис. 4), можно видеть практически аградирующие бровки сейсмокомплексов АчВ₁₂₋₁₀, что свидетельствует о стабильном положении уровня моря на момент их формирования. Стабильность уровня моря указывает на его относительно высокий и повышающийся уровень. Заметное перемещение бровки может указывать на регрессию, которая бывает нормальной или форсированной. Форсированная регрессия возникает на начальном этапе падения уровня моря, в результате чего происходит частичное или полное осушение шельфа, возрастают скорости седиментации на дне бассейна вблизи склона. Поскольку обычно форсированная регрессия следует за трансгрессией или генетически близким этапом (высокое стояние) [13], то можно предположить, что сейсмокомплексы АчВ₈ и АчВ₉ связаны именно с этапом низкого стояния (ранней его фазы). Для более точного определения системных тракток необходим

комплексный анализ вертикальных сечений и скважинной информации. По схождению и расхождению бровок в большинстве случаев можно судить об изменении или стабилизации уровня моря, расширение расстояний между бровками не может быть однозначно интерпретировано без привлечения дополнительных данных. Однако даже сужение бровок палеошельфа не всегда обусловлено стабильно высоким уровнем моря. Примером этому является зона размытия ряда шельфовых пластов, включая бровки палеошельфа, в центре ЯНГКМ (см. желтый пунктир на рис. 4). Показано [3], что в результате падения уровня моря и активного размыва ранее отложенных осадков сформировался мощный авандельтовый поток на шельфе, трансформировавшийся на склоне и у его подножья в ярко выраженный по сейсмическим данным подводный конус выноса дельтового типа с питающим каналом и развитой системой распределительных каналов.

Рассмотрен также аспект возможной связи общей толщины неокома и поведения закартированных бровок палеошельфа. Очевидно, что общая толщина неокома не может детально отображать особенности палеорельефа к концу формирования каждого неокомского комплекса в отдельности, однако карта толщин данного интервала показывает общую тектоническую ситуацию района. Главными тектоническими элементами палеорельефа в неокомское время выступали Ябургское поднятие в центре и Харвутинское поднятие на юге. Какой-либо однозначной связи между основными элементами палеорельефа и густотой закартированных бровок не просматривается. В пределах сводовых частей палеоподнятий или их склонов наблюдаются как сгущение, так и разрежение бровок. Отсюда можно сделать вывод об отсутствии значимого влияния крупных тектонических элементов палеорельефа на особенности проградации неокомского бассейна в пределах ЯНГКМ. Таким образом, можно предположить, что на седиментацию клиноформной толщи месторождения основное влияние оказала физико-географическая обстановка.

В целом, анализируя карту толщин неокома, хотелось бы отметить одну противоречивую особенность геологического разреза месторождения. Противоречивость заключена в том, что при максимальном сокращении толщин на юге (характеризует наличие палеоподнятия) волновая картина

указывает на стабилизацию высокого уровня моря (отражение над ОГ БУ₈⁰, связанное с пластом БУ₇, явно аградирует). Здесь также необходимо упомянуть, что именно с районом Харвутинского палеоподнятия связано наличие толщи медвежьей (заключена между ОГ Мед и Б), алевролитоглинистых отложений, сформировавшихся на границе юры и мела [27] в виде линзы, образование которой обусловлено инверсионными тектоническими движениями. Впрочем, вопросы изучения особенностей толщи медвежьей и ее влияния на формирование неокомского бассейна требуют широкого регионального охвата геолого-геофизической информации, поэтому в рамках настоящей статьи не обсуждаются.

Проблема выделения трансгрессии

Отличительной особенностью клиноформной толщи северной части Западно-Сибирского бассейна является отсутствие выраженного налегания слоев (*англ. onlap*), за исключением районов развития толщи медвежьей, когда на первоначально наклонную поверхность налегают горизонтальные слои заполнения. Также не фиксируется ретроградирующий (отступающий в сторону источника сноса, в данном случае в восточном направлении) характер изменения бровок палеошельфа. Упомянутые признаки отличают трансгрессивный системный тракт в пределах секвенса. Типичное сечение сейсмического куба (рис. 5) показывает, что все заполнение неокомского бассейна

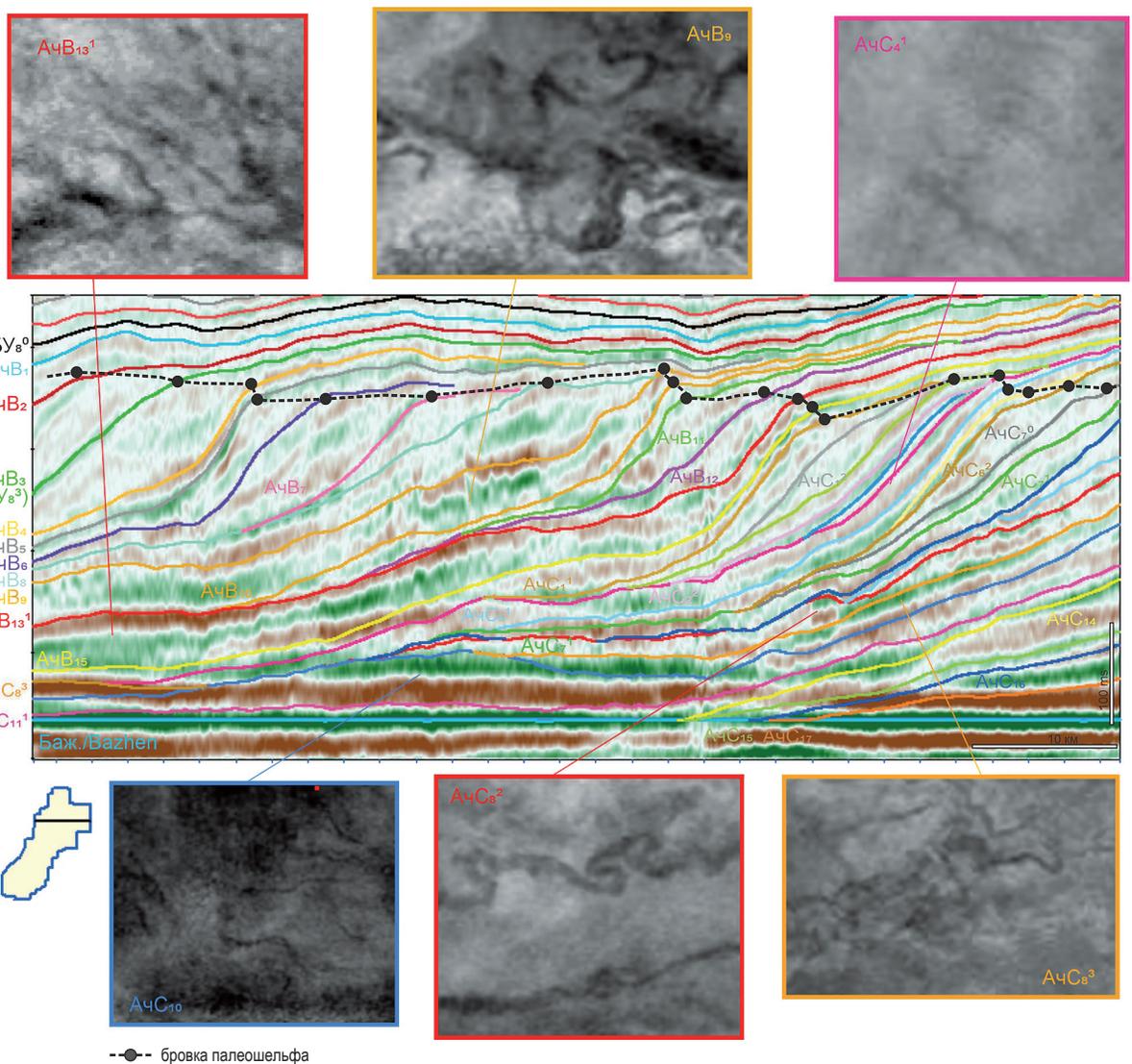


Рис. 5. Фрагмент временного сейсмического разреза (выровнен на ОГ Б) и характерные седиментационные срезы в интервале прослеженных сейсмокомплексов, показывающих наличие множественных канальных сейсмофаций

характеризуется прилеганием (*англ.* *dawnlap*) отражающих пакетов (наклонные слои на первоначально горизонтальной поверхности). Таким образом, получается, что по сейсмическим данным не обозначаются признаки, необходимые для выделения трансгрессивного системного тракта.

Дополнительным фактором, указывающим на отсутствие протяженного по времени трансгрессивного цикла, является анализ сейсмического поля, который не показывает наличия глубоких врезов (десятки миллисекунд), связанных с врезанными долинами вблизи кромок палеошельфа, несмотря на теоретические предположения для их формирования – относительно крутые склоны и наличие аллювиальных систем [10] при том, что многочисленные турбидитные системы уверенно фиксируются во всей клиноформной толще месторождения (см. рис. 5). Таким образом, отсутствие характерных врезанных долин в сейсмических данных не является следствием недостаточной разрешенности волнового поля ЯНГКМ.

Сейсмические поверхности с реперными свойствами, присущие конденсированным разрезам (упомянутые выше баженовская свита и «шоколадная» пачка глин), которые, в свою очередь, маркируют ПМЗ, в интервале клиноформной толщи не выделяются (волновое поле клиноформ не содержит динамически выраженных отражений на сколь-нибудь значительной площади). Поскольку ПМЗ выступают кровлей трансгрессивного тракта, можно подтвердить ранее сделанный вывод о крайне незначительном времени существования (толщина гипотетических трансгрессивных осадков не превышает разрешающей способности сейсморазведки, в данном случае менее 10...20 м) трансгрессий в клиноформной толще, если таковые были.

Сложности с выделением трансгрессивных осадков в интервале ачимовской толщи северной части Западно-Сибирского бассейна признаются и другими исследователями. В частности, приведены [28] примеры ТСТ толщиной в первые метры, выделенные по скважинным данным, либо предложено объединять (не расчленять) соседние системные тракты, определенные по сейсмическим данным.

Отсутствие трансгрессии, по крайней мере ее длительного развития, подтверждается хроностратиграфической схемой (диаграммы Виллера [29]), составленной по волновому

полно интервала Б-БУ₈³ (рис. 6), согласно которой ретроградирующие последовательности (явные признаки трансгрессии) отсутствуют. Диаграмма Виллера представляет собой сейсмогеологическую модель во временной шкале, которая получена путем проецирования каждой выделенной сейсмической фазы на хронологическую линейку с ценой деления около 150 тысяч лет (вся шкала охватывает примерное время формирования ачимовской толщи месторождения). Диаграмма строится на допущении, что каждая фаза в сейсмическом разрезе отвечает геологическому слою, сформировавшемуся за единицу времени. Таким образом, проследив каждое отражение волнового поля и снеся его проекцию на геохронологическую схему, можно получить представление о хронологическом порядке формирования геологического разреза и условиях седиментации.

Для неокомского бассейна ЯНГКМ отражения, имеющее небольшую протяженность по латерали (короткие горизонты на диаграмме Виллера), приурочены к склоновой части клиноформного комплекса и отвечают преимущественно глинистой части разреза, формирование которой происходило в результате быстрого привноса большого количества плохо отсортированного обломочного материала. Протяженные оси синфазности соответствуют отложениям, имеющим большую базу аккумуляции и формировавшимся как в условиях склона, так и в зонах, прилегающих к нему, – ундаформе на шельфе (шельфовые фации) и фондоформе на дне бассейна (глубоководные фации). Исходя из латеральной протяженности отражений также можно предположить относительный уровень моря, существовавший на момент формирования осадков. Отложения, развитые на большом протяжении, могли осаждаться в условиях повышенного уровня моря, тогда как локально развитые тела сформировались при низком стоянии. Кроме того, по характеру сочленения соседних слоев на диаграмме можно распознать трансгрессии или регрессию, а также на качественном уровне скорость этих процессов [13].

Диаграмма Виллера также позволяет графически отобразить кривую колебаний относительного уровня моря [30] по огибающим линий прекращения прослеживаемости ОГ на хроностратиграфической схеме, что и было выполнено. Для горизонтов, у которых линии выклинивания находятся за пределами

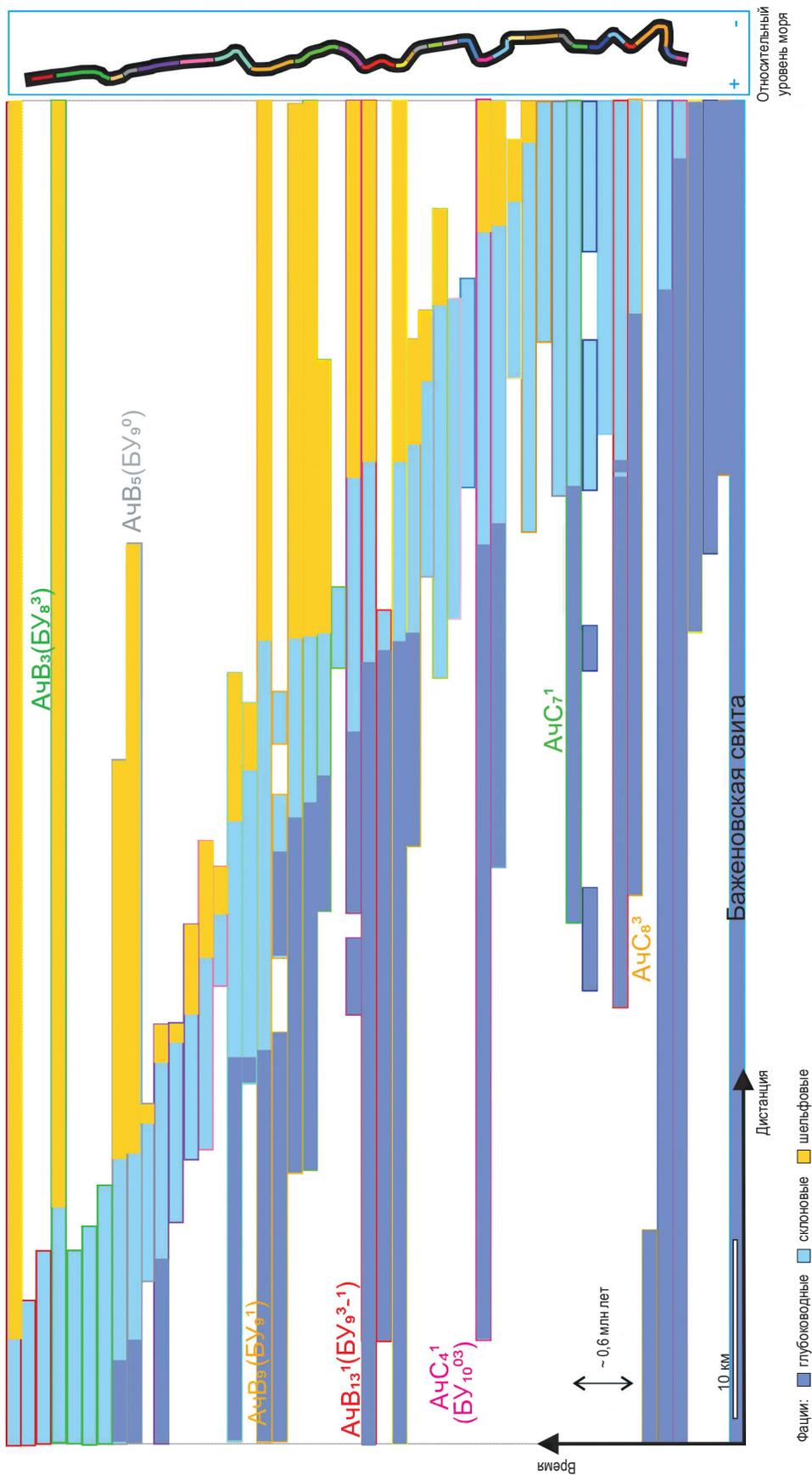


Рис. 6. Хроностратиграфическая схема по сейсмическому сечению на рис. 5: здесь и далее на рис. 7 цветовую кодировку горизонтов см. на рис. 5

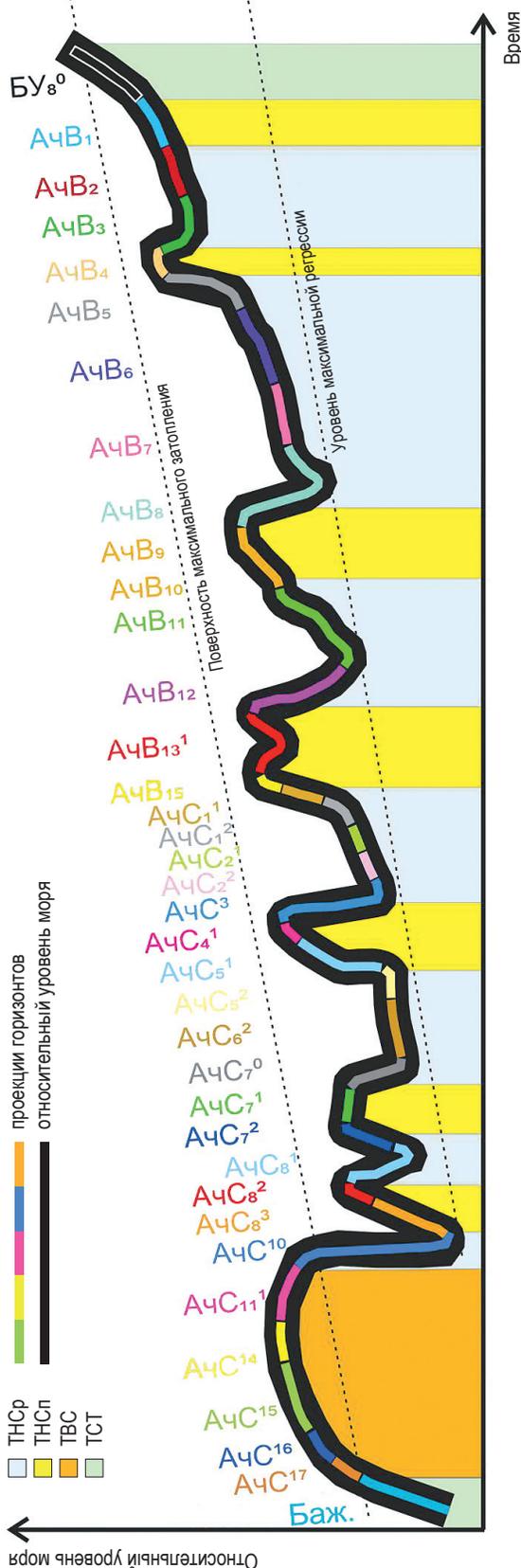


Рис. 7. Кривая колебаний относительного уровня моря с наложенными проекциями горизонтов, описывающая полный цикл секвенса от ПМЗ до ПМЗ (от баженовских до «шоколадных» глин)

исследуемой площади, кривая колебаний уровня моря была экстраполирована до баженовской свиты (ПМЗ) исходя из теоретических предпосылок, а именно из того, что за периодом трансгрессии должен следовать период высокого стояния, который меняется резким обмелением бассейна (рис. 7). Общий наклон кривой на рис. 7 означает глобальное прогибание неокомского бассейна Западно-Сибирского региона [18]. Показанные колебания относительного уровня моря не имеют привязки к абсолютным значениям перепадов глубин и отображают на качественном уровне лишь общую тенденцию.

На диаграмме Виллера, а также на временных сейсмических разрезах заметна пилообразная цикличность смены нормальной и форсированной регрессий. Согласно теории секвенс-стратиграфии форсированная регрессия связана исключительно с быстрым падением относительного уровня моря (ранняя фаза низкого стояния), тогда как нормальная регрессия может быть связана как с высоким, так и с низким стоянием (поздняя фаза). Отличить тракты высокого стояния от низкого призван характер проградирующих напластований. В случае высокого стояния бровки палеошельфа проградируют по дуге, аппроксимируемой логарифмической функцией. Отличием ТНСп является проградирование по дуге, аппроксимируемой экспоненциальной функцией [13]. При этом объективно на реальных сейсмических разрезах ачимовской толщи Западной Сибири отличить вышеназванные типы проградации бывает весьма сложно.

Как показывает анализ поведения бровок палеошельфа ЯНГКМ, наращивание ачимовской толщи осуществлялось чередованием циклов проградации и аградации, т.е. вариациями относительного уровня моря. При этом однозначно определяется только ТНСр, верхней границей которого выступает поверхность максимальной регрессии, после чего начинают формироваться отложения ТНСп в условиях повышающегося уровня моря. Очевидно, что во время формирования ачимовской толщи рассматриваемого месторождения повышения уровня моря вплоть до тепловского горизонта были не столь масштабны, чтоб привести к формированию выдержанных глинистых покровов, т.е. к завершению строения секвенса.

Таким образом, секвенс 3-го порядка, выделенный в пределах ачимовской толщи ЯНГКМ,

включает полный цикл между поверхностями максимального затопления: подошвенная часть ачимовской толщи, перекрывающая трансгрессивные баженовские глины, представлена ТВС, который сменяется вверх по разрезу чередующимися ТНСр и ТНСп, а завершают строение секвенса шельфовый пласт БУ₈⁰ и перекрывающий его тепловский горизонт.

Характер кривой изменения уровня моря показывает и более высокочастотные колебания, в пределах которых возможно выделение секвенсов 4-го порядка – всего пяти или семи секвенсов. Причем часть из них, возможно, разрешаются в сейсмических данных, хотя и включают неполный набор трактов. Предполагаемое деление на секвенсы 4-го порядка по сейсмическим разрезам над горизонтами АчС₈², АчС₇², АчС₅¹, АчВ₁₅, АчВ₁₃¹, АчВ₉ и АчВ₅ может быть подтверждено по скважинным данным наличием выраженных глинистых пропластков (рис. 8).

Например, можно рассмотреть секвенс 4-го порядка между горизонтами АчВ₉ и АчВ₅. Исходя из ранее предложенной методологии выбора ПМЗ в качестве границы секвенса глинистый пропласток над песчаным пластом АчВ₉ (шельфовая часть соответствует пласту БУ₉) может выступать ТСТ, венчающимся ПМЗ. Далее, вверх по разрезу, конфигурация сейсмических отражений указывает на резкое падение уровня моря: оси синфазности сейсмокомплексов образуют мощный проградационный клин в склоновой части с резким утонением на шельфе. Выделенные здесь отложения, ограниченные горизонтами АчВ₈, АчВ₇ и АчВ₆, уверенно относятся к ТНСр. Перекрывающий указанные сейсмокомплексы АчВ₅ частично включает в подошве серию проградационных отражений склона (окончание форсированной регрессии), в кровельной части представляет собой аградационную последовательность, по сейсмическим данным, и выдержанную глинистую пачку, по скважинным данным. Следовательно, существуют явные указания на высокий уровень моря к концу формирования комплекса АчВ₅, а значит, данный комплекс включает период трансгрессии и ПМЗ. Таким образом, в пределах сейсмокомплексов АчВ₉...АчВ₅ можно выделить самостоятельный секвенс 4-го порядка, который содержит три системных тракта (без ТНСп). При этом обозначается проблема разрешающей способности сейсморазведки

и возможности корректно отождествлять отражающие горизонты. Так, для перехода к выделению секвенсов 4-го порядка по сейсмическим данным необходимо проследить большее количество сейсмических горизонтов. Прежде всего в пределах сейсмокомплекса АчВ₅ необходимо дополнительно обозначить еще один горизонт, который бы отвечал началу трансгрессии (ТСТ). Однако объективно выделить такой горизонт в пределах ближайших к АчВ₅ фаз не представляется возможным (см. рис. 5). Опора на скважинные данные в данном случае также невозможна вследствие недостаточной плотности бурения, особенно учитывая латеральную изменчивость условий седиментации, подтвержденную по вариациям бровок палеошельфа.

Аналогичные доводы о неоднозначности выделения секвенсов 4-го порядка по имеющимся данным могут быть приведены при изучении отложений в интервале комплексов АчС₇² и АчС₅¹. Так, в кровле этих сейсмокомплексов согласно сейсмическим и скважинным данным фиксируются аградация и относительно выдержанные глинистые пачки, которые могут выступать в роли ПМЗ. В таком случае перекрывающий комплекс АчС₇¹ следует отнести к ТВС. Следующие вверх по разрезу тракты АчС₉⁰, АчС₆² и АчС₅², судя по активно проградирующим бровкам и минимальным толщинам на шельфе, однозначно относятся к ТНСр. Последующий подъем уровня моря (судя по диаграмме Виллера) привел к формированию либо ТНСп и ТСТ, либо только ТСТ. Поскольку бровка сейсмокомплекса АчС₅¹ распознается неоднозначно, а толщина сейсмокомплекса АчС₅¹ в сейсмическом поле представлена всего одной фазой, то выделить здесь два системных тракта не получится, так же как и корректно соотнести данный сейсмокомплекс с каким-либо системным трактом 4-го уровня секвенс-стратиграфического анализа.

Таким образом, анализ доступной геолого-геофизической информации на месторождении показывает, что переход на выделение секвенсов 4-го порядка может быть ограничен разрешающей способностью сейсмических разрезов и относительно малым представительством скважинных данных. При этом стоит отметить, что для уверенной идентификации системных трактов могут быть использованы каротажные образцы только в шельфовой части неокома, поскольку в пределах склона и фондоформы

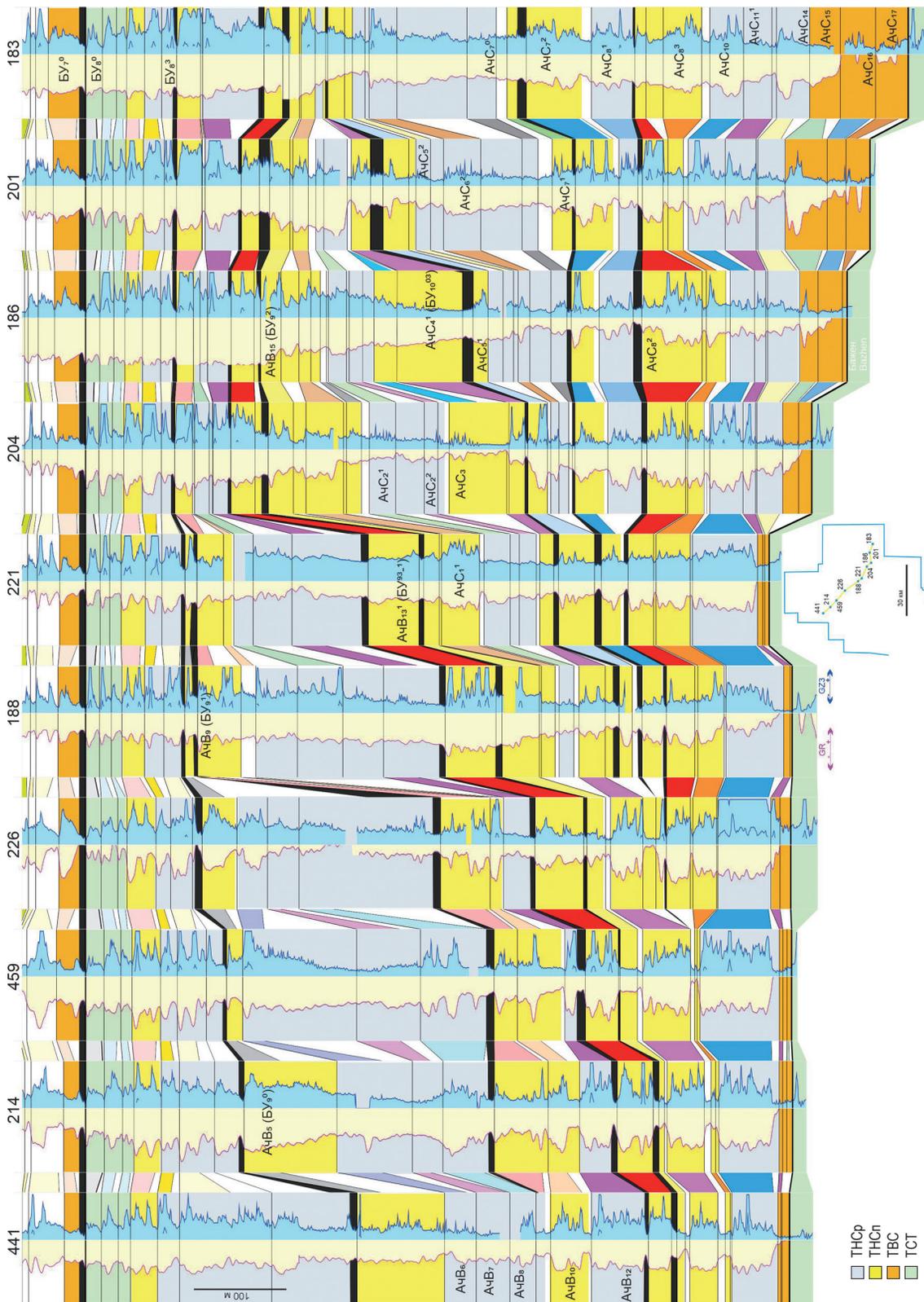


Рис. 8. Пример скважинной корреляции неомского интервала разреза

решающее влияние на распределение песчаности (вида каротажных кривых) помимо относительного уровня моря оказывает приуроченность к конкретным фациальным зонам подводных конусов выноса или иных седиментационных объектов (проксимальная или дистальная часть турбидита, прирусловые валы, комплекс массопереноса и т.д.).

Выделение трансгрессии по скважинным данным бесспорно для интервала шельфовых пластов $БУ_8^0 \dots БУ_8^{02}$ и перекрывающей их «шоколадной пачки» глин, которая содержит песчаники пониженных толщин, по отношению к нижележащим пластам $БУ_8^1 \dots БУ_8^3$ (рис. 9), причем даже на фоне устойчивого общего тренда повышения песчаности в восточном простирании (от скв. 441 до скв. 183). Преимущественно регрессивный характер каротажных кривых интервала пласта $БУ_7$ указывает на стабилизацию и постепенное понижение уровня моря после трансгрессивного этапа с формированием поверхности максимально затопления. Отмеченная тенденция не наблюдается для других пластов описываемого интервала, что подтверждает региональную трансгрессию и корректность ранее сделанного вывода об отнесении тепловского горизонта к границе секвенса 3-го порядка. При этом стоит обратить внимание, что не каждый глинистый слой указывает на устойчивую трансгрессию. Так, пачки глин, перекрывающих песчаные пласты $БУ_8^1 - БУ_8^3$, очевидно, отвечают относительно кратковременным или локальным понижениям уровня моря и должны быть отнесены к событиям 4-го порядка секвенс-стратиграфического анализа.

Таким образом, фиксируемое отсутствие закономерностей распределения толщин песчаников в шельфовой части (признаки аградации, проградации или ретроградации) свидетельствует о локальных импульсных, тектонических движениях или изменениях в физико-географических обстановках, характеризующих временные интервалы формирования секвенсов 4-го порядка (до нескольких десятков тысяч лет). При этом к регионально значимым событиям относятся формирование баженовской толщи и «шоколадной» пачки глин, которые выступают границами секвенса 3-го порядка.

Анализ связи системных трактов и песчаности

Исходя из теоретических предпосылок секвенс-стратиграфического анализа терригенных глубоководных отложений породы-коллекторы могут быть представлены отложениями шельфа склона (оползнями), высокоплотными турбидитами или низкоплотными турбидитами. Наименее перспективным трактом секвенса являются периоды поздней трансгрессии и следующей за ней начальной стадии высокого стояния – формирование конденсированных разрезов [22]. Также отмечается высокая вероятность отложения преимущественно глинистых фракций в начале резкого падения относительного уровня моря, поскольку огромные массы нестабильных отложений края шельфа посредством обвалов, оползней и селевых потоков переоткладываются у подножья склона, происходящая при этом вторичная сортировка минимальна. В пределах остальных периодов возможно формирование как песчаных, так и глинистых отложений [9]. Поскольку по результатам выполненных исследований в пределах клиноформной толщи ЯНГКМ скольнибудь продолжительный трансгрессивный этап не был выделен, можно предположить вероятное развитие песчаных разностей в пределах всей ачимовской толщи.

С целью систематизации представлений о перспективности отложений того или иного системного тракта были привлечены данные об эффективных толщинах ($H_{эф}$) и коэффициентах песчаности ($K_{песч}$). Для расчета $K_{песч}$ использовали общие опесчаненные толщины, определенные как разница между нижней и верхней границами опесчанивания [31]. Под нижней границей подразумевается относительный уровень (в данном случае от подошвы неокомского бассейна – кровли баженовской свиты), ниже которого зерновой материал не аккумулировался вследствие значительной глубины бассейна и удаленности от шельфа (слишком низкая энергетическая обстановка). Верхней границей выступает уровень склона, при котором возможно осаждение зернового материала, когда сила трения превышает силы гравитации (высокоэнергетическая обстановка). Таким образом, уровни глинизации ачимовских сейсмокомплексов определялись их отсечением соответствующими верхними или нижними границами опесчанивания, построенными по скважинным данным на основе

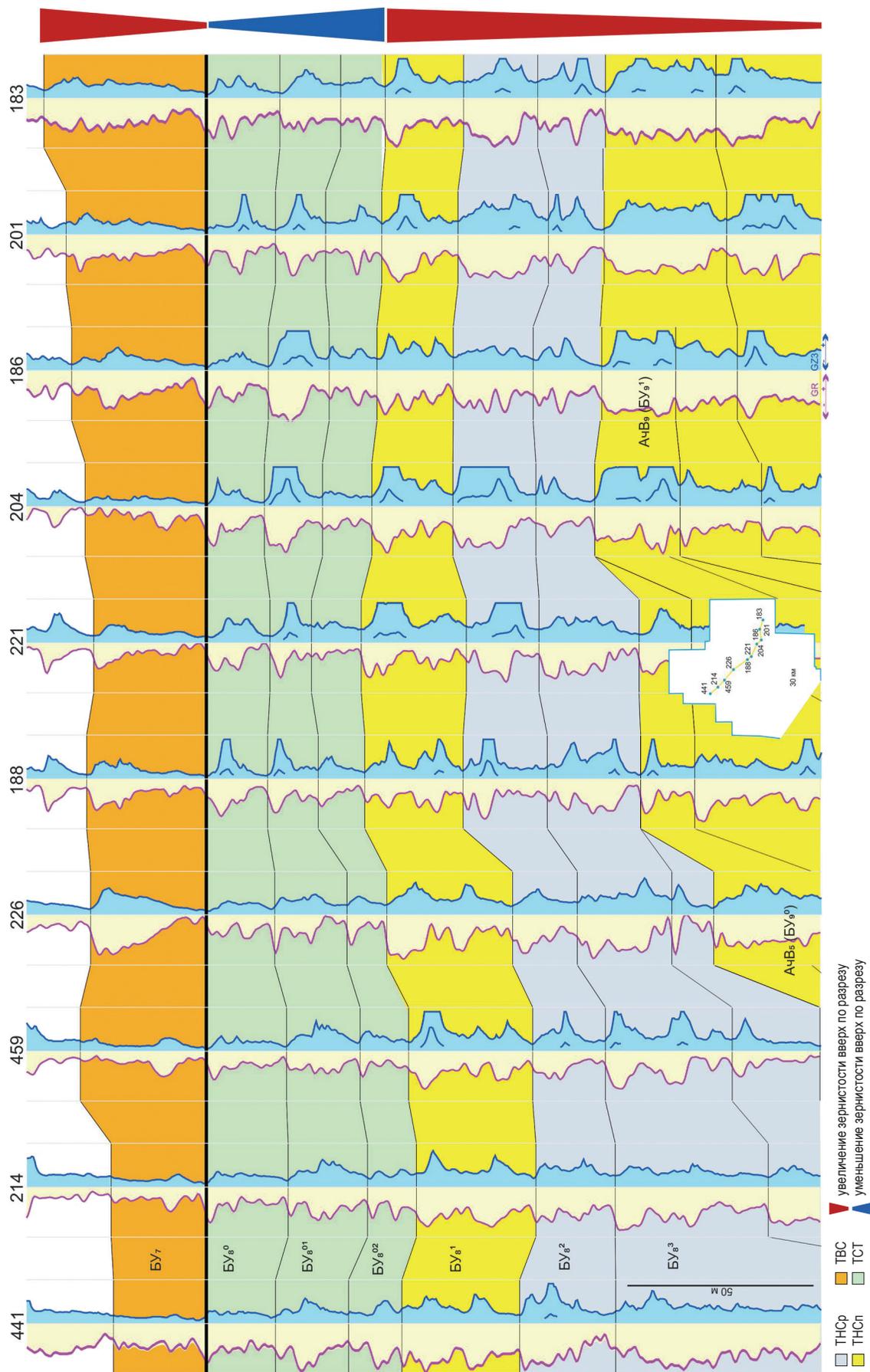


Рис. 9. Пример скважинной корреляции неомского интервала разреза (шельфовые пласты)

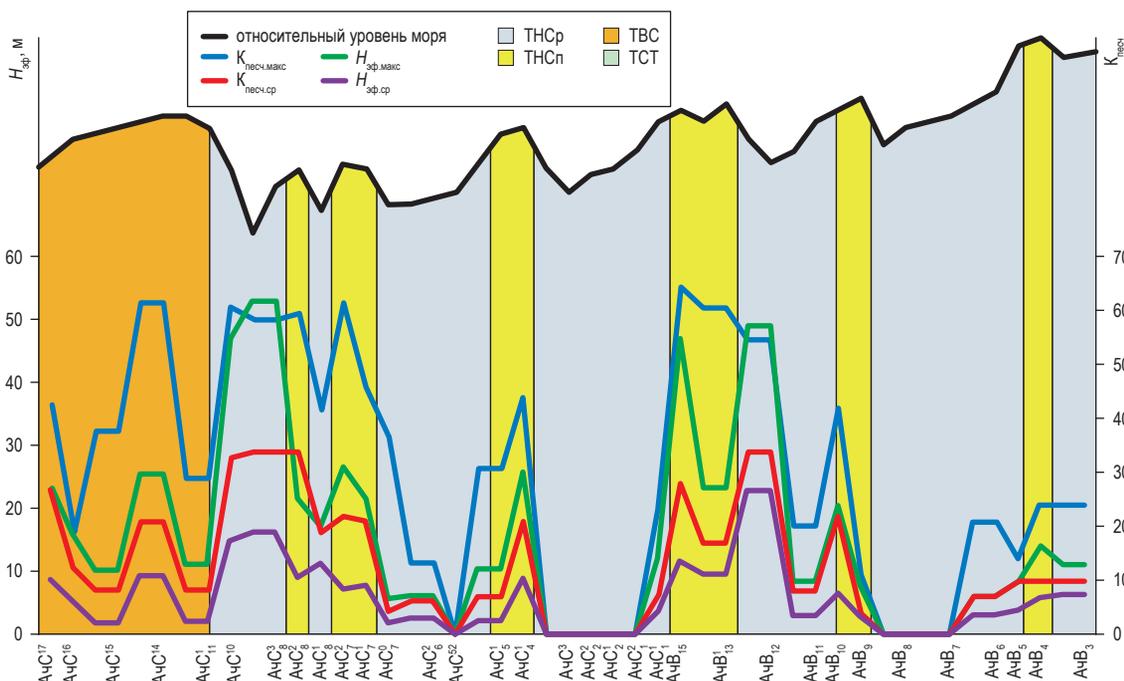


Рис. 10. Сопоставление колебаний относительного уровня моря и параметров песчаности

трендовой составляющей (поверхность кровли баженовской свиты).

Несмотря на то что данный анализ выполнен для северной части ЯНГКМ, которая вскрыта наибольшим количеством скважин, полученные результаты следует оценивать лишь в качестве ориентировочных, поскольку несколько десятков скважин не могут в полной мере характеризовать такие сложно построенные отложения, как ачимовская толща. Особенно это относится к западным клиноформам, которые вскрыты единичными скважинами. Кроме того, авторы обращают внимание на то, что самые древние ачимовские отложения, отнесенные к TBC, представлены дистальными частями клиноформ, проксимальные и срединные их части развиты восточнее 3D-съемки и скважинами не охарактеризованы. Значит, в действительности песчаность пластов AчC₁₀ и старше и AчB₁₀ и моложе может быть выше.

Результаты сопоставления колебаний относительного уровня моря и параметров песчаности представлены на рис. 10. Они согласуются с теоретическими предпосылками: начальный период падения уровня моря (THCср) связан с полным отсутствием песчаной составляющей в пределах клиноформного комплекса, в пределах которого выделены горизонты AчC₅², AчC₃...AчC₂¹, AчB₇...AчB₈.

Причем длительность периода падения моря должна быть достаточной для формирования нескольких проградационных клиноформ. Соответственно, относительно определенных системных трактов падение моря должно быть катастрофическим. Случаи кратковременного или не столь мощного понижения не приводят к полной потере песчаной составляющей (AчC₈¹, AчB₁₂). На завершающих этапах THCср песчаность разреза повышается, достигая пиковых значений при относительной стабилизации уровня моря – на THCп. Отмечается высокая степень опесчанивания разреза при формировании клина высокого стояния (TBC).

Таким образом, в результате совместного анализа колебаний относительного уровня моря и параметров песчаности ачимовской толщи установлено, что повышенные толщины песчаных резервуаров приурочены к TBC и THCп. Диагностическим признаком повышенной глинистости THCср является его начальный этап, связанный с катастрофическим падением относительного уровня моря.

Выводы

Секвенс-стратиграфический анализ и определение системных трактов по сейсмическим данным должны выполняться на основе корректно выполненной сейсмической

корреляции, которая, в свою очередь, должна контролироваться седиментационными срезами и картами толщин.

Анализ вертикального и площадного взаимного расположения бровок палеошельфа совместно с анализом каротажных кривых являются необходимой частью секвенс-стратиграфического анализа. Дополнительный важный инструмент восстановления условий осадконакопления – это построение хроностратиграфических колонок.

По данным анализа латеральных взаимоотношений бровок палеошельфа предположено, что на всех этапах формирования клиноформы неокомского бассейна территория месторождения испытывала привнос осадков с различной скоростью. В результате сопоставления палеотектонической карты неокомского интервала сделан вывод об отсутствии значимого влияния крупных тектонических элементов палеорельефа на особенности проградации неокомского бассейна в пределах ЯНГКМ, решающим фактором седиментации клиноформной толщи месторождения стала физико-географическая обстановка.

На основе анализа сейсмических и скважинных данных установлено отсутствие продолжительных периодов трансгрессий при формировании клиноформной толщи неокома. Аргументами для такого вывода являются отсутствие выдержанных глинистых прослоев и ретроградационных последовательностей, а также отражающих пакетов с несогласным налеганием, которые указывают на преобладающие регрессионные процессы седиментации в ачимовской толще. В этой связи предложено в рамках секвенс-стратиграфического анализа неокома ЯНГКМ ограничиваться выделением секвенсов 3-го порядка, границами которых выступают поверхности максимально-затопления – баженская свита в подошве и тепловский горизонт в кровле. Для перехода к секвенсам 4-го порядка необходима большая плотность бурения.

Установлена связь между развитием песчаности ачимовской толщи с колебаниями относительного уровня моря и определенными системными трактами. Максимальное количество песчаного материала приурочено к ТВС и ТНСп.

Список литературы

1. Клещев К.А. Нефтяные и газовые месторождения России: справ. в 2-х кн. / К.А. Клещев, В.С. Шеин. – М.: ВНИГНИ, 2010. – Кн. 2: Азиатская часть России.
2. Сподобаев А.А. Создание единого массива сейсмических данных 3Д на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении / А.А. Сподобаев, А.А. Нежданов, А.В. Меркулов и др. // Геофизика. – 2016. – № 3. – С. 12–21.
3. Сподобаев А.А. Результаты секвенс-стратиграфического анализа отложений ачимовской толщи на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении / А.А. Сподобаев, А.А. Нежданов, А.В. Меркулов // Экспозиция Нефть Газ. – 2018. – № 2. – С. 22–27.
4. Горбунов С.А. Региональная система корреляции и индексации ачимовских резервуаров на севере Западной Сибири / С.А. Горбунов, В.В. Огибенин, Ю.И. Пятницкий и др. // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – № 6. – С. 16–21.
5. Posamentier H.W. 3D seismic visualization techniques / H.W. Posamentier // Petroleum Geology: North-West Europe and Global Perspectives: Proc. of the 6th Petroleum Geology Conference / ed. by A.G. Doré & B.A. Vining. – London: Geological Society, 2005. – С. 1565–1576.
6. Posamentier H.W. Principles of seismic stratigraphy and seismic geomorphology. I: Extracting geologic insights from seismic data / H.W. Posamentier, V. Paumard, S. Lang // Earth-Science Reviews. – 2022. – Т. 228. – № ст. 103963. – DOI 10.1016/j.earscirev.2022.103963.
7. Ольнева Т.В. Объектно-ориентированная корреляция как новый методический подход в процессе подготовки данных для сейсмофациального анализа / Т.В. Ольнева, В.Ю. Овечкина // Геофизика. – 2016. – № 4. – С. 9–14.
8. Сподобаев А.А. Критерии корреляции отраженных волн в клиноформной толще / А.А. Сподобаев // Геофизика. – 2013. – № 6. – С. 12–18.
9. Catuneanu O. Sequence stratigraphy of deep-water systems / Octavian Catuneanu // Marine and Petroleum Geology. – 2020. – Т. 114. – № 104238. – DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2020.104238.
10. Позаментьер Г. Секвенсная стратиграфия терригенных отложений. Основные принципы и применение / Дж.П. Аллен, Г. Позаментьер. – М.: Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2014. – 436 с.

11. Dailly G.C. Pendulum effect and Niger Delta prolific belt / G.C. Dailly // Amer. Assoc. Pet. Geol. Bull. – 1976. – Т. 60. – С. 1543–1550.
12. Габдуллин Р.Р. Секвентная стратиграфия: учеб. пособие / Р.Р. Габдуллин, Л.Ф. Копаевич, А.В. Иванов. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 113 с.
13. Catuneanu O. Sequence stratigraphy: Guidelines for a standard methodology / Octavian Catuneanu // Stratigraphy & timescales. – 2017. – Глава 1. – С. 1–57. – DOI: 10.1016/bs.sats.2017.07.003.
14. Catuneanu O. Model-independent Sequence Stratigraphy / Octavian Catuneanu // Earth-Science Reviews. – 2018. – Т. 188. – DOI: 10.1016/j.earscirev.2018.09.017.
15. Wagoner J.C., van. Siliciclastic sequence stratigraphy in well logs, core, and outcrops: Concepts for high-resolution correlation of time and facies / J.C. van Wagoner, R.M. Mitchum Jr., K.M. Campion et al. – Tulsa, OK: American Association of Petroleum Geologists, 1990. – 75 с. – (AAPG Methods in Exploration Series. – № 7).
16. Решения 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири (Новосибирск, 2003 г.) / ред. Ф.Г. Гурари. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.
17. Zecchin M. High-resolution sequence stratigraphy of clastic shelves. I: Units and bounding surfaces / M. Zecchin, O. Catuneanu // Marine and Petroleum Geology. – 2013. – Т. 39. – С. 1–25. – DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2012.08.015.
18. Конторович А.Э. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде / А.Э. Конторович, С.В. Ершов, В.А. Казаненков и др. // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5-6. – С. 745–776.
19. Galloway W. Genetic stratigraphic sequences in basin analysis. I: Architecture and genesis of flooding-surface bounded depositional units / W. Galloway // AAPG Bulletin. – 1989. – № 73. – DOI: 10.1306/703C9AF5-1707-11D7-8645000102C1865D.
20. Потапова Е.А. Реализация сиквенс-стратиграфического подхода для уточнения корреляции клиноформных пластов группы БУ на юго-восточном склоне Среднемессояхского вала / Е.А. Потапова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 7. – С. 22–29.
21. Ершов С.В. Сиквенс-стратиграфия берриас-нижнеаптских отложений Западной Сибири / С.В. Ершов // Геология и геофизика. – 2018. – Т. 59. – № 7. – С. 1106–1123. – DOI: <https://doi.org/10.15372/GiG20180711>.
22. Catuneanu O. Sequence stratigraphy: methodology and nomenclature / Octavian Catuneanu, William E. Galloway, Christopher G. St. C. Kendall et al. // Newsletters on Stratigraphy. – 2011. – Т. 44. – № 3. – С. 173–245. – DOI: 10.1127/0078-0421/2011/0011.
23. Catuneanu O. Scale in sequence stratigraphy / Octavian Catuneanu // Marine and Petroleum Geology. – 2019. – Т. 106. – С. 128–159. – DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2019.04.026.
24. Fragoso D. Cyclicity and hierarchy in sequence stratigraphy: An integrated approach / Daniel Galvão Carnier Fragoso, Guilherme Pederneiras Raja Gabaglia, A J C Magalhães et al. // Brazilian Journal of Geology. – 2021. – Т. 51. – № 2. – DOI: 10.1590/2317-4889202120200106.
25. Domínguez R.F. Sequence stratigraphy and the three-dimensional distribution of organic-rich units / Ricardo Fabián Domínguez, Octavian Catuneanu, Hernán M. Reijenstein et al. // Integrated geology of unconventional: The Case of the Vaca Muerta Play, Argentina. – AAPG, 2020. – С. 163–200. – (AAPG Special volumes).
26. Emery D. Sequence stratigraphy / Emery D., K.J. Myers. – Oxford, UK: Blackwell, 1996. – 297 с.
27. Нежданов А.А. Особенности строения верхней юры на северо-западе Западной Сибири / А.А. Нежданов, Е.В. Герасимова, И.И. Халиулин // Актуальные проблемы нефтегазоносных бассейнов. – Новосибирск: НГУ, 2003. – С. 43–51.
28. Жемчугова В.А. Секвенс-стратиграфическая модель нижнего мела Западной Сибири / В.А. Жемчугова, В.В. Рыбальченко, Т.А. Шарданова // Георесурсы. – 2021. – Т. 23. – № 2. – С. 179–191. – DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.18>.
29. Wheeler H.E. Time stratigraphy / H.E. Wheeler // AAPG Bulletin. – 1958. – Т. 42. – С. 1047–1063.
30. Prather B.E. Stratigraphic analysis of XES02: Implications for the sequence stratigraphic paradigm / B.E. Prather, O. Falivene, P.M. Burgess // Journal of Sedimentary Research. – 2022. – Т. 92. – № 10. – С. 934–954. – DOI: 10.2110/jsr.2022.008.
31. Горбунов С.А. Сейсмопалеогеоморфологический метод в изучении ачимовского нефтегазоносного комплекса севера Западной Сибири / С.А. Горбунов // Естественные и технические науки. – 2012. – № 2. – С. 28–37.

Clarified sequence-stratigraphic analysis of Neocomian deposits. A case of Yamburg oil-gas-condensate field

A.A. Spodobayev^{1*}, K.V. Shtol¹, D.Yu. Pecherskiy²

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, “Atrium” business center, Bld. 19, Perekopskaya street, Tyumen, 625003, Russian Federation

² Gazprom Dobycha Yamburg, ООО «Газпром добыча Ямбург», Bld. 9, Geologorazvedchikov street, Novyy Urengoy, 629306, Russian Federation

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

Abstract. The article presents the sequence-stratigraphic approach to studying the Neocomian sediments exemplified by Yamburg hydrocarbon field. Authors analyze behavior of the paleoshelf edge for the mapped surfaces of the Neocomian sequence. On the grounds of complex wave tests and logging traces, they highlight demarcation of a sequence and of the system tracts within a sequence. A chronostratigraphic column (Wheeler’s graph) is constructed. A relative marigram is reverted. Authors conclude that the whole Achim series at Yamburg field should be referred as a third order sequence, where the early and late lowstand systems tract phases prevail. Detection of marine transgressions is discussed. Correlation between sandiness and the outlined systems tracts is analyzed. The 3D seismic cube and the deep-hole well logs served as the primary data. To reconstruct the history of sedimentation in Neocomian basin, the sequence-stratigraphic analysis of the seismic data was applied.

Keywords: Yamburg hydrocarbon field, 3D common depth-point seismic prospecting, abyssal sediments, Achim series, Neocomian deposits, sequence stratigraphy.

References

1. KLESHCHEV, K.A., V.S. SHEIN. Asian part of Russia [Aziatskaya chast Rossii]. In: KLESHCHEV, K.A., V.S. SHEIN. *Oil and gas fields of Russia* [Neftnyanye i gazovyye mestorozhdeniya Rossii]: reference in 2 bks. Moscow: All-Russian Research Geological Oil Institute, 2010, bk. 2. (Russ.).
2. SPODOBAYEV, A.A., A.A. NEZH DANOV, A.V. MERKULOV et al. Creating a united survey of 3D seismic data on Yamburg gas and condensate field [Sozdaniye yedinogo massiva seismicheskikh dannykh 3D na Yamburgskom neftegazokondensatnom mestorozhdenii]. *Geofizika*, 2016, no. 3, pp. 12–21, ISSN 0367-4231. (Russ.).
3. SPODOBAYEV, A.A., A.A. NEZH DANOV, A.V. MERKULOV. Results of the sequence-stratigraphic analysis of the Achimovsky deposits of the Yamburg oil and gas condensate field [Rezultaty sekbens-stratigraficheskogo analiza otlozheniy achimovskoy tolshchi na Yamburgskom neftegazokondensatnom mestorozhdenii]. *Ekspozitsiya Neft Gaz*, 2018, no. 2, pp. 22–27, ISSN 2076-6785. (Russ.).
4. GORBUNOV, S.A., V.V. OGIBENIN, Yu.I. PYATNITSKIY et al. Regional correlation and indexing system for Achimov reservoirs in West Siberia Arctic [Regionalnaya sistema korrelyatsii i indeksatsii achimovskikh rezervuarov na severe Zapadnoy Sibiri]. *Ekspozitsiya Neft Gaz*, 2016, no. 6, pp. 16–21, ISSN 2076-6785. (Russ.).
5. POSAMENTIER, H.W. 3D seismic visualization techniques. In: DORE’, A.G., B.A. VINING (eds.). *Petroleum Geology: North-West Europe and Global Perspectives: Proc. of the 6th Petroleum Geology Conference*. London: Geological Society, 2005, pp. 1565–1576.
6. POSAMENTIER, H.W., V. PAUMARD, S. LANG. Principles of seismic stratigraphy and seismic geomorphology. I: Extracting geologic insights from seismic data. *Earth-Science Reviews*, 2022, vol. 228, no. 103963, ISSN 0012-8252. DOI 10.1016/j.earscirev.2022.103963.
7. OLNEVA, T.V., V.Yu. OVECHKINA. Object-oriented correlation as a new methodological approach in the preparation of data for seismic facies analysis [Obyektno-orientirovannaya korrelyatsiya kak novyy metodicheskiy podkhod v protsesse podgotovki dannykh dlya seysmofatsialnogo analiza]. *Geofizika*, 2016, no. 4, pp. 9–14, ISSN 1681-4568. (Russ.).
8. SPODOBAYEV, A.A. Tracking parameters for the reflected waves in clinoform formations [Kriterii korrelyatsii otrazhennykh voln v kliniformnoy tolshche]. *Geofizika*, 2013, no. 6, pp. 12–18, ISSN 1681-4568. (Russ.).
9. CATUNEANU, O. Sequence stratigraphy of deep-water systems. *Marine and Petroleum Geology*, 2020, vol. 114, no. 104238, ISSN 0264-8172. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2020.104238.
10. POSAMENTIER, H.W., G. ALLEN. *Siliciclastic sequence stratigraphy – concepts and application* [Sekvernaya stratigrafiya terrigennykh otlozheniy. Osnovnyye printsipy i primeneniye]. Translated from Engl. Moscow-Izhevsk: Institut kompyuternykh issledovaniy, 2014. (Russ.).
11. DAILLY, G.C. Pendulum effect and Niger Delta prolific belt. *Amer. Assoc. Pet. Geol. Bull.*, 1976, vol. 60, pp. 1543–1550, ISSN 0149-1423.
12. GABDULLIN, R.R., L.F. KOPAYEVICH, A.V. IVANOV. *Sequence stratigraphy* [Sekventnaya stratigrafiya]: learning guide. Moscow: MAKS Press, 2008. (Russ.).

13. CATUNEANU, O. Sequence stratigraphy: Guidelines for a standard methodology. In: *Stratigraphy & timescales*, 2017, chpt. 1, pp. 1–57. DOI: 10.1016/bs.sats.2017.07.003.
14. CATUNEANU, O. Model-independent Sequence Stratigraphy. *Earth-Science Reviews*, 2018, vol. 188, ISSN 0012-8252. DOI: 10.1016/j.earscirev.2018.09.017.
15. WAGONER, J.C., van, R.M. MITCHUM Jr., K.M. CAMPION et al. Siliciclastic sequence stratigraphy in well logs, core, and outcrops: Concepts for high-resolution correlation of time and facies. Tulsa, OK: American Association of Petroleum Geologists, 1990. *AAPG Methods in Exploration Series*, no. 7.
16. GURARI, F.G. (ed.). *Decisions of the 6th Interagency stratigraphic meeting on examining and adoption of the updated stratigraphic charts for Mesozoic series in Western Siberia (Novosibirsk, 2023)* [Resheniya 6-go Mezhdovedomstvennogo stratigraficheskogo soveshchaniya po rassmotreniyu i prinyatiyu utochnennykh stratigraficheskikh skhem mezozoyskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri (Novosibirsk, 2003 g.)]. Novosibirsk: Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Raw Materials, 2004. (Russ.).
17. ZECCHIN, M., O. CATUNEANU. High-resolution sequence stratigraphy of clastic shelves. I: Units and bounding surfaces. *Marine and Petroleum Geology*, 2013, vol. 39, pp. 1–25, ISSN 0264-8172. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2012.08.015.
18. KONTOVICH, A.E., S.V. YERSHOV, V.A. KAZANENKOV et al. Cretaceous paleogeography of Western-Siberian sedimentary basin [Paleografiya Zapadno-Sibirskogo osadochnogo basseyna v melovom periode]. *Geologiya i Geofizika*, 2014, vol. 55, no. 5-6, pp. 745–776, ISSN 0016-7886. (Russ.).
19. GALLOWAY, W. Genetic stratigraphic sequences in basin analysis. I: Architecture and genesis of flooding-surface bounded depositional units. *AAPG Bulletin*, 1989, no. 73, ISSN 0149-1423. DOI: 10.1306/703C9AF5-1707-11D7-8645000102C1865D.
20. POTAPOVA, Ye.A. Geological model of the Achimov clinoform series within the south-eastern slope of the Srednemesoyakhsky Swell [Realizatsiya sivens-stratigraficheskogo podkhoda dlya utochneniya korrelyatsii klinoformnykh plastov gruppy BU na yugo-vostochnom sklone Srednemesoyakhskogo vala]. *Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftnykh i Gazovykh Mestorozhdeniy*, 2015, no. 7, pp. 22–29, ISSN 2413-5011. (Russ.).
21. YERSHOV, S.V. Sequence stratigraphy of the Berriassian–Lower-Aptian deposits of West Siberia [Sikvens-stratografiya berrias-nizhneaptskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri]. *Geologiya i Geofizika*, 2018, vol. 59, no. 7, pp. 1106–1123, ISSN 0016-7886. DOI: 10.15372/GiG20180711. (Russ.).
22. CATUNEANU, O., W.E. GALLOWAY, C.G.St.C. KENDALL et al. Sequence stratigraphy: methodology and nomenclature. *Newsletters on Stratigraphy*, 2011, vol. 44, no. 3, pp. 173–245, ISSN 0078-0421. DOI: 10.1127/0078-0421/2011/0011.
23. CATUNEANU, O. Scale in sequence stratigraphy. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, vol. 106, pp. 128–159, ISSN 0264-8172. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2019.04.026.
24. FRAGOSO, D., G.P.R. GABAGLIA, A.J.C. MAGALHães et al. Cyclicity and hierarchy in sequence stratigraphy: An integrated approach. *Brazilian Journal of Geology*, 2021, vol. 51, no. 2, ISSN 2317-4889. DOI: 10.1590/2317-4889202120200106.
25. DOMÍNGUEZ, R.F., O. CATUNEANU, H.M. REIJENSTEIN et al. Sequence stratigraphy and the three-dimensional distribution of organic-rich units. In: *Integrated geology of unconventional: The Case of the Vaca Muerta Play, Argentina*. AAPG, 2020, pp. 163–200. AAPG Special volumes series.
26. EMERY, D., K.J. MYERS. *Sequence stratigraphy*. Oxford, UK: Blackwell, 1996.
27. NEZH DANOV, A.A., Ye.V. GERASIMOVA, I.I. KHALIULLIN. Specific structure of Upper Jurassic sediments at north-west of Western Siberia [Osobennosti stroyeniya verkhney yury na severo-zapade Zapadnoy Sibiri]. In: *Topical problems of oil-gas-bearing basins* [Aktualnyye problem neftegazonosnykh basseynov]: collected bk. Novosibirsk: Novosibirsk State University, 2003, pp. 43–51. (Russ.).
28. ZHEMCHUGOVA, V.A., V.V. RYBALCHENKO, T.A. SHARDANOVA. Sequence-stratigraphic model of the West Siberia Lower Cretaceous series [Sekvens-stratigraficheskaya model nizhnego mela Zapadnoy Sibiri]. *Georesursy*, 2021, vol. 23, no. 2, pp. 179–191, ISSN 1608-5043. DOI: 10.18599/grs.2021.2.18. (Russ.).
29. WHEELER, H.E. Time stratigraphy. *AAPG Bulletin*, 1958, vol. 42, pp. 1047–1063, ISSN 0149-1423.
30. PRATHER, B.E., O. FALIVENE, P.M. BURGESS. Stratigraphic analysis of XES02: Implications for the sequence stratigraphic paradigm. *Journal of Sedimentary Research*, 2022, vol. 92, no. 10, pp. 934–954, ISSN 1527-1404. DOI: 10.2110/jsr.2022.008.
31. GORBUNOV, S.A. Seismic paleogeomorphological method for mapping oil-gas reservoirs within Achimov Formation at north of West Siberia [Seysmopaleogeomorfologicheskii metod v izuchenii achimovskogo neftegazonosnogo kompleksa severa Zapadnoy Sibiri]. *Yestestvennyye i Tekhnicheskiye Nauki*, 2012, no. 2, pp. 28–37, ISSN 1684-2626. (Russ.).

УДК 550.8

Флюидодинамическая интерпретация сейсмических и скважинных данных Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения

К.В. Штоль¹, А.А. Сподобаев^{1*}, А.А. Нежданов²

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 625003, г. Тюмень, Перекопская ул., д. 19, ДЦ «Атриум»

² ФАУ «ЗапСибНИИГГ», Российская Федерация, 625000, г. Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а

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

Ключевые слова: Бованенковское нефтегазоконденсатное месторождение, сейсморазведка МОГТ 3D, флюидодинамическая интерпретация.

Тезисы. Бованенковское нефтегазоконденсатное месторождение находится в зоне активных тектонических и флюидодинамических процессов. Следы миграции глубинных флюидов фиксируются в сейсмических данных в виде амплитудно-кинематических аномалий, а также повышенными значениями удельного электрического сопротивления и газопроявлениями, в том числе и вне установленных по скважинным данным залежей углеводородов. В пределах крупнейшей сеноманской газовой залежи прослежены два интенсивных отражения, одно из которых связано с текущим газодляным контактом, другое свидетельствует о наличии зоны «недонасыщения». Помимо «газовых труб» природного происхождения в сейсмическом поле зафиксированы аномалии меньшего размера, приуроченные к стволам некоторых разведочных скважин, пробуренных на раннем этапе изучения месторождения.

Флюидодинамическая интерпретация, заключающаяся в картировании флюидодинамических структур, является частью полной геологической интерпретации сейсморазведки, предполагающей кроме нее еще структурную и сейсмостратиграфическую составляющие [1]. Комплексный подход к интерпретации сейсмических данных

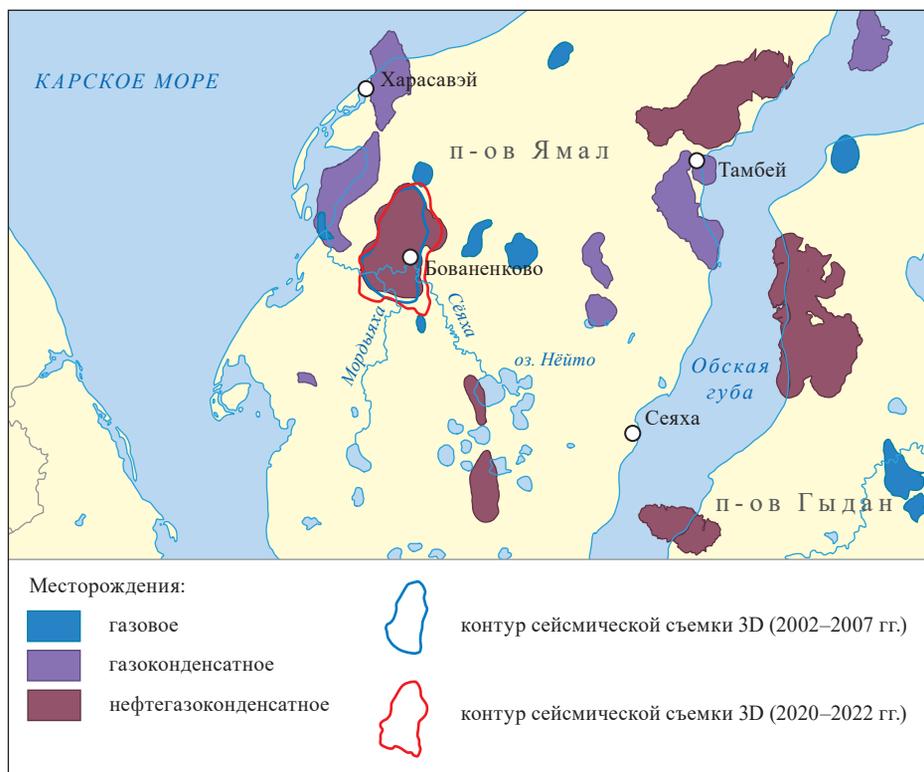


Рис. 1. Обзорная карта БНГКМ

крайне важен, поскольку в сейсмическом поле необходимо разделять проявления следов миграции глубинных флюидов от других объектов, например, связанных с вулканами, соляными диапирами, песчаными или глиняными инъекциями, а также карбонатными постройками [2].

Флюидодинамическая интерпретация сейсмических и скважинных данных проиллюстрирована на примере Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения (БНГКМ), расположенного на п-ове Ямал и являющегося одним из крупнейших в мире. Начальные запасы газа БНГКМ составляют 4,9 трлн м³ [3]. Промышленно значимые залежи и признаки продуктивности отмечены в пределах всего осадочного чехла – от четвертичных отложений по нижнюю юру, а также в палеозойском фундаменте (газопроявления). Основные разведанные запасы выявлены в меловых отложениях сеномана (марресалинская свита) и апта (танопчинская свита).

На месторождении пробурены около ста разведочных и несколько сотен эксплуатационных скважин. Сейсмическая съемка 3D на территории месторождения выполнялась в два этапа. На первом этапе в 2002–2007 гг. использовалась стандартная для тех лет методика кратностью 28...35. Второй этап изучения объемной сейсморазведкой был осуществлен в 2020–2022 гг. по более плотной широкоазимутальной сети наблюдений кратностью 335 (рис. 1). В рамках настоящей работы использованы данные обеих съемок.

Проявления глубинной дегазации в пределах месторождения

В результате получения сейсмического материала высокого качества, а также привлечения скважинных данных в сейсмическом поле БНГКМ выявлены следы миграции глубинных флюидов (так называемые «газовые трубы», *англ.* chimney [4], либо «трубы утечки флюидов», *англ.* fluid escape pipes [5]) в виде субвертикальных кинематических и динамических аномалий.

По степени выраженности и характеру возникновения определены два типа «газовых труб» – древние, возникшие в силу естественных причин проникновения флюидов вверх по разрезу, и техногенные, наблюдаемые вблизи стволов скважин. Если первый тип «газовых труб» известен давно и описан на многочисленных месторождениях большинства

нефтегазовых провинций мира, то второй тип аномальных сейсмических объектов, пожалуй, выявлен впервые.

В пределах волнового поля БНГКМ фиксируются амплитудно-кинематические аномалии в виде «газовых труб». Наиболее интенсивно аномальный объект проявляется в районе скв. 72 в виде воронки (максимальным диаметром до 3,5 км), протяженной с доюрского основания, где ей соответствует погребенный грабен, до сеноманской газовой залежи сверху (рис. 2). При этом амплитудная выраженность отражения фундамента существенно отличается в зоне «газовой трубы» (низкая когерентность и пониженные значения амплитуд) и вне ее. Также стоит отметить, что на БНГКМ зона акустического фундамента, представленного в сейсмическом поле пониженными амплитудами и некогерентными отражениями, вскрыта двумя скважинами, каждая из которых при испытаниях дала притоки воды и газа с высокими дебитами (до 600 м³/сут) при том, что при испытаниях скважин, вскрывших участки фундамента вне такой аномалии, были получены незначительные притоки газа и воды [6]. Наблюдаемая «газовая труба» в сейсмическом поле представляет собой прежде всего кинематическую (скоростную) аномалию в виде столбообразной просадки отражений, амплитудно-частотные характеристики этой аномалии не постоянны и меняются от фоновых до повышенных или пониженных значений. Наличие данной «трубы» служит наглядной демонстрацией миграции глубинных флюидов и формирования залежей углеводородов, проявляющихся амплитудными аномалиями.

Помимо известных залежей марресалинской свиты в подошвенной части залежи пласта ПК₁ отображается зона с повышенными амплитудами. Данная зона повышенных амплитуд в плане представляет собой круг диаметром около 6...7 км (рис. 3). Согласно данным геофизических исследований скважин (ГИС), в отдельных скважинах эксплуатационного бурения отмечается наличие газа ниже принятого газовойодяного контакта (ГВК). По всей видимости, энергия газового потока была столь высокой, что произошло селективное заполнение не только резервуаров с выдержанными крышками, но и ниже лежащего интервала со сколь-нибудь проницаемыми коллекторами. О высокой энергии внедрения газа свидетельствует округлая в плане форма

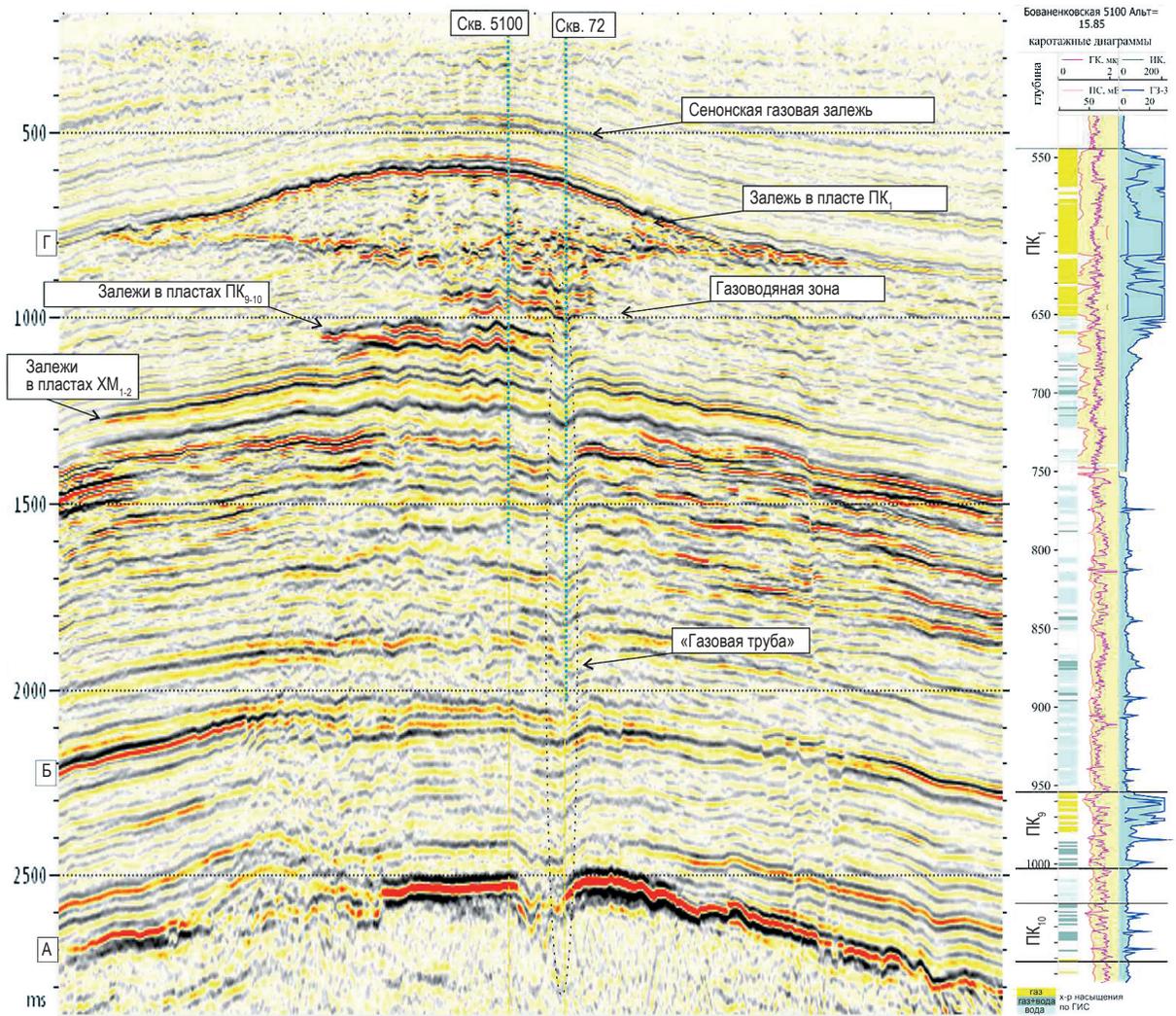


Рис. 2. «Газовая труба» на вертикальных сечениях в районе скв. 72

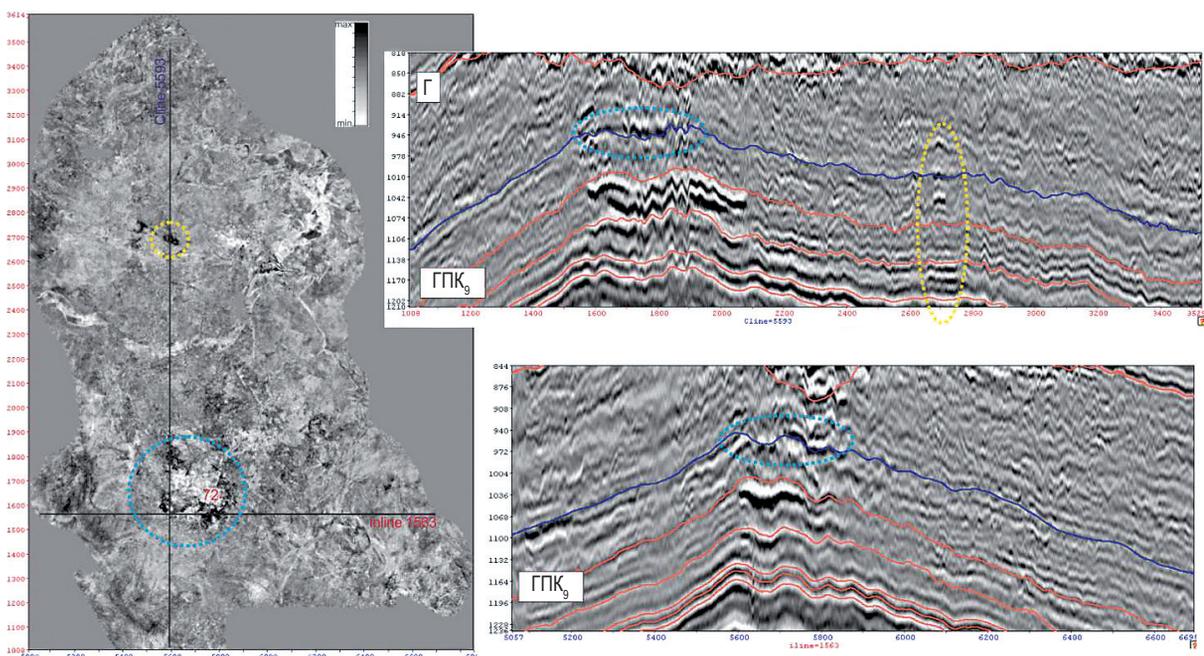


Рис. 3. «Газовые трубы» в сенонской части разреза

аномалии. Судя по волнообразной поверхности (индикатор кинематической неоднородности среды) динамически выраженного волнового пакета яронгской свиты в сводовой части Бованенковского поднятия, подобного рода «газовых труб», но уже меньшего масштаба, в разрезе месторождения предостаточно. По всей видимости, часть глубинных «газовых труб» оказывает воздействие на приповерхностный слой многолетнемерзлых пород, в результате чего на дневной поверхности возникают кратеры (как результат взрыва газовых скоплений) диаметром первые сотни метров [7].

Одна из таких «труб» меньшего ранга фиксируется на севере площади (см. желтый пунктир на рис. 3). Данную трубу можно отнести к типу «рождественской елки» (англ. christmas tree). Это восходящий газовый поток через слои с разной горизонтальной проницаемостью, что выражается наличием «зазубренной», а не регулярной столбчатой структуры самой «трубы» [5].

Примечательно, что с данной «трубой» связана газовая залежь пласта ТП₁₂. Кроме того, к этой же «газовой трубе», но на другом стратиграфическом уровне – в пластах ПК₁₀₋₁₁ – также приурочена небольшая газовая залежь.

В плане флюидодинамической интерпретации [1] сейсмических данных большой интерес представляет собой строение массивной газовой залежи в пласте ПК₁. Уже после проведения первых сейсморазведочных работ МОВ ОГТ через свод Бованенковского поднятия на временных разрезах выделялось отражение, отождествляемое с ГВК. По мере повышения качества сейсмических изображений было замечено наличие двух волновых пакетов в своде Бованенковского поднятия (рис. 4). По результатам сейсморазведочных работ 3D оба этих отражения были прослежены. Первое динамически выраженное отражение (ГВК-I) в целом отвечает реальному ГВК залежи. Второе отражение (ГВК-II), не менее выраженное в сейсмическом поле, прослежено несколько ниже.

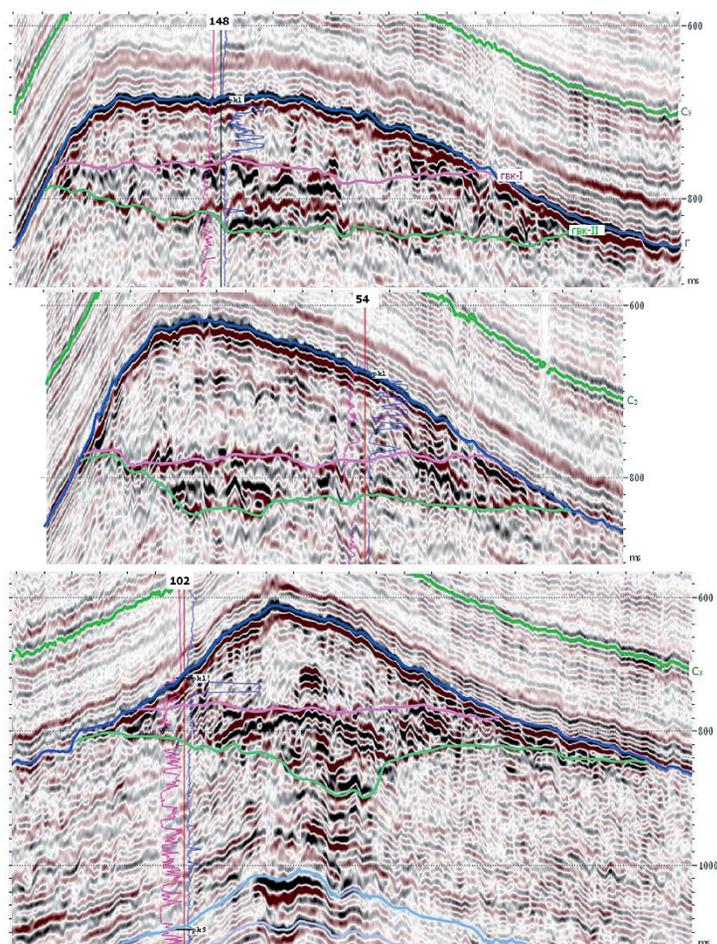


Рис. 4. Прослеживание аномальных отражений в подошве газовой залежи пласта ПК₁ по широтным сечениям (запад – восток)

Первоначально предполагалось, что нижнее отражение связано с палеоконтактом сеноманской залежи [8]. Существовала гипотеза, что карбонаты из песчаников резервуара вступают в реакцию с газом и вытесняются вниз до контакта с водой, где осаждаются. В результате означенных физико-химических процессов на контакте газа и воды формируются уплотненные породы с повышенной акустической жесткостью [9], которые и выступают волнообразующей поверхностью, на которой формируется отражение ГВК-II. Соответственно, сейсмическое поле фиксирует процесс разрушения залежи и перемещение контакта вверх по разрезу, в результате чего в сейсмических данных отражаются как современный, так и древний ГВК.

Нетрудно заметить, что отражение, отвечающее современному контакту, на всех сечениях близко к горизонтальному, тогда как нижний контакт в разных частях площади имеет разный наклон и волнообразную поверхность. В настоящее время у авторов складывается мнение, что нижний контакт не отображает древний ГВК и разрушение залежи, а свидетельствует о поступлении газа в сеноманский резервуар и продолжающемся процессе формирования залежи. В этом плане интересен анализ толщины между двумя контактами (рис. 5). Площадь второго контакта значительно превосходит контур с установленной продуктивностью. Максимальные толщины приходятся на район упомянутой скв. 72. Именно фиксируемая здесь «газовая труба» сформировала максимальную аномалию, что может быть свидетельством основного, но далеко не единственного источника поступления глубинных газов в верхнюю часть осадочного чехла. Примечательно, что самое высокое место Бованенковского поднятия на уровне верхнемеловых отложений находится в 7 км северо-западнее скв. 72, и там также наблюдается аномалия толщин, правда значительно меньшей интенсивности. Нетрудно также заметить, что на западе месторождения вертикальные проекции двух контактов близки друг к другу и отвечают более крутому склону Бованенковского поднятия. По мере вышолаживания рельефа сеноманских отложений увеличивается зона распространения второго контакта. Общее сходство современного структурного плана по отражающему горизонту (ОГ) Г и его палеорекострукции на дневную поверхность

свидетельствует о продолжающемся воздымании Бованенковского поднятия и, следовательно, о продолжающемся формировании сеноманской газовой залежи, что подтверждено и другими исследователями [10].

Согласно результатам интерпретации данных ГИС, зона между двумя сейсмическими отражениями ГВК-I и ГВК-II интерпретируется как зона с неясным насыщением либо с насыщением «газ + вода» (рис. 6). Значит, данную зону можно условно отнести к зоне недонасыщения или к переходной зоне с окклюдированным газом [11]. При этом обращает на себя внимание наличие признаков продуктивности в скв. 6801, кровля пласта ПК₁ в которой ниже ГВК (а.о. минус 671 м) на 55 м, тогда как в скв. 5701, которая находится гипсометрически выше, под ГВК определены лишь водонасыщенные пропластки (см. рис. 6). Эти результаты интерпретации данных ГИС отвечают волновой картине, согласно которой в пределах скв. 6801 фиксируется отражающий горизонт ГВК-II, хотя в скв. 5701, находящейся в своде Бованенковского поднятия, толщина зоны недонасыщения по сейсмическому полю минимальна. Значит, отмечается связь на качественном уровне между вариациями временных толщин зоны недонасыщения и скважинными данными.

Поскольку выявлено неполное соответствие структурному плану, в том числе и палеоструктурному, но при этом в сейсмическом поле наблюдаются аномальные объекты, связанные с глубинной дегазацией, можно сделать вывод об их очевидном влиянии на вертикальную толщину зоны недонасыщения. Например, «газовые трубы» фиксируются в районе скв. 72 и 148, и вблизи них наблюдаются повышенные толщины зоны недонасыщения. Представляется, что в пределах месторождения может иметься еще некоторое количество «газовых труб», однако их фиксация ограничена качеством сейсмического материала.

В пользу именно глубинного происхождения газов месторождения свидетельствуют геохимические исследования по ряду скважин эксплуатационного фонда в центральной части площади, проведенные специалистами ЗАО «НПЦ Геохимия» в 2010 г. Среди отобранных проб в шести скважинах зафиксировано аномально высокое содержание водорода, который, безусловно, имеет глубинное происхождение. Анализ расположения скважин с повышенным содержанием водорода показал

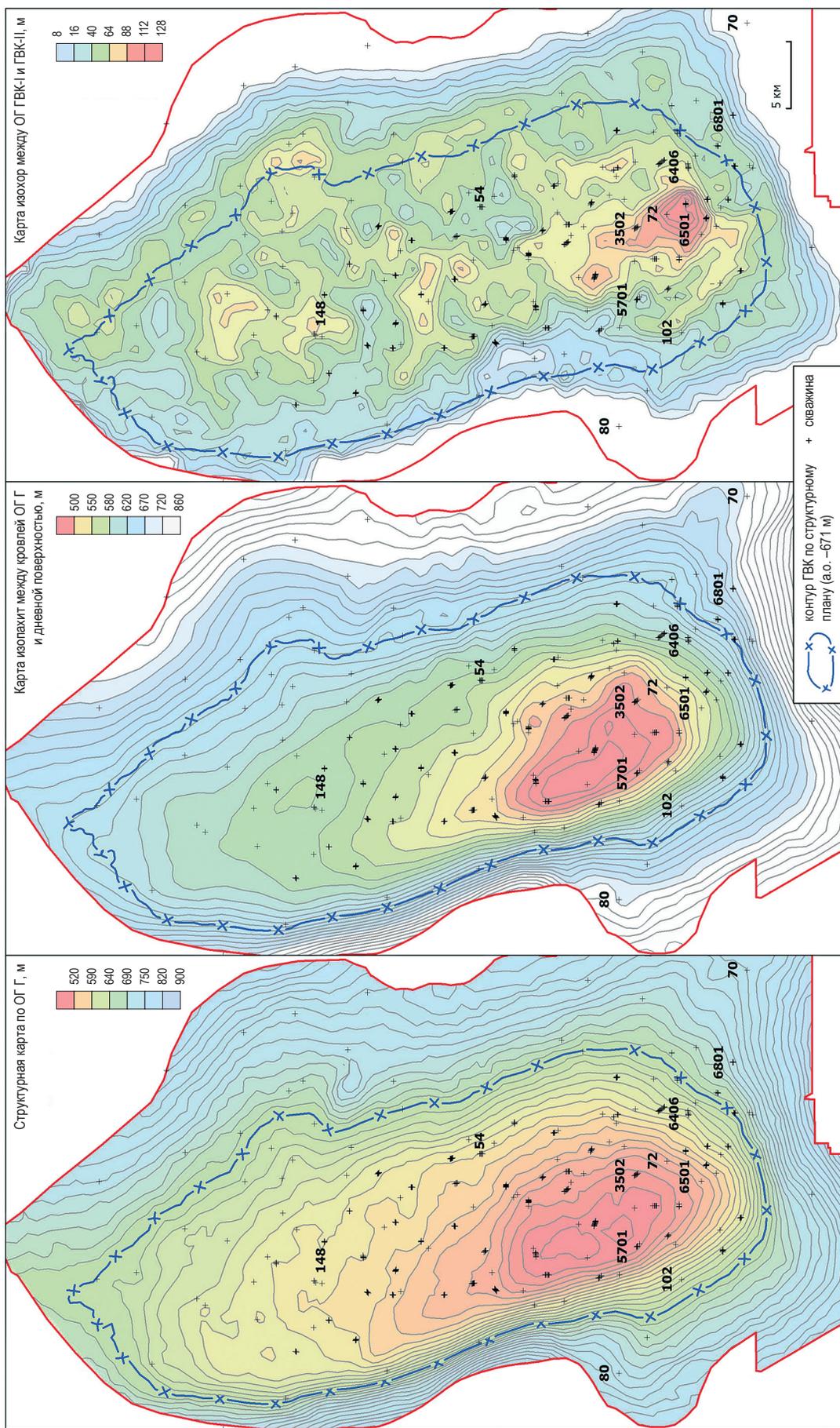


Рис. 5. К площадному прослеживанию толщин между отражениями в подошве газовой залежи пласта ПК₁; а.о. — абсолютная отметка

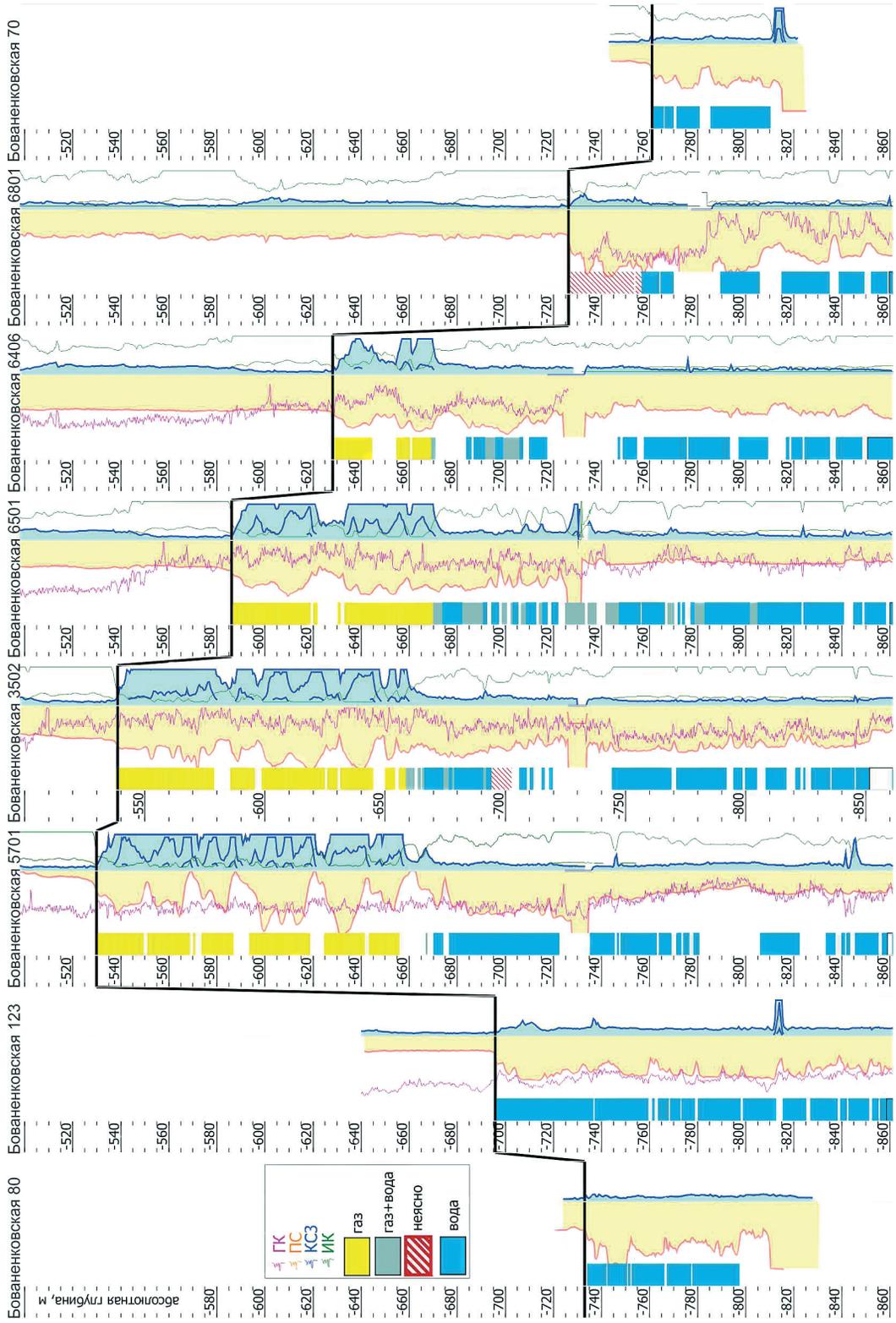


Рис. 6. Скважинная корреляция в сенманской части разреза (положение скважин см. на рис. 5)

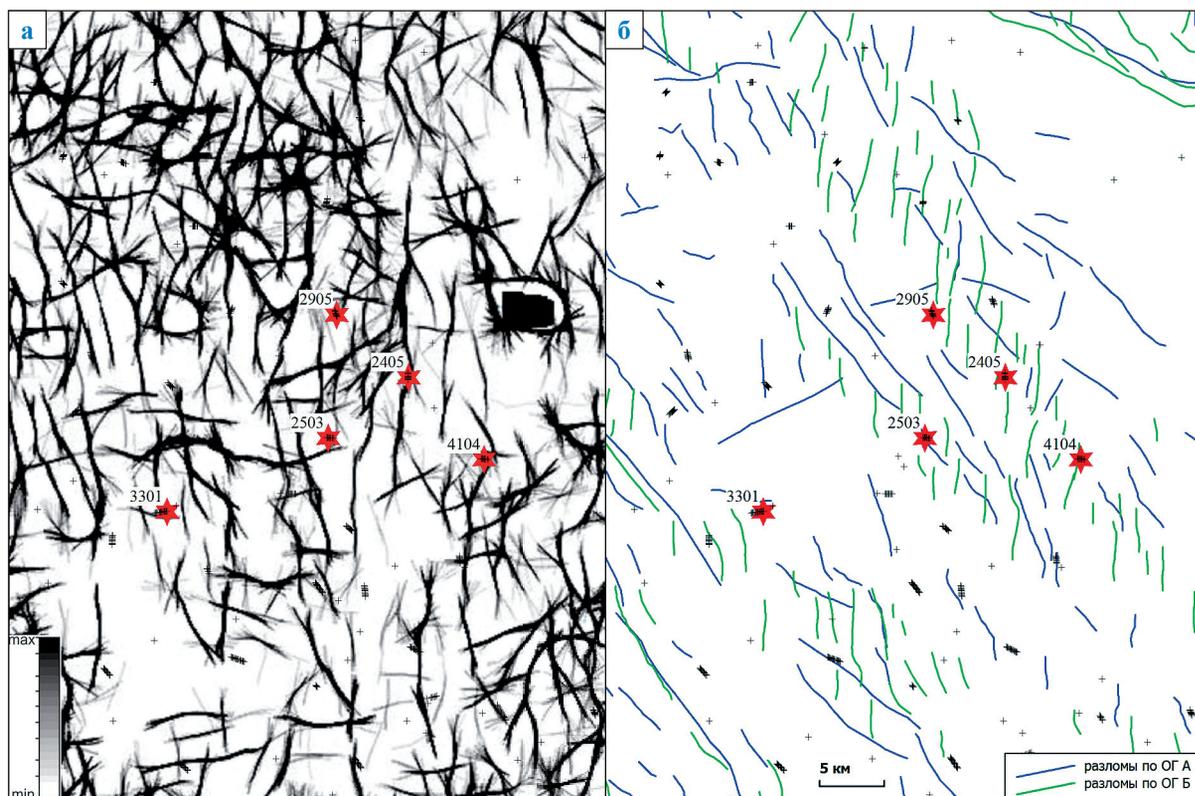


Рис. 7. Соответствие разрывной тектоники скважинам (выделены красным) с выявленным содержанием водорода: а – седиментационный срез куба вероятности разломов в верхней части разреза; б – схема закартированных разрывных нарушений в домеловой части разреза

их приуроченность к разрывным нарушениям сдвиговых дислокаций в нижней части разреза, некоторые из которых проявляются в верхней (палеогеновой) части разреза (рис. 7).

Учитывая фиксацию активных флюидомиграционных процессов на месторождении, можно предположить влияние данных процессов на формирование и современное (в геологическом смысле) состояние других залежей. Действительно, помимо неоднородного строения газоводяной зоны под сеноманской залежью в пределах БНГКМ отмечено незакономерное строение продуктивных залежей в пределах яронгской и танопчинской свит [12]. Вопросы особенностей флюидонасыщения упомянутых отложений рассмотрены в отдельной статье, которая также готовится к публикации.

Таким образом, в результате изучения сейсмических и скважинных данных можно сделать вывод о том, что под сеноманской газовой залежью БНГКМ установлена зона недонасыщения, латеральное развитие которой контролируется структурным фактором, а наблюдаемая вертикальная неоднородность обусловлена очагами глубинной миграции флюидов.

Аномальные объекты вблизи скважин

В результате проведения динамического анализа, а также визуального просмотра горизонтальных и вертикальных сечений сейсмического куба в меловой части выявлены узкие зоны «провалов» осей синфазности, в плане представляющих собой окружности диаметром 250...750 м вокруг некоторых пробуренных вертикальных разведочных скважин, вскрывших меловую часть разреза (рис. 8). Все разведочные скважины пробурены до 2007 г., т.е. до проведения полевых наблюдений. При этом стоит обратить внимание на то, что повторная съемка 3D с большей кратностью подтвердила наличие данных аномалий, т.е. выявленные объекты не являются сейсмическими артефактами, связанными с неоптимальным графом обработки или недостатками полевых наблюдений. Значит, в геологическом разрезе существует некоторая неоднородность, которая сопровождается пониженными сейсмическими скоростями, амплитудно-частотные характеристики при этом не показывают аномальных значений.

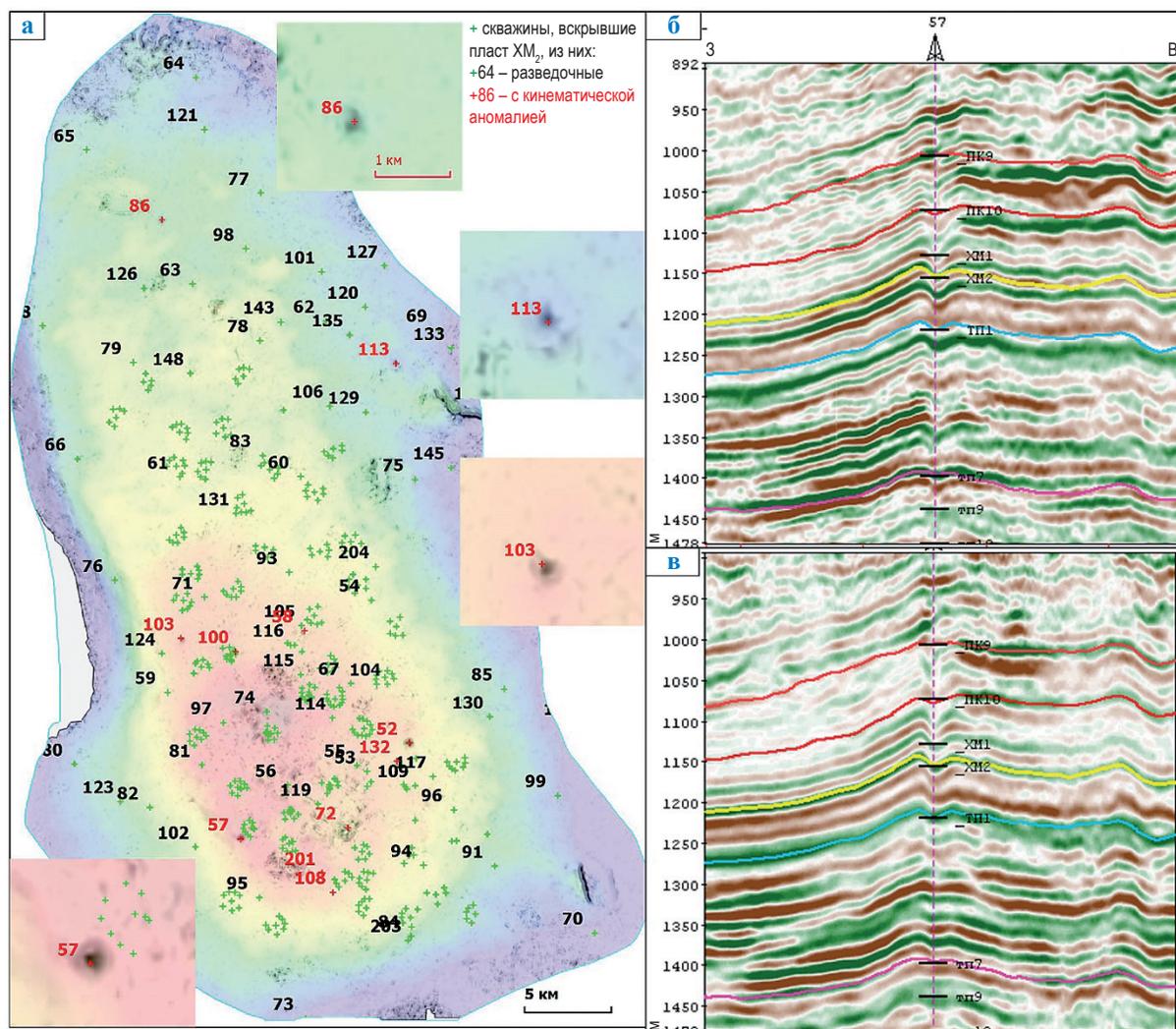


Рис. 8. Аномальные объекты, предположительно связанные с пробуренными скважинами: а – совмещенное изображение наблюдаемых времен и атрибутов кривизны по ОГ XM₂; б и в – вертикальные сечения сейсмического куба кратностью 35 (см. б) и 335 (см. в)

Ввиду строгой приуроченности аномальных объектов к устьям скважин сделано предположение об их влиянии на волновое поле посредством проникновения газа в околоскважинное пространство. На наличие газа указывает факт мощнейшей кинематической аномалии. Данные аномалии были выделены вокруг скважин 52, 57, 58, 72, 86, 100, 103, 108, 113, 132 и 201 (рис. 9, см. также рис. 8). Интервал формирования аномальных объектов соответствует низам маррессалинской, всей яронгской и верхам танопчинской свит. Наибольшие кинематические аномалии связаны с заключенными в выдержанные глинистые слои песчаниками пластов XM. В пределах более опесчаненных отложений сверху и снизу (пласты ПК и ТП) интенсивность провалов затухает и далее вниз по разрезу не проявляется.

Анализ имеющейся по данным скважин информации не позволяет увязать наличие сейсмической аномалии с какими-либо осложнениями, возникшими при разбуривании или опробовании. Три скважины ликвидированы по техническим причинам: скв. 51 (первооткрывательница месторождения), скв. 58 и скв. 72 (последняя находится в «газовой трубе»). При этом на месте скв. 51 пробурен дублер – скв. 52, осложнений в ней не отмечено, в настоящий момент находится в консервации, так же как и скв. 57, 86, 100, 103, 108 и 201. Скважины 113 и 132 ликвидированы по геологическим причинам. Также необходимо отметить отсутствие аномальных объектов такого рода вблизи эксплуатационных скважин. Кроме того, сопоставив сейсмические поля, полученные в 2007 и в 2020 гг. (а в этот период

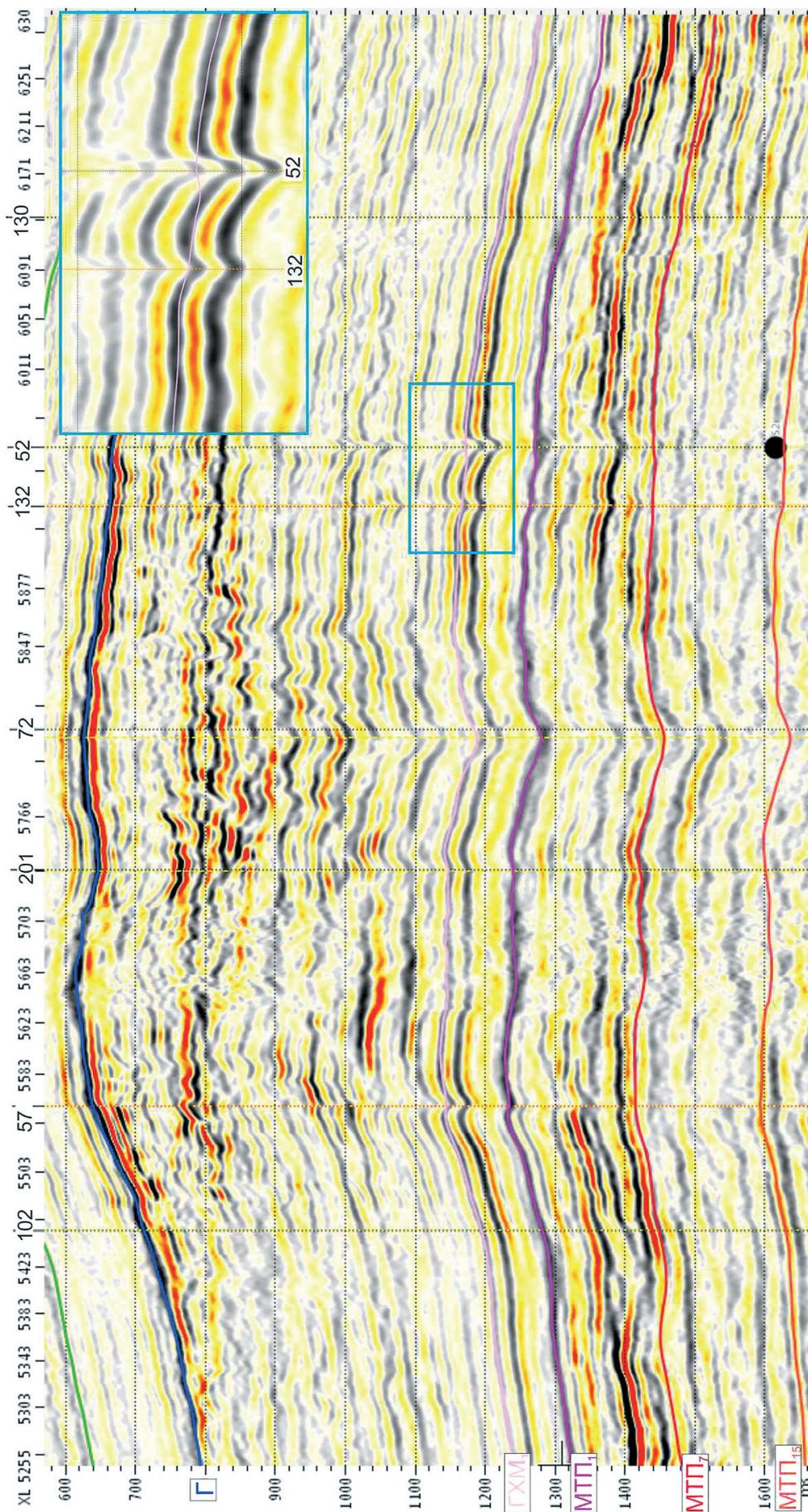


Рис. 9. Аномальные объекты, предположительно связанные с некоторыми пробуренными скважинами, на вертикальных сечениях куба амплитуд

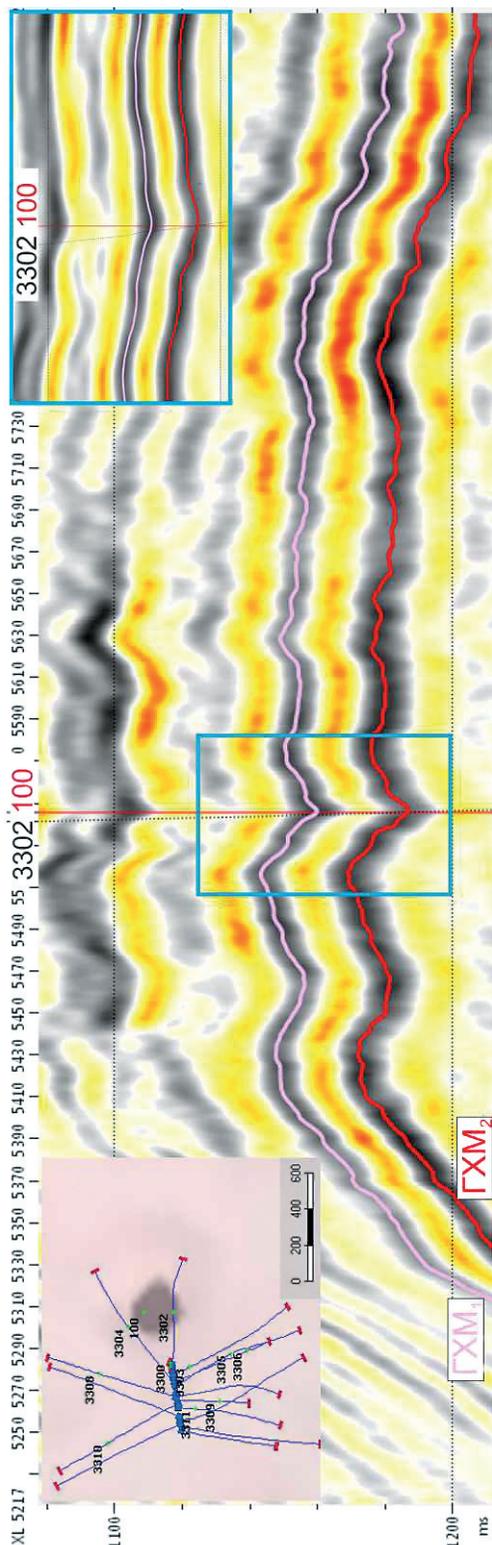


Рис. 10. Фрагмент временного сейсмического разреза через скв. 100 и 3302

осуществлялось активное эксплуатационное бурение на месторождении), установили, что новых аномальных объектов вокруг скважин зафиксировано не было.

Наиболее вероятной причиной возникновения данных сейсмических аномалий являются скопления газа в затрубном пространстве. Поскольку наличие газовых скоплений в прискважинном пространстве может нести потенциальную угрозу, фонд эксплуатационного бурения проанализирован на предмет возможного близкого расположения к сейсмическим аномалиям. По итогам анализа установлено, что одна из пробуренных в 2009 г. (т.е. после проведения первой съемки 3D) наклонно-направленных эксплуатационных скважин 33-го куста прошла через предполагаемое газовое скопление в интервале яронгской свиты (рис. 10). Каких-либо осложнений, по имеющимся документам, не отмечено. Аномалий кривых ГИС в скв. 3302 не выявлено, так же как и в находящейся рядом скв. 3304. Латеральная разрешенность сейсмических данных в рассматриваемом интервале составляет 14...15 м, что соизмеримо с размерами «газовых труб» вокруг скважин.

Такими образом, можно заключить, что выявленные аномалии не представляют собой потенциальных зон аварийности для эксплуатационного бурения в случае прохождения их траекторий более чем в 50 м от стволов «аномальных» разведочных скважин.

В результате флюидодинамической интерпретации сейсмических 3D и скважинных данных на БНГКМ выявлены два типа «газовых труб». Первый тип, техногенный, связан с пробуренными скважинами и проявляется в сеноман-альб-аптской части разреза. Второй тип, природный, связанный с поступлением глубинных флюидов и формированием залежей углеводородов БНГКМ, находит свое отображение во всем интервале осадочного чехла.

Отражения, наблюдаемые в сейсмическом поле в подошве сеноманской газовой залежи, отвечают газонасыщенной и газоводонасыщенной зонам. Строение последней неоднородно и может зависеть от близости очагов глубинной миграции.

Список литературы

1. Нежданов А.А. Флюидодинамическая интерпретация данных сейсморазведки МОВ ОГТ для поисков и разведки нефти и газа / А.А. Нежданов, В.В. Огибенин, А.С. Смирнов и др. // Бурение и нефть. – 2023. – № 2. – С. 14–21.
2. Harishidayat D. Subsurface fluid flow feature as hydrocarbon indicator in the Alamein basin, onshore Egypt; seismic attribute perspective / D. Harishidayat, S. Farouk, M. Abioui et al. // *Energies*. – 2022. – Т. 15. – № 9. – С. 1–16. – DOI: 10.3390/en15093048.
3. Бованенковское месторождение – опорное месторождение Ямальского центра газодобычи: пресс-релиз / ПАО «Газпром». – <https://www.gazprom.ru/projects/bovanenkovskoye>.
4. Heggland R. Detection of gas migration from a deep source by the use of exploration 3-D seismic data / R. Heggland // *Marine Geology*. – 1997. – Т. 137. – С. 41–47.
5. Cartwright J. Seismic characteristics of fluid escape pipes in sedimentary basins: implications for pipe genesis / J. Cartwright, C. Santamarina // *Mar. Pet. Geol.* – 2015. – Т. 65. – С. 126–140.
6. Скоробогатов В.А. Геологическое строение и газоносность Ямала / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов, В.Д. Копеев. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003.
7. Богоявленский В.И. Катастрофический выброс газа в 2020 г. на полуострове Ямал в Арктике. Результаты комплексного анализа данных аэрокосмического зондирования / В.И. Богоявленский, И.В. Богоявленский, Т.Н. Каргина // *Арктика: экология и экономика*. – 2021. – Т. 11. – № 3. – С. 362–374. – DOI: 10.25283/2223-4594-2021-3-362-374.
8. Сподобаев А.А. Сейсморазведка 3Д на Бованенковском нефтегазоконденсатном месторождении / А.А. Сподобаев, В.В. Огибенин, В.А. Ческидов // *Geomodel 2008: proc. of the 10th EAGE science and applied research conference on oil and gas geological exploration and development*, сентябрь 2008, sp-94-00188. – European Association of Geoscientists & Engineers, 2008. – DOI: 10.3997/2214-4609.201404466.
9. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей / Р.С. Сахибгареев. – Л.: Недра, 1989. – 260 с.
10. Карогодин Ю.Н. Пространственно-временные закономерности концентраций гигантских скоплений нефти и газа Западной Сибири (системный аспект) / Ю.Н. Карогодин // *Георесурсы*. – 2006. – № 1. – С. 28–30.
11. Ваганов Ю.В. Технология освоения переходной зоны сеноманской газовой залежи / Ю.В. Ваганов, В.П. Овчинников // *Бурение и нефть*. – 2021. – № 4. – С. 56–60.
12. Поляков Е.Е. Структурно-литолого-флюидальная модель уникальной газовой залежи горизонта ТП₁₋₆ Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения / Е.Е. Поляков, А.В. Пинчук, С.Ю. Ромашенко и др. // *Вести газовой науки: науч.-техн. сб.* – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2023. – № 1 (53): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 127–136.

Fluid-dynamic interpretation of seismic and well data of the Bovanenkovo oil and gas condensate field

K.V. Shtol¹, A.A. Spodobayev^{1*}, A.A. Nezhdanov²

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, “Atrium” business center, Bld. 19, Perekopskaya street, Tyumen, 625003, Russian Federation

² West Siberian Research Institute of Geology and Geophysics (ZapSibNIIGG), Bld. 48/4a, Respubliki street, Tyumen, 625000, Russian Federation

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

Abstract. The Bovanenkovo oil and gas condensate field is located in a zone of active tectonic and fluid dynamic processes. Traces of migration of deep fluids are recorded in seismic data in the form of amplitude-kinetic anomalies, as well as increased resistivity and gas shows, including outside the established hydrocarbon deposits, according to well data. Within the largest Cenomanian gas reservoir, two intense reflections have been traced, one of which is associated with the current gas-water contact and another indicates the presence of an “undersaturation” zone.

In addition to “gas chimneys”, smaller anomalies have been recorded in the seismic field, they are associated with the wellbores of some exploration wells drilled at an early stage of field exploration.

Keywords: Bovanenkovo oil-gas-condensate field, common depth point seismic survey, fluid-dynamic interpretation.

References

1. NEZH DANOV, A.A., V.V. OGIBENIN, A.S. SMIRNOV et al. Fluid dynamic interpretation seismic survey data MRV CDP for oil and gas prospecting and exploration [Flyuidodinamicheskaya interpretatsiya dannykh seysmorazvedki MOV OGT dlya poiskov i razvedki nefi i gaza]. *Burennye i Neft*, 2023, no. 2, pp. 14–21, ISSN 2072-4799. (Russ.).
2. HARISHIDAYAT, D., S. FAROUK, M. ABIQUI et al. Subsurface fluid flow feature as hydrocarbon indicator in the Alamein basin, onshore Egypt; seismic attribute perspective. *Energies*, 2022, vol. 15, no. 9, pp. 1–16, ISSN 1996-1073, DOI: 10.3390/en15093048.
3. GAZPROM PJSC. *Bovanenkovo field as a pivotal field of the Yamal center of gas production* [Bovanenkovskoye mestorozhdeniye – opornoye mestorozhdeniye Yamalskogo tsentra gazodobychi]: press release [online] (Russ.). Available from: <https://www.gazprom.ru/projects/bovanenkovskoye>.
4. HEGGLAND, R. Detection of gas migration from a deep source by the use of exploration 3-D seismic data. *Marine Geology*, 1997, vol. 137, pp. 41–47, ISSN 0025-3227.
5. CARTWRIGHT, J., C. SANTAMARINA. Seismic characteristics of fluid escape pipes in sedimentary basins: implications for pipe genesis. *Mar. Pet. Geol.*, 2015, vol. 65, pp. 126–140, ISSN 0264-8172.
6. SKOROBOGATOV, V.A., L.V. STROGANOV, V.D. KOPEYEV. *Geological structure and gas-bearing capacity of Yamal* [Geologicheskoye stroyeniye i gazonosnost Yamala]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2003. (Russ.).
7. BOGOYAVLENSKIY, V.I., I.V. BOGOYAVLENSKIY, T.N. KARGINA. Catastrophic gas blowout in 2020 on the Yamal peninsula in the Arctic. Results of comprehensive analysis of aerospace RS data [Katastroficheskiy vybros gaza v 2020 g. na poluostrove Yamal v Arktike. Rezultaty kompleksnogo analiza dannykh aerokosmicheskogo zondirovaniya]. *Arktika: Ekologiya i Ekonomika*, 2021, vol. 11, no. 3, pp. 362–374, ISSN 2223-4594, DOI: 10.25283/2223-4594-2021-3-362-374.
8. SPODOBAYEV, A.A., V.V. OGIBENIN, V.A. CHESKIDOV. 3D seismic survey at Bovanenkovo oil-gas-condensate field [Seysmorazvedka 3D na Bovanenkovskom neftegazokondensatnom mestorozhdenii]. In: *Geomodel 2008: proc. of the 10th EAGE science and applied research conference on oil and gas geological exploration and development*, September 2008, pp. 94–00188. European Association of Geoscientists & Engineers, 2008. DOI: 10.3997/2214-4609.201404466. (Russ.).
9. SAKHIBGAREYEV, R.S. *Secondary changes in reservoirs during generation and destruction of oil deposits* [Vtorichnyye izmeneniya kollektorov v protsesse formirovaniya i razrusheniya neftyanykh zalezhey]. Leningrad: Nedra, 1989. (Russ.).
10. Karogodin, Yu.N. Spatiotemporal logic in concentration of gigantic oil and gas conglomerates at Western Siberia (the systemic aspect) [Prostranstvenno-vremennyye zakonomernosti kontsentratsiy gigantskikh skopleniy nefi i gaza Zapadnoy Sibiri (sistemnyy aspekt)]. *Georesursy*, 2006, no. 1, pp. 28–30, ISSN 1608-5043. (Russ.).
11. VAGANOV, Yu.V., V.P. OVCHINNIKOV. Technology for the development of Cenomanian gas deposit transition zone [Tekhnologiya osvoyeniya perekhodnoy zony senomanskoy gazovoy zalezhi]. *Burennye i Neft*, 2021, no. 4, pp. 56–60, ISSN 2072-4799. (Russ.).
12. POLYAKOV, Ye.Ye., A.V. PINCHUK, S.Yu. ROMASHCHENKO et al. Structural-lithologic-fluidal model of a unique deposit of TP₁₋₆ horizon at Bovanenkovo oil-gas-condensate field [Strukturno-litologo-flyuidalnaya model unikalnoy gazovoy zalezhi gorizonta TP₁₋₆ Bovanenkovskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya]. *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. 127–136. ISSN 2306-8949. (Russ.).

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА

УДК 622.32:004.942

Математическое моделирование процессов и оборудования промышленных технологических систем. Опыт и перспективы развития

**М.Ю. Недзвецкий^{1,2,3}, Д.В. Изюмченко², М.А. Воронцов^{2,4,5*}, Д.М. Федулов²,
А.А. Ротов², А.Н. Кубанов², В.А. Истомина², В.Г. Квон², Д.А. Николаев⁶**

¹ ПАО «Газпром», 197229, г. Санкт-Петербург, Лахтинский пр-т, д. 2, корп. 3, стр. 12

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

⁴ МГТУ им. Н.Э. Баумана, Российская Федерация, 105005, г. Москва, 2-я Бауманская ул., д. 5, стр. 1

⁵ Университет ИТМО, Российская Федерация, 197101, г. Санкт-Петербург, Кронверкский пр-т, д. 49

⁶ ПАО «СН-МНГ», Российская Федерация, 628680, ХМАО – Югра, г. Мегион, ул. А.М. Кузьмина, д. 51

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

Тезисы. Математическое моделирование технологических систем добычи природного газа имеет продолжительную историю. При этом постоянно возникает необходимость решения новых задач вследствие развития проектов добычи углеводородов в новых регионах, появления новых данных о свойствах добываемого газа и рабочих сред технологических процессов, а также возрастающих требований к качеству продукции промыслов.

В статье представлен обзор результатов в области разработки и применения математических моделей (ММ) технологических процессов и оборудования промышленных технологических систем добычи природного газа, полученных специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в ходе системного многолетнего выполнения работ по научному сопровождению эксплуатации объектов добычи газа и газового конденсата на действующих объектах ПАО «Газпром». Рассмотрены достижения в данной области, в том числе опыт проведения экспериментальных исследований для уточнения свойств флюидов и особенностей протекания физико-химических процессов и опыт моделирования новых технологических процессов. Также намечены пути совершенствования ММ с учетом современных задач, которые стоят перед специалистами, по повышению эффективности технологий добычи газа, а также оригинальных направлений, включая добычу, переработку промышленных подземных вод и извлечение ценных компонентов (лития, брома, йода, стронция и др.).

На современном этапе развития газовой промышленности России существенно возрастает наукоемкость проводимых исследований и значительно повышаются требования к технологической проработке научно-технических решений [1]. Возрастает актуальность применения современных научных методов и дальнейшего развития математического моделирования.

Математические модели (ММ) технико-технологических систем используются для решения прикладных задач газовой промышленности практически с момента ее создания. Теоретические основы создания моделей и опыт их применения формировались в головной отраслевой научной организации «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ». Активное развитие методов математического моделирования пришлось на период с 1977 г., когда институт возглавлял Александр Иванович Гриценко. Александр Иванович

Ключевые слова: математическая модель, методика расчета, газосборные сети, дожимная компрессорная станция, установка комплексной подготовки газа, турбодетандерный агрегат, гидратообразование, конденсация, солеотложения, адаптация модели, функциональная надежность.

уделял особое внимание развитию математического моделирования и вычислительной техники. Так, например, в институте активно применялась линейка ЭВМ семейства ЕС: 1022, 1033, 1044, 1055, 1066. К работе с ней привлекались выпускники МФТИ, МИФИ, механико-математического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова, а также молодые ученые, выпускники МИНХ и ГП им. И.М. Губкина. В это время происходило обобщение опыта, накопленного в институте с момента его образования в 1948 г. С использованием методов вычислительной математики и кибернетики разрабатывались методические инструменты и программы расчета для ЭВМ, предназначенные для решения прикладных и исследовательских задач. Осуществлялась напряженная, творческая и результативная работа молодого коллектива под руководством более опытных сотрудников.

Как хорошо известно [2, 3], процесс создания ММ реальных систем не может быть полностью формализован, поэтому для разработки программных продуктов недостаточно освоения современных вычислительных технологий, также требуются систематизация и обобщение практического опыта решения прикладных задач и экспериментальных исследований.

В статье рассматриваются опыт и достижения в области математического моделирования процессов и работы оборудования промышленных технологических систем, полученный специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в ходе системного решения прикладных задач на различных этапах жизненного цикла объектов и технологий добычи газа. Также рассмотрены перспективные направления дальнейшего совершенствования ММ с учетом новых задач, которые стоят перед специалистами, по повышению эффективности технологий добычи газа, развитию новых направлений деятельности ПАО «Газпром».

Опыт и компетенции, сформированные в результате решения эксплуатационных осложнений и оптимизации технологических процессов [1], нашли отражение в уникальных методиках, ММ и оптимизационных алгоритмах производственных процессов, оборудовании и технических комплексах. Специалистам в газовой отрасли хорошо известны интеллектуальные разработки коллектива Центра промышленных технологий добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в областях

исследования и моделирования физико-химических процессов (ФХП) гидратообразования, солеотложения, конденсации из газовой фазы тяжелых углеводородов [4–20], моделирования транспорта газожидкостных потоков в газосборных сетях (ГСС) [21–28], систем компримирования дожимных компрессорных станций (ДКС), а также гармонизации показателей разработки и систем обустройства [29–43], установок комплексной подготовки газа (УКПГ) [44–57] и др.

Математическое моделирование производственных процессов и оборудования представляет как научный, так и сугубо практический интерес. Разработка ММ позволяет зафиксировать практический опыт в форме, удобной для дальнейшего использования, проводить расчетные исследования с целью получения новых научных результатов, а также снизить трудозатраты на выполнение расчетных работ и обеспечить процесс поддержки принятия решений на различных этапах жизненного цикла технологических объектов. Ниже перечислены основные задачи математического моделирования систем обустройства месторождений.

Задачи на этапах проектирования основных технических решений:

- разработка рекомендаций по схемам технологических систем и установок (ГСС, ДКС, УКПГ), составу и типоразмеру оборудования;
- оценка потребности в материальных ресурсах для создания промышленных технологических систем (количество единиц оборудования, металлоемкость и сортамент трубной продукции, оборудование для оснащения УКПГ и т.п.);
- разработка требований к показателям эксплуатации основного технологического оборудования для формирования опросных листов, технических требований и технических заданий на поставку оборудования;
- количественная оценка основных эксплуатационных затрат, потребности в топливно-энергетических ресурсах (электрической энергии, топливном газе), химических реагентах (ингибиторах гидратообразования, коррозии и т.п.) и др.;
- прогноз количества и физико-химических характеристик углеводородного конденсата;
- обоснование рекомендаций по гармонизации показателей разработки месторождения и характеристик объектов обустройства (с целью оптимизации мощностей

компримирования, металлоемкости ГСС, перепадов давления на УКПГ и др.);

- анализ рисков технологических осложнений (коррозии, солеотложения, гидратообразования, накопления жидкости в шлейфах), потребности в дополнительных мощностях компримирования и др. и обоснование рекомендаций по их исключению путем оптимизации проектных решений или планирования компенсирующих мероприятий.

Задачи на этапе эксплуатации:

- адаптация и корректировка расчетных методик ФХП для прогнозирования гидратообразования, конденсации жидких углеводородов (оценка термобарических условий выпадения и количества выпадающей жидкости), образования отложений солей с учетом фактических условий эксплуатации и составов добываемых флюидов;

- идентификация технологических осложнений и разработка предложений по их устранению;

- оценка фактической эффективности систем и оборудования;

- определение причин отклонения фактических параметров эксплуатации от проектных значений и разработка предложений по оптимизации режимов работы и/или проведению реконструкции;

- разработка практических рекомендаций по дальнейшему функционированию газопромысловых объектов с учетом адаптации расчетно-технологических моделей к фактическим показателям эксплуатации, свойствам добываемых флюидов и фактической эффективности систем и оборудования.

Анализ и обобщение имеющегося опыта моделирования процессов в системах добычи газа необходимы для понимания текущего состояния данной области знаний и планирования ее дальнейшего развития, включая возможность использования существующего задела при создании цифровых двойников месторождений.

Ниже представлены направления математического моделирования основных процессов и оборудования в технологических системах добычи газа. По каждому направлению даны краткая историческая справка, информация об основных достижениях, при этом отдельно рассмотрены направления дальнейшего развития методов моделирования и технико-технологических решений.

Моделирование ФХП в промышленных технологических системах

Моделирование ФХП конденсации углеводородов, гидратообразования, образования и отложений солей требуется при проведении расчетов режимов работы всех промышленных технологических объектов. Поэтому вопросам моделирования ФХП как основе проектирования ММ технологических систем уделялось во ВНИИГАЗе первоочередное внимание. Сотрудниками института (С.Д. Барсуку, Л.Л. Фишман, В.А. Истомин, В.Г. Квон и др.) разработаны методики термодинамических расчетов фазового состояния многокомпонентных углеводородных смесей с наличием неуглеводородных компонентов, включая воду, метанол и гликоли, для области температур, свойственных заводским и промышленным низкотемпературным процессам, вплоть до криогенного уровня. Термодинамическая основа для расчета технологических процессов постоянно совершенствовалась и к началу 1990-х гг. специалистами института (С.Д. Барсуком, Л.Л. Фишманом и др.) был разработан метод термодинамического расчета на основе уравнения состояния Патела – Тея с расширением диапазона фракционных составов входных потоков с температурами кипения фракций до 600 °С [4].

Надо сказать, что термодинамическое обеспечение технологических процессов и оборудования является комплексной задачей. Для ее решения требуются организация и проведение теоретических и экспериментальных исследований как на стендах и лабораторных установках, так и на действующих промышленных объектах. Особенно это актуально при освоении новых месторождений, термобарические условия и флюиды которых являются новыми для отрасли и их физико-химические свойства, как правило, в должной мере не известны. Важно отметить, что для проведения указанного комплекса работ требуется существенный объем трудовых и финансовых затрат, поэтому на практике их часто выполняют в сотрудничестве с различными организациями.

Работа по планированию и проведению экспериментальных исследований системно велась специалистами Центра промышленных технологий добычи газа совместно с другими центрами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (а именно: технологий строительства и ремонта скважин; исследования пластовых систем (керна

и флюиды); метрологического обеспечения) и при взаимодействии с другими организациями (РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Сколковским институтом науки и технологий и др.). В результате обработки и обобщения экспериментальных исследований по ФХП добычи газа создавались новые ММ, уточненные термодинамические корреляции и нормативные документы. К основным достижениям ООО «Газпром ВНИИГАЗ», полученным при участии других научных организаций на указанном направлении, следует отнести:

1) разработку уникальных экспериментальных установок, в том числе:

- проточной установки по прецизионным исследованиям равновесного влагосодержания природных газов над переохлажденной водой и над газовым гидратом (при давлениях до 14,0 МПа и отрицательных температурах до минус 30...35 °С);
- лабораторного комплекса по изучению термодинамики и кинетики гидратообразования природных газов в присутствии различных ингибиторов гидратообразования с прямым определением количества газа, израсходованного на образование гидратов;
- лабораторного комплекса по изучению гидратообразования в пористых средах при фильтрации газа;
- комплекса адиабатической калориметрии для изучения фазовых равновесий углеводородных систем (включая газовые гидраты) как в пористых средах, так и в свободном объеме;

2) проведение целого ряда оригинальных экспериментальных исследований в области газовых гидратов, а именно:

- поиск новых ингибиторов гидратообразования с необычными свойствами (диметилсульфоксид и др.) [5, 6] на базе разработанного экспериментального оборудования;
- выявление двойственной природы традиционного ингибитора – метанола (исследован эффект ускорения образования гидратов в присутствии метанола [7]);
- изучение кинетики гидратообразования при низких отрицательных температурах, в том числе в газовых смесях [8, 9], а также в растворах смесевых ингибиторов с обнаружением синергетического действия компонентов ингибитора [10], в растворах моноэтиленгликоля и в солевых растворах с обнаружением эффекта резкого замедления скорости

гидратообразования с ростом концентрации соли в водном растворе [11, 12];

- исследование процессов образования гидратов в пористой среде с учетом капиллярных эффектов [13–16], в том числе и при фильтрации газа [17, 18].

Термодинамические исследования, включая разработку простых корреляций, имеют существенное практическое значение. В частности, такие корреляции получены для оценки влияния смесевых ингибиторов исходя из данных об индивидуальных компонентах [19], для расчета точек росы газа в зависимости от его влажности, включая низкие температуры [20], для уточнения критических температур в гомологических рядах углеводородов различных классов.

Результаты указанных работ доступны отраслевым специалистам для использования при решении производственных задач, поскольку нашли отражение в следующих нормативных документах: СТО Газпром 2-3.3-1242-2021 «Методика расчета норм расхода химических реагентов для газодобывающих дочерних обществ ПАО «Газпром»»; Р Газпром 2-3.3-1289-2023 (29-4.0-008-2023) «Методика предупреждения гидратообразования в системе пласт – скважина – газосборная сеть Ковыктинского газоконденсатного месторождения»; Р Газпром 2-3.3-1270-2022 «Методика предупреждения гидратообразования в системе пласт – скважина – газосборная сеть Чайнинского нефтегазоконденсатного месторождения».

Моделирование ГСС

Решение большинства прикладных и исследовательских задач для ГСС включает проведение тепловых и гидродинамических расчетов режимов работы трубопроводов. Продукция газовых и газоконденсатных месторождений представляет газожидкостную смесь, поэтому проведение подобных расчетов подразумевает наличие надежной методики гидродинамического расчета двухфазных потоков.

Начало исследований в области гидродинамики газожидкостных смесей было положено в 1960-х гг. На основе экспериментальных и теоретических исследований, проведенных О.В. Клапчуком, Г.Э. Одишарией, Ю.А. Харченко и другими специалистами под руководством А.И. Гриценко, разработана методика гидродинамического расчета трубопроводов,

получившая позднее неформальное название «методики ВНИИГАЗа» [21]. Работы в области совершенствования гидравлических расчетов продолжались и далее. В 2013 г. методика ВНИИГАЗа получила обновление, позволявшее улучшить точность расчетов при условиях малого ($10^{-3} \dots 10^{-5}$) содержания жидкости, характерного для газовых и газоконденсатных месторождений [22]. Освоение месторождений Восточной Сибири показало, что сложный рельеф местности, характерный для данных объектов, требует введения в модель дополнительных параметрических зависимостей. В 2024 г. разработана гидродинамическая корреляция, позволяющая учесть влияние наклона и диаметра трубопроводов на режимы течения газожидкостной смеси [23].

Результатом проведенной работы стало создание технологических моделей ГСС крупнейших газовых и газоконденсатных месторождений Надым-Пур-Тазовского региона, п-ова Ямал, Восточной Сибири. Расчеты технологических режимов работы трубопроводов, получаемые в ходе моделирования, находят широкое применение при проектировании разработки, обустройства и реконструкции месторождений, планировании режимов эксплуатации.

Использование разработанных моделей ГСС в настоящее время позволяет решать следующие задачи:

- локализации участков, работающих в режиме накопления жидкости, и оценки объемов скапливающейся жидкости;
- определения опасных с точки зрения льдо- и гидратообразования сечений трубопроводов;
- идентификации пробковых режимов течения газожидкостных потоков и рисков залпового поступления жидкости на площадки УКПГ;
- выявления непроизводительных потерь давления, обусловленных накоплением жидкости на подъемных участках трубопроводов.

Основываясь на опыте моделирования действующих систем сбора газа разработаны:

- методические подходы к проведению комплексных расчетных исследований совместной работы системы «скважины – ГСС – ДКС», определению добычных возможностей газового промысла с учетом фактического технического состояния объектов обустройства и стадии разработки [24];

- технология удаления скоплений жидкости из систем сбора газа за счет кратковременного увеличения отборов газа по промыслу [25], предотвращения льдо- и гидратообразования [27, 28].

Результаты указанных работ доступны отраслевым специалистам для использования при решении производственных задач. Они отражены в нормативных документах, в том числе в следующих: Р Газпром 2-3.5-1037-2016 «Моделирование технологических режимов эксплуатации систем сбора и внутрипромыслового транспорта газа сеноманских залежей»; СТО Газпром 2-3.3-164-2007 «Методика по составлению технологического режима работы промысла (УКПГ) с расчетом технологических параметров от пласта до входа в ГКС».

Моделирование систем компрессорных комплексов и турбомашин в составе газовых промыслов

Математическое моделирование систем компримирования природного газа первоначально развивалось в основном в области транспорта газа, где эксплуатируется обширный парк газоперекачивающих агрегатов (ГПА) [27, 30]. В первые послевоенные годы в газовой отрасли для оснащения компрессорных станций (КС) в основном применялись газомотокомпрессоры [29, 31], и, соответственно, решались задачи моделирования работы поршневых компрессоров природного газа с газопоршневым приводом. Во ВНИИГАЗе существовала целая научная школа создания газовых двигателей и поршневых компрессоров (К.И. Генкин, Д.Т. Аксенов, Ю.Н. Васильев, В.С. Золотаревский, П.П. Тюрин, Б.М. Смерека) [30]. По мере увеличения масштабов добычи и транспорта газа произошел переход к применению динамического оборудования – центробежных компрессоров (ЦБК) с газотурбинным и электрическим приводом [29, 30].

С середины пятидесятих годов прошлого века задачи математического моделирования переориентировались на разработку ММ турбомашин – ЦБК и их приводов. Сформировалась научная школа ВНИИГАЗа: А.К. Клубничкин, З.Т. Галиуллин, Е.В. Леонтьев, В.А. Щуровский, Ю.Н. Сеницын, Г.А. Хворов, В.И. Корнеев, С.П. Зарицкий, И.В. Барцев, С.Ю. Сальников, Р.В. Шинтяпин [30–33]. Решались исследовательские задачи в области термодинамики процесса сжатия [33], разрабатывались

методики и расчетные программы для решения производственных задач – проведения испытаний ЦБК, алгоритмы оптимизации и методики оценки энергетической эффективности и т.п. Большое внимание уделялось разработке подходов к расчетам с использованием газодинамических характеристик (ГДХ) ЦБК, наибольшее распространение получил метод приведенных характеристик [32, 33]. Активно велась и экспериментальная работа на промышленных объектах и экспериментальных установках, в результате которой были накоплены эмпирические данные об эксплуатационных характеристиках ГПА [29, 30].

Вопросами моделирования ГПА КС в составе объектов добычи, в том числе адаптацией наработок для КС газотранспортных систем, занимались И.В. Барцев, Н.С. Синицин, Р.В. Шинтяпин, Г.А. Хворов. Особенности подходов к моделированию компрессорного оборудования ГПА для ДКС в основном обусловлены применением более напорных (по сравнению с транспортом) ЦБК в составе ДКС и компримируемых на них составов газа, а также переменными условиями эксплуатации компрессорного оборудования ДКС [32–36]. С целью уточнения ММ проведены исследования высоконапорных ЦБК с отношением давлений от 2,0 до 5,0 [33, 34], разработаны подходы к оценке энергетической эффективности ДКС в условиях снижения пластового давления и падающей добычи [35, 36]. С 2010 г. разрабатываются методические подходы к проектированию промысловых ДКС с учетом неполноты исходных данных, которая объективно имеет место на этапе проектирования обустройства месторождения [38–40], к оптимальному согласованию параметров работы ДКС и других систем промысла [41].

С 2012 г. после ввода в эксплуатацию Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения, флагманского объекта добычи ПАО «Газпром» на п-ове Ямал, проведены экспериментальные и теоретические исследования вопросов эксплуатации и моделирования режимов работы турбодетандерных агрегатов (ТДА) в составе УКПП [44–47]. Это был первый опыт круглогодичной эксплуатации ТДА, ранее они применялись сезонно, в летний период. Потребовались научное осмысление и разработка рекомендаций по обеспечению эффективной и надежной работы ТДА в новых условиях. При решении

указанных задач разработаны ММ промысловых ТДА.

К основным достижениям на текущий момент следует отнести:

- разработку концепции применения расходно-напорной характеристики для гармонизации показателей разработки и характеристик систем обустройства месторождений [41], включая разработку программы для ЭВМ [56];
- разработку адекватных ММ для описания работы высоконапорных центробежных компрессоров ГПА ДКС [35–37] в однокорпусном и в многокорпусном исполнениях [1, 33, 34, 39, 40], методических подходов к определению фактического вида ГДХ ЦБК ГПА, находящихся в эксплуатации [33, 34];
- разработку и внедрение в практику научного сопровождения объектов добычи расчетного комплекса для выполнения прогнозных расчетов режимов работы ДКС с определением оптимального графика ввода ГПА и потребности в топливно-энергетических ресурсах [41, 58];
- создание методического подхода к сравнению показателей энергетической эффективности в сопоставимых условиях и внедрение его в ООО «Газпром добыча Ноябрьск» для организации системы мониторинга эффективности работы газовых промыслов [35, 36, 59];
- создание методического подхода к проектированию ДКС с учетом неопределенностей показателей эксплуатации на основании количественного анализа показателей функциональной надежности различных вариантов оснащения ДКС [38–43];
- разработку ММ ТДА в составе УКПП [45–47, 60].

Результаты указанных работ нашли отражение в том числе в следующих нормативных документах: ПР 51-31323949-43-99 «Методические указания по проведению теплотехнических и газодинамических расчетов при испытаниях газотурбинных газоперекачивающих агрегатов»; СТО Газпром 2-3.3-164-2007 «Методика по составлению технологического режима работы промысла (УКПП) с расчетом технологических параметров от пласта до входа в ГКС», СТО Газпром добыча Ноябрьск 046-2016 «Положение по оценке энергетической эффективности технологических объектов ООО «Газпром добыча Ноябрьск». Кроме того, разработаны и планируются ко вводу в 2025 г. рекомендации

Р Газпром «Проектирование и строительство. Порядок проведения комплексной оценки функциональной надежности вариантов оснащения дожимных компрессорных станций в составе технологических систем обустройства месторождений природного газа».

Моделирование систем подготовки газа

Первоначально разрабатывались ММ для отдельных технологических процессов: сепарации, дросселирования, теплообмена, детандирования и др., используемых в технологических схемах промысловой и заводской обработки углеводородов. Разработка моделей и программных модулей на их основе осуществлялась с конца 1970-х гг. сотрудником ВНИИГАЗа Л.Л. Фишманом. Наиболее интересным и значимым результатом данных работ явилось создание программы расчета процесса ректификации многокомпонентных трехфазных смесей (газ – жидкость – водная фаза) – процесса, наиболее сложного как на практике, так и в качестве объекта моделирования. В тот начальный период программы для технологических расчетов на алгоритмическом языке Fortran-77 создавались для каждой конкретной схемы с небольшими логическими вариациями. Они использовались для технологического проектирования, оптимизации параметров и анализа фактических режимов работы таких объектов, как Оренбургский гелиевый завод, УКПГ Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения, Новоуренгойский завод деэтаннизации конденсата, Сургутский завод стабилизации конденсата и др.

Новый этап в развитии моделирования технологических процессов начался в начале 1990-х гг. с созданием программного комплекса «Комфорт-Модельгаз», разработанного Л.Л. Фишманом, С.Д. Барсуком, Д.Н. Мотылем и предназначенного для моделирования технологических систем произвольной конфигурации. Эта разработка существенно увеличила возможности научного сопровождения проектирования и эксплуатации промысловых систем подготовки газа и газового конденсата. Данное направление стало одним из наиболее востребованных направлений прикладных работ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Разработанные программные продукты являются узкопрофессиональными и до недавнего времени применялись в среде технологов-промысловиков параллельно с традиционными зарубежными

продуктами, такими как HYSYS, Pro/II, PetroSim и др.

Моделирование процессов подготовки газа, газового конденсата и регенерации антигидратных реагентов осуществляется специалистами ВНИИГАЗа в течение более 40 лет. Результатом стало создание технологических моделей УКПГ, включая установки стабилизации конденсата и регенерации метанола (УСКиРМ) крупнейших газовых и газоконденсатных месторождений Надым-Пур-Тазовского региона (Заполярного, Уренгойского, в том числе ачимовских залежей), п-ова Ямал (Бованенковского), Восточной Сибири (Чаяндинского, Ковыктинского), а также морских месторождений о. Сахалин (Кириного). Результаты расчетов, получаемые в ходе моделирования, находят широкое применение при проектировании обустройства и реконструкции УКПГ, планировании режимов эксплуатации. Использование ММ УКПГ в настоящее время позволяет решать следующие задачи:

- разрабатывать рекомендации по схемам установок и составу оборудования;
- оценивать фактическую эффективность систем и оборудования;
- устанавливать требования к показателям эксплуатации основного технологического оборудования, на основании которых составляются опросные листы на разработку и поставку оборудования;
- выявлять существующие и прогнозировать возможные осложнения в работе УКПГ и разрабатывать рекомендаций по их устранению;
- готовить предложения по адаптации УКПГ к фактическим условиям эксплуатации (состав флюидов, фактическая эффективность оборудования и т.п.) в результате оптимизации режимов работы и/или реконструкции;
- прогнозировать выход продукции УКПГ и потребление химических реагентов по годам разработки.

Основываясь на опыте моделирования действующих систем сбора газа разработаны:

- методический подход к комплексной оптимизации работы установок низкотемпературной сепарации (НТС) с ТДА, учитывающий особенности технологического оборудования в составе УКПГ [46];
- методика косвенной оценки фактических уносов жидкости из сепарационного оборудования на основе сопоставления результатов

моделирования УКПГ и измерений точек росы [57];

- требования к совершенствованию сепарационного оборудования и определению его эффективности [55, 56];
- методика определения фактического состава сырьевого газового потока, поступающего на УКПГ, и учета газового конденсата [52].

Результаты указанных работ нашли отражение в нормативных документах и доступны отраслевым специалистам для использования при решении производственных задач. В том числе они содержатся в следующих документах: СТО Газпром 2-3.3-1226-2020 «Система промышленной подготовки газа. Турбодетандерные агрегаты. Общие технические условия»; Р Газпром 20-4.0-008-2024 «Проектирование и строительство. Газовые сепараторы систем промышленной подготовки газа. Правила определения норм показателей технологической эффективности»; Методика инструментального определения капельного уноса жидкости с газом из низкотемпературных сепараторов 20С-2 Бованенковского НГКМ методом «холодной камеры»; Регламент по измерению капельных уносов жидкости с газами сепарации УКПГ-3 Чайядинского НГКМ зондированием потока 652-01-2023; Регламент по измерению капельных уносов жидкости с газами сепарации УКПГ-3 Чайядинского НГКМ методом «холодной камеры» 669-01-2023.

Актуальные направления совершенствования ММ промышленных технологических систем

Развитие и совершенствование ММ и методов математического моделирования определяются перспективными направлениями развития отрасли. Можно выделить следующие актуальные задачи в области добычи газа [1]:

- совершенствование методик расчета технологических процессов с учетом особенностей флюидов и термобарических условий пласта новых месторождений Восточной Сибири;
- организация и повышение эффективности распределенного компримирования;
- совершенствование и широкое внедрения многосекционных и многокорпусных ЦБК в составе ГПА;
- снижение стоимости жизненного цикла систем компримирования и ТДА за счет

повышения стойкости оборудования к жидкостным нагрузкам, удешевление или исключение сепарационного оборудования;

- развитие и внедрение систем предиктивной аналитики для мониторинга работы компрессорного, турбохолодильного, теплообменного и сепарационного оборудования.

Что касается дальнейшего развития моделирования, то в настоящее время можно выделить ряд актуальных направлений.

В области фундаментальных физико-химических процессов актуальны:

- разработка новых подходов к термодинамическому моделированию фазовых равновесий льда и газовых гидратов, в том числе и в пористых средах;
- изучение механизмов отложения солей в условиях контакта высокоминерализованной воды с природным газом с учетом подачи в поток газа ингибиторов гидратообразования и разработка адресных рекомендаций для предупреждения солеотложений;
- уточнение термодинамики и газодинамики призабойной зоны газовых и газоконденсатных скважин в условиях высоких давлений, сильной минерализации остаточной воды коллектора, низких температур.

В области технологий промышленного транспорта газа актуальны:

- модификация методики гидравлического расчета трехфазных смесей газа, газового конденсата и водно-метанольного раствора в трубопроводах;
- создание отечественных средств динамического моделирования газожидкостных потоков в трубопроводах;
- разработка новых подходов к формированию проектных решений для создания ГСС, включая двух(много)-ниточные системы, прокладку трубопроводов в одном технологическом коридоре с обеспечением возможностей гибкого регулирования потоков (объединение шлейфов с использованием перемычек и крановых узлов, оптимальное применение мобильных компрессорных установок).

В области технологий компримирования и подготовки газа актуальны:

- разработка ММ процессов компримирования для многокомпонентных многофазных потоков природного газа с целью их последующего применения для компрессоров природного газа и турбохолодильного оборудования;

- совершенствование моделей многосекционных ЦБК в составе ГПА с учетом ряда особенностей (взаимосвязи режимов работы секций, наличия внутренних перетоков в корпусах и т.п.);

- дальнейшее развитие, автоматизация и внедрение количественной оценки функциональной надежности в практику обоснования основных технических решений по реализации систем обустройства;

- совершенствование методик оценки фактической эффективности оборудования, включая определение фактического вида ГДХ ЦБК в составе ГПА на основании анализа данных о фактических режимах работы оборудования и фильтрации первичной информации информационно-управляющих систем;

- разработка, совершенствование и внедрение отечественных средств гибкого моделирования технологических систем с целью импортозамещения зарубежных программных продуктов (HYSYS и др.).

Также важно отметить необходимость развития математического моделирования в области альтернативных направлений деятельности ПАО «Газпром», таких как добыча и переработка промышленных подземных вод и извлечение ценных компонентов (лития, брома, йода, стронция и др.).

Важно отметить, что наряду с развитием ММ необходима подготовка квалифицированных кадров, которые смогут неформально использовать передовые разработки при решении практических задач. Программные комплексы позволяют проводить масштабное моделирование технологических систем с одновременным охватом большого перечня изменяемых параметров. Вместе с тем любые программные продукты являются лишь инструментом для моделирования технологических систем, а успех их применения для решения прикладных и исследовательских задач зависит от профессионализма инженера-технолога. Поэтому наряду с развитием ММ необходимо уделять особое внимание развитию профессиональных компетенций. В настоящее время во ВНИИГАЗе проводится системная работа по поиску и мотивации способных и заинтересованных молодых людей для работы в профессиональных коллективах.

Использование математического моделирования при исследовании новых перспективных решений по обустройству месторождений

Наличие опыта математического моделирования действующих систем позволяет выполнять научно-исследовательские работы не только в отношении существующих объектов обустройства, но и перспективных технологий добычи. Совместная работа специалистов Центра добычи газа и специалистов в области экономики позволила разработать и реализовать ММ для оценки эффективности новых технологических решений для оснащения вновь создаваемых и реконструкции действующих газовых промыслов. Ниже перечислены некоторые такие решения:

- 1) инновационный способ обустройства месторождений природного газа с использованием перспективных обратимых детандер-компрессорных установок (ОДКУ), предназначенных для бестопливной генерации электрической энергии и компримирования природного газа [1, 61]. Применение ОДКУ на кустах скважин месторождений с высокими пластовыми давлениями позволяет более полно использовать пластовую энергию по сравнению с традиционной схемой обустройства, обеспечить отдаление сроков ввода ДКС, бестопливную генерацию электрической энергии для собственных нужд или для передачи во внешнюю сеть и является вариантом дальнейшего развития технологии распределенного компримирования природного газа [61, 62];

- 2) применение внешнего холодильного цикла для создания низких температур в технологии НТС [51], которое позволяет значительно отдалить сроки ввода ДКС. Хладагентом в холодильном цикле служат пропан или смесь пропана и бутанов – их можно получать на месте добычи из пластовой продукции;

- 3) инновационная технология извлечения нестабильного конденсата из ачимовских залежей Уренгойского газоконденсатного месторождения с применением низкотемпературных процессов на температурном уровне минус 40 °С и ниже. Это достигается за счет дополнительных технологических операций с газом конечной дегазации конденсата и применением специальной пароконденсационной холодильной установки на пропановом хладагенте [1, 48, 50];

4) технология промышленной подготовки природного газа с генерацией электроэнергии [1, 49], предусматривающая применение электрогенерирующего ТДА в качестве холодопроизводящего элемента. Основной положительный технологический эффект обусловлен отсутствием вноса теплоты в процесс подготовки при восстановлении давления, так как отсутствует ЦБК, генерацией достаточных объемов электроэнергии без выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, поскольку отсутствует сжигание ископаемого топлива;

5) повышение эффективности газотурбинных ГПА в составе КС посредством применения абсорбционных холодильных машин, приводящихся в действие с использованием теплоты уходящих газов ГПА [63]. Данная технология позволяет управлять располагаемой мощностью через температуру на входе в осевой компрессор газотурбинной установки и сократить число установленных агрегатов в составе КС.

При рассмотрении указанных перспективных решений выявлены их преимущества и недостатки по отношению к существующим системам, дана количественная оценка технологической эффективности и экономических показателей.

Заключение

Примеры достижений в области математического моделирования процессов и работы оборудования промышленных технологических систем, рассмотренные в статье, наглядно демонстрируют, что развитие и совершенствование ММ происходит преимущественно в ходе решения прикладных исследовательских задач.

Разработка прикладных расчетных комплексов моделирования требует проведения комплексных работ, включая экспериментальные исследования свойств добываемых флюидов и анализ данных о работе действующих промышленных технологических систем, разработку расчетных методик и оптимизационных алгоритмов. Результаты экспериментальных и методических работ являются основой для создания расчетных комплексов, разрабатываемых при участии программистов.

Опыт разработки ММ промышленных систем, накопленный специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в ходе непосредственного участия в доводке и оптимизации

проектных технологий и промышленного оборудования [1], представляет научный и практический интерес для широкого круга специалистов в области промышленных технологий добычи газа. Результаты указанных работ нашли отражение в патентах и лицензионных программах для ЭВМ [58–60, 62, 64–68], а также в нормативных документах – ряде стандартов и рекомендаций ПАО «Газпром» (см. ранее) – и доступны отраслевым специалистам для использования при решении производственных задач.

Вектор развития моделирования в области добычи газа определяется в ходе решения новых практических задач, обусловленных усложнением геологического строения и состава флюидов на новых месторождениях [1]. Основными актуальными направлениями совершенствования ММ являются следующие:

- уточнение моделей течения многофазных потоков (в том числе с учетом новых данных, которые будут получены с применением цифровых и оптоволоконных технологий);
- создание моделей солеотложений в промышленных газовых и газоконденсатных системах;
- адаптация моделей процессов гидратообразования и конденсации углеводородов, учитывающих особенности флюидалных систем на новых месторождениях;
- разработка актуальных термогазодинамических моделей процессов расширения и сжатия многофазных потоков природного газа;
- разработка и внедрение систем предиктивной аналитики для повышения надежности и снижения затрат на техническое обслуживание и ремонт основного технологического оборудования.

Существующий задел в области математического моделирования технологических процессов добычи газа и конденсата, а также коллектив профильных специалистов с высокой квалификацией являются востребованным ресурсом совершенствования существующих [69, 70] и разработки новых цифровых двойников (ЦД) объектов добычи ПАО «Газпром». Описанные выше достижения позволяют сократить затраты на разработку ЦД, а в перспективе – исключить риски зависимости газодобывающих предприятий от разработчиков программного обеспечения. Уникальные практически значимые разработки

в областях ГСС, компримирования, подготовки газа, апробированные на действующих объектах добычи с учетом разработок ученых ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в области проектирования и эксплуатации скважин [71, 72],

позволяют создать современные программные продукты для газовых промыслов и их систем, конкурентоспособные на внутреннем и внешнем рынках высоких технологий.

Список литературы

1. Истомин В.А. Направления совершенствования технологий добычи газа на газовых и газоконденсатных месторождениях / В.А. Истомин, Д.В. Изюмченко, Б.А. Григорьев и др. // Газовая промышленность. – 2023. – № S2 (849). – С. 68–77.
2. Андриевская Н.В. Моделирование систем: учеб. пособие / Н.В. Андриевская, С.В. Бочкарев. – Пермь: Перм. гос. техн. ун-т, 2008. – 283 с.
3. Самарский А.А. Математическое моделирование: идеи, методы, примеры / А.А. Самарский, А.П. Михайлов. – М.: Наука, Физматлит, 1997.
4. Кисленко Н.Н. Технология переработки природного газа и конденсата: справ. / Н.Н. Кисленко, В.И. Мурын, Ю.В. Сурков и др. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – Ч. 1. – 517 с.
5. Semenov A.P. The pursuit of a more powerful thermodynamic hydrate inhibitor than methanol. Dimethyl sulfoxide as a case study / A.P. Semenov, R.I. Mendgaziev, A.S. Stoporev et al. // Chemical Engineering Journal. – 2021. – Т. 423. – № 130227.
6. Semenov A.P. Dimethyl sulfoxide as a novel thermodynamic inhibitor of carbon dioxide hydrate formation / A.P. Semenov, R.I. Mendgaziev, A.S. Stoporev et al. // Chemical Engineering Science. – 2022. – Т. 255. – № 117670.
7. Семенов А.П. Влияние метанола на кинетику нуклеации и роста гидрата метана / А.П. Семенов, Т.Б. Тулегенов, Р.И. Мендгазиев и др. // Химия и технология топлив и масел. – 2023. – № 4 (638). – С. 8–13.
8. Булейко В.М. Калориметрическое исследование образования и разложения гидратов изобутана и смесей изобутана и нормального бутана / В.М. Булейко, Б.А. Григорьев, В.А. Истомин // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28). – С. 108–116.
9. Булейко В.М. Определение гидратного числа и плотности гидрата пропана методом прецизионной адиабатической калориметрии / В.М. Булейко, Б.А. Григорьев, В.А. Истомин и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 93–98.
10. Semenov A.P. Synergistic effect of salts and methanol in thermodynamic inhibition of sII gas hydrates / A.P. Semenov, A.S. Stoporev, R.I. Mendgaziev et al. // The Journal of Chemical Thermodynamics. – 2019. – Т. 137. – С. 119–130.
11. Нефёдов П.А. Особенности кинетики гидратообразования метана в водных растворах электролитов / П.А. Нефёдов, А.А. Джеджерова, В.А. Истомин и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 2 (18). – С. 83–89.
12. Тройникова А.А. Экспериментальные исследования ингибиторов гидратообразования на основе хлоридов двухвалентных металлов / А.А. Тройникова, В.А. Истомин, В.Г. Квон и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 2 (30): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 104–109.
13. Булейко В.М. Исследование влияния капиллярных эффектов на фазовое поведение и процессы гидратообразования жидкого и газообразного пропана в водонасыщенном песчаном коллекторе / В.М. Булейко, Г.А. Вовчук, Е.Б. Григорьев и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 2 (18). – С. 73–82.
14. Булейко В.М. Фазовое поведение углеводородов в водонасыщенном песчаном коллекторе при условиях гидратообразования / В.М. Булейко, Г.А. Вовчук, Б.А. Григорьев и др. // Вести газовой науки: Проблемы разработки газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 4 (20). – С. 156–163.

15. Buleiko V.M. Capillary effects on phase behavior of liquid and gaseous propane and dynamics of hydrate formation and dissociation in porous media / V.M. Buleiko, B.A. Grigoriev, V.A. Istomin // *Fluid Phase Equilibria*. – 2017. – Т. 441. – С. 64–71.
16. Buleiko V.M. Application of new calorimetric methods for reservoir fluid systems study / V.M. Buleiko, B.A. Grigoriev, V.A. Istomin // *Natural Gas: Catalysing the Future: International Gas Research Conference Proceedings (IGRC 2017)*. – 2017. – С. 1935–1945. – (International Gas Union Research Conference).
17. Троицкий В.М. Образование и разложение газовых гидратов метана при фильтрации газа / В.М. Троицкий, А.Ф. Соколов, В.А. Истомин // *Вести газовой науки: Проблемы разработки газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений*. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 4 (20). – С. 135–145.
18. Троицкий В.М. Физическое моделирование процессов гидратообразования в режиме фильтрации природного газа в поровой среде Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / В.М. Троицкий, А.Ф. Соколов, В.А. Истомин и др. // *Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов*. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 99–109.
19. Муратова Э.Ж. Ингибитор гидратообразования на основе смесей моноэтиленгликоля и метанола / Э.Ж. Муратова, В.Б. Крапивин, В.А. Истомин и др. // *Вести газовой науки: науч.-техн. сб.* – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2023. – № 4 (56): Актуальные вопросы добычи газа. – С. 145–154.
20. Донских Б.Д. Экспериментальное исследование равновесного содержания паров воды в метане при температурах от 233,15 до 293,15 К и давлениях до 12,5 МПа / Б.Д. Донских, В.А. Истомин, С.А. Степанов // *Газовая промышленность*. – 2021. – № 10 (822). – С. 72–80.
21. Гриценко А.И. Гидродинамика газожидкостных смесей в скважинах и трубопроводах / А.И. Гриценко, О.В. Клапчук, Ю.А. Харченко. – М.: Недра, 1994. – 238 с.
22. Ротов А.А. Совершенствование гидродинамического моделирования промысловых газосборных сетей, транспортирующих газожидкостные смеси: дис. ... канд. техн. наук / А.А. Ротов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – 117 с.
23. Ротов А.А. Аprobация методик гидродинамического расчета газожидкостных потоков в промысловых трубопроводах Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / А.А. Ротов, В.А. Истомин, Т.В. Чельцова // *Вести газовой науки: науч.-техн. сб.* – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2024. – № 2 (58). – С. 73–81.
24. Ротов А.А. Моделирование режимов работы газового промысла как единой термогидравлической системы / А.А. Ротов, А.В. Трифонов, В.А. Сулейманов и др. // *Газовая промышленность*. – 2010. – № 10 (651). – С. 46–49.
25. Ротов А.А. Технология удаления жидкости из трубопроводов газосборных сетей за счет кратковременного увеличения отборов газа / А.А. Ротов, В.А. Истомин, Т.В. Чельцова и др. // *Газовая промышленность*. – 2019. – № S1(782). – С. 86–92.
26. Ротов А.А. Актуальные вопросы проектирования и эксплуатации промысловых газосборных сетей на новых месторождениях / А.А. Ротов, В.А. Истомин // *Вести газовой науки: науч.-техн. сб.* – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2023. – № 4 (56): Актуальные вопросы добычи газа. – С. 110–119.
27. Истомин В.А. Совершенствование методов предупреждения гидрато- и льдообразования в газосборных трубопроводах на поздней стадии разработки газовых месторождений / В.А. Истомин, Р.А. Митницкий, А.А. Ротов и др. // *Вести газовой науки: науч.-техн. сб.* – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2023. – № 2 (54): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 178–184.
28. Ротов А.А. Температурные режимы промысловых газосборных сетей на поздних стадиях разработки газовых месторождений / А.А. Ротов, В.А. Истомин, Т.В. Чельцова // *Газовая промышленность*. – 2022. – № 2 (828). – С. 34–39.
29. Галиуллин З.Т. Современные газотранспортные системы и технологии / З.Т. Галиуллин, С.Ю. Сальников, В.А. Щуровский; под ред. В.А. Щуровского. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – 346 с.
30. Щуровский В.А. Развитие энергопривода для компрессорных станций: краткий исторический очерк / В.А. Щуровский. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2008.
31. Лапшин Ю.Г. Моделирование компрессорных станций магистральных газопроводов: науч.-техн. обзор / Ю.Г. Лапшин, Г.Ф. Меланифиди, З.Т. Галиуллин и др. – М.: ВНИИГазпром, 1976.

32. Синицын С.Н. Влияние параметров природного газа на характеристики центробежных нагнетателей / С.Н. Синицын, И.В. Барцев, Е.В. Леонтьев // Труды ВНИИГАЗ. – 1967. – Вып. 29. – С. 253.
33. Воронцов М.А. Математическое моделирование режимов работы высоконапорного многоступенчатого центробежного компрессора / М.А. Воронцов, В.Ю. Глазунов, А.С. Лопатин // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2016. – № 1. – С. 25–30.
34. Воронцов М.А. Анализ методов моделирования режимов работы компрессорного оборудования, обеспечивающего работу промысловых установок низкотемпературной сепарации / М.А. Воронцов, В.Ю. Глазунов, А.С. Грачев и др. // Вестник Дагестанского государственного технического университета. Технические науки. – 2023. – Т. 50. – № 4. – С. 6–16.
35. Нурдинова С.А. Система показателей энергетической эффективности технологических процессов и оборудования в газодобывающей организации ПАО «Газпром» / С.А. Нурдинова, В.А. Маришкин, Г.А. Хворов и др. // Газовая промышленность. – 2018. – № 2. – С. 74–83.
36. Воронцов М.А. Методические подходы к оценке энергоэффективности технологических процессов добычи газа / М.А. Воронцов, Г.А. Хворов, С.А. Нурдинова и др. // Вести газовой науки: науч.-технический сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – Спец. вып.: Охрана окружающей среды, энергосбережение и охрана труда в нефтегазовом комплексе. – С. 42–49.
37. Кичатов В.В. Оптимизация режимов работы ГПА в составе КС с учетом неопределенности исходных данных / В.В. Кичатов, М.А. Воронцов // Территория Нефтегаз. – 2012. – № 6. – С. 102–107.
38. Воронцов М.А. Технологические риски при эксплуатации подводных компрессорных установок: сб. работ лауреатов Международного конкурса научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие и освоение Арктики и континентального шельфа / М.А. Воронцов, А.С. Грачев, М.А. Киркин и др. – М.: Технологии развития, 2018.
39. Воронцов М.А. Об анализе функциональной надежности работы дожимных компрессорных станций в составе технологических систем обустройства месторождений природного газа / М.А. Воронцов, В.Е. Петропавлов, А.С. Грачев и др. // Компрессорные технологии. – 2022. – № 6. – С. 7–10.
40. Воронцов М.А. Анализ функциональной надежности работы дожимных компрессорных станций при отклонении фактических показателей эксплуатации от проектных значений. Методический подход и практическая значимость / М.А. Воронцов, А.С. Грачев, А.О. Грачева и др. // Компрессорная техника и пневматика. – 2023. – № 1. – С. 32–41.
41. Федулов Д.М. Компрессорный комплекс как важный фактор оптимизации показателей разработки морского месторождения и проектирования технологических систем подготовки газа на платформах / Д.М. Федулов, Г.В. Ветюгов, М.А. Воронцов и др. // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 3 (14). – С. 180–183.
42. Грачев А.С. Распределение отношений давлений между ступенями сжатия для повышения энергоэффективности дожимной компрессорной станции на этапах проектирования и эксплуатации / А.С. Грачев, В.Е. Петропавлов, А.В. Козлов и др. // Компрессорная техника и пневматика. – 2023. – № 4. – С. 8–16.
43. Воронцов М.А. Перспективы применения распределенного компримирования в промысловых системах добычи газа / М.А. Воронцов, А.А. Ротов, И.В. Марущенко и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 4 (20): Проблемы разработки газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – С. 164–173.
44. Кубанов А.Н. Технологический анализ работы турбохолодильной техники на начальном этапе эксплуатации УКПГ-2 Бованенковского НГКМ / А.Н. Кубанов, М.А. Воронцов, Д.М. Федулов и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 4 (15): Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – С. 84–89.
45. Воронцов М.А. Особенности эксплуатационных характеристик промысловых турбодетандерных агрегатов / М.А. Воронцов, Слугин П.П., Глазунов В.Ю. и др. // Газовая промышленность. – 2019. – № S1 (782). – С. 101–107.
46. Воронцов М.А. Методический подход к расчетному исследованию промышленной подготовки природного газа к транспорту по технологии низкотемпературной сепарации с применением турбодетандерных агрегатов / М.А. Воронцов, Д.М. Федулов, А.С. Грачев и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 2 (26): Актуальные проблемы добычи газа. – С. 105–111.

47. Хетагуров В.А. Опыт и перспективы применения турбодетандерных агрегатов на промысловых технологических объектах газовой промышленности России / В.А. Хетагуров, П.П. Слугин, М.А. Воронцов и др. // Газовая промышленность. – 2018. – № 11. – С. 14–22.
48. Ahnert F. Application of low-temperature separation technology for the field processing of Achimov gas: Challenges and opportunities / Falk Ahnert, Aleksandr Chepurnov, Heinrich Driever et al. // Proc. of the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 2018. – SPE-191537-18RPTC. – С. 1–12.
49. Кубанов А.Н. Промысловая подготовка природного газа с генерацией электроэнергии / А.Н. Кубанов, Д.В. Изюмченко, А.В. Прокопов и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2022. – № 3 (91). – С. 56–64.
50. Прокопов А.В. Специфика промышленной подготовки газов ачимовских залежей / А.В. Прокопов, А.Н. Кубанов, В.А. Истомин и др. // Вести газовой науки: науч.-технический сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 1 (33): Актуальные проблемы добычи газа. – С. 226–234.
51. Кубанов А.Н. Применение холодильных установок на УКПГ месторождений Крайнего Севера / А.Н. Кубанов, Г.Б. Атаманов, Д.М. Федулов // Наука и техника в газовой промышленности. – 2021. – № 3 (87). – С. 80–88.
52. Кубанов А.Н. Технологические аспекты учета газового конденсата на установках комплексной подготовки газа и стабилизации конденсата / А.Н. Кубанов, Н.Н. Ключова // Газовая промышленность. – 2023. – № 4(847). – С. 48–53.
53. Кубанов А.Н. Особенности технологии подготовки газа и газового конденсата на Чайядинском месторождении / А.Н. Кубанов, Г.Б. Атаманов, Д.М. Федулов и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2023. – № 3(95). – С. 11–18.
54. Кубанов А.Н. Современные методы определения эффективности газовых сепараторов / А.Н. Кубанов, В.А. Истомин, А.В. Прокопов и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2023. – № 4 (56): Актуальные вопросы добычи газа. – С. 127–136.
55. Кубанов А.Н. Исследования условий достижения требований к температурам точки росы газа на УКПГ Киринского и Южно-Киринского месторождений / А.Н. Кубанов, Д.М. Федулов, Г.Б. Атаманов и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2020. – № 2(82). – С. 50–59.
56. Кубанов А.Н. Требования к сепарационному оборудованию УКПГ месторождений полуострова Ямал / А.Н. Кубанов, В.А. Истомин, Д.М. Федулов и др. // Газовая промышленность. – 2018. – № 10(775). – С. 34–41.
57. Кубанов А.Н. Новый методический подход к расчетному определению температуры точки росы газа сепарации по углеводородам / А.Н. Кубанов, Д.М. Федулов, А.В. Соколин и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2017. – № 2(70). – С. 63–71.
58. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ RU 2021681744. Расчет расходно-напорной характеристики дожимной компрессорной станции по заданной суммарной мощности: № 2021681101: заявл. 15.12.2021; опублик. 24.12.2021 / М.А. Воронцов, А.С. Грачев; заявитель Газпром ВНИИГАЗ.
59. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ RU 2023613013. Расчет расхода газа через турбодетандерный агрегат по технологическим и геометрическим параметрам работы турбодетандера: № 2023611575: заявл. 31.01.2023; опублик. 09.02.2023 / М.А. Воронцов, А.С. Грачев, С.В. Лукьянов и др.
60. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ RU 2021662614. Определение графика ввода ГПА и расхода топливного газа при проектировании и реконструкции промышленной дожимной компрессорной станции, работающей по схеме многоступенчатого сжатия: № 2021661800: заявл. 20.07.2021; опублик. 02.08.2021.
61. Воронцов М.А. Перспективы и проблемы создания инверсивных детандер-компрессорных установок для применения в составе систем обустройства месторождений для повышения эффективности добычи газа / М.А. Воронцов, Д.В. Изюмченко, А.С. Грачев и др. // Вестник евразийской науки. – 2023. – Т 15. – № 3. – <https://esj.today/PDF/40NZVN323.pdf>.

62. Патент № 2788803 Российская Федерация, МПК F17D 1/065 (2006.01), СПК F17D 1/065 (2022.08). Способ повышения эффективности добычи газа и установка для его осуществления: № 2021136412: заявл. 09.12.2021: опубл. 24.01.2023 / М.А. Воронцов, А.С. Грачев, А.В. Козлов и др.; заявитель Газпром ВНИИГАЗ. – 12 с.: ил. 2.
63. Воронцов М.А. Перспективы использования систем охлаждения циклового воздуха газотурбинных установок на базе абсорбционных холодильных машин в составе компрессорных станций / М.А. Воронцов, Т.В. Попова // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2019. – № 3 (296). – С. 139–150.
64. Патент № 2820240 Российская Федерация, МПК F15D 1/02 (2006.01), СПК F15D 1/02 (2024.01). Способ регулирования газожидкостного потока в отводе трубопровода: № 2023109634: заявл. 14.04.2023: опубл. 31.05.2024 / А.А. Ротов, А.В. Прокопов, Т.В. Чельцова; заявитель Газпром ВНИИГАЗ. – 10 с.: ил. 2.
65. Патент № 2715357 Российская Федерация, МПК G01F 22/00 (2006.01), СПК G01F 1/76 (2006.01). Способ определения объема жидкости в трубопроводе: № 2019110684: заявл. 10.04.2019: опубл. 26.02.2020 / А.А. Ротов; заявитель Газпром ВНИИГАЗ. – 11 с.: ил. 2.
66. Патент № 2761000 Российская Федерация, МПК E21B 43/00 (2006.01), СПК E21B 37/06 (2006.01). Способ предупреждения льдообразования в газосборном трубопроводе: № 2020132559: заявл. 02.10.2020: опубл. 27.12.2021 / А.А. Ротов, В.А. Истомин, Н.А. Бузников и др.; заявитель Газпром ВНИИГАЗ. – 9 с.: ил. 3.
67. Патент № 2770023 Российская Федерация, МПК E21B 47/10 (2012.01), СПК E21B 47/06 (2012.01). Способ контроля дебита газовой скважины: № 2021109570: заявл. 06.04.2021: опубл. 14.04.2022 / А.А. Ротов; заявитель Газпром ВНИИГАЗ. – 7 с.: ил. 1.
68. Патент на изобретение RU 2691419 C1. Способ управления технологическими режимами газового промысла: № 2018120532: заявл. 04.06.2018: опубл. 13.06.2019 / М.А. Воронцов, Г.А. Хворов, С.А. Нурдинова и др.
69. Аксютин О.Е. Результаты опытно-конструкторской работы по созданию цифрового двойника геолого-технологической модели «продуктивные пласты – скважины – газосборная сеть – пункт переключающей арматуры Южно-Русского месторождения» / О.Е. Аксютин, М.Ю. Недзвецкий, В.А. Середенок и др. // Газовая промышленность. – 2024. – № 4 (846). – С. 44–53.
70. Аксютин О.Е. Результаты научной исследовательской работы по созданию цифрового двойника геолого-технологической модели «продуктивные пласты – скважины – газосборная сеть – пункт переключающей арматуры Южно-Русского месторождения» / О.Е. Аксютин, М.Ю. Недзвецкий, В.А. Середенок // Газовая промышленность. – 2023. – № S4 (857). – С. 18–22.
71. Изюмченко Д.В. Опыт применения внутрискважинных измерительных систем на эксплуатационных скважинах Чаяндинского НГКМ / Д.В. Изюмченко, А.А. Плосков, К.И. Марченко и др. // Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток: Тезисы докладов IX Международной науч.-техн. конф., Москва, 12–14 июля 2023 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2023. – С. 75.
72. Николаев О.В. Передовые прикладные научные исследования ВНИИГАЗа в создании методологии гидродинамики промысловых систем добычи и сбора газа / О.В. Николаев, А.А. Плосков, И.В. Стоноженко и др. // Научный журнал Российского газового общества. – 2024. – № 2 (44). – С. 26–37.

Mathematical simulation of processes and equipment at field technological facilities. Practice and outlooks for advancement

M.Yu. Nedzvetskii^{1,2,3}, D.V. Izyumchenko², M.A. Vorontsov^{2,4,5*}, D.M. Fedulov²,
A.A. Rotov², A.N. Kubanov², V.A. Istomin², V.G. Kvon², D.A. Nikolayev⁶

¹ Gazprom PJSC, Block 1, Bld. 3, Estate 2, Lakhtinskiy prospect, St. Petersburg, 197229, 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

³ Gubkin University, Block 1, Bld. 65, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russian Federation

⁴ Bauman Moscow State Technical University (BMSTU), Block 1, Bld. 5, 2nd Baumanskaya street, Moscow, 105005, Russian Federation

⁵ ITMO University, Bld. 49, Kronverkskiy prospect, St. Petersburg, 197101, Russian Federation

⁶ Slavneft-Megionneftegaz PJSC, Bld. 51, A.M. Kuzmina street, Megion, Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra, 628680, Russian Federation

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

Abstract. Mathematical modelling of the process facilities for production of natural gas has long-time history. All along, there is the necessity to solve novel tasks thanks to advancement of the hydrocarbons recovery projects in the new regions, appearance of the fresh data about the properties of gases and working media, as well as due to strengthened standards of the field products quality.

The article observes the mathematical simulators of the natural gas production technologies and equipment designed and applied by the Gazprom VNIIGAZ LLC specialists in course of the long-term works on the scientific support of operation of the Gazprom's gas and gas-condensate production facilities. Authors highlight the correspondent VNIIGAZ's achievements including either the practice of experimental tests conducted to revise the properties of the fluids and to specify the physical-chemical processes, or the practice of modelling new technological processes. Besides, they map a path to perfect the mathematical models on the grounds of the contemporary need to rise efficacy of gas recovery and considering the original novel studies on recovery and treatment of subsoil water with extraction of precious components like lithium, bromine, iodine, strontium etc.

Keywords: mathematical simulator, calculation procedure, gas-collecting systems, booster compressor station, complex gas treatment plant, turbo-expanding assembly, hydrating, condensation, salt deposits, model matching, functional reliability.

References

1. ISTOMIN, V.A., D.V. IZYUMCHENKO, B.A. GRIGORYEV et al. Areas of improvement for gas production technologies at gas and gas-condensate fields [Napravleniya sovershenstvovaniya tekhnologiy dobychi gaza na gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniyakh]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2023, no. S2 (849), pp. 68–77, ISSN 0016-5581. (Russ.).
2. ANDRIYEVSKAYA, N.V., S.V. BOCHKAREV. *Modelling of systems* [Modelirovaniye system]: learning guide. Perm: Perm State Technical University, 2008. (Russ.).
3. SAMARSKIY, A.A., A.P. MIKHAYLOV. *Mathematical modelling: ideas, methods, examples* [Matematicheskoye modelirovaniye: idei, metody, primery]. Moscow: Nauka, Fizmatlit, 1997. (Russ.).
4. KISLENKO, N.N., V.I. MURIN, Yu.V. SURKOV et al. *Technique for processing natural gas and condensate* [Tekhnologiya pererabotki prirodnogo gaza i kondensata]: reference bk. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2002, pt. 1. (Russ.).
5. SEMENOV, A.P., R.I. MENDGAZIEV, A.S. STOPOREV et al. The pursuit of a more powerful thermodynamic hydrate inhibitor than methanol. Dimethyl sulfoxide as a case study. *Chemical Engineering Journal*, 2021, vol. 423, no. 130227, ISSN 1385-8947.
6. SEMENOV, A.P., R.I. MENDGAZIEV, A.S. STOPOREV et al. Dimethyl sulfoxide as a novel thermodynamic inhibitor of carbon dioxide hydrate formation. *Chemical Engineering Science*, 2022, vol. 255, no. 117670, ISSN 0009-2509.
7. SEMENOV, A.P., T.B. TULEGENOV, R.I. MENDGAZIEV. Effect of methanol on methane hydrate nucleation and growth kinetics [Vliyaniye metanola na kinetiku nukleatsii i rosta gidrata metana]. *Khimiya i Tekhnologiya Topliv i Masel*, 2023, no. 4 (638), pp. 8–13, ISSN 0023-1169. (Russ.).
8. BULEYKO, V.M., B.A. GRIGORYEV, V.A. ISTOMIN. Calorimetric research of formation and decomposition of i-butane hydrates and i- & n-butane mixtures [Kalorimetricheskoye issledovaniye obrazovaniya i razlozheniya gidratov izobutana i smesey izobutana i normalnogo butana]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2016, no. 4 (28): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 108–116. ISSN 2306-8949. (Russ.).

9. BULEYKO, V.M., B.A. GRIGORYEV, V.A. ISTOMIN et al. Determination of hydrate number and density of propane hydrate by the method of precision adiabatic calorimetry [Opredeleniye gidratnogo chisla i plotnosti gidrata propane metodom pretsizionnoy adiabaticheskoy kalorimetrii]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2015, no. 4 (24): Actual issues in research of stratal hydrocarbons systems, pp. 93–98. ISSN 2306-8949. (Russ.).
10. SEMENOV, A.P., A.S. STOPOREV, R.I. MENDGAZIEV et al. Synergistic effect of salts and methanol in thermodynamic inhibition of sII gas hydrates. *The Journal of Chemical Thermodynamics*, 2019, vol. 137, pp. 119–130, ISSN 0021-9614.
11. NEFEDOV, P.A., A.A. DZHEDZHEROVA, V.A. ISTOMIN et al. Peculiar features of methane hydrating kinetics in water solutions of electrolytes [Osobennosti kinetiki gidratoobrazovaniya metana v vodnykh rastvorakh elektrolitov]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2014, no. 2 (18): Actual problems of research of stratal hydrocarbon systems, pp. 83–89. ISSN 2306-8949. (Russ.).
12. TROYNIKOVA, A.A., V.A. ISTOMIN, V.G. KVON et al. Experimental research of hydrate inhibitors containing chlorides of bivalent metals [Eksperimentalnyye issledovaniya ingibitorov gidratoobrazovaniya na osnove khloridov dvukhvalentnykh metallov]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2017, no. 2 (30): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 104–109. ISSN 2306-8949. (Russ.).
13. BULEYKO, V.M., G.A. VOVCHUK, Ye.B. GRIGORYEV et al. Study of the impact of capillary effects on phasal behaviour and processes of hydrating of liquid and gaseous propane in water-saturated sand reservoir [Issledovaniya vliyaniya kapillyarnykh effektov na fazovoye povedeniye i protsessy gidratoobrazovaniya zhidkogo propane v vodonasyschennom peschanom kollektore]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2014, no. 2 (18): Actual problems of research of stratal hydrocarbon systems, pp. 73–82. ISSN 2306-8949. (Russ.).
14. BULEYKO, V.M., G.A. VOVCHUK, B.A. GRIGORYEV et al. Phase behaviour of hydrocarbons in a water-saturated sand reservoir in hydrating conditions [Fazovoye povedeniye uglevodorodov v vodonasyschennom peschanom kollektore pri usloviyakh gidratoobrazovaniya]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2014, no. 4 (20): Problems of development of gas, gas condensate and oil/gas/condensate fields, pp. 156–163. ISSN 2306-8949. (Russ.).
15. BULEIKO, V.M., B.A. GRIGORIEV, V.A. ISTOMIN. Capillary effects on phase behavior of liquid and gaseous propane and dynamics of hydrate formation and dissociation in porous media. *Fluid Phase Equilibria*, 2017, vol. 441, pp. 64–71, ISSN 0378-3812.
16. BULEIKO, V.M., B.A. GRIGORIEV, V.A. ISTOMIN. Application of new calorimetric methods for reservoir fluid systems study. In: *Natural Gas: Catalysing the Future: proc. of IGRC 2017*, pp. 1935–1945. International Gas Union Research Conference Series.
17. TROITSKIY, V.M., A.F. SOKOLOV, V.A. ISTOMIN, et al. Formation and decomposition of methane gas hydrates during gas filtration [Obrazovaniye i razlozheniye gazovykh gidratov metana pri filtratsii gaza]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2014, no. 4 (20): Problems of development of gas, gas condensate and oil/gas/condensate fields, pp. 135–145. ISSN 2306-8949. (Russ.).
18. TROITSKIY, V.M., A.F. SOKOLOV, V.A. ISTOMIN et al. Physical modeling of hydrate formation in a mode of natural gas filtering in porous media of Chayanda oil-gas-condensate field [Fizicheskoye modelirovaniye protsessov gidratoobrazovaniya v rezhime filtratsii prirodnogo gaza v porovoy srede Chayandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2015, no. 4 (24): Actual issues in research of stratal hydrocarbons systems, pp. 99–109. ISSN 2306-8949. (Russ.).
19. MURATOVA, E.Zh., V.B. KRAPIVIN, V.A. ISTOMIN et al. Hydrate inhibitor based on mixtures of monoethylene glycol and methanol [Ingibitor gidratoobrazovaniya na osnove smesey monoetilenglikolya i metanola]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2023, no. 4: Topical issues of gas production, pp. 145–154. ISSN 2306-8949. (Russ.).
20. DONSKIKH B.D., V.A. ISTOMIN, S.A. STEPANOV. Experimental research on the equilibrium water vapor content in methane within the temperature range of 233.15–293.15 K and pressure up to 12.5 MPa [Eksperimentalnyye issledovaniya ravnovesnogo sodержaniya parov vody v metane pri temperaturakh ot 233,15 do 293,15 K i davleniyakh do 12,5 MPa]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2021, no. 10 (822), pp. 72–80, ISSN 0016-5581. (Russ.).
21. GRITSENKO, A.I., O.V. KLAPCHUK, Yu.A. KHARCHENKO. *Hydrodynamics of gas-liquid mixtures in wells and pipelines* [Gidrodinamika gazozhidkostnykh smesey v skvazhinakh i truboprovodakh]. Moscow: Nedra, 1994. (Russ.).
22. ROTOV, A.A. *Perfecting hydrodynamic simulation of field gas-collecting networks transporting gas-liquid mixtures* [Sovershenstvovaniye gidrodinamicheskogo modelirovaniya promyslovykh gazosbornykh setey, transportiruyushchikh gazozhidkostnyye smesi]: Candidate's thesis (engineering). Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. (Russ.).

23. ROTOV, A.A., V.A. ISTOMIN, T.V. CHELTSOVA. Approbating procedures for hydrodynamic calculations of gas-liquid flows in field pipelines of Chayanda oil-gas-condensate field [Aprobatsiysy metodik gidrodinamicheskogo rascheta gazozhidkostnykh potokov v promyslovykh truboprovodakh Chayandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2024, no. 2, pp. 73–81. ISSN 2306-8949. (Russ.).
24. ROTOV, A.A., A.V. TRIFONOV, V.A. SULEYMANOV et al. Modelling operation regimes of a gas field facilities as a united thermohydraulic system [Modelirovaniye regimov raboty gazovogo promysla kak yedinoy termogidravlicheskoj sistemy]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2010, no. 10 (651), pp. 46–49, ISSN 0016-5581. (Russ.).
25. ROTOV, A.A., V.A. ISTOMIN, T.V. CHELTSOVA et al. The technology of liquid removing from pipelines of gas gathering networks by short-time increasing of production rate [Tekhnologiya udaleniya zhidkosti iz truboprovodov gazosbornykh setey za schet kratkovremennogo uvelicheniya otborov gaza]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2019, no. S1(782), pp. 86–92, ISSN 0016-5581. (Russ.).
26. ROTOV, A.A., V.A. ISTOMIN. Topical challenges in design and operation of gas-collecting networks at new fields [Aktualnyye voprosy proyektirovaniya i ekspluatatsii promyslovykh gazosbornykh setey na novykh mestorozhdeniyakh]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2023, no. 4: Topical issues of gas production, pp. 110–119. ISSN 2306-8949. (Russ.).
27. ISTOMIN, V.A., R.A. MITNITSKIY, A.A. ROTOV et al. Improved method for hydrate or ice control in infield pipelines at late stage of gas fields development [Sovershenstvovaniye metodov preduprezhdeniya gidrati i ldoobrazovaniya v gazosbornykh truboprovodakh na pozdney stadia razrabotki gazovykh mestorozhdeniy]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2023, no. 2: Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 178–184. ISSN 2306-8949. (Russ.).
28. ROTOV, A.A., V.A. ISTOMIN, T.V. CHELTSOVA. Temperature regimes of field gas gathering networks at the later stage of gas field development [Temperaturnyye rezhimy promyslovykh gazosbornykh setey na pozdnykh stadiyakh razrabotki gazovykh mestorozhdeniy]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2022, no. № 2 (828), pp. 34–39. ISSN 0016-5581. (Russ.).
29. GALIULLIN, Z.T., S.Yu. SALNIKOV, V.A. SHUROVSKIY (ed.). *Modern gas transport systems and technologies* [Sovremennyye gazotransportnyye sistemy i tekhnologii]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. (Russ.).
30. SHUROVSKIY, V.A. *Evolution of power drivers for compressor stations* [Razvitiye energoprivoda dlya kompressornykh stantsiy]: brief historical essay. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2008. (Russ.).
31. LAPSHIN, Yu.G., G.F. MELANIFIDI, Z.T. GALLIULIN et al. *Simulation of compressor stations for trunk gas pipelines* [Modelirovaniye kompressornykh stantsiy magistralnykh gazoprovodov]: R&D review. Moscow: VNIIEgazprom, 1976. (Russ.).
32. SINITSYN, S.N., I.V. BARTSEV, Ye.V. LEONTYEV. Effect of natural gas parameters on behavior of centrifugal superchargers [Vliyaniye parametrov prirodnoy gaza na kharakteristiki tsentrobezhnykh nagnetateley]. In: *Trudy VNIIGAZa*, 1967, is. 29, p. 253. (Russ.).
33. VORONTSOV, M.A., V.YU. GLAZUNOV, A.S. LOPATIN. Mathematical modeling of operation modes of a high pressure multistage centrifugal compressor [Matematicheskoye modelirovaniye regimov raboty vysokonapornogo mnogostupenchatogo tsentrobezhnogo kompressora]. *Transport i Khraneniye Nefteproductov i Uglevodorodnogo Syrva*, 2016, no. 1, pp. 25–30, ISSN 0131-4270. (Russ.).
34. VORONTSOV, M.A., V.YU. GLAZUNOV, A.S. GRACHEV et al. Analysis of methods for modeling operating modes of compressor equipment that ensures the operation of field low-temperature separation units [Analiz metodov modelirovaniya rezhimov raboty kompressornogo oborudovaniya, obespechivayushchego raboty promyslovykh ustanovok nizkotemperaturnoy separatsii]. *Vestnik Dagestanskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Tekhnicheskiye nauki*, 2023, vol. 50, no. 4, pp. 6–16, ISSN 2073-6185. (Russ.).
35. NURDINOVA, S.A., V.A. MARISHKIN, G.A. KHVOROV et al. System of energy efficiency indicators of technological processes and equipment in the gas producing company of Gasprom PJSC [Sistema pokazateley energeticheskoy effektivnosti tekhnologicheskikh protsessov i oborudovaniya gazodobyvayushchey organizatsii PAO “Gazprom”]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2018, no. 2, pp. 74–83, ISSN 0016-5581. (Russ.).
36. VORONTSOV, M.A., G.A. KHVOROV, S.A. NURDINOVA et al. Procedural approach to estimation of energy efficiency for gas production technologies [Metodicheskiye podkhody k otsenke energoeffektivnosti tekhnologicheskikh protsessov dobychi gaza]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2017, spec. is.: Environmental protection, power saving and labor protection in oil-gas industry, pp. 42–49. ISSN 2306-8949. (Russ.).
37. KICHATOV, V.V., M.A. VORONTSOV. Optimizing operational regimes for gas compressor units as part of a compressor station taking into account uncertainty of initial data [Optimizatsiya rezhimov raboty GPA v sostave KS s uchedom neopredelennosti iskhodnykh dannykh]. *Territoriya Neftegaz*, 2012, no. 6, pp. 102–107, ISSN 2072-2745. (Russ.).

38. VORONTSOV, M.A., A.S. GRACHEV, M.A. KIRKIN et al. *Technological risks during operating submarine compressor units: collected laureates' papers after the International awards for scientific, scientific technical and innovative techniques aimed at development of The Arctic and the continental shelf* [Tekhnologicheskiye riski pri ekspluatatsii podvodnykh kompressornykh ustanovok: sbornik rabor laureatov Mezhdunarodnogo konkursa nauchnykh, nauchno-tekhnicheskikh i innovatsionnykh razrabotok, napravlennykh na razvitiye i osvoyeniye Arktiki i kontinentalnogo shelfa]. Moscow: Tekhnologii razvitiya, 2018.
39. VORONTSOV, M.A., V.Ye. PETROPAVLOV, A.S. GRACHEV. On functional reliability analysis of booster compressors being a part of technological facilities at the fields of natural gas [Ob analize funktsionalnoy nadezhnosti raboty dozhimnykh kompressornykh stantsiy v sostave tekhnologicheskikh sistem obustroystva mestorozhdeniy prirodno go gaza]. *Kompressornyye Tekhnologii*, 2022, no. 6, pp. 7–10. (Russ.).
40. VORONTSOV, M.A., A.S. GRACHEV, A.O. GRACHEVA et al. Analysis of the functional reliability of booster compressor stations when the actual operating indicators deviate from the design values. Methodological approach and practical significance [Analiz funktsionalnoy nadezhnosti raboty dozhimnykh kompressornykh stantsiy pri otklonenii fakticheskikh pokazateley ekspluatatsii ot proyektnykh znacheniy. Metodicheskii podkhod i prakticheskaya znachimost]. *Kompressornaya Tekhnika i Pnevmatika*, 2023, no. 1, pp. 32–41, ISSN 2413-3035. (Russ.).
41. FEDULOV, D.M., G.V. VETYUGOV, M.A. VORONTSOV et al. Compression system as important aspect of optimization of offshore field development indicators and designing of engineering systems of gas preparation at platforms [Kompressornyy kompleks kak vazhnyy faktor optimizatsii pokazateley razrabotki morskogo mestorozhdeniya i proyektirovaniya tekhnologicheskikh sistem podgotovki gaza na platformakh]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013, no. 3 (14): Modern approaches and advanced technologies in projects of development of Russian offshore oil-and-gas fields, pp. 180–183. ISSN 2306-8949. (Russ.).
42. GRACHEV, A.S., V.Ye. PETROPAVLOV, A.V. KOZLOV et al. Pressure ratio distribution between compression stages to improve the booster compressor station energy efficiency at the design and operation stages [Raspredeleniye otnosheniy davleniy mezhdru stupenyami szhatiya dlya povysheniya energoeffektivnosti dozhimnoy kompressornoy stantsii na etapakh proyektirovaniya i ekspluatatsii]. *Kompressornaya Tekhnika i Pnevmatika*, 2023, no. 4, pp. 8–16, ISSN 2413-3035. (Russ.).
43. VORONTSOV, M.A., A.A. ROTOV, I.V. MARUSHCHENKO et al. Prospects of use of distributed compression in field gas production systems [Perspektivy primeneniya raspredelennogo komprimirovaniya v promyslovykh sistemakh dovychi gaza]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2014, no. 4 (20): Problems of development of gas, gas condensate and oil/gas/condensate fields, pp. 164–173. ISSN 2306-8949. (Russ.).
44. KUBANOV, A.N., M.A. VORONTSOV, D.M. FEDULOV et al. Technological analysis of Turborefrigerating equipment at the initial stage of operation of gas treatment unit on Bovanenkovo field [Tekhnologicheskiy analiz raboty turbokholodilnoy tekhniki na nachalnom etape ekspluatatsii UKPG-2 Bovanenkovskogo NGKM]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013, no. 4 (15): Problems of operation of gas, gas condensate and oil and gas fields, pp. 84–89. ISSN 2306-8949. (Russ.).
45. VORONTSOV, M.A., P.P. SLUGIN, V.Yu. GLAZUNOV et al. Features of operational characteristics of field turboexpander units [Osobennosti ekspluatatsionnykh kharakteristik promyslovykh turbodetandernykh agregatov]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2019, no. S1 (782), pp. 101–107, ISSN 0016-5581. (Russ.).
46. VORONTSOV, M.A., D.M. FEDULOV, A.S. GRACHEV et al. Methodological approach for calculating investigation of field gas treatment system by means of low-temperature separation with turboexpanders [Metodicheskii podkhod k raschetnomu issledovaniyu promyslovy podgotovki prirodno go gaza k transport po tekhnologii nizkotemperaturnoy separatsii s primeneniyyem turbodetandernykh agregatov]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2016, no. 2 (26): Current issues of gas production, pp. 105–111. ISSN 2306-8949. (Russ.).
47. KHETAGUROV, V.A., P.P. SLUGIN, M.A. VORONTSOV et al. Experience and prospects of application of turbo-expanders at the gas-field technological objects of gas industry in Russia [Oput i perspektivy primeneniya turbodetandernykh agregatov na promyslovykh tekhnologicheskikh obyektakh gazovoy promyshlennosti Rossii]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2018, no. 11, pp. 14–22, ISSN 0016-5581. (Russ.).
48. AHNERT, F., A. CHEPURNOV, H. DRIEVER et al. Application of low-temperature separation technology for the field processing of Achimov gas: Challenges and opportunities. In: *Proc. of the SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Moscow, Russia, October 2018, SPE-191537-18RPTC, pp. 1–12.
49. KUBANOV, A.N., D.V. IZYUMCHENKO, A.V. PROKOPOV et al. Field treatment of natural gas with generation of electric power [Promyslovaya podgotovka prirodno go gaza s generatsiyey elektroenergii]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*, 2022, no. 3(91), pp. 56–64, ISSN 2070-6820. (Russ.).
50. PROKOPOV, A.V., A.N. KUBANOV, V.A. ISTOMIN et al. Specific character of field treatment in respect to gases from Achim deposits [Spetsifika promyslovy podgotovki gazov achimovskikh zalezhey]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2018, no. 1(33): Actual issues of gas production, pp. 226–234. ISSN 2306-8949. (Russ.).

51. KUBANOV, A.N., G.B. ATAMANOV, D.M. FEDULOV. Application of refrigerator units for complex gas treatment plans at Far North fields [Primeneniye kholodilnykh ustanovok na UKPG mestorozhdeniy Kraynego Severa]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*, 2021, no. 3 (87), pp. 80–88, ISSN 2070-6820. (Russ.).
52. KUBANOV, A.N., N.N. KLYUSOVA. Process aspects of gas condensate accounting at comprehensive gas processing and condensate stabilization units [Tekhnologicheskiye aspekty ucheta gazovogo kondensata na ustanovkakh kompleksnoy podgotovki gaza i stabilizatsii kondensata]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2023, no. 4(847), pp. 48–53, ISSN 2070-6820. (Russ.).
53. KUBANOV, A.N., G.B. ATAMANOV, D.M. FEDULOV et al. Specifics of gas and gas condensate treatment at Chayanda field [Osobennosti tekhnologii podgotovki gaza i gazovogo kondensata na Chayandinskom mestorozhdenii]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*, 2023, no. № 3(95), pp. 11–18, ISSN 2070-6820. (Russ.).
54. KUBANOV, A.N., V.A. ISTOMIN, A.V. PROKOPOV et al. Contemporary methods for estimating efficacy of gas separators [Sovremennyye metody opredeleniya effektivnosti gazovykh separatorov]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2023, no. 4: Topical issues of gas production, pp. 127–136. ISSN 2306-8949. (Russ.).
55. KUBANOV, A.N., D.M. FEDULOV, G.B. ATAMANOV et al. Investigation of favorable conditions to reach the required dew point temperatures for the complex gas treatment plants of Kirinskoye and South-Kirinskoye fields [Issledovaniye usloviy dostizheniya trebovaniy k temperaturam toчек rosy na UKPG Kirinskogo i Yuzhno-Kirinskogo mestorozhdeniy]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*, 2020, no. 2(82), pp. 50–59, ISSN 2070-6820. (Russ.).
56. KUBANOV, A.N., V.A. ISTOMIN, D.M. FEDULOV et al. Requirements for separation equipment of the gas treatment units at the fields of the Yamal peninsula [Trebovaniya k separatsionnoy oborudovaniyu UKPG mestorozhdeniy poluostrva Yamal]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2018, no. 10(775), pp. 34–41, ISSN 2070-6820. (Russ.).
57. KUBANOV, A.N., D.M. FEDULOV, A.V. SOKERIN. New methodical approach to calculation of hydrocarbon dew point temperature for a separator gas [Novyy metodicheskiy podkhod k raschetnomu opredeleniyu temperatury tochki rosy gaza separatsii po uglevodorodam]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*, 2017, no. 2(70), pp. 63–71, ISSN 2070-6820. (Russ.).
58. GAZPROM VNIIGAZ LLC. *Head-capacity curve calculation for a booster compressor station according to given total power* [Raschet rashodno-napornoy kharakteristiki dozhimnoy kompressornoy stantsii po zadannoy summarnoy moshchnosti]. Inventors: VORONTSOV, M.A., A.S. GRACHEV. 24 December 2021. Appl.: 15 December 2021 no. 2021681101. Certificate of state registration of a computer program RU 2021681744.
59. GAZPROM VNIIGAZ LLC. *Calculation of the rate of gas flow via a turbo-expanding assembly according to its process and geometric working parameters* [Raschet rashoda gaza cherez turbodetandernyy agregat po tekhnologicheskim i geometricheskim parametram raboty turbodetandera]. Inventors: VORONTSOV, M.A., A.S. GRACHEV, S.V. LUKYANOV et al. 9 February 2023. Appl: 31 January 2023 no. 2023611575. Certificate of state registration of a computer program RU 2023613013.
60. GAZPROM VNIIGAZ LLC. *Determining a schedule for gas-compressor unit start-up and fuel gas flow rate at design and reconstruction of a field booster compressor station working according to a multi-stage compression scheme* [Opredeleniye grafika vvoda GPA i rashoda toplivnogo gaza pri proyektirovani i rekonstruktsii promyslovy dozhimnoy kompressornoy stantsii, rabotayushchey po skheme mnogostupenchatogo szhatiya]. 2 August 2021. Appl.: 20 July 2021 no. 2021661800. Certificate of state registration of a computer program RU 2021662614.
61. VORONTSOV, M.A., D.V. IZUMCHENKO, A.S. GRACHEV et al. Prospects and problems of creating reversible expander-compressor units as part of field development systems for increasing efficiency of gas production [Perspektivy i problemy sozdaniya inversivnykh detander-kompressornykh ustanovok dlya primeneniya v sostave system obustroystva mestorozhdeniy dlya povysheniya effektivnosti dobychi gaza]. *Vestnik Yevraziyskoy Nauki*, 2023, vol. 15, no. 3, ISSN 2588-0101. (Russ.). Available from: <https://esj.today/PDF/40NZVN323.pdf>.
62. GAZPROM VNIIGAZ LLC. *Method for increasing the efficiency of gas production and an installation for its implementation* [Sposob povysheniya effektivnosti dobychi gaza i ustanovka dlya yego osushchestvleniya]. Inventors: VORONTSOV, M.A., A.S. GRACHEV, A.V. KOZLOV et al. 24 January 2023. Appl.: 9 December 2021 no. 2021136412. Patent RU2788803C1
63. VORONTSOV, M.A., T.V. POPOVA. Prospects for using cyclic airs cooling systems for gas turbine plants based on absorption refrigerating machines as part of compressor stations [Perspektivy ispolzovaniya system okhlazhdeniya tsiklovogo vozdukha gazoturbinnykh ustanovok na baze absorbtionnykh kholodilnykh mashin v sostave kompressornykh stantsiy]. *Trudy Rossiyskogo gosudarstvennogo universiteta nefi i gaza imeni I.M. Gubkina*, 2019, no. 3 (296), pp. 139–150, ISSN 2073-9028. (Russ.).
64. GAZPROM VNIIGAZ LLC. *Method of controlling gas-liquid flow in pipeline branch* [Sposob regulirovaniya gazozhidkostnogo potoka v otvode truboprovoda]. Inventors: ROTOV, A.A., A.V. PROKOPOV, T.V. CHELTSOVA. 31 May 2024. Appl.: 14 April 2023 no. 2023109634. Patent RU 2820240C1.

65. GAZPROM VNIIGAZ LLC. *Method of determining volume of liquid in pipeline* [Sposob opredeleniya obyema zhidkosti v truboprovode]. Inventor: ROTOV, A.A. 26 February 2020. Appl.: 10 April 2019 no. 2019110684. Patent RU 2715357C1.
66. GAZPROM VNIIGAZ LLC. *Method for preventing ice formation in a gas collecting pipeline* [Sposob preduprezhdeniya ldoobrazovaniya v gazosbornom truboprovode]. Inventors: ROTOV, A.A., V.A. ISTOMIN, N.A. BUZNIKOV et al. 27 December 2021. Appl.: 2 October 2020 no. 2020132559. Patent RU 2761000C1.
67. GAZPROM VNIIGAZ LLC. *Method for monitoring the production rate of a gas borehole* [Sposob kontrolya debita gazovoy skvazhiny]. Inventor: ROTOV, A.A. 14 April 2022. Appl.: 6 April 2021 no. 2021109570. Patent RU 2770023C1.
68. GAZPROM DOBYCHA NOYABRSK LLC. *Control method of technological modes of gas field* [Sposob upravleniya tekhnologicheskimi rezhimami gazovogo promysla]. Inventors: VORONTSOV, M.A., G.A. KHVOROV, S.A. NURDINOVA et al. 13 June 2019. Appl.: 4 June 2018 no. 2018120532. Patent RU 2691419 C1.
69. AKSYUTIN, O.Ye., M.Yu. NEDZVETSKIY, V.A. SEREDENOK et al. Results of the development work on the creation of a digital twin for geological and engineering model “producing reservoirs – wells – gas-gathering system – switch valve station of Yuzhno-Russkoye field” [Rezultaty opytно-konstruktorskoy raboty po sozdaniyu tsifrovogo dvoynika geologo-tekhnologicheskoy modeli “produktivnyye plasty – skvazhiny – gazosbornaya set – punkt pereklyucheniya armatury Yuzhno-Russkogo mestorozhdeniya”]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2024, no. 4 (846), pp. 44–53, ISSN 2070-6820. (Russ.).
70. AKSYUTIN, O.Ye., M.Yu. NEDZVETSKIY, V.A. SEREDENOK. Results of the research effort on the creation of a digital twin for geological and engineering model “producing reservoirs – wells – gas-gathering system – switch valve station of Yuzhno-Russkoye field” [Rezultaty naucno-issledovatel'skoy raboty po sozdaniyu tsifrovogo dvoynika geologo-tekhnologicheskoy modeli “produktivnyye plasty – skvazhiny – gazosbornaya set – punkt pereklyucheniya armatury Yuzhno-Russkogo mestorozhdeniya”]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2023, no. № S4 (857), pp. 18–22, ISSN 2070-6820. (Russ.).
71. IZYUMCHENKO, D.V., A.A. PLOSKOV, K.I. MARCHENKO et al. Practice of applying downhole measuring systems at producing wells of Chayanda oil-gas-condensate field [Opyt premeneniya vnutriskvazhinnykh izmeritelnykh system na ekspluatatsionnykh skvazhinakh Chayandinskogo NGKM]. In: *Russian offshore oil and gas development: Arctic and Far East* [Osvoeniye resursov nefi i gaza rossiyskogo shelfa: Arktika i dalniy Vostok]: Proc. of IX International R&D conf., Moscow, 12–14 July 2023. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2023, p. 75. (Russ.).
72. NIKOLAYEV, O.V., A.A. PLOSKOV, I.V. STONozHENKO et al. Advanced applied scientific research of VNIIGAZ in creating a methodology for the hydrodynamics of field gas production and collection systems [Peredovyye prikladnyye issledovaniya VNIIGAZa v sozdanii metodologii gidrodinamiki promyslovykh system dobychi i sbora gaza]. *Nauchnyy zhurnal Rossiyskogo gazovogo obshchestva*, 2024, no. 2 (44), pp. 26–37, ISSN 2412-6497. (Russ.).

УДК 622.324.5: 004.896.5

Прототип программного модуля расчета режимов эксплуатации объекта подземного хранения газа с использованием методов машинного обучения

С.С. Зимин¹, А.П. Попович^{1*}, Е.О. Белецкая¹

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_Popovich@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова:

подземное хранилище газа (ПХГ), нейросетевая модель, машинное обучение, программное обеспечение, прототип, режим эксплуатации, закачка газа, отбор газа.

Тезисы. В статье проанализированы возможности алгоритмов машинного обучения применительно к задачам, связанным с расчетом режимов эксплуатации подземных хранилищ газа (ПХГ), и создание прототипа нейросетевой модели. Использование этих технологий значительно ускорит процесс принятия решений, сохранив при этом качество расчетов эксплуатационных показателей, и тем самым в случае возникновения непредвиденных ситуаций позволит быстро реагировать и приходить к обоснованным решениям в отношении технических и технологических аспектов эксплуатации ПХГ.

Актуальность работы обусловлена возросшими требованиями к скорости принятия решений. Ее новизна заключается в следующем: 1) впервые исследованы возможности использования технологий машинного обучения под задачи расчета режимов работы ПХГ; 2) на основе обученной нейронной сети создан экспериментальный образец программного обеспечения (ПО) для расчета режимов эксплуатации объекта ПХГ.

Проведена оценка качества работы нейросетевой модели и применимости нейросетевых подходов для решения поставленных задач. Прототип ПО находится на стадии тестирования для оценки возможности его внедрения в производственные процессы планирования, организации и контроля мероприятий по проектированию, строительству и эксплуатации ПХГ. По результатам оценки качества работы нейросетевой модели будут сформированы требования и рекомендации по построению нейросетевых моделей, учитывающие особенности работы ПХГ.

Активное внедрение широкого спектра функциональных инструментов машинного обучения позволит в будущем смоделировать комплексную интеллектуальную систему управления единой газотранспортной системой (ЕГТС), способную автоматически адаптироваться к изменяющимся условиям и принимать оптимальные решения на основе обработки большого объема данных. Разработанный прототип будет использован как один из элементов полномасштабной нейросетевой модели ЕГТС. Все это позволит повысить эффективность работы системы газоснабжения, обеспечивая стабильность и надежность поставок газа, особенно с ростом неопределенности внешних факторов.

Использование методов машинного обучения позволило быстро рассчитывать оптимальные режимы эксплуатации рассматриваемого ПХГ на созданном ПО с интуитивно понятным интерфейсом.

Управление процессом подземного хранения газа основано на разрабатываемых в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» моделях. На текущий момент ведутся активные работы по созданию нейросетевых моделей, использование которых позволит оптимизировать процесс расчета основных технологических показателей, сократит время реагирования при принятии решений и исключит человеческий фактор.

Сотрудниками ООО «Газпром ВНИИГАЗ» создан прототип программного обеспечения (ПО), основанного на использовании методов машинного обучения (*англ.* machine learning, ML). Разработка находится на стадии тестирования для оценки возможности ее внедрения в производственные процессы планирования, организации и контроля мероприятий по проектированию, строительству и эксплуатации подземных хранилищ газа (ПХГ). По результатам оценки качества работы нейросетевой модели будут сформированы требования и рекомендации по построению нейросетевых моделей, учитывающие особенности работы ПХГ.

Цель выполненного научного исследования заключалась в изучении возможностей алгоритмов ML применительно к решению задач, связанных с расчетом режимов работы ПХГ. Достижение заявленной цели позволило значительно ускорить процесс

принятия решений, сохранив при этом качество расчетов эксплуатационных показателей и тем самым обеспечив возможность в случае возникновения непредвиденных ситуаций быстро реагировать и приходиться к обоснованным решениям в отношении технических и технологических аспектов эксплуатации ПХГ.

Новизна. По итогам выполненных работ впервые исследованы возможности использования технологий ML для решения задач расчета режимов эксплуатации ПХГ. На основе обученной нейронной сети (НС) создан экспериментальный образец ПО.

Область применения. Активное внедрение широкого спектра функциональных инструментов ML позволит в будущем смоделировать комплексную интеллектуальную систему управления единой газотранспортной системой (ЕГТС), способную автоматически адаптироваться к изменяющимся условиям и принимать оптимальные решения на основе обработки большого объема данных. Разработанный прототип будет использован как один из элементов полномасштабной нейросетевой модели ЕГТС. Все это позволит повысить эффективность работы системы газоснабжения, обеспечивая стабильность и надежность поставок газа, особенно с ростом неопределенности внешних факторов.

Предмет исследования. Объектом исследования было выбрано одно из ПХГ Центрального региона России, являющееся крупнейшим из созданных в водоносных пластах. Выбранное ПХГ позволяет регулировать сезонную и суточную неравномерность газопотребления в Центральном федеральном округе РФ, компенсировать аварийные недопоставки газа, повышать маневренность системы при колебании спроса на газ с учетом конъюнктуры рынка, обеспечивать надежность экспортных поставок.

При создании нейросетевой модели учитывались некоторые особенности эксплуатации рассматриваемого ПХГ, к которым можно отнести следующие:

1) система размещения эксплуатационных скважин на ПХГ характеризуется центрально-площадным расположением с площадью зоны размещения около 30 % от площади залежи. С целью формирования равномерного газонасыщенного поля при закачке газа и недопущения его «языкообразного» прорыва в направлениях наилучших коллекторских свойств пласта на хранилище на начальных этапах

сезона реализуются сниженные темпы закачки газа (не более 40 % от максимальной суточной производительности ПХГ), а продолжительность закачки варьируется от 7 до 10 сут. Подобная эксплуатация объекта в сезоне закачки газа позволяет обеспечивать высокий потенциал хранилища на начало сезона отбора газа;

2) стратегия эксплуатации рассматриваемого ПХГ в сезон отбора заключается в смещении основных объемов отбора газа на период его высокого спроса (декабрь-февраль каждого года) с дальнейшим ступенчатым снижением режимной кривой в соответствии с закономерным уменьшением потенциала хранилища. Подобный режим работы учитывает геологические возможности данного ПХГ, а также полностью удовлетворяет спрос потребителя.

Методология исследования

Анализ научно-методической литературы. Инструменты ML имеют широкий спектр функциональных возможностей с точки зрения решения различных задач газовой промышленности [1–13]. В частности, в США модель ML применили в качестве основного инструмента обработки больших потоков информации, получаемых с интеллектуальных датчиков, установленных на пьезометрических скважинах газохранилища Citronelle Dome [2]. В результате был сделан вывод об эффективности использования элементов ML при оперативном управлении интеллектуальными объектами ПХГ.

Кроме того, применение методов ML позволяет существенно повысить точность прогнозных расчетов при построении и адаптации моделей материального баланса для ПХГ. Так, рассмотрен [13] процесс обучения модели НС для интерполяции между отдельными дискретными сценариями моделирования, что, в свою очередь, позволяет представить большое количество различных сценариев с использованием ограниченного количества прогонов модели. В результате абсолютный минимум желаемого выходного параметра, в данном случае среднеквадратичной ошибки (измеренного и рассчитанного давления в ПХГ), может быть оценен за несколько секунд.

Одним из ключевых аспектов при построении моделей ПХГ является решение вычислительных задач, связанных с прямым численным моделированием (DNS) при управлении пластовой системой с целью оптимизации

Таблица 1

Входные параметры НС для режима закачки газа

Год	Продолжительность сезона закачки, сут	Пластовое давление на начало сезона закачки, кгс/см ²	Объем закачиваемого газа, млн м ³
2015	173	58,9	8635,0
2016	198	57,4	8906,3
2017	163	56,8	9450,0
2018	187	56,4	9238,4
2019	172	56,1	9302,7
2020	161	58,5	9204,9
2021	177	51,7	10400,0
2022	137	67,8	7500,0
2023	187	52,8	10000,0

Таблица 2

Входные параметры НС для режима отбора газа

Год	Продолжительность сезона отбора, сут	Пластовое давление на начало сезона отбора, кгс/см ²	Планируемый объем отбора, млн м ³	Давление в узле на входе в магистраль, кгс/см ²
2015/2016	174	100,8	11000	43
2016/2017	173	101,0	11131	43
2017/2018	172	98,3	11120	43
2018/2019	172	101,1	11110	43
2019/2020	172	101,7	11110	43
2020/2021	171	100,4	11110	43
2021/2022	165	100,9	11000	43
2022/2023	166	97,68	11000	43
2023/2024	164	99,70	11000	43

отборов газа. Предлагается [1], например, использовать модель глубокого обучения с новым нейронным оператором, который представляет интегральное ядро непосредственно в пространстве Фурье, что позволяет делать быстрые и эффективные прогнозы.

Показано [10], что рекуррентная НС LSTM¹ позволила учесть инерционное влияние скважин друг на друга и прогнозировать технологические показатели их эксплуатации. Оптимальное решение, найденное НС, отличалось от решения, найденного с использованием гидродинамического моделирования, на 5 %.

Таким образом, использование нейросетевых моделей и методов ML представляет собой мощный инструмент оптимизации управления ПХГ.

Наблюдение. Для формирования обучающей выборки проанализирована эксплуатация рассматриваемого объекта начиная с 2015 г. (табл. 1, 2).

Для обучения НС необходимы не только входные, но и выходные параметры (ожидаемый результат). В качестве выходных параметров были определены режимные и максимальные кривые производительности. Поскольку фактических данных оказалось недостаточно, эксперты провели дополнительные расчеты для потенциально возможных вариантов. В итоге для обучения НС были подготовлены:

- обучающая выборка в составе 4 тыс. вариантов аналитических решений, включая ошибочные, наличие которых необходимо для успешного обучения НС;
- тестовая выборка (фактически измеренная производительность и проектные решения за период с 2014-го по 2023 г.).

Методы моделирования

Балансовая модель. Для оперативного расчета основных технологических показателей эксплуатации выбранного ПХГ используется балансовая модель, которая позволяет установить зависимость между динамикой пластового давления искусственной газовой залежи и расходом

¹ LSTM (англ. long short term memory) – долгая краткосрочная память.

газа, оперируя такими показателями, как средневзвешенное по газонасыщенному поровому пространству пластовое давление, суммарные расходы и объемы закачки и отбора газа по залежи, общий газонасыщенный поровый объем, общие расходы и объемы оттесненной и вторгшейся пластовой воды.

Используемая модель представляет собой модель двухобъемного дренирования газовой залежи, а ее газонасыщенный поровый объем условно представляется в виде двух виртуальных поровых объемов: активно аккумулируемого / дренируемого (внутренняя зона) и пассивно аккумулируемого / дренируемого (внешняя зона).

Адаптация модели состоит в решении обратной задачи: при заданных расходах газа в целом по ПХГ и давлении на начало сезона необходимо воспроизвести динамику изменения пластового давления. В случае отклонения расчетного режима от фактического проводится корректировка модели. Помимо анализа давления необходимо следить за динамикой изменения газонасыщенных объемов. Подсчет объемов газа выполняется из расчета газонасыщенного порового объема, доказанного многолетней эксплуатацией газохранилища. На основании значений пластового давления оценивается количество газа в пласте.

Корректируемые параметры представлены в табл. 3.

Нейросетевая модель. Созданный прототип представляет собой полномасштабную НС. При создании нейросетевой модели разработан алгоритм с применением «сопоставительного обучения» (*англ.* generative adversarial network),

работающий по принципу генератора и дискриминатора, где первый пытается создать выборку, наиболее приближенную к реальным данным, чтобы пройти валидацию со стороны второго. Данный способ использован с целью исключения из 4 тыс. вариантов ошибочных решений.

В расчетах учтены следующие ограничения и приближения:

1) пластовое давление изменяется в диапазоне от 43 до 115 кгс/см²;

2) режим закачки условно ограничен диапазоном пластового давления на начало сезона закачки: от 43 до 77 кгс/см²;

3) режим отбора условно ограничен диапазоном пластового давления на начало сезона отбора: от 78 до 115 кгс/см²;

4) максимальный объем отбора и закачки – 12 млрд м³;

• ограничения по суточному отбору, млн м³/сут: режим закачки – 90; режим отбора – 170;

5) время режима закачки/отбора: от 120 до 180 сут.

На рис. 1 продемонстрирована блок-схема алгоритма обучения модели на основе полносвязной НС.

Параметры модели давления (NetA):

• количество параметров обучения – 226 тыс.;

• количество слоев – 2;

• состав слоя – линейный слой, нормализация, активация ReLu.

Параметры модели режима отбора/закачки (NetB):

Таблица 3

Адаптационные параметры балансовой модели рассматриваемого ПХГ

№ п/п	Параметр	Единица измерения	Текущее значение
1	Адаптивный коэффициент общего фильтрационного и гидравлического сопротивления	(кг/см ²) ² ·(млн м ³ /сут) ⁻²	0,17140
2	Коэффициент перетока из внутренней во внешнюю зону	(млн м ³ /сут)·(кг/см ²) ⁻²	0,0000096
3	Коэффициент вытеснения воды	(млн/м ³ /мес)·(кг/см ²) ⁻¹	0,08842057
4	Коэффициент притока воды		0,03520285
5	Коэффициент расширения внутренней зоны от перетока газа во внешнюю	м·(млн м ³ /сут) ⁻¹	8,70747
6	Коэффициент сужения внутренней зоны от перетока газа во внешнюю		13,03469
7	Коэффициент воронки депрессии	–	0,00749
8	Коэффициент воронки репрессии		0,00830
9	Коэффициент стабилизации		0,89402

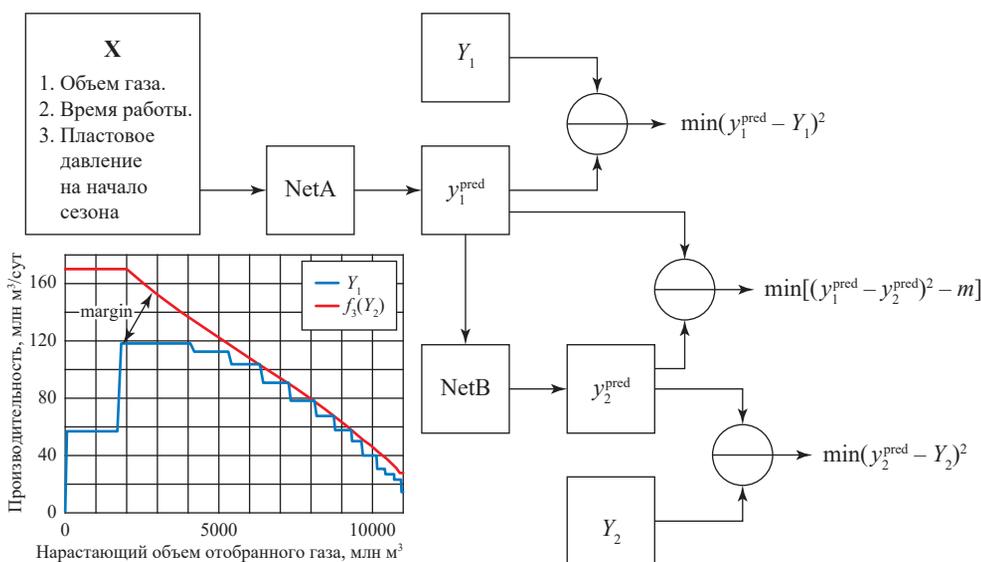


Рис. 1. Блок-схема алгоритма обучения модели расчета режимов отбора/закачки на основе полносвязной НС: X – вектор скалярных величин входных данных; Y_1 – распределение производительности закачки или отбора газа в сутки из обучающей выборки; Y_2 – распределение давления в сутки из обучающей выборки; m – параметр отступа; **NetA** – полносвязная НС для моделирования распределения производительности; **NetB** – полносвязная НС для моделирования распределения давления; y_1^{pred} – суточная производительность закачки или отбора газа, предсказанная НС **NetA**; y_2^{pred} – пластовое давление на каждом шаге, предсказанное НС **NetB**

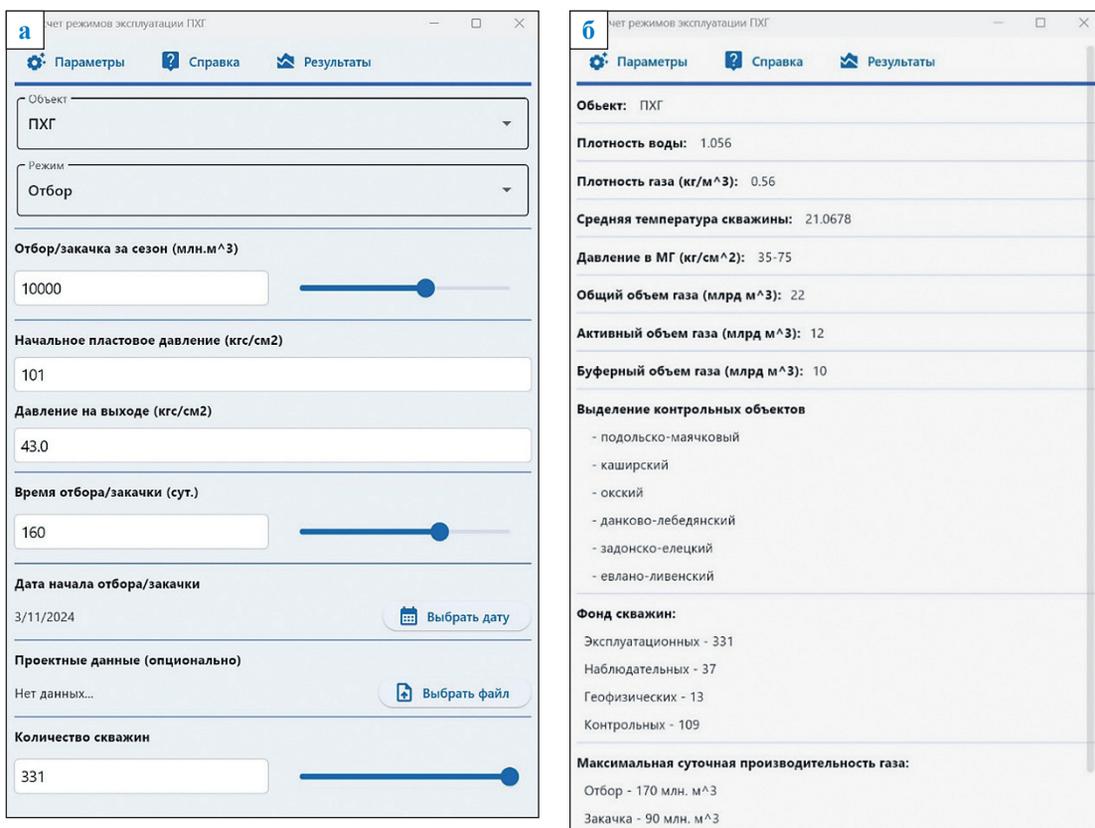
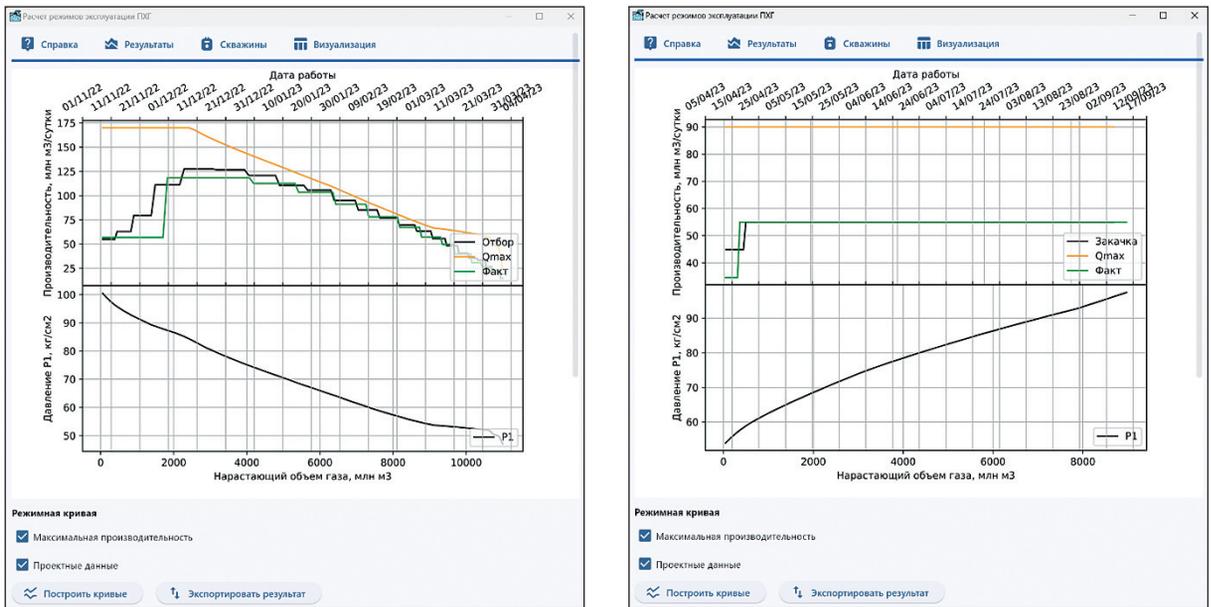


Рис. 2. Интерфейс прототипа ПО: а – окно ввода параметров для расчета; б – окно информации об объекте



— расчет максимальной производительности, выполненный НС
 — режим эксплуатации, предложенный НС
 — режим эксплуатации, рассчитанный специалистами и подгруженный для сравнения

Рис. 3. Верификация в ПО результатов НС-моделирования:
 а – режим отбора; б – режим закачки

• количество параметров обучения – 272 тыс.;

- количество слоев – 2;
- состав слоя – линейный слой, нормализация, активация ReLu.

Параметры обучения:

- алгоритм оптимизации: стохастический градиентный спуск;
- коэффициент регуляризации – 10^{-3} ;
- шаг оптимизации – 10^{-3} ;
- количество эпох обучения – 30;
- состав обучающей выборки – по 2000 вариантов решений для каждого режима;
- алгоритм регуляризации – кросс-валидация;
- функция ошибки L , где MSE – средне-квадратичное отклонение:

$$L = \mathbb{E}[\text{MSE}(\text{NetA}(x), Y_1)] + \mathbb{E}[\text{MSE}(\text{NetB}(A(x)), Y_2)] + \mathbb{E}[\text{MSE}(\text{NetB}(\text{NetA}(x)) - m, \text{NetA}(x))], \quad (1)$$

Методы математической обработки результатов

Функциональные возможности прототипа ПО:

- 1) ввод параметров для расчета (рис. 2, см. а);
- 2) отображение исходной информации по объекту (см. рис. 2б);
- 3) отображение результата расчета (рис. 3);
- 4) загрузка аналитических, фактических или проектных данных;
- 5) выгрузка результатов расчета.

Эксперимент

На финальном этапе работ проведена верификация полученных результатов. На рис. 3а расчет, выполненный НС (воспроизведены условия сезона отбора 2022/2023 гг.), сравнивается с расчетом, выполненным специалистами. Аналогичное сравнение приведено на рис. 3б (воспроизведены условия сезона закачки 2023 г.). Графики показывают, что достигнут хороший результат сходимости.

Таким образом:

- 1) сформулирована математическая постановка численного моделирования производительности отбора и закачки;
- 2) разработан алгоритм численного решения на основе НС с применением состязательного обучения:

- показано, что результаты численного моделирования производительности удовлетворяют ограничениям в 87 % и 96 % для режимов отбора и закачки соответственно;
- проведена верификация результатов;
- 3) разработан программный интерфейс численного расчета производительности отбора и закачки.

Список литературы

1. Kazemi M. A novel surrogate model for reservoir simulations using Fourier neural operators / M. Kazemi, A. Takbiri-Borujeni, H. Nourozbeh et al. // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, October 2023. – SPE-215103-MS. – DOI: 10.2118/215103-MS
2. Haghghat S.A. Using Big Data and Smart Field technology for detecting leakage in a CO₂ storage project / S.A. Haghghat, S.D. Mohaghegh, V. Gholami et al. // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, September 2013. – SPE-166137-MS. – DOI: 10.2118/166137-MS.
3. Илмах О. Dynamic optimization of underground gas storage reservoir rate schedules / О. Илмах, М.Н. Altwaijri // International Petroleum Technology Conference, Riyadh, Saudi Arabia, February 2022. – IPTC-21973-MS. – DOI: 10.2523/IPTC-21973-MS.
4. Leong Z.X. Estimating CO₂ saturation maps from seismic data using deep convolutional neural networks / Z.X. Leong, T. Zhu, A.Y. Sun // SEG/AAPG International Meeting for Applied Geoscience & Energy, Houston, Texas, USA, August 2022. – SEG-2022-3746727. – DOI: 10.1190/image2022-3746727.1.
5. Искусственный интеллект в России – 2023: тренды и перспективы // Яков и Партнеры. – Декабрь 2023. – <https://yakovpartners.ru/publications/ai-future>.
6. Kuk E. Application of artificial intelligence methods to underground gas storage control / E. Kuk // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Calgary, Alberta, Canada, September 2019. – SPE-200305-STU. – DOI: 10.2118/200305-STU.
7. Mortlock L. AI in oil and gas: Extracting collective value by humanizing data / L. Mortlock. – Январь 2019. – <https://www.lancemortlock.com/bylance>.
8. Huang R. Prediction and optimization of WAG flooding by using LSTM neural network model in Middle East carbonate reservoir / R. Huang, C. Wei, B. Li et al. // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, November 2021. – SPE-207584-MS. – DOI: 10.2118/207584-MS.
9. Яхьяева Г.Э. Основы теории нейронных сетей / Г.Э. Яхьяева. – М.: Открытые системы, 2020. – 234 с.
10. Ponomarev R.Y. Long-term forecasting and optimization of non-stationary well operation modes through neural networks simulation / R.Y. Ponomarev, V.E. Vershinin // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2021. – SPE-206529-MS. – DOI: 10.2118/206529-MS.
11. Kirsanov S.A. Reservoir proxy model as a part of geo-technological model of gas fields and underground gas storages / S.A. Kirsanov, A.V. Chugunov, O.S. Gatsolaev et al. // Physical and Mathematical Modeling of Earth and Environment Processes. – 25.03.2018. – С. 217–232. – (Springer Geology).
12. Попович А.П. Tubing Cavern Solver (TCS) – система эффективного управления подземным хранилищем газа (ПХГ) / А.П. Попович, И.А. Федоров, В.А. Петрухин и др. // Инновации сегодня и завтра – миссия молодых ученых: Внутренняя молодежная научно-практическая конференция ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – С. 52.
13. Zangl G. Application of artificial intelligence in gas storage management / G. Zangl, M. Giovannoli, M. Stundner // SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition, Vienna, Austria, June 2006. – SPE-100133-MS. – DOI: 10.2118/100133-MS.

Pilot program module for calculating operational regimes of an underground gas storage using machine learning

S.S. Zimin¹, A.P. Popovich^{1*}, Ye.O. Beletskaya¹

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_Popovich@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. This article examines advantages of the machine learning algorithms and neural networks referred to calculating the operational regimes of the underground gas storages (UGSs). Authors present a relevant pilot connectionist simulator. Application of such technologies will considerably force decision-making losses quality of operational data derivation. Thereby, in case of an unforeseen situation it will enable prompt reaction and justified response referred to technical and process aspects of UGSs operation.

Topicality of this work is validated by the increased requirements to decision-making time. Its novelty is as follows: 1) for the first time, the potential of machine learning technologies were examined in terms of calculating the UGS operational regimes; 2) on the grounds of a trained neural network a pilot software to calculate the UGS operational regimes was designed.

Authors assessed the quality of the neural-network simulator and the applicability of such simulators for solving the set tasks. Now, the prototype software is being tested to estimate the outlooks for its implementation for planning and control of UGS designing, construction and exploiting. Following the simulator quality assessment, the requirements and recommendations on designing the neural network models considering the UGS specifics will be enunciated.

In future, active and wide introduction of the machine learning instruments will enable creation of a complex artificial intellect to control the unified gas transportation system. This intellectual system will be automatically adjustable to the changing environment and will be able to choose the optimal solutions on the grounds of big data processing. The designed prototype is going to be applied as an element of a full-scale neural-network simulator of the unified gas transportation system. In general, this will increase performance and provide stability and reliability of gas supply, especially in conditions of growing uncertainty in external environment.

Application of the machine learning algorithms afforded prompt calculation of the optimal regimes for UGS operation by means of the software with man friendly interface.

Keywords: underground gas storage (UGS), connectionist simulator, machine learning, software, prototype, operational regime, gas flooding, gas offtake.

References

1. KAZEMI, M., A. TAKBIRI-BORUJENI, H. NOUROIZEH et al. A novel surrogate model for reservoir simulations using Fourier neural operators. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, San Antonio, Texas, USA, October 2023. SPE-215103-MS. DOI: 10.2118/215103-MS
2. HAGHIGHAT, S.A., S.D. MOHAGHEGH, V. GHOLAMI et al. Using Big Data and Smart Field technology for detecting leakage in a CO₂ storage project. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana, USA, September 2013. SPE-166137-MS. DOI: 10.2118/166137-MS.
3. ILAMAH, O., M.H. ALTWAIJRI. Dynamic optimization of underground gas storage reservoir rate schedules. *International Petroleum Technology Conference*, Riyadh, Saudi Arabia, February 2022. IPTC-21973-MS. DOI: 10.2523/IPTC-21973-MS.
4. LEONG, Z.X., T. ZHU, A.Y. SUN. Estimating CO₂ saturation maps from seismic data using deep convolutional neural networks. *SEG/AAPG International Meeting for Applied Geoscience & Energy*, Houston, Texas, USA, August 2022. SEG-2022-3746727. DOI: 10.1190/image2022-3746727.1.
5. *Artificial intelligence in Russia – 2023: trends and outlooks* [Iskusstvennyy intellekt v Rossii – 2023: trendy i perspektivy. *Yakov i Partnery* [online]. December 2023. Available from: <https://yakovpartners.ru/publications/ai-future/>. (Russ.).
6. KUK, E. Application of artificial intelligence methods to underground gas storage control. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Calgary, Alberta, Canada, September 2019. SPE-200305-STU. DOI: 10.2118/200305-STU.
7. MORTLOCK, L. *AI in oil and gas: Extracting collective value by humanizing data* [online]. January 2019. Available from: <https://www.lancemortlock.com/bylance>.
8. HUANG, R., C. WEI, B. LI et al. Prediction and optimization of WAG flooding by using LSTM neural network model in Middle East carbonate reservoir. In: *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*, Abu Dhabi, UAE, November 2021. SPE-207584-MS. DOI: 10.2118/207584-MS.
9. YAKHYAYEVA, G.E. *Basics of neural networks theory* [Osnovy teorii neyronnykh setey]. Moscow: Otkrytye sistemy – Moskva, 2020. (Russ.).

10. PONOMAREV, R.Y., V.E. VERSHININ. Long-term forecasting and optimization of non-stationary well operation modes through neural networks simulation. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual*, October 2021. SPE-206529-MS. DOI: 10.2118/206529-MS.
11. KIRSANOV, S.A., A.V. CHUGUNOV, O.S. GATSOLAEV et al. Reservoir proxy model as a part of geotechnological model of gas fields and underground gas storages. In: *Physical and Mathematical Modeling of Earth and Environment Processes*, 25 March 2018, pp. 217–232. Springer Geology series.
12. POPOVICH, A.P., I.A. FEDOROV, V.A. PETRUKHIN et al. Tubing Cavern Solver (TCS) is a system for efficient control of an underground gas storage (UGS) [Tubing Cavern Solver (TCS) – Sistema effektivnogo upravleniya podzemnym khranilishchem gaza (PKhG)]. In: *Innovations today and tomorrow are the mission of yanger scientists* [Innovatsii segodnya i zavtra – missiya molodykh uchenykh]: junior R&D conference. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. (Russ.).
13. ZANGL, G., M. GIOVANNOLI, M. STUNDNER. Application of artificial intelligence in gas storage management. *SPE Europe/EAGE Annual Conference and Exhibition*, Vienna, Austria, June 2006. SPE-100133-MS. DOI: 10.2118/100133-MS.

УДК 622.324.5:622.013

Оценки эффективности вскрытия продуктивных пластов газовыми скважинами в условиях геологической неопределенности зон разбуривания

А.С. Чудин¹, М.О. Югонсон¹, Т.В. Глазова¹, В.А. Суворов^{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: V_Suvorov@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Важным вопросом для недропользователя при разработке месторождений в сложных геологических условиях является выбор технологических решений для строительства и освоения скважин. Инструментом для выбора экономически эффективной технологии, обеспечившей максимальную эффективность вскрытия продуктивного пласта в условиях геологической неопределенности зон разбуривания, может служить оценка корректности принятых решений на уже пробуренных скважинах месторождения. На Чайндинском месторождении апробирована методика оценки эффективности строительства газовых скважин с горизонтальным стволом в условиях геологической неопределенности зон разбуривания, разработанная специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ». В статье эта методика представлена на примере двух эксплуатационных скважин. Показано, что при использовании методики охватываются все наиболее значимые аспекты, влияющие на успешность строительства скважины, а именно: геологические, технологические и экономические. В результате получен инструмент, позволяющий корректно оценивать деятельность организации, осуществляющей геологическое сопровождение бурения скважин, и учитывать все принимаемые в ходе строительства решения, а также экономическую эффективность решений, принимаемых в рамках геологического сопровождения бурения скважин.

Ключевые слова: эффективность вскрытия пласта, геологическое сопровождение, строительство скважин, геологические неопределенности, Чайндинское нефтегазоконденсатное месторождение.

При разработке месторождений углеводородного сырья (УВС) Восточной Сибири и Дальнего Востока отмечается общая проблема, связанная со сложным геологическим строением, высокой неоднородностью и изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивных пластов. Для таких месторождений УВС поисково-разведочное бурение зачастую не снимает все имеющиеся риски бурения добывающих скважин и обеспечения прогнозных добычных характеристик.

При бурении добывающих скважин в сложных геологических условиях эффективность вскрытия продуктивного пласта зависит от качества выполнения следующих задач: точного прогнозирования геологического строения в районе бурения, подготовки предбуровой геологической модели, выбора оптимальных параметров и типа буровых растворов, определения оптимальной конструкции скважин и азимутального направления ствола скважины, планирования целей и задач бурения пилотного ствола, планирования стратегии вскрытия продуктивного пласта и геонавигации при проводке скважины. Актуальным вопросом для недропользователя является разработка методики оценки корректности принятых решений при бурении скважин для обеспечения максимальной эффективности вскрытия продуктивного пласта в условиях геологической неопределенности зон разбуривания.

В разные периоды в рамках тематических статей специалистами нефтегазовой отрасли рассматривались различные подходы в оценке качества строительства скважин, в этих работах рассмотрены либо общие методы оценки качества строительства скважин, либо только один из аспектов строительства, например: эффективность проходки, качество цементирования обсадных колон, герметичность, время, затрачиваемое на строительство скважины, при этом отсутствуют комплексирование подходов и (в большинстве случаев) информация об их практической применимости [1–3].

В настоящей статье представлена методика оценки эффективности вскрытия продуктивного пласта скважинами с горизонтальными стволами на примере

Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения. Рассматриваемое месторождение характеризуется сложным разломно-блоковым геологическим строением, невыдержанностью и высокой расчлененностью продуктивных горизонтов, низкими ФЕС коллекторов целевых горизонтов. Все описанные факторы приводят к рискам неподтверждения прогнозного геологического строения (изученного по результатам разведочного бурения и испытаний пилотных стволов) при бурении эксплуатационных скважин как в тектоническом блоке в целом, так и в зоне размещения кустовой площадки.

Для примера на рис. 1–3 сравниваются прогнозные и фактические параметры

продуктивного горизонта (пласта) в зонах бурения новых скважин:

- по абсолютной отметке кровли (расхождение до 20,8 м);
- по вертикальной эффективной толщине (относительные расхождения до 157 %);
- по пористости (относительные расхождения до 37 %).

По результатам приведенных сопоставлений отмечается низкое качество используемых методов прогнозирования геологического строения в межскважинном пространстве и построения прогнозных геологических моделей. В связи с этим в отношении рассматриваемого месторождения для повышения

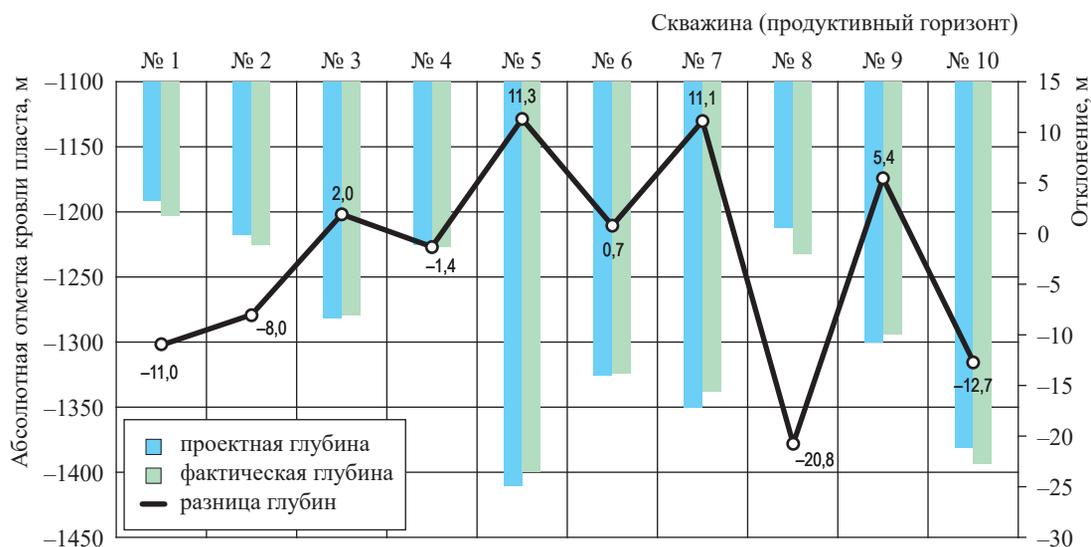


Рис. 1. Расхождение значений отметки вскрытия по кровле продуктивного горизонта

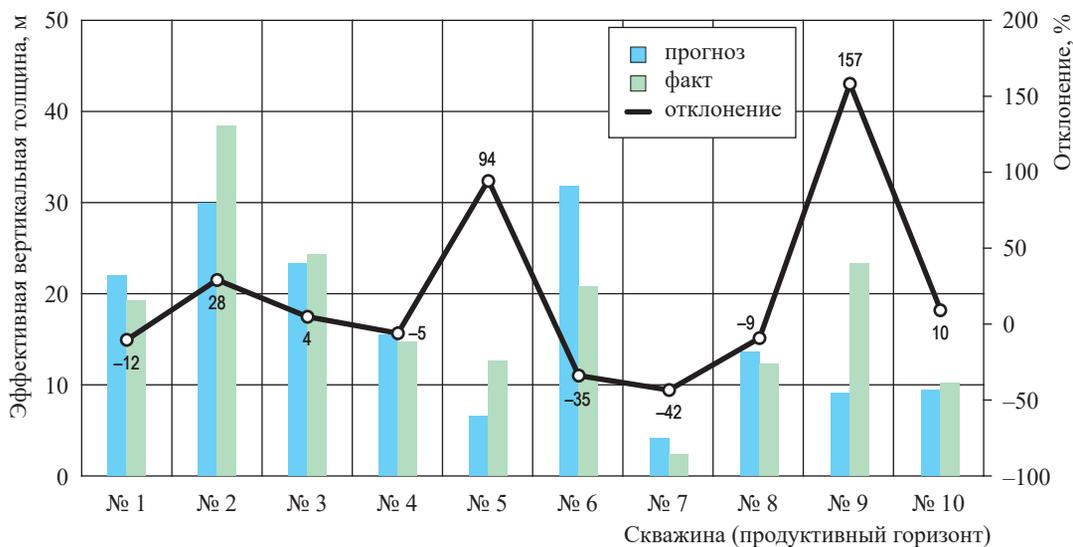


Рис. 2. Расхождение значений эффективной вертикальной толщины

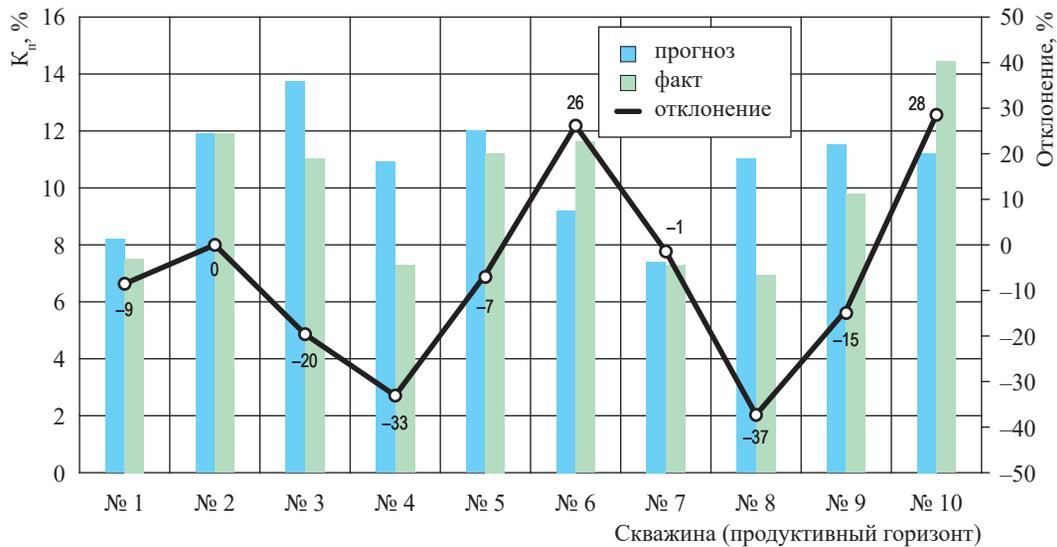


Рис. 3. Расхождение значений коэффициента пористости ($K_{пр}$)

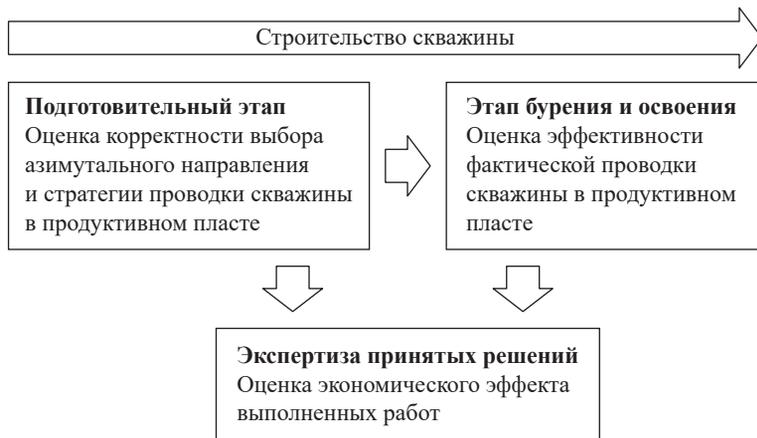


Рис. 4. Схема работ по разработанной методике

качества вскрытия продуктивных горизонтов и обеспечения максимального геологического потенциала по эксплуатационным скважинам определена необходимость разработки методики оценки эффективности строительства газовых скважин в условиях геологической неопределенности зон разбуривания (далее – методика). Ниже описаны основные положения предлагаемой методики.

Методика включает три этапа работ (рис. 4):

- 1) оценку выполненного подготовительно-этапа предбуровых работ;
- 2) оценку решений, принятых в процессе геологического и инженерно-технологического сопровождения бурения;
- 3) оценку результатов строительства скважины.

На *этапе 1* на постояннодействующей геолого-технологической модели месторождения (ПДГТМ) выполняется прогнозная оценка добычного потенциала скважины, технологических показателей эксплуатации скважины и экономического эффекта относительно двух вариантов проводки (траектории) – проектной и предложенной буровым подрядчиком. Сопоставляются прогнозные ФЕС, прогнозные дебиты и накопленная добыча газа по рассматриваемой скважине на 20-летний период разработки. Расчет на 20-летний период накопленной добычи по скважине, в отличие от расчета стартового дебита в краткосрочный период, позволяет оценить корректность выбора конструкции скважины и стратегии проводки горизонтального ствола, выявить возможную интерференцию скважин в кусте, а также оценить

влияние газосборной сети и инфраструктурных ограничений в процессе разработки месторождения. На основе сравнения всех данных оценки делаются выводы о необходимости корректировки проектных решений проводки ствола горизонтальной скважины в целевом продуктивном горизонте.

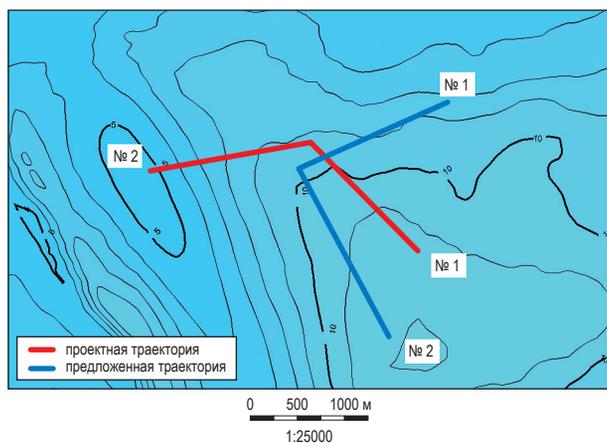


Рис. 5. Прогнозная карта эффективных газонасыщенных толщин зоны расположения рассматриваемого куста скважин

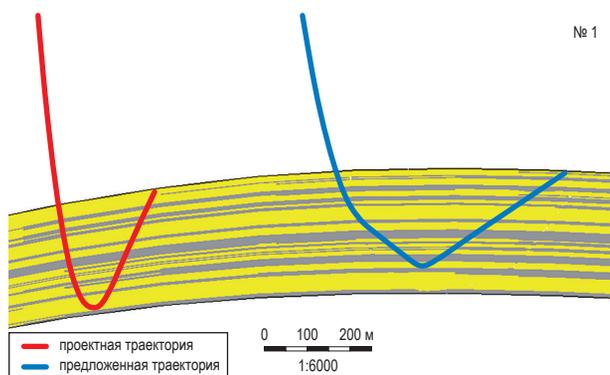


Рис. 6. Прогнозный литологический разрез по скважине № 1

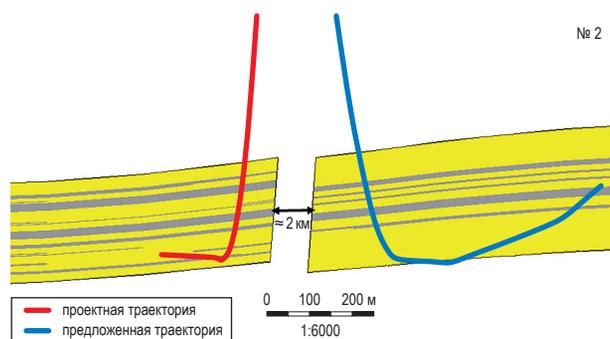


Рис. 7. Прогнозный литологический разрез по скважине № 2

На *этапе 2* с учетом вновь полученной информации по результатам бурения и геофизических исследований скважины на ПДГТМ повторно выполняется оценка добычного потенциала скважины, технологических показателей эксплуатации скважины и экономического эффекта для трех вариантов проводки скважины – проектного, первоначально предложенного буровиками и фактического, т.е. откорректированного в процессе бурения с целью наилучшей проходки ствола по продуктивному горизонту. Сопоставляются прогнозные и фактические ФЕС вскрытого горизонта, дебиты и накопленная добыча газа по скважине на длительный период. В результате анализа формулируются предварительные выводы об эффективности комплекса мероприятий, выполненных в процессе строительства скважины.

На *этапе 3* оценивается экономический эффект выполненных работ по строительству скважины с учетом фактических результатов освоения и результатов гидродинамических исследований скважины (ГДИ) и выдается экспертное заключение об эффективности выполненного комплекса работ.

В качестве примера ниже представлен результат применения методики для двух эксплуатационных газовых скважин (№ 1 и № 2) с горизонтальным окончанием, располагающихся на одной кустовой площадке. Согласно проектным решениям длина горизонтального ствола скважины – 750 м, профиль горизонтального ствола – восходящий.

На рис. 5 представлена карта эффективных газонасыщенных толщин зоны расположения рассматриваемого куста скважин, построенная до начала бурения, где показаны два варианта азимутального расположения газовых скважин: проектное и предложенное на основе построения прогнозной модели.

На рис. 6, 7 представлены литологические разрезы с проектными и предложенными траекториями скважин № 1 и № 2 соответственно, построенные на основе прогнозной геологической модели. С целью оценки изменения прогнозных показателей для проектных и предложенных траекторий скважин в прогнозной модели выполнено сопоставление ФЕС (табл. 1).

В результате сравнения для скважины № 1 выявлено, что эффективность вскрытия по предложенной траектории ниже проектной

Таблица 1

Сопоставление эффективных толщин пласта и ФЕС по данным из прогнозной модели

Скважина	Толщина пласта, м				Доля вскрытия эффективных толщин, %	ФЕС		
	общая		эффективная			$K_{пр}$, д.ед.	Коэффициент газонасыщенности (K_T), д.ед.	Коэффициент проницаемости ($K_{пр}$), мД
	по стволу	вертикальная	по стволу	вертикальная				
Проектная траектория								
№ 1	566,3	14,3	407,5	9,3	71,9	0,107	0,79	257,4
№ 2	403,2	16,7	183,8	3,2	45,6	0,127	0,81	392,3
Предложенная траектория								
№ 1	566,1	24,5	283,8	10,7	50,1	0,135	0,84	427,7
№ 2	562,7	17,3	358,6	11,1	63,7	0,121	0,82	327,1
Отклонение параметров по проектной траектории от предложенной траектории								
№ 1	-0,2	10,2	-123,7	-1,4	-21,8	0,028	0,05	170,3
№ 2	159,5	0,6	174,8	-7,9	18,1	-0,006	0,01	-65,2

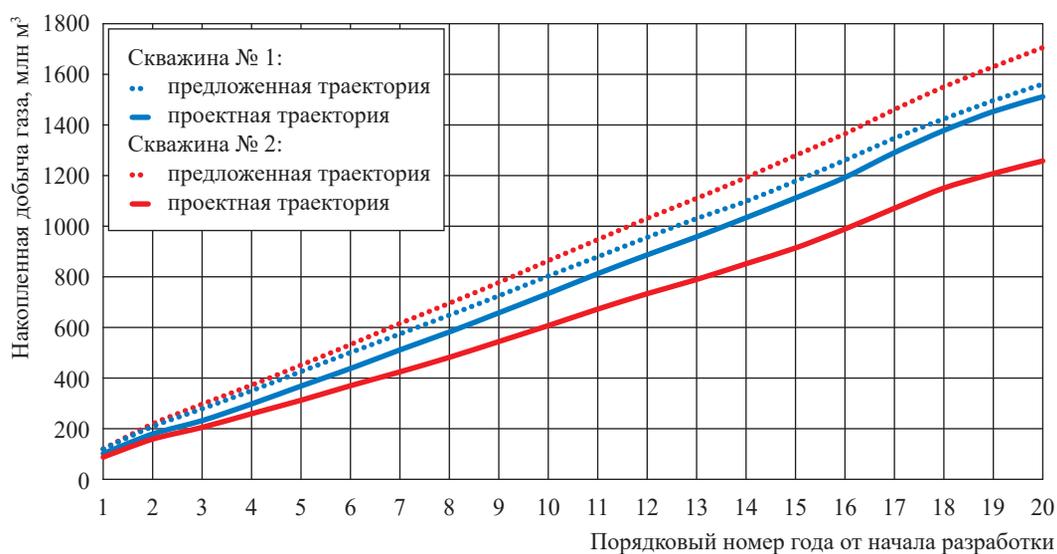


Рис. 8. Накопленная добыча газа, рассчитанная на прогнозной ПДГТМ

на 21,8 %, а параметры ФЕС выше (пористость – на 2,8 %, газонасыщенность – на 5 %, проницаемость – на 170 мД). В свою очередь, для скважины № 2 отмечается, что эффективность вскрытия по проектной траектории выше на 18,1 %, параметры ФЕС близки к друг другу.

Далее выполнен сравнительный расчет показателей добычи газа для скважин на прогнозной ПДГТМ (рис. 8).

В целом оценка накопленной добычи газа, выполненная на прогнозной ПДГТМ, для предложенной траектории выше, чем для проектной. Дальнейший анализ выполнялся уже по фактическим данным бурения скважин № 1 и № 2.

По результатам бурения на актуализированной по результатам бурения ПДГТМ выполнено сопоставление ФЕС для вариантов

предложенной и фактической траекторий (табл. 2), для корректного сравнения длины проектных горизонтальных стволов приведены к фактически пробуренным. На рис. 9 представлена обновленная карта эффективных газонасыщенных толщин из актуализированной по результатам бурения геологической модели. На рис. 10, 11 представлены литологические разрезы с проектными и фактическими траекториями скважин № 1 и № 2, построенные на основе фактических данных, полученных в результате бурения. Сравнение дает представление о том, насколько точным был прогноз, сделанный при выборе нового азимутального направления, по сравнению с фактической проходкой скважины в результате ее бурения.

В результате сравнения выявлено, что фактические параметры для скважины № 1

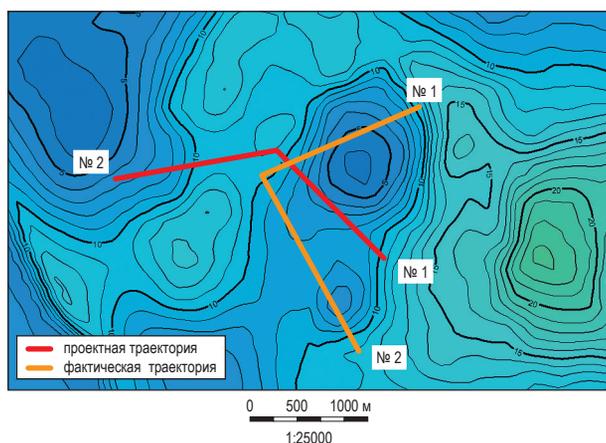


Рис. 9. Выкопировка карты эффективных газонасыщенных толщин (по результатам бурения)

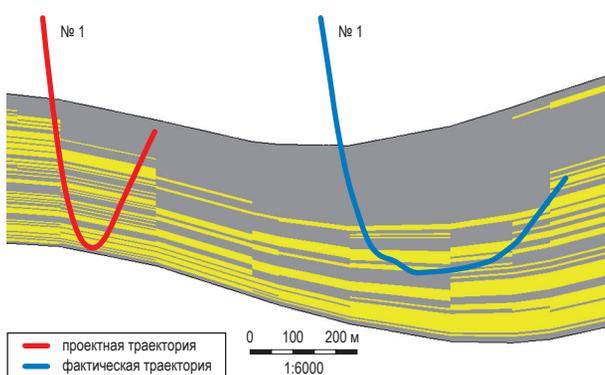


Рис. 10. Фактический литологический разрез по скважине № 1

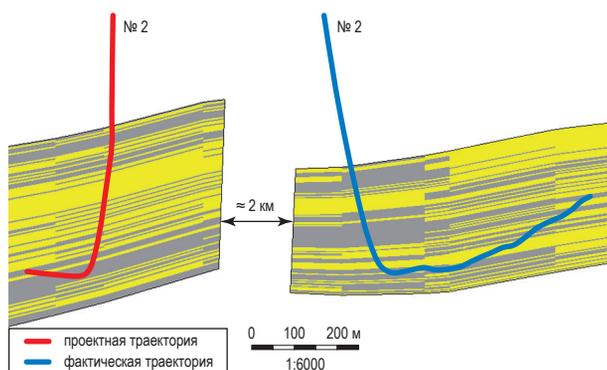


Рис. 11. Фактический литологический разрез по скважине № 2

оказались ниже прогнозируемых (эффективная толщина пласта на 70,7 м, пористость на 5 %, газонасыщенность на 7 %, проницаемость на 361 мД). По скважине № 2 фактические показатели проводки близки к прогнозным, за исключением проницаемости, которая оказалась ниже на 219,4 мД. Далее на актуализированной

по результатам бурения ПДГТМ выполнен сравнительный расчет показателей добычи газа для скважин с учетом результатов ГДИ (рис. 12).

В результате сравнительных расчетов накопленной добычи для различных траекторий проводки отмечается:

- для скважины № 1 – результат для варианта фактической траектории ниже результата для варианта проектной траектории в пределах 33 %. Таким образом, можно заключить, что решения подрядной организации по изменению азимутального направления и проводке скважины оказались не оптимальными;
- для скважины № 2 – результат для варианта проводки скважины по фактической траектории выше результата для варианта проектной траектории в пределах 34,6 %. Следовательно, можно сделать вывод, что решения подрядной организации по изменению азимутального направления и проводке скважины оказались наиболее оптимальными.

На заключительном этапе оценен экономический эффект по комплексу мероприятий (табл. 3).

В итоге выполнена комплексная оценка строительства двух скважин по методике и выдано заключение о том, что по скважине № 1 получен отрицательный экономический эффект, по скважине № 2 – положительный.

Разработанная методика оценки эффективности строительства газовых скважин с горизонтальным окончанием для месторождений со сложным геологическим строением в условиях геологической неопределенности зон разбуривания охватывает все наиболее значимые слагаемые успешности строительства скважины, а именно геологические, технологические и экономические, и позволяет корректно оценивать деятельность организации, осуществляющей геологическое сопровождение бурения скважин, и учитывать все принимаемые ей решения в ходе строительства скважины. Методика дала возможность выполнить оценку экономической эффективности строительства 27 газовых скважин с горизонтальным окончанием на Чайндинском месторождении. Она позволяет оценить экономическую эффективность бурения скважин в сложных геологических условиях, применение в этих условиях технологических решений в процессе строительства и освоения скважин, а также выбор наиболее эффективного бурового подрядчика.

Таблица 2

Сопоставление эффективных толщин пласта и ФЕС по данным из актуализированной по результатам бурения геологической модели

Скважина	Толщина пласта, м				Доля вскрытия эффективных толщин, %	ФЕС		
	общая		эффективная			K _п , д.ед.	K _г , д.ед.	K _{пр} , мД
	по стволу	вертикальная	по стволу	вертикальная				
Фактическая траектория								
№ 1	507,8	23,1	213,1	4,73	42,0	0,088	0,769	66,6
№ 2	562,4	31,2	387	10,5	68,8	0,100	0,892	107,7
Предложенная траектория								
№ 1	566,1	24,5	283,8	10,7	50,1	0,135	0,84	427,7
№ 2	562,7	17,3	358,6	11,1	63,7	0,121	0,82	327,1
Отклонение параметров по фактической траектории от предложенной траектории								
№ 1	-58,3	-1,4	-70,7	-5,97	-8,1	-0,047	-0,071	-361,1
№ 2	-0,3	13,9	28,4	-0,6	5,1	-0,021	0,072	-219,4

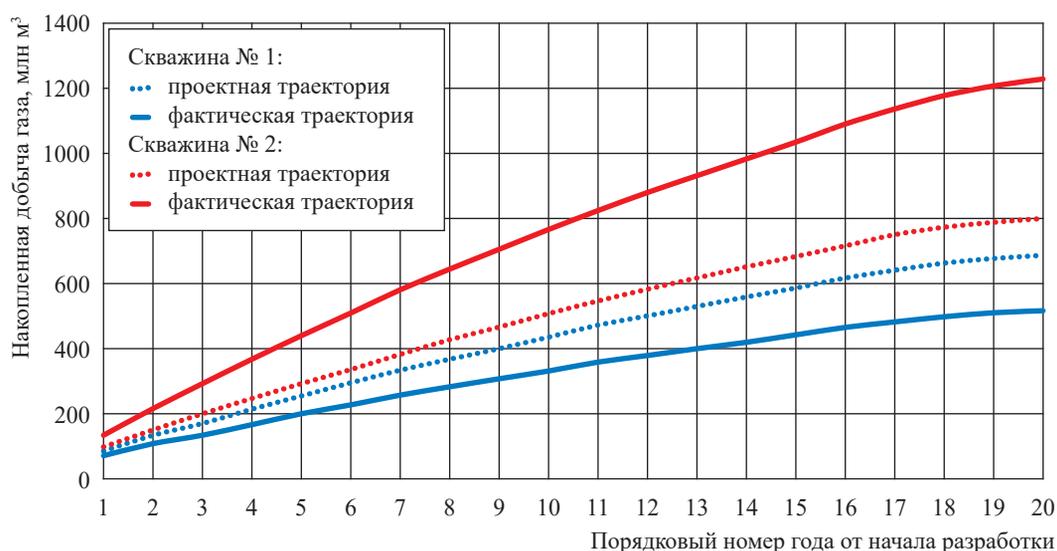


Рис. 12. Накопленная добыча, рассчитанная на ПДГТМ, актуализированной по результатам бурения

Таблица 3

Сводная таблица показателей экономической эффективности

Показатель	Скважина	Предложение минус факт	Проект минус факт
Денежный поток (ДП), млн руб.	№ 1	1205	-820
	№ 2	-497	1902
Дисконтированный ДП, млн руб.	№ 1	460	-311
	№ 2	-167	641

Список литературы

- Балаба В.И. Концепция управления качеством при строительстве скважин / В.И. Балаба // Бурение и нефть. – 2010. – № 4. – С. 58–61.
- Ахмадуллин Э.А. Выбор оптимального метода оценки качества строительства скважин / Э.А. Ахмадуллин, В.А. Мнацаканов // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2023. – № 10. – С. 34–40.
- Федорова Н.Г. Качество – как цель строительства скважин / Н.Г. Федорова, Ю.К. Дмитриади, И.В. Мураджанов и др. // Булатовские чтения: сб. в 2 т. – Краснодар, 2022. – Т. 2: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 477–482.

Procedure for assessing performance of productive bed penetration by gas wells in conditions of geologically uncertain drilling area

A.S. Chudin¹, M.O. Yugonson¹, T.V. Glazova¹, V.A. Suvorov^{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: V_Suvorov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Against the difficult geological conditions, preference of the techniques for well construction and exploration is an important challenge for a field operator. Assessing correctness of the techniques previously applied for the drilled wells could become a good instrument to choose a cost-efficient technology, which will provide best completing performance in situation of geological uncertainty of underreaming.

A Gazprom VNIIGAZ's procedure for assessing performance of the horizontal gas wells construction has been piloted at Chayanda oil-gas-condensate field in conditions of subsurface uncertainty of the drilling areas. In the article, authors present the evidence of two producing wells. They show that the named procedure embraces all the questions mostly relevant to well construction, namely the geological, process and commercial ones. Consequently, the designed instrument enables estimation of correctness and efficacy of decisions taken by the responsible company in course of the geological well placement.

Keywords: drilling-in performance, geological placement of wells, well construction, geological uncertainty.

References

1. BALABA, V.I. Conception of control over quality during well construction [Kontseptsiya upravleniya kachestvom pri stroitelstve skvazhin]. *Bureniye i Neft*, 2010, no. 4, pp. 58–61, ISSN 2072-4799. (Russ.).
2. AKHMADULLIN, E.A., V.A. MNATSAKANOV. Choosing optimal method to assess quality of well construction [Vybor optimalnogo metoda otsenki kachestva stroitelstva skvazhin]. *Delovoy zhurnal Neftegaz. RU*, 2023, no. 10, pp. 34–40, ISSN 2410-3837. (Russ.).
3. FEDOROVA, N.G., Yu.K. DIMITRIADI, I.V. MURADZHANOV et al. Quality as the goal of well construction [Kachestvo – kak tsel stroitelstva skvazhin]. *Readings of A.I. Bulatov*: collected bk. in 2 vls. Krasnodar, 2022. Vol. 2: Drilling of oil and gas wells [Bureniye neftyanykh i gazovykh skvazhin], pp. 477–482, ISSN 2587-8913. (Russ.).

УДК 622.32:622.013

Увеличение компонентоотдачи сероводородсодержащих газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений на разных стадиях разработки

М.Ю. Недзвецкий^{1,2,3}, Р.А. Жирнов¹, А.Н. Шандрыгин¹, Е.М. Шушкевич^{1*}

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

² ПАО «Газпром», Российская Федерация, 197229, г. Санкт-Петербург, Лахтинский пр-т, д. 2, к. 3, стр. 12

³ РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, к. 1

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

Тезисы. Разработка сероводородсодержащих газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений требует решения целого комплекса научных и практических задач, связанных с поиском эффективных методов воздействия на продуктивные пласты месторождения, защиты внутрискважинного и внутрипромыслового оборудования от коррозии, очистки пластового газа от сернистых соединений и их утилизации.

В отечественной газовой индустрии уже на протяжении последних нескольких десятилетий уделяется значительное внимание проблемам разработки и эксплуатации месторождений со сложным составом газа, что и позволило в свое время освоить такие уникальные по составу пластового газа месторождения, как Оренбургское и Астраханское, а также построить на их базе современные газодобывающие комплексы. В числе ученых, благодаря которым удалось решить проблемы освоения этих месторождений, особое место занимает Александр Иванович Гриценко. С именем этого выдающегося ученого связаны многочисленные научные и технические решения в области добычи и транспорта газа и конденсата на Оренбургском и Астраханском месторождениях, переработки газа и конденсата, предотвращения и контроля коррозии оборудования и трубопроводов.

Развитие технологий в нефтегазодобывающей отрасли в наше время открывает широкие возможности проведения научных изысканий для решения проблем разработки сероводородсодержащих месторождений природных углеводородов. В данной статье представлен опыт сотрудников ООО «Газпром ВНИИГАЗ», продолжающих путь выдающихся советских и российских ученых в развитии технологий разработки и увеличения компонентоотдачи сероводородсодержащих месторождений. Рассматриваются выбор и обоснование объектов, рекомендуемых под закачку кислых газов, а также наиболее эффективных агентов воздействия на продуктивные пласты таких месторождений, также дана оценка перспектив промышленной реализации технологии закачки кислых газов в пласт.

Ключевые слова:

закачка, коэффициент извлечения, газ, конденсат, нефть, компоненты, углекислый газ, сероводород, увеличение добычи.

В настоящее время в мире открыто значительное количество газосодержащих месторождений углеводородов, из них по запасам треть составляют сероводородсодержащие. Так, в европейской части РФ большая часть запасов природного газа связана с уникальными Оренбургским нефтегазоконденсатным (ОНГКМ) и Астраханским газоконденсатным (АГКМ) сероводородсодержащими месторождениями, запасы которых сопоставимы с наиболее крупными месторождениями РФ в Западной Сибири. При этом в связи с рядом технологических сложностей и ограничений темпы освоения таких месторождений в целом и названных месторождений в частности незначительны: например, ОНГКМ, хоть и находится в стадии падающей добычи, но до сих пор включает ряд запасов углеводородов (в основном нефти), так и не вовлеченных в разработку в связи с их низкими коммерческими характеристиками. Поэтому поиск решений, направленных на совершенствование подходов и технологий, применяемых для интенсификации добычи на сероводородсодержащих месторождениях, является важной и актуальной задачей.

Мировой опыт освоения сероводородсодержащих месторождений

Необходимо отметить, что к настоящему времени в мире накоплен опыт разработки месторождений с сероводородным газом, и он наглядно демонстрирует необходимость комплексного подхода к освоению таких месторождений с учетом стадий их разработки. В числе наиболее известных из реализуемых в данное время проектов добычи сероводородсодержащих газов следует указать два проекта в ОАЭ [1, 2], которые начаты еще в 2012 г. Проект *англ.* Shah Gas Development осуществляется на месторождении Shah под управлением компании ADNOC Sour Gas, являющейся совместным предприятием Occidental и ADNOC. Это крупнейший действующий проект добычи высокосернистого газа в Абу-Даби, обеспечивающий около 15 % добычи товарного газа в стране (без учета газа, используемого для обратной закачки). Разработка и эксплуатация месторождения Shah протекает в чрезвычайно сложных условиях ввиду «сверхкислотного» характера пластового газа с содержанием около 23 % сероводорода (H_2S) и 10 % двуокиси углерода (CO_2). Для предотвращения коррозии оборудования при разработке месторождения Shah требуется использование компонентов с высокими техническими характеристиками и металлических сплавов.

С момента ввода проекта в эксплуатацию его мощность была увеличена на 20 % до примерно 35,7 млн m^3 /сут сырого газа благодаря программе устранения «узких» мест. В 2021 г. санкционирован еще один этап расширения производства с целью увеличения мощности до 41,1 млн m^3 /сут. Он был успешно завершен в мае 2023 г., что привело к достижению запланированных показателей добычи. В настоящее время ADNOC производит оценку целесообразности третьего расширения проекта для увеличения общей мощности завода до 52,4 млн m^3 /сут и роста производства товарного газа с 21,0 до 26,6 млн m^3 /сут.

Вторым из вышеуказанных проектов является освоение так называемой контрактной территории Ghasha (*англ.* Ghasha contract area), осуществляемое группой компаний ADNOC, МОК, Eni, Wintershall, OMV и «Лукойл». Контрактная территория Ghasha включает девять морских месторождений: Ghasha и восемь месторождений-спутников. На момент открытия все они не считались коммерческими из-за

высокого содержания в газе кислых компонентов (H_2S и CO_2). В пластах некоторых из этих месторождений концентрация H_2S достигает 30 %, что представляет собой серьезную техническую проблему. Высокие затраты, связанные с добычей ультрасернистого газа на море, требования к обращению с получаемой серой и, как правило, низкие внутренние цены на газ приводят к экономическим осложнениям в реализации проекта. Разработка непосредственно месторождения Ghasha планируется с достижением к 2030 г. добычи 28,3 млн m^3 /сут товарного газа.

В первой фазе (Далма) расширения проекта к 2025 г. планируется добывать нефть на трех месторождениях-спутниках и около 7,1 млн m^3 /сут товарного газа на стадии постоянной добычи. Во второй фазе (Хайль и Гаша) предполагается добывать около 22,7 млн m^3 /сут товарного газа. При этом ввиду высоких затрат на осуществление проекта он еще не достиг фазы создания фонда инноваций в развитие (*англ.* Fund for Innovation in Development), и сроки реализации проекта остаются под вопросом.

На разработку месторождений с содержанием в пластовом газе H_2S накладываются также ограничения по условиям подготовки и переработки газа. В качестве примера можно указать месторождение Самантепе (Туркменистан), характерной особенностью которого является высокое содержание в пластовом газе кислых компонентов: H_2S до 6,5 % и CO_2 до 6 %. Месторождение Самантепе введено в разработку в 1986 г., а в 1993 г. добыча газа была приостановлена в связи с ограничением приема высокосернистого газа газоперерабатывающим заводом [3]. К моменту остановки были отобраны 20 % запасов газа месторождения. Добыча газа была возобновлена по истечении длительного срока после решения ряда задач обустройства месторождения и реконструкции системы сбора, а также обеспечения части скважин средствами электрохимической защиты [4].

Однако во многих случаях к задержке и даже к остановке освоения сероводородсодержащих месторождений приводят не только высокие затраты на освоение и потребность в специальном оборудовании. Еще одним существенным фактором является волатильность спроса на серу, являющуюся одним из побочных продуктов переработки

сероводородсодержащих газов. В данном случае освоение таких месторождений требует комплексного подхода, включающего решение вопросов как непосредственно разработки и эксплуатации месторождения, так и использования или утилизации нежелательных кислых компонентов пластового газа.

Комплексный подход к разработке сероводородсодержащих газоконденсатных месторождений

Комплексный подход к разработке газоконденсатных месторождений в условиях проблем с использованием или утилизацией нежелательных кислых компонентов пластового газа может быть рассмотрен на примере АГКМ. АГКМ представляет собой уникальное по запасам газа и конденсата месторождение и является самым крупным в европейской части России. Месторождение расположено в юго-западной части Прикаспийской впадины в 60 км к северо-востоку от Астрахани. Приурочено к центральной, наиболее приподнятой части Астраханского свода. В пределах месторождения продуктивными являются органогенные карбонатные отложения башкирского яруса, залегающие на глубинах от 3740 до 4130 м. Газоконденсатная залежь массивного типа залегает на глубине 4100 м. Размеры залежи составляют 73×50 км, этаж газоносности – около 300 м. Пористость пород-коллекторов изменяется от 3 до 18 %, проницаемость – от 0,001 до $1,0 \cdot 10^{-15}$ м². Начальное пластовое давление в залежи составляет 60,8 МПа, пластовая температура – 110 °С. Отличительной особенностью состава пластового газа АГКМ является содержание кислых компонентов в высоких концентрациях (около 27,5 % сероводорода и 12,9 % углекислого газа). Запасы в открытых источниках оцениваются как более 4 трлн м³ газа и 1000 млн т конденсата.

АГКМ открыто в августе 1976 г., а в 1987 г. начата его опытно-промышленная эксплуатация. Первоначально созданный на базе месторождения газоперерабатывающий завод был ориентирован на выпуск серы (рассматривался как базовое предприятие по выпуску серы в стране), но в последующие годы в связи с изменениями на мировом рынке и резким снижением потребности в сере внутри страны целевой товарной продукцией стали сухой и сжиженный газы, моторные топлива, а в перспективе – продукты газохимии.

За почти 30-летний срок разработки АГКМ отобраны всего около 8 % извлекаемых запасов газа и 11 % извлекаемых запасов конденсата. Причина столь невысоких темпов отбора углеводородов заключается в составе пластовой продукции и ограничениях, принятых на перерабатывающем пластовую продукцию заводе. Решить данные проблемы можно за счет закачки в пласты содержащегося в добываемой продукции кислого газа. Обратная закачка кислых газов позволит снизить объемы производства газовой серы, мировой рынок которой крайне волатилен и непредсказуем. Кроме того, данное решение обеспечит повышение конденсатоотдачи пласта и снизит удельные выбросы парниковых газов и загрязняющих веществ в атмосферу. С целью обоснования такого способа увеличения добычи газа на АГКМ специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» проведены различные аналитические и экспериментальные исследования.

Особое внимание в ходе исследований уделялось изучению свойств кислых компонентов в пластовых условиях АГКМ, а также их влиянию на газоконденсатные характеристики. В частности, выполнен комплекс экспериментальных исследований, позволивших определить основные термодинамические характеристики пластовой смеси, на основе которых создана корректная PVT-модель, и с использованием гидродинамической модели месторождения выполнены расчеты различных вариантов разработки месторождения с использованием обратной закачки в пласт кислых газов различного состава и в различных объемах [5, 6].

Исследование термодинамических процессов в лаборатории проводилось на заранее подготовленных модельных системах флюидов – смесях пластовой продукции скважин с кислыми газами: система № 1 – смесь с CO₂ (22 % мол.) и H₂S (39 % мол.); система № 2 – смесь с CO₂ (18 % мол.) и H₂S (32 % мол.); система № 3 – смесь с H₂S (41 % мол.); система № 4 – смесь с CO₂ (48 % мол.). Модельные расчеты оценки влияния закачки кислых компонентов на дифференциальную конденсацию смеси и экспериментальные исследования на установках фазовых равновесий позволили установить, что добавление кислых газов к скважинному флюиду изменяет поведение данной системы: существенно снижает давление начала конденсации, тем самым снижая пластовые

потери конденсата (рис. 1). Оценка технологической эффективности закачки в пласт различных кислых компонентов показала, что максимальный коэффициент извлечения конденсата обеспечивается при закачке газа сепарации (рис. 2), однако в реальных условиях (необходимость поставок газа) лучшим сценарием является разработка с закачкой в продуктивный пласт всего кислого газа (см. красную кривую на рис. 2).

Для обоснования технической возможности и обеспечения безопасности закачки кислых газов в выбранные зоны пластов проведены экспериментальные исследования по взаимодействию породы пластов со смесью CO_2 и H_2S в условиях, максимально приближенных к пластовым. Эксперименты

выполнялись на образцах керна продуктивных отложений башкирского яруса, отобранных с глубины 3930 м. Часть образцов исследовалась на предмет изменения фильтрационно-емкостных свойств, а остальные образцы были подвергнуты механико-прочностным испытаниям. В результате экспериментально подтверждено, что фильтрационно-емкостные свойства породы в зоне воздействия кислого газа улучшаются, при этом активного химического взаимодействия CO_2 и H_2S с породами башкирских отложений не происходит, неизменной остается и макроструктура кристаллической решетки образцов.

На основе полученных результатов с использованием математических моделей оценены перспективы реализации на АГКМ

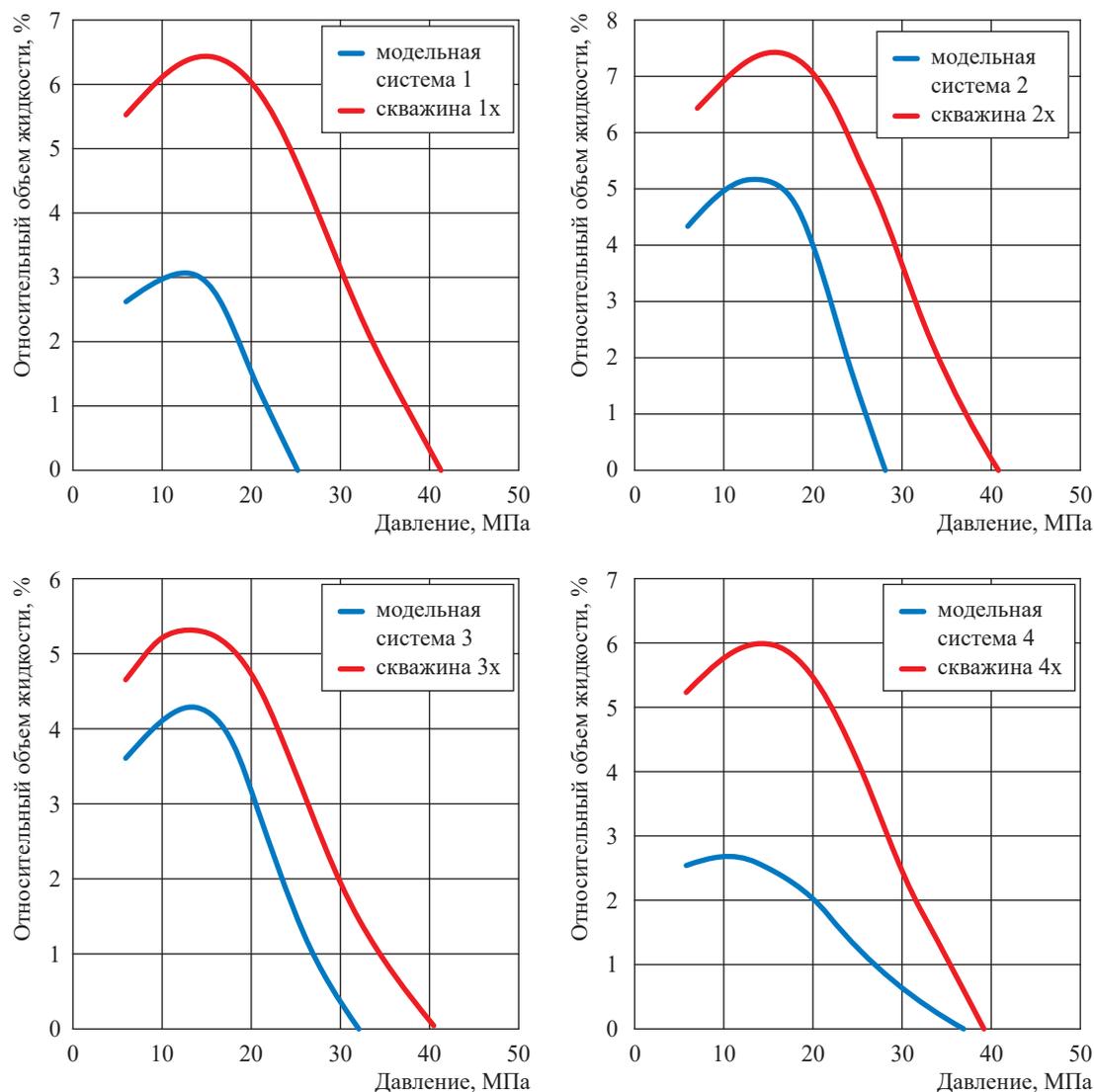


Рис. 1. Зависимости относительного объема жидкости от давления для модельных и реальных флюидов из разных скважин

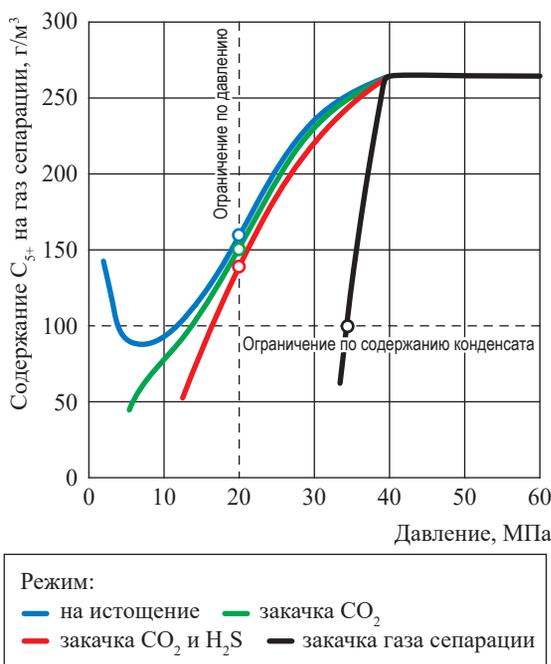


Рис. 2. Технологическая эффективность закачки различных кислых компонентов в пласт

технологии закачки кислых газов обратно в пласт в промышленных масштабах. Установлено, что наиболее перспективна закачка всех объемов добываемого кислого газа в зоны залежи с пониженным пластовым давлением с использованием существующих технически исправных малодобитных эксплуатационных скважин. При этом ожидается значительное (до 17 %) увеличение конденсатоотдачи пласта с созданием условий для кратного повышения объемов добычи углеводородного сырья на АГКМ, а также снижения выбросов парниковых газов в атмосферу.

Для подтверждения аналитических оценок и уточнения необходимых для проектирования исходных данных руководством ПАО «Газпром» принято решение о предварительном проведении опытных работ на полигоне в реальных условиях месторождения. В настоящее время идет разработка проектной документации строительства опытного полигона.

Комплексный подход к разработке сероводородсодержащих нефтегазоконденсатных месторождений

Использование для повышения нефтеотдачи углеводородных месторождений, в составе пластового газа которых присутствуют кислые компоненты, добываемой там продукции обсуждается уже на протяжении последних

полутора десятилетий [7]. Применение двуокиси углерода в качестве агента для увеличения нефтеотдачи газовым методом стало одной из движущих сил для разработки таких месторождений. Извлечение CO₂ из добываемых кислых газов для последующей закачки его в пласты нефтяных месторождений во многих случаях представляется технологически и экономически целесообразным для осуществления проектов увеличения нефтеотдачи. В частности, в ряде стран Ближнего Востока предпринимаются усилия по использованию улавливаемого CO₂ для повышения нефтеотдачи. Наличие значительных ресурсов кислого газа в регионе может стать источником CO₂, необходимым для повышения нефтеотдачи.

Следует отметить, что указанные принципы использования кислых газов приводятся исключительно для воздействия на залежи нефтяных месторождений с целью увеличения их нефтеотдачи. В то же время, представляет интерес решение проблемы разработки нефтегазоконденсатных месторождений, в составе газа газовых шапок которых имеются кислые компоненты. В этом случае компоненты кислого газа в добываемой продукции могут быть использованы для повышения как нефтеотдачи, так и конденсатоотдачи залежей непосредственно на разрабатываемом месторождении. При этом за счет комплексного подхода к разработке месторождения данный метод повышения компонентоотдачи может осуществляться на различных стадиях разработки [8]. Применение такого подхода может быть рассмотрено на примере ОНГКМ. Несмотря на достаточно длительный срок его эксплуатации, на месторождении есть залежи, содержащие миллионы тонн жидких углеводородов, которые до сих пор не вовлечены в разработку в связи с низкой экономической рентабельностью. В связи с этим изучение новых методов добычи углеводородного сырья на ОНГКМ является весьма актуальной задачей.

ОНГКМ – одно из крупнейших в мире сероводород- и гелийсодержащее месторождение, уникальное не только по своим размерам и запасам, но и по особенностям строения и значительному диапазону распространения нефтегазонасности как по площади, так и по разрезу. Месторождение находится в юго-восточной части Волго-Уральской нефтегазонасности провинции на окраине Оренбурга. Продуктивные

отложения в пределах месторождения приурочены к карбонатным низкопроницаемым коллекторам.

По состоянию разведанности месторождения на сегодняшний день; в пределах самого ОНГКМ насчитываются более 20 залежей нефти и газа. Наличие такого количества залежей обусловлено многокупольным строением и развитием целой серии пластов, контролируемых самостоятельными залежами.

Основная залежь месторождения характеризуется сложным распределением отметок газонефтяного (ГНК) и водонефтяных (ВНК) контактов. ГНК располагается на отметке минус 1750 м, ВНК – на отметках 1717...1784 м. Этаж нефтеносности – 10...110 м. Нефтяные оторочки представлены тремя обособленными участками. Небольшая по размерам залежь локализована в пльчатых доломитах филипповского горизонта кунгурского яруса нижней перми. Залежь – пластовая, сводовая, литологически экранированная. Этаж газоносности 504 м. ГНК находится на отметке минус 1690 м. Содержит в западной части нефтяную оторочку размером 1,8×35 км. ВНК располагается на отметке минус 760 м. Третья залежь – газоконденсатная массивного типа – приурочена к глубинам 2076...2359 м.

Отличительной особенностью состава пластового газа месторождения является наличие в значительном количестве кислых компонентов с изменением их содержания в газе по площади и разрезу месторождения: CO_2 – от 0 до 5,4 % и H_2S – от 1,3 до 4,5 %.

Месторождение было открыто в 1966 г. Промышленная разработка месторождения началась с 1973 г. в центральной части, в эксплуатацию введена основная газоконденсатная залежь. С 1984 г. началась разработка нефтяных залежей на востоке (ассельская залежь) и западе (среднекаменноугольная залежь) ОНГКМ. Почти за 50 лет разработки на месторождении отобраны около 73 % запасов газа, 34 % запасов конденсата и 12 % запасов нефти по Западному и Центральному участкам месторождения. В случае продолжения разработки месторождения без применения новых технологий повышения нефтеотдачи до 2/3 запасов жидких углеводородов месторождения останутся неизвлеченными. Кроме того, в добываемом пластовом газе содержатся кислые компоненты (сероводород и углекислый газ), которые могут быть использованы для повышения

углеводородоотдачи. Все это – предпосылки для применения технологии закачки кислых компонентов в продуктивные пласты ОНГКМ.

Комплексный подход к разработке месторождения с закачкой кислых газов в залежи позволит решить сразу несколько задач: увеличить добычу углеводородов на ОНГКМ с дополнительной загрузкой Оренбургского газохимического комплекса (ОГХК) [9] и производством важной продукции переработки углеводородного сырья, повысить компонентоотдачу залежей месторождения и решить экологические проблемы, связанные с выбросом CO_2 в атмосферу.

В отличие от АГКМ, с учетом специфики пластовых условий и наличия нефтяных оторочек на ОНГКМ наиболее эффективным рабочим агентом для закачки в пласт оказался углекислый газ. Помимо реализации на газоконденсатных залежах месторождения технологии осушки призабойной зоны пласта закачиваемым углекислым газом, на нефтегазоконденсатных залежах и нефтяных оторочках при закачке CO_2 реализуется так называемая технология смешивающегося вытеснения нефти. Углекислый газ является уникальным рабочим агентом, поскольку уже при увеличении давления выше 7 МПа и температуры выше 31 °С углекислый газ находится в жидком состоянии с низкой для газа вязкостью. Смешение углекислого газа в таких состояниях с пластовым флюидом благоприятно влияет на свойства этого флюида. Так, углекислый газ снижает вязкость нефти, увеличивает объем, снижает эффект гравитационного разделения.

При закачке в пласт углекислого газа в жидком или сверхкритическом состоянии реализуется механизм так называемого смешивающегося вытеснения, который подразумевает полную взаимную растворимость нефти и газа, при которой отсутствует граница между флюидами. Основной параметр, влияющий на эффективность технологии, – минимальное давление динамической смесимости (МДДС). Это давление, при котором начинается взаимодействие легких компонентов нефти с углекислым газом, приводящее к образованию смеси нефти и газа. Для реализации и поддержания режима смешивающегося вытеснения давление в пласте должно быть на уровне или несколько выше МДДС. В рамках исследовательских работ ООО «Газпром ВНИИГАЗ» выявлено, что для качественного и достоверного определения

этого показателя в условиях ОНГКМ необходимо: выбрать целевой объект закачки, провести физические эксперименты для определения основных фильтрационных параметров, построить термодинамическую модель пластовой системы, настроить модель на экспериментальные данные и уже дальше произвести расчет МДДС на модели, так как значения, получаемые на экспериментальных установках, часто бывают завышены. Данный факт можно объяснить с позиции формирования фронта вытеснения. В существенно неоднородной среде, которой является карбонатный коллектор ОНГКМ, нагнетаемый агент, продвигаясь по пласту, локально прорывается по наиболее проницаемым участкам и зонам трещиноватости. Это приводит к снижению охвата пласта воздействием и ограниченной смесимости. Данное явление было отмечено в ходе физических экспериментов. Численные эксперименты на термодинамической модели позволяют получить нижнюю оценку величины минимального давления смесимости, когда локальных прорывов нет.

На основании разработанных критериев выбора объектов выделены пять объектов на трех залежах месторождения для реализации на них технологии закачки CO_2 . Из них один объект выделен в границах основной залежи, один объект – на Филипповской залежи, три объекта – на Ассельской залежи. Что касается термобарических показателей, то на Основной залежи CO_2 будет находиться в жидком состоянии, в связи с чем предполагается использовать его преимущественно при реализации технологии осушки призабойной зоны газовых скважин [10]. При термобарических условиях остальных залежей CO_2 будет в сверхкритическом состоянии и пригоден для реализации технологии смешивающегося вытеснения нефти из пласта.

Для исследования количественных характеристик извлечения углеводородов при использовании диоксида углерода проведен комплекс лабораторных испытаний. На модели пласта, составленной из образцов керна породы, выполнялись эксперименты по вытеснению углеводородов диоксидом углерода с определением их содержания до и после вытеснения. Для газонасыщенного коллектора, содержащего выпавший ретроградный конденсат, получены близкие значения коэффициента вытеснения при использовании CO_2 , находящегося как

в сверхкритическом, так и в жидком состояниях. Также экспериментально установлено, что водогазовое воздействие с использованием CO_2 для вытеснения газа и конденсата менее эффективно, чем воздействие CO_2 в газообразном состоянии. Вытеснение нефти углекислым газом в сверхкритическом состоянии также оказалось довольно эффективным, в то время как эффективность водогазового воздействия с использованием CO_2 была существенно ниже. Более того, водогазовое воздействие показало себя даже менее эффективным, чем вытеснение нефти CO_2 в газообразном состоянии. На это указывают выполненные лабораторные эксперименты по вытеснению углеводородов диоксидом углерода из образцов керна продуктивных пластов месторождения (рис. 3).

Моделирование технологии закачки углекислого газа на ОНГКМ реализовано в программном продукте «тНавигатор» компании «Рок Флоу Динамикс» (РФД). Сформирована матрица вариантов для дальнейшего расчета прогнозных показателей. Варьировались несколько показателей, включая объем закачки, различные варианты по составу закачиваемого агента, конструкции нагнетательных скважин.

В результате получены следующие результаты: на Ассельской залежи водогазовое воздействие показало себя хуже, чем воздействие чистым CO_2 , что подтвердило результаты экспериментальных исследований; более эффективными для закачки в условиях месторождения для залежей со значительной высотой и трещинно-поровым типом коллектора являются вертикальные скважины.

В расчетах прогнозных показателей на основной залежи наблюдалось небольшое увеличение конденсатоотдачи. Эффективность закачки CO_2 для газоконденсатной части залежи оказалась относительно низкой, так как существенные объемы выпавшего конденсата распространены на огромной площади месторождения. В этом случае для серьезного повышения компонентоотдачи необходимо использовать значительные объемы CO_2 или проводить локализованное воздействие на наиболее значимые по запасам выпавшего конденсата участки залежи.

Эффективность воздействия углекислого газа на Филипповской залежи была незначительной. Прирост добычи нефти в целом по залежи составил около 1,5 %, однако при детальном рассмотрении проблемы

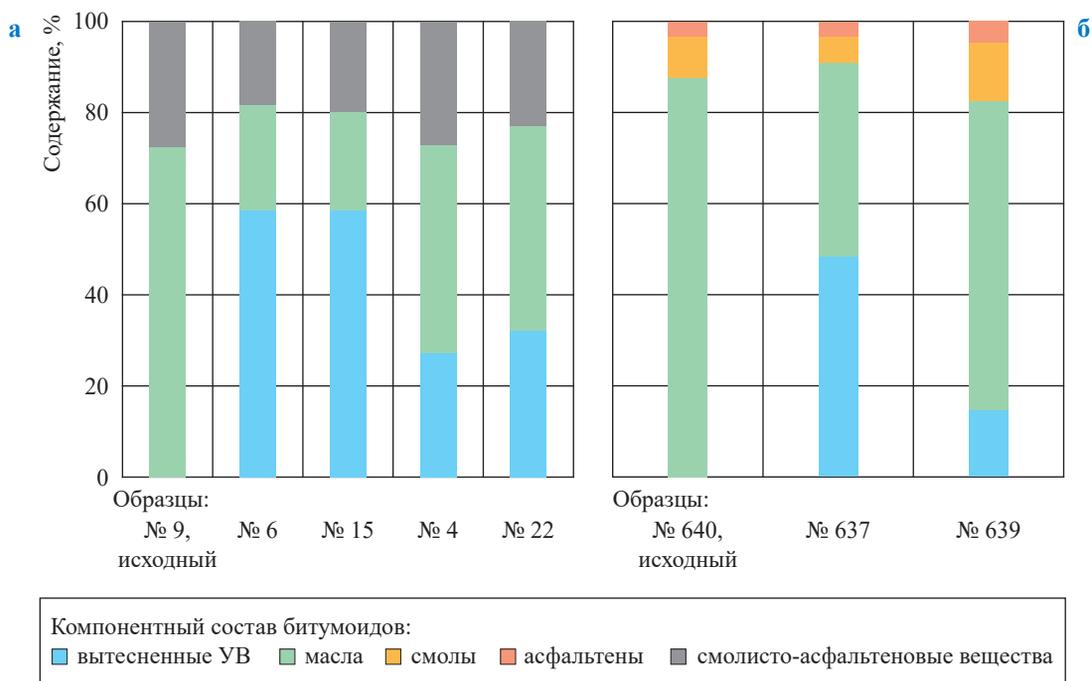


Рис. 3. Результаты экспериментов по вытеснению углеводородов (УВ) диоксидом углерода с определением их содержания в образцах керна до (№№ 9, 640) и после прокачки диоксида углерода в жидком состоянии (№ 6), в сверхкритическом состоянии (№№ 15 и 637), в жидком состоянии совместно с пластовой водой (№ 22), в сверхкритическом состоянии совместно с пластовой водой (№№ 4 и 639): а – газонасыщенная часть коллектора; б – нефтенасыщенная часть коллектора

низкой эффективности технологии выявлено, что основная часть закачанного газа сконцентрирована в изолированном участке пласта, гидродинамически плохо связанного с остальной залежью. Однако на данном участке дополнительная добыча нефти составила 44 %, что является существенным приростом и показывает высокую эффективность технологии.

Таким образом, исследования закачки кислых компонентов на ОНГКМ выявили много особенностей, которые необходимо учесть при дальнейшей реализации данной технологии. Но, как и на АГКМ, на ОНГКМ для подтверждения аналитических оценок необходимо проведение опытно-промышленных работ на экспериментальных полигонах.

Представленные примеры демонстрируют эффективность комплексного подхода к освоению сероводородсодержащих газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений на различных стадиях разработки с использованием развивающейся в настоящее время технологии закачки в пласт кислых компонентов. Благодаря нему можно обеспечить

существенное увеличение добычи углеводородов из залежей таких месторождений.

Как показали исследования на примере АГКМ, организация закачки обратно в пласт газа, состоящего из неуглеводородных компонентов пластового газа, позволит создать предпосылки для значительного увеличения объемов добываемого сырья за счет решения проблемы перепроизводства газовой серы, а также значительно повысить коэффициенты извлечения наиболее ценного компонента пластовой смеси – газового конденсата. Стоит отметить отсутствие в мировой практике прямых аналогов такого проекта, что говорит о необходимости предварительного апробирования этого метода в условиях реального месторождения.

Безусловно, одним из эффективных методов повышения компонентоотдачи сероводородсодержащих нефтегазоконденсатных месторождений является закачка CO_2 . Характерно, что этот метод воздействия на продуктивные пласты нефтегазоконденсатных месторождений может применяться на разных стадиях их разработки. На примере ОНГКМ показаны перспективы организации закачки в нефтяные

залежи диоксида углерода, что может значительно повысить нефтеотдачу месторождения и общую экономическую эффективность проекта. Однако целесообразность реализации такого метода повышения нефтеотдачи требует предварительного обоснования для конкретных пластовых условий путем исследования с использованием гидродинамических моделей месторождений фазового поведения

пластовых систем при взаимодействии пластового флюида с закачиваемым CO_2 и процессов закачки. При этом даже при наличии надежных аналитических данных целесообразность практической полномасштабной реализации технологии, как правило, требует подтверждения путем проведения предварительных опытно-промышленных работ.

Список литературы

1. Henni A. Extracting profits from Abu Dhabi's sour gas / Abdelghani Henni // *Journal of Petroleum Technology*. – 2013. – Т. 65. – № 3. – С. 76–79.
2. Salem D. An ADNOC trilogy (part 3): big gas ambitions / Dalia Salem, Alexandre Araman. – 15 сентября 2023 г. – <https://www.woodmac.com/news/opinion/adnoc-trilogy-part-three-big-gas-ambitions>.
3. Hui Chai. Pressurized production optimization and engineering practice of samandepo gas field / Hui Chai et al. // *Proc. of the International Field Exploration and Development Conference 2023*. – 21 марта 2024 г. – С. 996–1007.
4. Tyncherov K. Increasing the efficiency of extraction of residual reserves of hydrogen sulfide-containing deposits of the Uchkyr gas condensate field / K. Tyncherov, M. Selivanova, E. Shagaleeva et al. // *E3S Web of Conferences*. – 2024. – Т. 524: APEC-VII-2024. – Ст. № 03041. – <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202452403041>.
5. Жирнов Р.А. Влияние закачки кислых компонентов пластовой смеси Астраханского газоконденсатного месторождения обратно в пласт на конечную углеводородоотдачу / Р.А. Жирнов, Е.М. Шушкевич, Л.В. Чашникова // *Вести газовой науки: науч.-техн. сб.* – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2023. – № 2 (54): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 34–39.
6. Люгай А.Д. Повышение компонентоотдачи при разработке газоконденсатных месторождений с высоким содержанием неуглеводородных компонентов (на примере Астраханского газоконденсатного месторождения): дис. ... канд. тех. наук / А.Д. Люгай. – М., 2016.
7. Burgers W.F.J. Worldwide development potential for sour gas / W.F.J. Burgers, P.S. Northropb, H.S. Kheshgic et al. // *Energy Procedia*. – 2011. – № 4. – С. 2178–2184. – DOI: 10.1016/j.egypro.2011.02.104.
8. Маргулов Р.Д. Разработка месторождений со сложным составом газа / Р.Д. Маргулов, Р.И. Вяхирев, И.А. Леонтьев и др. – М.: Недра, 1988. – 264 с.: ил.
9. Морозов М.М. Опыт переработки сырья, по составу отличного от проектного, Оренбургских и Карачаганакского (Казахстан) месторождений. Модернизация производства / М.М. Морозов, С.А. Молчанов, М.Ф. Чехонин // *Газовая промышленность*. – 2018. – № 3. – С. 42–45.
10. Гриценко А.И. Компонентоотдача пласта при разработке газоконденсатных залежей / А.И. Гриценко, В.А. Николаев, Р.М. Тер-Саркисов. – М.: Недра, 1995. – 264 с.

Rising component recovery rate of the hydrogen-sulfide-containing gas-condensate and oil-gas-condensate fields at various stages of their development

M.Yu. Nedzvetskiy^{1,2,3}, R.A. Zhirnov¹, A.N. Shandrygin¹, Ye.M. Shushkevich^{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

² Gazprom PJSC, Block 1, Bld. 3, Estate 2, Lakhtinskiy prospect, St. Petersburg, 197229, Russian Federation

³ Gubkin University, Block 1, Bld. 65, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russian Federation

Abstract. Development of the sulphurous gas-condensate and oil-gas-condensate fields requires complex addressing a number of scientific and engineering problems related to searching for the efficient methods of reservoir stimulation,

rust protection of the intrafield and downhole equipment, purification of the in-situ gas from sulphur compounds and their utilization.

Over the few past decades, the domestic gas industry pays serious attention to development and operation of the fields with complex composition of in-situ gas. In times gone, it enabled development of the unique Orenburg and Astrakhan fields and thereupon building of the up-to-date gas producing complexes on their grounds. In particular, this success became possible thanks to Alexander Ivanovich Gritsenko. This notable scientists wrought lots of academician and applied works about production, transport and processing of Orenburg and Astrakhan gas and gas condensate, as well as on control and prevention of rust attack on pipelines and other facilities.

Nowadays, the progress of the oil-gas-recovery techniques opens broad options to meet the challenges of developing the sulphurous hydrocarbon fields. This article highlights the state-of-art experience of the Gazprom VNIIGAZ LLC related to enhancement of the component recovery at the hydrogen-sulfide-containing hydrocarbon deposits, which elaborates the previous oeuvre of the outstanding soviet and Russian scholars. Hereinafter, authors describe selection and substantiation of either the objects recommended for pumping the acid gases or the most high-performance agents for stimulating the pay reservoirs of such fields. Besides, the outlooks for practical implementation of in-situ injection of acid gases are estimated.

Keywords: injection, recovery ratio, gas, condensate, oil, components, carbon dioxide, hydrogen sulphide, increase of production.

References

1. HENNI, A. Extracting profits from Abu Dhabi's sour gas. *Journal of Petroleum Technology*, 2013, vol. 65, no. 3, pp. 76–79, ISSN 0149-2136.
2. SALEM, D., A. ARAMAN. *An ADNOC trilogy (part 3): big gas ambitions* [online]. 15 September 2023. Available from: <https://www.woodmac.com/news/opinion/adnoc-trilogy-part-three-big-gas-ambitions>.
3. HUI Chai et al. Pressurized production optimization and engineering practice of samandepo gas field. In: *Proc. of the International Field Exploration and Development Conference 2023*. 21 March 2024, pp. 996–1007.
4. TYNCHEROV, K., M. SELIVANOVA, E. SHAGALEEVA et al. Increasing the efficiency of extraction of residual reserves of hydrogen sulfide-containing deposits of the Uchkyr gas condensate field [online]. *E3S Web of Conferences*, 2024, vol. 524: APEC-VII-2024, no. 03041, ISSN 2267-1242. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202452403041>.
5. ZHIRNOV, R.A., Ye.M. SHUSHKEVICH, L.V. CHASHNIKOVA. Effect of reinjecting Astrakhan gas-condensate field reservoir mixture together with acid components on final hydrocarbon recovery factor [Vliyaniye zakachki kislykh komponentov plastovoy smesi Astrakhanskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya obratno v plast na konechnuyu uglevodorodootdachu]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2023, no. 2: Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 34–39. ISSN 2306-8949. (Russ.).
6. LYUGAY, A.D. *Enhancement of component recovery at development during development of gas-condensate fields with high contentment of non-hydrocarbon components (a case of Astrakhan gas-condensate field)* [Povysheniye komponentootdachi pri razrabotke gazokondensatnykh mestorozhdeniy s vysokim soderzhaniyem neuglevodorodnykh komponentov (na primere Astrakhanskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya)]. Candidate's thesis (engineering). Gazprom VNIIGAZ LLC. Moscow, 2016.
7. BURGERS, W.F.J., P.S. NORTHROPB, H.S. KHESHGIC et al. Worldwide development potential for sour gas. *Energy Procedia*, 2011, no. 4, pp. 2178–2184. DOI: 10.1016/j.egypro.2011.02.104, ISSN 1876-6102.
8. MARGULOV, R.D., R.I. VYAKHIREV, I.A. LEONTYEV et al. *Development of fields with complex gas composition* [Razrabotka mestorozhdeniy so slozhnym sostavom gaza]. Moscow: Nedra, 1988. (Russ.).
9. MOROZOV, M.M., S.A. MOLCHANOV, M.F. CHEKHONIN. Experience of processing the raw materials with chemical composition different from design one at the Karachaganakskoe field (Republic of Kazakhstan) and the fields of the Orenburg region. Modernization of production [Opyt pererabotki syrya, po sostavu otlichnogo ot proyektного, Orenburgskikh i Karachaganakskikh (Kazakhstan) mestorozhdeniy. Modernizatsiya proizvodstva]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2018, no. 3, pp. 42–45, ISSN 0016-5581. (Russ.).
10. GRITSENKO, A.I., V.A. NIKOLAYEV, R.M. TER-SARKISOV. *Reservoir component recover ad development of gas-condensate deposits* [Komponentootdacha plasta pri razrabotke gazokondensatnykh zalezhey]. Moscow: Nedra, 1995. (Russ.).

УДК 622.691.24

Изучение возможности гидродинамической стабилизации циклической эксплуатации газовой залежи подземного хранилища газа в сложно построенной малоамплитудной водоносной структуре

А.А. Михайловский^{1*}, А.В. Григорьев¹, 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

Тезисы. Рассмотрены особенности геологического строения и эксплуатации пластовой части подземного хранилища газа (ПХГ) в многопластовом водоносном горизонте, включающем объект хранения газа и комплекс вышерасположенных газодинамически взаимосвязанных контрольных пластов. Приведены результаты изучения условий гидродинамической стабилизации циклической эксплуатации основной части искусственной газовой залежи ПХГ в линейно вытянутой малоамплитудной структуре водоносного пласта – объекта хранения газа сложного геологического строения в условиях межпластовых перетоков газа. Дана краткая характеристика системы размещения вертикальных и наклонно направленных эксплуатационных скважин.

Показаны основные сложности построения и использования 3D гидродинамической модели (ГДМ) пластовой части ПХГ. К их числу относятся недостаточность исходных данных для «насыщения» цифровой 3D ГДМ вследствие недоизученности детального геологического строения пластовой части, а также ограниченный объем промысловых данных о пластовых давлениях, расходах газа и попутно извлекаемой пластовой воды в эксплуатационных скважинах, продвижении газодляного контакта, необходимых для корректной адаптации модели к истории эксплуатации ПХГ. Кроме того, не представляется возможным получить исчерпывающие данные о расположении истоков и достоверных расходах утечек газа по скважинам из объекта хранения в контрольные пласты. С учетом сложностей построения 3D ГДМ пластовой части ПХГ разработана гидродинамическая модель зонального дренирования газовой залежи и сезонных межзональных перетоков газа в объекте хранения и межпластовых перетоков газа.

Приведены сведения о физической, геометрической и динамико-кинематической схематизации фильтрационных процессов и математическом описании ГДМ пластовой части ПХГ. Показаны основные задачи, решаемые с помощью этой модели. Представлены результаты адаптации ГДМ пластовой части к истории эксплуатации ПХГ. В связи с ограниченным объемом промыслово-геофизических данных для оценки изменения газонасыщенных поровых объемов выделенных зон в условиях водонапорного режима адаптация используемой модели проведена только по промысловым данным контроля средних пластовых давлений в зонах. Установлены параметры ГДМ по одному из вероятных вариантов их идентификации. В качестве критерия оптимальности принимался минимум среднеквадратичного отклонения рассчитанных по модели данных от контролируемых средних пластовых давлений в зонах за период адаптации с учетом «веса» последних по точности промыслового замера.

Приведены результаты прогноза показателей на ближайший 3-летний период с использованием гидродинамической модели зонального дренирования и предложены технологические решения по стабилизации циклической эксплуатации основной части искусственной газовой залежи ПХГ.

Растущие потребности резервов газа для регулирования неравномерности газопотребления и резервирования газоснабжения северо-западного региона обусловили необходимость расширения на протяжении многих лет рассматриваемого подземного хранилища газа (ПХГ) в водоносном пласте. В течение 40-летнего периода с начала создания газохранилища происходило ежегодное увеличение общего объема газа за счет превышения объемами сезонных закачек объемов сезонных отборов газа. Таким образом обеспечивались плановые показатели эксплуатации газохранилища после каждого этапа строительства, однако не было достигнуто гидродинамической

Ключевые слова: водоносный пласт, сложно построенная малоамплитудная структурная ловушка, искусственная газовая залежь, гидродинамическая модель зонального дренирования газовой залежи, сезонные межзональные перетоки газа в объекте хранения, межпластовые перетоки газа, стабилизация циклической эксплуатации ПХГ.

стабилизации циклической эксплуатации искусственной газовой залежи (ИГЗ) в объекте хранения ПХГ.

Отсутствие стабилизации эксплуатации ИГЗ начало заметно сказываться по истечении указанного периода, когда на хранилище общий объем газа в пласте по балансу закачки-отбора оставался постоянным по годам. Основные проблемные вопросы эксплуатации ПХГ в течение последних восьми лет заключались в снижении оперативного резерва газа, уменьшении производительности, значительном увеличении объемов попутно выносимой пластовой воды и водного фактора в сезонах отбора, усилении обводнения и выходе скважин из эксплуатации.

Промысловые и геофизические данные показывают, что указанная проблема с признаками увеличивающегося общего разбаланса газа (разность между объемом газа в пласте по балансу закачки-отбора и подсчитанным объемным методом) по всем контролируемым областям объекта хранения связана с уменьшением объемов газа в зонах основной части залежи, где расположены основные объемы газа и большая часть фонда эксплуатационных скважин. Уменьшение объемов газа в этих зонах происходит вследствие сезонных межзональных латеральных перетоков газа в удаленные слабо дренируемые области объекта хранения. Кроме того, существуют вертикальные утечки газа из объекта хранения в вышележащие контрольные пласты по негерметичным скважинам и, возможно, через околоскважинные зоны основной аргиллитовой покрывки, в которых в результате механического воздействия при бурении возникла техногенная трещиноватость.

В целях учета определяющих факторов формирования ИГЗ в сложно построенной линейно вытянутой малоамплитудной водоносной структуре объекта хранения, а также изучения возможности стабилизации циклической эксплуатации основной части залежи с использованием гидродинамической модели (ГДМ) пластовой части рассматриваемого ПХГ в условиях недостаточно детальной геологической изученности и ограниченного объема достоверных промысловых данных эксплуатации авторами выполнена исследовательская работа, результаты которой представлены далее.

Особенности геологического строения пластовой части ПХГ и размещения эксплуатационных скважин

Пластовая часть ПХГ включает многопластовый водоносный горизонт, нижний пласт-коллектор которого используется в качестве объекта хранения газа, а выше расположенные пласты-коллекторы используются для контроля его герметичности [1–5]. Объект хранения газа залегаet непосредственно на коре выветривания кристаллического фундамента и характеризуется сложным геологическим строением. Ловушка газа по кровле пласта имеет форму узкой, линейно вытянутой в северо-восточном направлении вдоль основного глубинного тектонического разлома фундамента малоамплитудной складки с размерами 50×3 км и амплитудой около 13 м по изогипсе минус 975 м. Складка осложнена пятью расположенными вдоль большой оси куполами с амплитудами до 3...5 м. Пласт не выдержан по толщине, в юго-западной и центральной областях ловушки его толщина изменяется от 2 до 6...9 м, в северо-восточной области он недостаточно разведен.

На хранилище реализована зонально-групповая по сборным пунктам (СП) система размещения вертикальных и наклонно направленных эксплуатационных скважин. Скважины расположены преимущественно в куполах структуры при среднем расстоянии между скважинами в пределах нескольких десятков метров. Около 85 % фонда скважин вскрывают перфорацией всю толщину объекта хранения, остальные наклонно направленные скважины вскрывают открытым забоем прикровельные 4...5 м пласта.

Сложности создания и использования 3D ГДМ пластовой части ПХГ

Поставленная цель исследования наиболее полно может быть достигнута с помощью 3D ГДМ пластовой части рассматриваемого ПХГ. Однако существуют сложности создания и использования такой модели, связанные с рядом факторов:

1) недостаточно исходных данных для необходимого «насыщения» цифровой 3D ГДМ объекта хранения газа и выше залегающих контрольных пластов вследствие недоизученности их детального геологического строения, особенно в юго-западной и северо-восточной областях поднятия;

2) существенно ограничен объем достоверных промысловых данных о пластовых давлениях, расходах газа и попутно выносимой пластовой воды в эксплуатационных скважинах (при отборах имеются замеры лишь по СП), а также продвижении газовой воды в условиях активного проявления водонапорного режима эксплуатации газовой залежи, необходимых для корректной адаптации ГДМ к истории эксплуатации ПХГ;

3) отсутствуют достоверные данные о местах расположения истоков и объемах утечки газа из объекта хранения в контрольные пласты. Имеются промысловые и геофизические данные о наличии заколонных перетоков газа из объекта хранения по скважинам, однако количественно оценить эти перетоки газа не представляется возможным;

4) кроме того, существенно ограничены возможности использования 3D ГДМ для оперативных расчетов в связи с ее значительной размерностью. Для детального расчета распределения пластового давления, а также отеснения пластовых вод от скважин и их продвижения к скважинам с минимальной погрешностью, вносимой процедурой ремасштабирования фильтрационно-емкостных свойств сложно построенного пласта, требуется «сильное» измельчение сетки как по площади, так и по разрезу, особенно в зонах концентрированного по СП размещения разных по степени и характеру вскрытия пласта эксплуатационных скважин. Так, при расстоянии между эксплуатационными скважинами до 50...60 м размер локально измельченных ячеек сетки по осям X и Y по общеизвестным рекомендациям (не менее пяти свободных ячеек между ячейками соседних скважин) должен не превышать 10×10 м. Шаг по оси Z при изменении газонасыщенной толщины пласта в процессе циклической эксплуатации от максимального значения 5...6 м до нулевого значения не должен превышать нескольких дециметров.

Краткое описание ГДМ зонального дренирования ИГЗ, сезонных межзональных и межпластовых перетоков газа в пластовой части ПХГ

Для достижения поставленной цели исследования с учетом сложностей создания и использования 3D ГДМ пластовой части для адекватного гидродинамического моделирования циклической эксплуатации рассматриваемого ПХГ

применялась модель зонального дренирования газовой залежи и сезонных реверсных межзональных перетоков газа в объекте хранения и межпластовых перетоков газа [6]. В используемой ГДМ пластовой части ПХГ рассматриваются два объекта исследования (рис. 1). В качестве первого объекта принимается объект хранения газа, на котором проводятся закачка и отбор газа. В качестве второго объекта исследования, на котором проводится только отбор газа, принимаются выше расположенные по разрезу контрольные пласты с техногенными скоплениями переточного газа, которые условно представляются одним обобщенным объектом – 2об.

В объекте хранения с учетом группового по СП расположения эксплуатационных скважин, а также особенностей формирования и эксплуатации ИГЗ выделяется основная часть залежи, находящаяся в центральной и северо-восточной областях ловушки, и юго-западная газовая область ловушки, литологически экранированная от основной части залежи. В основной части залежи (см. рис. 1), включающей районы пласта СП 1, СП 2, СП 3, и удаленной (в северо-восточном направлении) слабо контролируемой области Н 37 расположены 86 % фонда эксплуатационных скважин ПХГ и находится около 80 % общего объема газа в объекте хранения.

Литологически экранированная юго-западная газовая область ловушки с учетом данных эксплуатации принимается газодинамически изолированной от основной части залежи. В основной части залежи на базе промысловых данных закачки и отбора газа и контроля пластовых давлений рассматриваются сезонные реверсные внутрипластовые перетоки газа между смежными зонами, которые

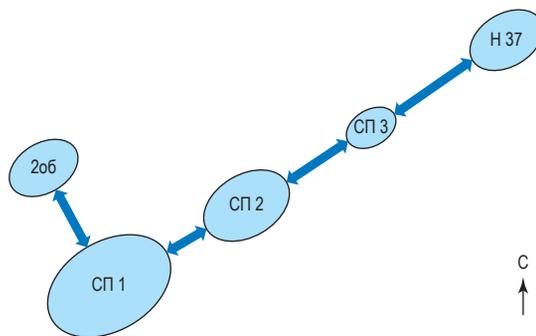


Рис. 1. Модельная схема разндренируемых зон ИГЗ, межзональных и межпластовых перетоков газа

определяют соответствующие объемы оттоков и притоков газа в зонах. Между первым и вторым модельными объектами исследования учитывается газодинамическая связь в виде сезонных межпластовых перетоков газа, которые локализируются в зоне СП 1.

Для описания основной по количеству эксплуатационных скважин и объемам закачки и отбора газа газовой зоны пласта СП 1 и с целью учета общей репрессивной и депрессивной воронок пластового давления используется простая (схема полного вытеснения флюидов) балансовая модель двухобъемного дренирования при водонапорном режиме с выделением внутренней, где располагаются эксплуатационные скважины, и внешней подзон [7]. Газовые зоны пласта СП 2, СП 3, Н 37 и второй объект 2об описываются простыми балансовыми моделями при водонапорном режиме, в которых фигурируют средние пластовые давления. Водонапорный режим эксплуатации выделенных зон учитывается путем использования для каждой зоны агрегированного коэффициента приемистости / продуктивности водоносного пласта.

Таким образом, используемая ГДМ зонального дренирования газовой залежи и сезонных реверсных межзональных перетоков газа в объекте хранения и межпластовых перетоков газа содержит 20 неизвестных параметров по выделенным газовым зонам основной части ИГЗ: шесть дренируемых газонасыщенных

поровых объемов (ГПО) зон СП 1 (в том числе внутренней и внешней подзон), СП 2, СП 3, Н 37 и 2-го объекта на начало периода адаптации; пять коэффициентов приемистости / продуктивности водоносного пласта по зонам; два (одна пара) коэффициента сезонных перетоков газа между 1-м и 2-м объектами; шесть (три пары) коэффициентов сезонных межзональных перетоков газа между соседними зонами в объекте хранения; один коэффициент внутренних перетоков газа между подзонами СП 1.

Результаты адаптации ГДМ пластовой части к истории эксплуатации ПХГ

Применяемая ГДМ пластовой части ПХГ актуализирована по данным последнего 8-летнего периода адаптации 31.03.2016...31.03.2024, в течение которого эксплуатация хранилища осуществлялась при одинаковом по годам общем объеме газа в пласте. Все коэффициенты перетоков газа и коэффициенты приемистости / продуктивности водоносного пласта принимались постоянными в соответствующих сезонах и неизменными по годам. Начальное гидростатическое давление принималось следующим: 115 кгс/см² в объекте хранения, 110 кгс/см² в объекте 2об. В расчетах с целью наиболее точного учета фактических режимов закачки и отбора газа на ПХГ шаг по времени принимался равным одним суткам.

В табл. 1 приведены объемы закачек и отборов газа по зонам пласта основной части ИГЗ,

Таблица 1

Объемы закачек и отборов газа по зонам пласта СП 1, СП 2, СП 3 и объемы отборов из контрольного пласта 2об в сезонах за период адаптации, у.е.

Сезон		СП 1	СП 2	СП 3	Суммарно по СП	2об
закачки	отбора					
2016 г.		1070	270	59	1399	
	2016/2017 гг.	852	340	174	1366	26,5
2017 г.		1059,5	232	100,8	1392,3	
	2017/2018 гг.	813	277,7	228,5	1319,2	15,4
2018 г.		997	269,3	60,6	1326,9	
	2018/2019 гг.	776	232	205	1213	0
2019 г.		1030	187	16	1233	
	2019/2020 гг.	776	225	173	1174	19,5
2020 г.		1038	271,3	17	1326,3	
	2020/2021 гг.	842,6	272,3	172	1286,9	44,2
2021 г.		1080	156	15,6	1251,6	
	2021/2022 гг.	814	218,5	196,6	1229,1	34,2
2022 г.		1122	100	18	1240	
	2022/2023 гг.	841	167	142	1150	18,1
2023 г.		949	165	26	1140	
	2023/2024 гг.	697,7	246,7	169,8	1114,2	0

объемы отборов из контрольного пласта 2об в сезонах за период адаптации модели.

Адаптация ГДМ проведена методом последовательного группового перебора параметров по сгущающейся сетке. С целью регуляризации решения некорректной задачи идентификации параметров модели на область изменения варьируемых параметров накладывались дополнительные ограничения. В первом приближении дренируемые ГПО и объемы газа в выделенных зонах пласта СП 1, СП 2, СП 3, Н 37 и 2об на начало периода адаптации принимались по оценкам объемным методом.

В связи с недостаточным объемом промыслово-геофизических данных об изменении ГПО выделенных зон адаптация ГДМ в условиях проявления водонапорного режима проведена только по промысловым данным контроля средних пластовых давлений в зонах (рис. 2). В качестве критерия оптимальности принимался минимум среднеквадратичного отклонения рассчитанных по модели средних пластовых давлений от контролируемых значений в зонах за период адаптации с учетом «веса» последних по точности промысловых замеров:

$$\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (P_{\text{расч}} - P_{\text{контр}})^2 \varepsilon_i}{n}} = \min, \quad (1)$$

где $P_{\text{расч}}$, $P_{\text{контр}}$ – расчетное и контролируемое среднее пластовое давление в зоне; ε_i – «вес» по точности определения контролируемых средних пластовых давлений в зонах по промысловым замерам (0, 1); n – количество

используемых в расчетах замеров контролируемых средних пластовых давлений ($i = 1, 2, \dots, n$).

Результаты идентификации параметров адаптируемой модели при ограниченном объеме достоверных геолого-промысловых данных об изменении ГПО и пластовых давлений выделенных зон показали на неоднозначность определения значений параметров модели, которая проявляется в незначительном изменении критерия оптимальности (1) при разных наборах определяемых параметров. Параметры модели по одному из вероятных вариантов их идентификации, а именно дренируемые ГПО и объемы газа по зонам основной части ИГЗ на начало периода адаптации, коэффициенты приемистости / продуктивности водоносного пласта по зонам, а также коэффициенты сезонных межзональных перетоков газа, представлены в табл. 2. Принятые в расчетах «веса» приведены в табл. 3.

Для полученных значений модельных параметров по приведенному варианту (см. табл. 2) средние квадратичные отклонения (см. формулу (1)) модельных средних пластовых давлений от контролируемых значений в зонах СП 1 (внутренняя подзона), СП 2, СП 3, периферийной зоне Н 37 и в 2об за период адаптации составили 4,3; 3,9; 5,2; 5,5; 4,0 кгс/см² соответственно (рис. 2).

Изменение в течение периода адаптации модели расчетных дренируемых ГПО и объемов газа в выделенных зонах СП основной части ИГЗ с учетом сезонных реверсных

Таблица 2

Расчетные дренируемые ГПО и объемы газа по зонам основной части ИГЗ на начало периода адаптации, коэффициенты приемистости / продуктивности водоносного пласта по зонам, коэффициенты сезонных межзональных перетоков газа

Зона	ГПО / объем газа на начало периода адаптации, у.е.	Коэффициент приемистости / продуктивности водоносного пласта, у.е./сут/(кгс/см ²)	Направление перетока (из зоны СП → в зону СП)	Коэффициент перетока, (у.е./сут)/(кгс/см ²) ²	
				в сезонах закачки	в сезонах отбора
СП 1	11,7 / 1443	0,5194	СП 1 → СП 2	1,625	
			СП 2 → СП 1		0,312
СП 2	2,5 / 218	0,0216	СП 2 → СП 3	1,993	
			СП 3 → СП 2		0,0378
СП 3	1 / 104	0,3423	СП 3 → Н 37	0,0839	
			Н 37 → СП 3		1,025
Н 37	1,5 / 193	0,2619			
2об	2,5 / 282	0,0973	СП 1 → 2об	0,0424	
			2об → СП 1		0,0883
Σ	19,2 / 2240				

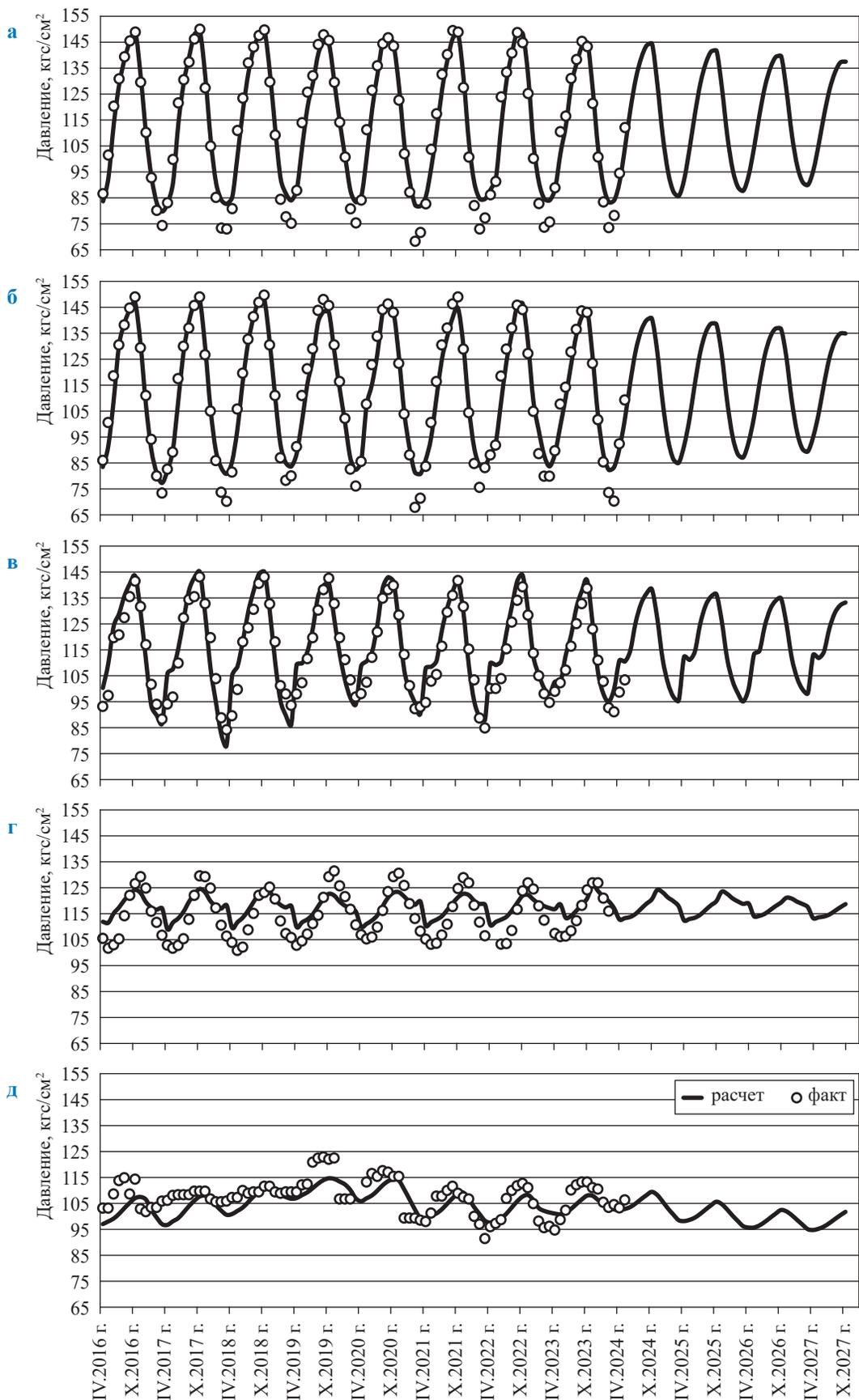


Рис. 2. Сопоставление расчетных и контролируемых средних пластовых давлений по зонам СП 1 (а), СП 2 (б), СП 3 (в), Н 37 (г) и 2об (д) в период адаптации модели и прогнозный 3-летний период

Таблица 3

«Веса», учитывающие в расчетах точность промышленного определения контролируемых средних пластовых давлений

Зона	ϵ_i	
	«Верхние» давления	«Нижние» давления
СП 1	1,0	0,7
СП 2	0,9	0,6
СП 3	0,9	0,5
Н 37	0,5	0,4
2об	0,4	0,3

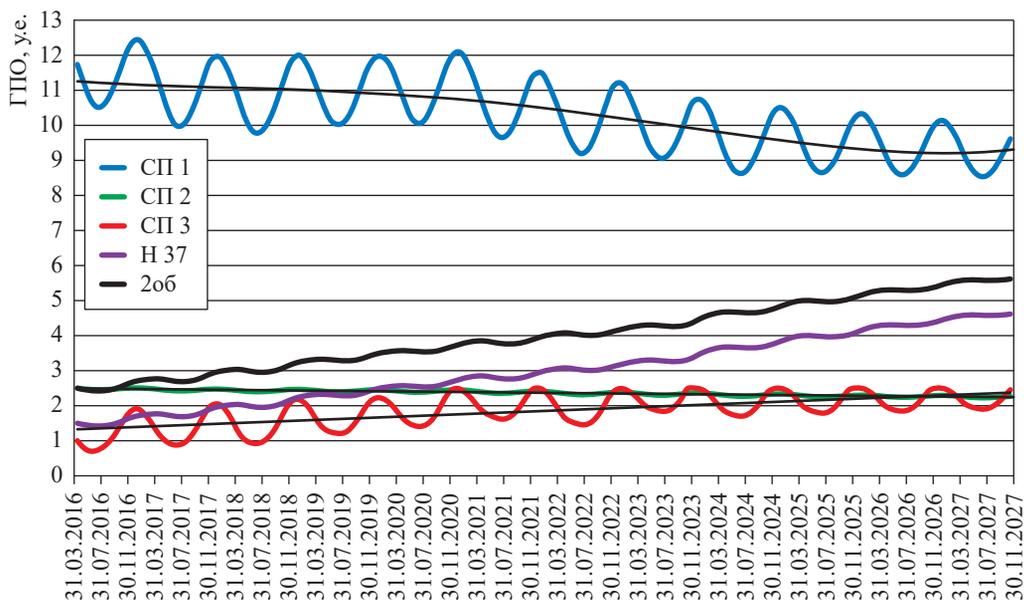


Рис. 3. Динамика расчетных ГПО зон СП основной части ИГЗ в течение 8-летнего периода адаптации модели и прогнозного 3-летнего периода

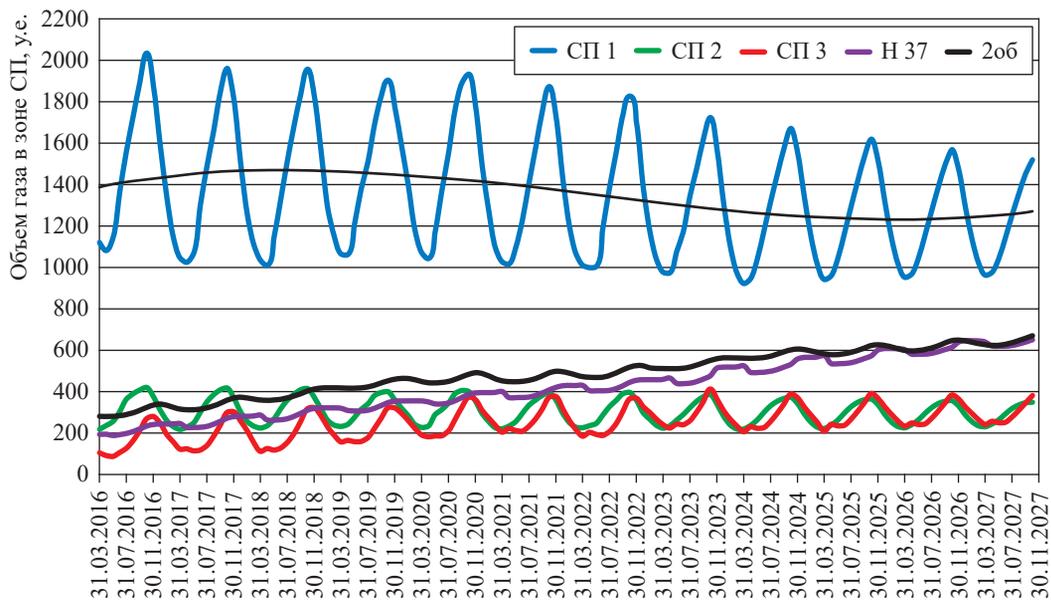


Рис. 4. Динамика расчетных дренируемых объемов газа в зонах СП основной части ИГЗ в течение 8-летнего периода адаптации модели и прогнозного 3-летнего периода

межзональных перетоков газа в условиях проявления водонапорного режима представлено на рис. 3, 4.

По результатам расчетов за период адаптации средний ежегодный уход газа из зон пласта СП 1... СП 3 оценивается примерно как 85 у.е., в том числе латеральный переток в северо-восточном направлении в зону Н 37 – около 35...40 у.е. в год, вертикальные утечки в контрольный 2об – около 45...50 у.е. в год.

Среднесрочный прогноз показателей циклической эксплуатации основной части ИГЗ ПХГ

Среднесрочный прогноз показателей циклической эксплуатации основной части ИГЗ ПХГ проведен с использованием ГДМ зонального дренирования залежи на ближайший 3-летний период 01.04.2024...31.10.2027. Продолжительность прогнозного периода принята с учетом условий проведенной адаптации и рассмотренных в модели допущений постоянства коэффициентов перетоков газа и коэффициентов приемистости / продуктивности водоносного пласта.

Рассматривались следующие основные факторы, способствующие компактному формированию основной части ИГЗ в пределах центральной и северо-восточной областей ловушки в объекте хранения: снижение объемов закачки и общего объема газа, оптимизация режимов закачки и отбора газа в сезонах, площадное регулирование закачки и отбора газа по СП.

В предварительном прогнозируемом варианте (табл. 4) уменьшение сезонных объемов закачки газа по СП основной части ИГЗ и общего объема в условиях низкого значения коэффициента использования емкости малоамплитудной линейно вытянутой ловушки приводит

к сокращению перетоков газа в периферийные слабо дренируемые области пласта.

Прогнозируются сезонные отборы газа из контрольного пласта 2об в объеме 40 у.е., соответствующие объемам вертикальных перетоков из объекта хранения, для пополнения текущего оперативного резерва газа ПХГ. В расчетах рассмотрены равномерный режим закачки газа продолжительностью 194 сут, базисный режим отбора продолжительностью 141 сут с короткими весенним и осенним нейтральными периодами по 15 сут.

В прогнозируемом варианте заложен принцип площадного регулирования объемов закачки и отбора газа в основной части ИГЗ, который заключается в преимущественном порядке подключения СП и эксплуатационных скважин с юго-запада на северо-восток в сезонах закачки газа и в обратном порядке в сезонах отбора. При этом СП 1 используется как доминирующий по объемам с превышением объемами сезонных закачек объемов сезонных отборов на величину годовых латеральных перетоков газа в слабо дренируемую зону Н 37 и утечек в контрольный пласт 2об. СП 2 и СП 3 используются соответственно как частично и максимально «перехватывающие» латеральный переток газа в северо-восточном направлении. Закачка газа в СП 3 проводится в конце сезонов закачки в строго ограниченных объемах (до 10...15 у.е.) только для «подсушки» обводненных скважин.

Изменение в течение прогнозного периода средних пластовых давлений, дренируемых ГПО и объемов газа в выделенных зонах основной части ИГЗ с учетом сезонных межзональных и межпластовых перетоков газа в условиях проявления водонапорного режима представлено на рис. 2...4.

Таблица 4

Прогнозные объемы закачки и отбора газа по зонам пласта основной части ИГЗ, у.е.

закачки	Сезон	Зона СП 1	Зона СП 2	Зона СП 3	Суммарно СП 1...СП 3	2об	Всего
	отбора						
2024 г.*		996	124	15	1135		
	2024/2025 гг.	634	219	157	1010	40	1050
2025 г.		860	175	15	1050		
	2025/2026 гг.	579	202	144	925	40	965
2026 г.		789	161	15	965		
	2026/2027 гг.	525	184	131	840	40	880
2027 г.		719	146	15	880		

* По утвержденному режиму закачки газа в сезоне.

По прогнозируемому варианту циклической эксплуатации при снижении в ближайший 3-летний период объемов сезонной закачки газа основной части ИГЗ ПХГ – СП 1...СП 3 – до уровня 880 у.е. намечается стабилизация ГПО и дренируемых объемов газа в зонах СП, в первую очередь в зоне СП 1. При этом максимальное пластовое давление уменьшается со 150 до 137,5 кгс/см², а минимальное пластовое давление увеличивается с 80 до 90 кгс/см².

Заключение

По результатам проведенных исследований можно сделать следующие основные технологические выводы относительно возможности гидродинамической стабилизации циклической эксплуатации ИГЗ ПХГ в сложно построенной линейно вытянутой малоамплитудной водоносной структуре. В соответствии

с предварительными прогнозными расчетами циклической эксплуатации, проведенными с использованием адаптированной ГДМ зонального дренирования залежи, при снижении в ближайший 3-летний период объемов сезонной закачки газа в основной части ИГЗ ПХГ – СП 1...СП 3 – до уровня 880 у.е. с реализацией оптимальных режимов и площадного регулирования закачки и отбора газа по СП в сезонах появляется возможность стабилизации газонасыщенных поровых объемов и дренируемых объемов газа в зонах СП и, что особенно важно, в наибольшей по объему газа и количеству скважин зоне СП 1. В расчетном варианте максимальное пластовое давление уменьшается со 150 до 137,5 кгс/см², а минимальное пластовое давление увеличивается с уровня 80 кгс/см² до 90 кгс/см².

Список литературы

1. Определение геологической неоднородности и тектонической нарушенности терригенного резервуара подземного хранилища газа. – М.: Петро, 2008.
2. Проект доразведки ПХГ. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012.
3. Сейсморазведочные работы МОГТ 3D в северо-восточной части горного отвода ПХГ (72 км²). – М.: Газпром георесурс, 2014–2015.
4. Сейсморазведочные работы МОГТ псевдо-3D на юго-западе ПХГ (82 км²). – М.: Газпром георесурс, 2015–2016.
5. Проект на геологическое изучение участков недр, расположенных в Крестецком районе Новгородской области, с целью оценки возможности расширения подземного хранилища газа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2022.
6. Михайловский А.А. Использование модели зонального дренирования искусственной газовой залежи для аналитического контроля объемов газа в пластах-коллекторах подземного хранилища газа / А.А. Михайловский, А.В. Уколов // Георесурсы. – 2023. – Т. 25. – № 4. – С. 100–110.
7. Михайловский А.А. Аналитический контроль объемов газа в пластах-коллекторах ПХГ / А.А. Михайловский. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – 250 с.

Studying the possibility of hydrodynamic stabilization of the cyclic operation of the artificial gas deposit of the UGS in a difficultly built low-amplitude water-bearing structure

A.A. Mikhaylovskiy^{1*}, A.V. Grigoryev¹, 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

Abstracts. The article examines the features of a geological structure and operation of the reservoir part of a UGS in a multi-layer aquifer, which includes a gas storage facility and a complex of upstream gas-dynamically interconnected control layers. It presents the results of studying the possibility of hydrodynamic stabilization of cyclic operation of the main part of an artificial gas reservoir of a UGS in a linearly elongated low-amplitude structure of an aquifer – a gas storage facility with complex geological structure under conditions of interlayer gas flows. A brief disposition of vertical and inclined-controlled operational wells is given.

The main difficulties of constructing and using a 3D hydrodynamic model (HDM) of the reservoir part of a UGS facility are shown. These include the insufficiency of initial data for “saturating” the digital 3D HDM due to the insufficient study of the detailed geological structure of the reservoir part, as well as the limited volume of field data on reservoir pressures, gas flow rates and associated reservoir water in production wells, and the advancement of the gas-water complex, which are necessary for the correct adaptation of the model to the history of UGS operation. In addition, it is not possible to obtain comprehensive data on the location of sources and reliable gas leak rates through wells from the storage facility to control formations.

Taking into account the complexities of constructing a 3D HDM of the reservoir part of the UGS, a HDM of zonal drainage of a gas deposit and seasonal inter-zonal gas flows in the storage facility and inter-reservoir gas flows has been developed.

The article provides information on the physical, geometric and dynamic-kinematic schematization of filtration processes and the mathematical description of the HDM of the reservoir part of the UGS. The main tasks solved using this model are shown.

The results of adaptation of the reservoir part of the HDM to the history of UGS operation are presented. Due to the limited volume of production geophysical data for assessing the change in gas-saturated pore volumes of the identified zones under conditions of the water drive regime, the adaptation of the applied model was carried out using only the monitoring data on average reservoir pressures in the zones. The parameters of the HDM were established for one of the probable options for their identification. The minimum root-mean-square deviation of the calculated average reservoir pressures in the zones for the adaptation period was considered the optimality criterion, taking into account the “weight” of the latter in terms of the accuracy of the field measurement.

The results of the forecast of indicators for the next 3-year period using an HDM of zonal drainage are presented and technological solutions for stabilizing the cyclic operation of the main part of the artificial gas deposit of the UGS are suggested.

Keywords: aquifer, hard-to-be-built low-amplitude structural trap, artificial gas deposit, hydrodynamic model of zonal drainage, seasonal interzonal gas interpreters in the storage facility, interfluous gas renewal, stabilization of the cyclic operation of UGS

References

1. *Determination of geological heterogeneity and tectonic disturbance of the terrigenous reservoir of an underground gas storage facility* [Opredeleniye geologicheskoy neodnorodnosti i tektonicheskoy narushennosti terrigennoy rezervuara podzemnogo khranilishcha gaza]. Moscow: Petro, 2008. (Russ.).
2. *UGS exploration project* [Proyekt dorazvedki PKhG]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2012. (Russ.).
3. *Common depth point 3D seismic exploration works in the northeastern part of the mining allotment of the UGS (72 km²)* [Seysmorazvedochnyye raboty MOGT 3D v severo-vostochnoy chasti gornogo otvoda PKhG (72 km²)]. Moscow: Gazprom Georesurs, 2014–2015. (Russ.).
4. *Common depth point pseudo 3D seismic exploration works in the southwest of the UGS (82 km²)* [Seysmorazvedochnyye raboty MOGT pseudo-3D na yugo-zapade PKhG (82 km²)]. Moscow: Gazprom Georesurs, 2015–2016. (Russ.).
5. *A project for the geological study of subsoil areas located in the Krestetsky District of the Novgorod Region, with the aim of assessing the possibility of expanding an underground gas storage facility* [Proyekt na geologicheskoye izucheniye uchastkov nedr, raspolozhennykh v Krestetskom rayone Novgorodskoy oblasti, s tselyu otsenki vozmozhnosti rasshireniya podzemnogo khranilishcha gaza]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2022. (Russ.).
6. MIKHAYLOVSKIY, A.A., A.V. UKOLOV. Using a model of zonal drainage of an artificial gas deposit for analytical control of gas volumes in reservoirs of UGS [Ispolzovaniye modeli zonalnogo drenirovaniya iskusstvennoy gazovoy zalezhi dlya analiticheskogo kontrolya obyemov gaza v plastakh-kollektorakh podzemnogo khranilishcha gaza]. *Georesources*, 2023, no. 4, pp. 286–291, ISSN 1608-5043. (Russ.).
7. MIKHAYLOVSKIY, A.A. *Analytical control of gas volumes in reservoir formations of underground gas storage facilities* [Analiticheskiy kontrol obyemov gaza v plastakh-kollektorakh PKhG]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. (Russ.).

УДК 622.24.06

Экспериментальное исследование влияния бурового раствора на полимерной основе на проницаемость низкопроницаемого коллектора

С.Ю. Рукавишников^{1*}, А.А. Рогозин¹, Я.А. Леонов¹

¹ ООО «НК «Роснефть» – НТЦ», Российская Федерация, 350000, Краснодарский край, г. Краснодар, ул. Красная, д. 54

* E-mail: SYu_Rukavishnikov@ntc.rosneft.ru

Тезисы. Процесс вскрытия пласта бурением является ключевым этапом строительства скважины, влияющим на будущие показатели добычи. На этом этапе происходит значительное снижение естественной проницаемости пласта, что особенно важно в контексте разработки коллекторов трудно-извлекаемых запасов. При этом имеется крайне ограниченное количество исследований влияния бурового раствора на фильтрационно-емкостные свойства низкопроницаемых коллекторов.

В данной статье представлены результаты исследования влияния раствора на полимерной основе на проницаемость ядра с низкой абсолютной проницаемостью (менее 10^{-3} мкм²). Экспериментально показано отсутствие влияния фильтрата бурового раствора рассматриваемого состава на проницаемость ядра. Установлена возможность практически полного восстановления исходной проницаемости коллектора. Это возможно в случае использования раствора на полимерной основе, если размер частиц твердой части бурового раствора больше размера пор.

В статье также представлены результаты исследования фильтрационно-емкостных свойств трех образцов ядра (абсолютная проницаемость: $0,290 \cdot 10^{-3}$; $0,640 \cdot 10^{-3}$ и $0,857 \cdot 10^{-3}$ мкм²) и бурового раствора на полимерной основе. При исследовании реологических характеристик бурового раствора установлено несоответствие широко распространенной в промысловой практике модели Бингама – Шведова фактическим значениям напряжения сдвига. Различия особенно заметно в области малых значений скоростей сдвига, характерных для реальных условий бурения. Предложено использовать модель Гершеля – Балкли, которая лучше описывает реологию растворов на полимерной основе со структурообразователем.

В настоящее время вводятся в разработку нефтегазовые месторождения с очень низкими продуктивными характеристиками – проницаемость пород ниже $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм². Данные коллекторы характеризуются сложной, неоднородной структурой порового пространства, наличием микро- и наноразмерных пор, что затрудняет движение флюидов.

Как известно, в призабойной зоне пласта фильтрационные сопротивления движению флюида существенно выше, чем в остальной его части. Одна из причин – проникновение фильтрата бурового раствора и коагуляция призабойной зоны пласта дисперсной фазой раствора в процессе первичного вскрытия.

С целью оценки влияния бурового раствора на полимерной основе на проницаемость низкопроницаемого ядра проведено комплексное исследование ядра и бурового раствора, включая исследование реологии, экспериментальное исследование восстановления проницаемости ядра после воздействия бурового раствора, оценку влияния фильтрационно-емкостных свойств ядра на восстановление проницаемости.

Краткий обзор литературы

Рассмотрим результаты некоторых исследований, выполненных применительно к современным составам буровых растворов для вскрытия коллектора с породами низкой проницаемости, а именно растворам на углеводородной основе и на полимерной основе.

Степень влияния бурового раствора на проницаемость ядра будем оценивать с использованием коэффициента восстановления проницаемости β :

Ключевые слова: низкопроницаемый ядро, буровой раствор на полимерной основе, коэффициент восстановления проницаемости.

$$\beta = \frac{k_1}{k_0} 100 \%, \quad (1)$$

где k_0 и k_1 – проницаемости образца до и после обработки буровым раствором соответственно.

Р. ван Зантенем и др. [1] представлены результаты исследования возможности применения поверхностно-активных веществ (ПАВ) в составе буровых растворов для повышения коэффициента восстановления проницаемости. Исследование проводилось на образцах известнякового керна с начальной проницаемостью по нефти около 10^{-3} мкм² с использованием бурового раствора на водной основе со средним размером частиц кольмантанта 5 мкм. Эксперимент заключался в модификации исходного состава бурового раствора различными типами ПАВ. При использовании оригинальной композиции коэффициент β составил 88 %. Добавление в буровой раствор микроэмульсионного ПАВ позволило повысить β до 103 %.

Чжу Ц. и др. [2] изучено влияния бурового раствора на нефтяной основе на фильтрационные характеристики трещиноватого низкопроницаемого песчаника. Исходная проницаемость матрицы образцов по пластовой воде составляла от $0,008 \cdot 10^{-3}$ до $0,034 \cdot 10^{-3}$ мкм², ширина трещин – от 27,86 до 65,14 мкм, медианный диаметр частиц твердой фазы бурового раствора – 23,12 мкм, среднее значение β – 39,98 %. Исследование показало зависимость β от перепада давления на концах образца. При этом данная зависимость нелинейна и имеет максимум в определенной точке.

Кратко рассмотрим результаты лабораторного исследования влияния бурового раствора на водной основе на свойства низкопроницаемого сланцевого керна [3]. Проницаемость образцов керна – от $0,00034 \cdot 10^{-3}$ до $7,6544 \cdot 10^{-3}$ мкм², глинистость – 34,31 % (преобладает иллит).

Медианный диаметр твердых частиц бурового раствора – 11,54 мкм. В результате исследования выявлено, что основное воздействие буровой раствор оказывает на прилегающую к поверхности часть керна. Так, если коэффициент восстановления проницаемости сразу после воздействия бурового раствора составлял 10...30 %, то после удаления фильтрационной корки он возрастал до 30...50 %, а после отсечения 0,7 см керна со стороны фильтрации бурового раствора – до 56...89 %.

Рассмотрим также результаты исследования влияния бурового раствора на основе разлагаемого полимера на фильтрационные характеристики низкопроницаемого угольного керна [4]. Исследование проводилось на искусственных угольных образцах с абсолютной проницаемостью около $8 \cdot 10^{-3}$ мкм². Коэффициент β для образцов непосредственно после воздействия бурового раствора составлял от 43 до 51 %. Однако применение раствора биологического фермента, разлагающего использованный полимер, позволило повысить β до 66...76 %. Медианный размер частиц бурового раствора снизился с 550 до 132 мкм после применения разлагающего фермента.

Исходя из представленных сведений, можно сделать вывод о недостаточной изученности влияния буровых растворов на низкопроницаемые коллекторы, что послужило мотивацией к данному исследованию. В качестве объекта исследования авторы выбрали раствор на полимерной основе как наиболее широко используемый в современной практике вскрытия коллекторов.

Экспериментальная часть

Анализ образцов керна. Исследование восстановления проницаемости проводилось на образцах керна (табл. 1), отобранного

Таблица 1

Характеристика образцов керна (смешанослойные минералы иллит-сметитового ряда, каолинит)

Характеристика	Образец 1	Образец 2	Образец 3
Минеральный состав	Мелкозернистый песчаник, алеврит, глина	Мелко- и среднезернистый песчаник, алеврит, глина	
Пористость, %	14,07	13,61	13,21
Абсолютная проницаемость, 10^{-3} мкм ²	0,290	0,604	0,857
Остаточная водонасыщенность, %	37,17	28,99	27,23
Глинистость, %	14	5	9
Показатель смачиваемости Амотта	0,98	0,87	0,92

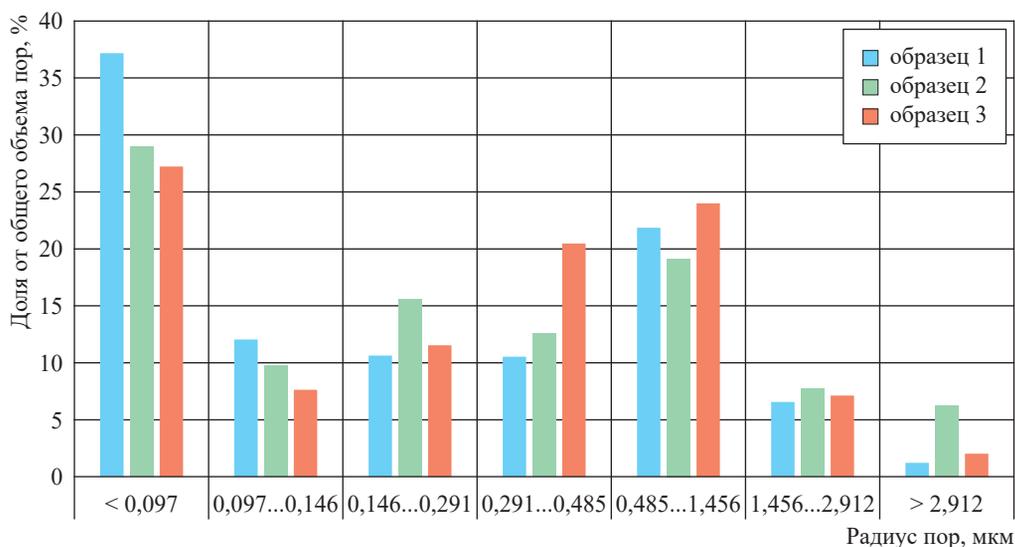


Рис. 1. Распределение пор зерна по размерам

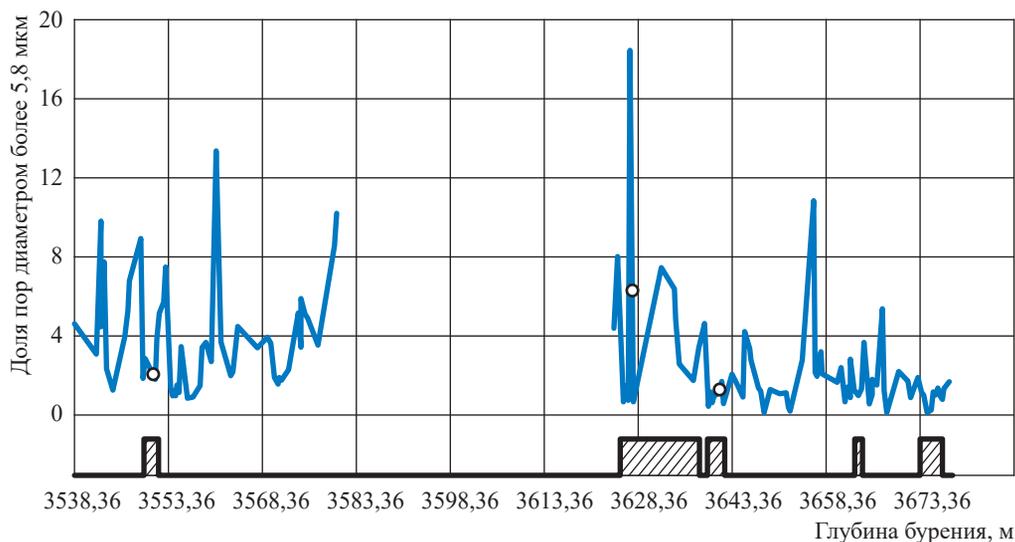


Рис. 2. Распределение пор диаметром более 5,8 мкм в пределах пласта-коллектора: продуктивные зоны пласта показаны штриховкой, точками выделены исследуемые образцы

из низкопроницаемых юрских отложений Западной Сибири. Определение характеристик зерна проводилось в соответствии с международным стандартом¹.

Методом полупроницаемой мембраны [5] получено распределение пор зерна по размерам (рис. 1). Повышение давления вытесняющего воздуха продолжалось до достижения давления 1,52 МПа.

Отдельно на рис. 2 представлено распределение пор диаметром более 5,8 мкм в пределах пласта-коллектора.

Буровой раствор. В табл. 2 представлен состав исследуемого бурового раствора.

Выбор соотношения фракций кольматантов осуществлялся в соответствии с критериями Викерса [6] по результатам промысловых исследований продуктивного горизонта. При этом принималось, что $D_{10} = 2$ мкм, $D_{50} = 8$ мкм, $D_{90} = 52$ мкм. Таким образом было выбрано следующее распределение фракций мраморной крошки: 80 % с $D_{50} = 5$ мкм и 20 % с $D_{50} = 50$ мкм (рис. 3).

¹ См.: API RP 40 – Recommended Practices for Core Analysis. – 2nd ed. – Washington, DC: API, 1998.

Таблица 2

Состав бурового раствора

Агент	Концентрация, кг/м ³
Ксантановая камедь (полимер)	1,5...3
Анионный полиакриламид (полимер)	2...6
Полианионная целлюлоза (полимер)	2...6
Бентонит (структурообразователь)	5...15
Мраморная крошка, $D_{50} = 5$ мкм (кольматант)*	60...90
Мраморная крошка, $D_{50} = 50$ мкм (кольматант)	10...30
Каустическая сода (регулятор pH)	1...3
Известь (регулятор pH)	1...3
Понижитель трения	20...40
Пенוגаситель	0,1...1

* Соотношение $D_N = t$ мкм означает, что N % пор имеют размер менее t мкм.

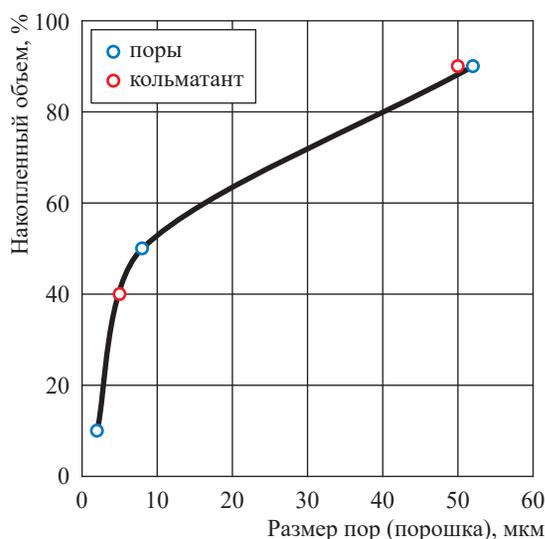


Рис. 3. Подбор фракционного состава кольматантов

Таблица 3

Описание бурового раствора

Плотность, кг/м ³	1470
Вязкость по API, с / 946 мл (1 кварта)	67
Пластическая вязкость (η), мПа·с	28
Динамическое напряжение сдвига (τ_d), Па	16,8
Статическое напряжение сдвига (τ_c), Па, за 10 с / за 10 мин	3,84 / 5,76
Показатель фильтрации, см ³ /30 мин	5,0
Толщина фильтрационной корки, мм	0,98
Содержание песка, %	0,5
Показатель метиленовой сини, кг/м ³	17,81
pH	10

Определение свойств бурового раствора проведено в соответствии с международным стандартом ISO 10414-1:2008². В табл. 3 представлены основные характеристики использованного бурового раствора, определенные при комнатной температуре и атмосферном давлении.

В практике описания реологических характеристик буровых растворов широко используется стандартная модель Бингама – Шведова:

$$\tau = \tau_d + \eta\dot{\gamma}, \quad (2)$$

где τ – касательное напряжение; $\dot{\gamma}$ – скорость сдвига. Однако исследования авторов показали, что модель (2) не вполне применима к составам на полимерной основе со структурообразователем, поскольку не описывает их поведения в области низких скоростей сдвига.

На рис. 4 представлены результаты исследования реологии описываемого бурового раствора на ротационном вискозиметре в сравнении с тремя распространенными реологическими моделями.

На рис. 4 видно, что модель Бингама – Шведова не соответствует фактическим значениям напряжения сдвига в области низких значений скорости сдвига, характерных для реальных условий бурения. В соответствии с полученными данными были вычислены коэффициенты достоверности аппроксимации (R^2): $R^2 = 0,793$ для модели Бингама – Шведова; $R^2 = 0,983$ для степенной модели

² См.: API Recommended practice RP 13B-1 for field testing water-based drilling fluids. – 4th / ISO 10414-1:2008 (Identical), Petroleum and natural gas industries – Field testing of drilling fluids. Part 1: Water-based fluids. – Washington, DC, USA: API, 2009.

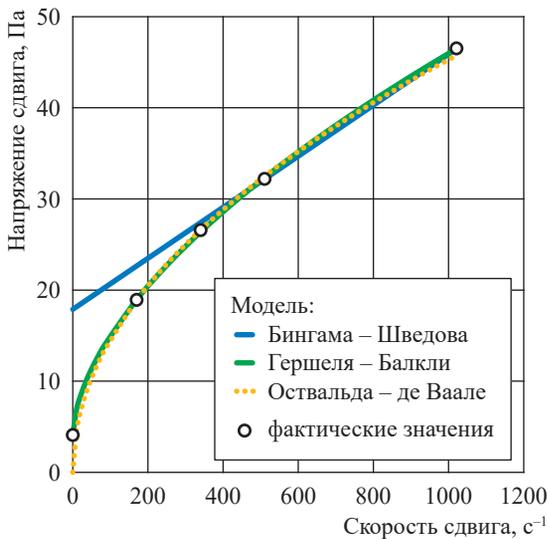


Рис. 4. Сравнение фактической и прогнозной реологии бурового раствора

Оствальда – де Ваале; $R^2 = 0,9999$ для модели Гершеля – Балкли. Сделан вывод, что лучше всего течение полимерного глинистого раствора описывается моделью Гершеля – Балкли, выраженной уравнением

$$\tau = \tau_c + k\gamma^n, \quad (3)$$

где k – показатель консистенции; n – показатель текучести.

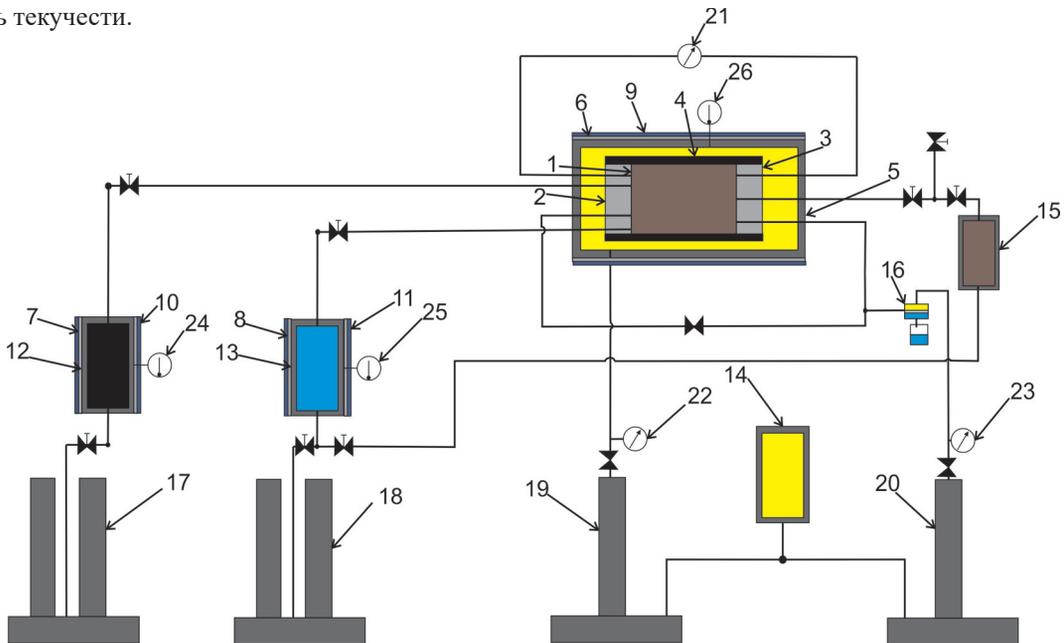


Рис. 5. Схема установки: 1 – керна; 2, 3 – плунжеры; 4 – манжета; 5 – кернодержатель; 6...8 – тепловыделяющие элементы; 9...11 – теплоизоляторы; 12 – емкость для нефти; 13 – емкость для воды; 14 – емкость для гидравлического масла; 15 – емкость для бурового раствора; 16 – регулятор противодействия; 17...20 – насосы; 21...23 – манометры; 24...26 – термометры

Методика исследования восстановления проницаемости керна

На рис. 5 представлена схема использованной в эксперименте фильтрационной установки. Эксперимент проводился по следующей методике: 1) последовательно керна с остаточной водонасыщенностью насыщали моделью пластовой нефти; 2) образец устанавливали в кернодержатель 5; 3) из системы удаляли воздух; 4) температуру и давление в системе поднимали до пластовых; 5) через образец прокачивалась модель нефти в объеме не менее трех поровых объемов; 6) с противоположного конца керна подавался буровой раствор с созданием постоянного перепада давления на концах керна, равного 5 % от пластового давления; 7) при данном перепаде давления керна выдерживался в течение суток; 8) снова производилась фильтрация модели пластовой нефти в объеме не менее 15 поровых объемов. В течение всего эксперимента автоматически записывались давление, температура, расход насосов.

Результаты и анализ

На рис. 6 представлены полученные в ходе исследования зависимости β от объема, профильтрованного через образцы модели пластовой нефти. Видно, что стабилизация перепада

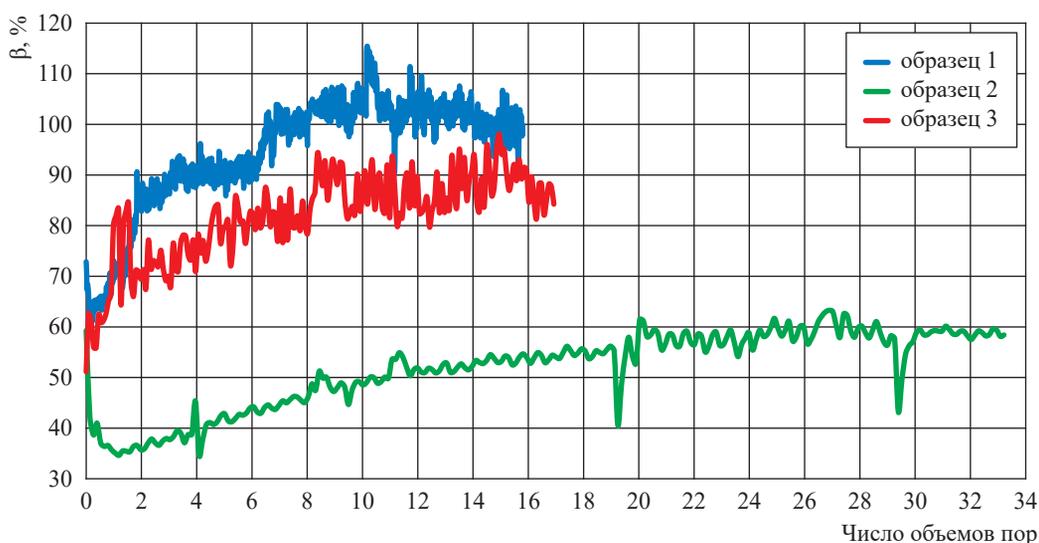


Рис. 6. Зависимость коэффициента восстановления проницаемости от объема прокачанной модели пластовой нефти

давления на 2-м образце наступила, когда через него была профильтрована модель нефти в объеме, соответствующем 26,2 объема пор. Коэффициент β составил 60,3 %.

Коэффициент восстановления проницаемости 3-го образца в пределах погрешности измерений можно принять равным 89,1 %. Стабилизация перепада давления на концах образца наступила после фильтрации модели нефти в объеме 9,2 объема пор.

Конечный коэффициент восстановления проницаемости 1-го образца составил 1, т.е. проницаемость образца была полностью восстановлена. При этом стабилизация перепада давления наступила, когда через образец 1 была профильтрована модель нефти в объеме 6,86 объема пор.

Продемонстрированные на рис. 6 высокие значения β , вероятно, связаны с отсутствием влияния фильтрата бурового раствора, представленного полимерной дисперсионной средой, на проницаемость капилляров. Таким образом, снижение проницаемости в данном случае происходило за счет коагуляции пор твердыми частицами раствора. Как упоминалось выше (см. табл. 2), наименьший диаметр частиц коагулянта составлял 5 мкм, соответственно, можно проследить связь между коэффициентом β и долей пор в образце диаметром более 5,8 мкм (см. рис. 1). В образце с наиболее снизившейся проницаемостью доля таких пор составляет больше 6 %. Стоит также отметить, что, несмотря на сравнительно низкую долю

крупных пор, они имеют преобладающее значение в фильтрации.

Выводы и рекомендации

Исследовано влияния бурового раствора на основе ксантановой камеди, анионного полиакриламида и полианионной целлюлозы на проницаемость образцов керн с абсолютной проницаемостью менее $1 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Изучены реологические свойства использованного бурового раствора. Показано, что модель Бингама – Шведова не описывает зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига в области низких скоростей сдвига растворов на полимерной основе со структурообразователем. Для данного типа буровых растворов лучше использовать модель Гершеля – Балкли.

Экспериментально установлено отсутствие влияния фильтрата бурового раствора на полимерной основе на проницаемость керн. Показана возможность полного восстановления проницаемости керн при условии, если размер частиц твердой фазы бурового раствора больше размера пор.

Таким образом, рассматриваемый буровой раствор на полимерной основе позволяет сохранять исходную проницаемость низкопроницаемого коллектора при контроле размера части твердой фазы раствора и оценке размеров пор пласта перед вскрытием. Частицы твердой фазы раствора должны быть больше диаметра пор.

Список литературы

1. Zanten R., van. Engineering drill-in fluids to improve reservoir producibility / D. Horton, P.B. Tanche-Larsen // SPE European Formation Damage Conference an Exhibition. – 2011. – № SPE-143845-MS.
2. Zhu J. Damage evaluation on oil-based drill-in fluids for ultra-deep fractured tight sandstone gas reservoirs / J. Zhu et al. // Natural Gas Industry B. – 2017. – Т. 4. – № 4. – С. 249–255.
3. Wang R. A laboratory approach to predict the water-based drill-in fluid damage on a shale formation / R. Wang et al. // Energy Exploration & Exploitation. – 2020. – Т. 38. – № 6. – С. 2579–2600.
4. Lyu S. Experimental study of a degradable polymer drilling fluid system for coalbed methane well / S. Lyu et al. // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Т. 178. – С. 678–690.
5. Tiab D. Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transportation properties / D. Tiab, E.C. Donaldson. – Elsevier, 2024.
6. Vickers S. A new methodology that surpasses current bridging theories to efficiently seal a varied pore throat distribution as found in natural reservoir formations / S. Vickers, M. Cowie, T. Jones et al. // AADE Drilling Fluids Technical Conference. – 2006. – Т. 23. – № 1. – С. 501–515. – AADE-06-DF-HO-16. – <https://www.aade.org/application/files/5915/7295/3522/AADE-06-DF-HO-16.pdf>.

Testing the effect of a polymer-based drilling mud on permeability of a tight reservoir

S.Yu. Rukavishnikov^{1*}, A.A. Rogozin¹, Ya.A. Leonov¹

¹ NK “Rosneft” – NTTs LLC, Bld. 54, Krasnaya street, Krasnodar, Krasnodarskiy Kray, 350000, Russian Federation

* E-mail: SYu_Rukavishnikov@ntc.rosneft.ru

Abstract. Pay zone drilling operation is a key stage of well construction, which affects production performance. At this stage, significant formation damage happens, which is especially important in context of difficult oil reservoir development. Meanwhile there is an extremely small amount of studies of the drill-in fluid effect on the properties of a tight reservoir.

This paper presents results of investigating the effect of a polymer-based solution on the permeability of the core samples with low absolute permeability (less than $1 \cdot 10^{-3} \mu\text{m}^2$). The experimental results demonstrated that the filtrate of mud with a considered composition did not result in any significant damage of the core. The potential for almost full recovery of the initial reservoir permeability was established. This can be achieved through the deployment of a polymer-based mud solution provided that the particle size of a solid phase of the drill-in mud exceeds the pore size.

Concurrently, the article presents analysis of three core samples (absolute permeability: $0,290 \cdot 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $0,640 \cdot 10^{-3} \mu\text{m}^2$ and $0,857 \cdot 10^{-3} \mu\text{m}^2$) and the polymer-based drill-in fluid. While studying the rheological properties of the drill-in fluid, it was observed, that the Bingham–Schwedow model widely used in field practice did not correspond to the actual value of shear stress. Disparity is clearly visible in the region of low shear rates, which characterize the real drilling conditions. Authors suggest application of the Herschel–Bulkley model, which describes better the rheology of polymer-based solutions with a structure-forming agent.

Keywords: low-permeability core, polymer-based drill-in fluid, permeability recovery.

References

1. ZANTEN, R., van, D. HORTON, P.B. TANCHE-LARSEN. Engineering drill-in fluids to improve reservoir producibility. In: *SPE European Formation Damage Conference an Exhibition*, 2011. SPE-143845-MS.
2. ZHU, J. et al. Damage evaluation on oil-based drill-in fluids for ultra-deep fractured tight sandstone gas reservoirs. *Natural Gas Industry B*, 2017, vol. 4, no. 4, pp. 249-255, ISSN 2352-8540.
3. WANG, R. et al. A laboratory approach to predict the water-based drill-in fluid damage on a shale formation. *Energy Exploration & Exploitation*, 2020, vol. 38, no. 6, pp. 2579–2600, ISSN 0144-5987.
4. LYU, S. et al. Experimental study of a degradable polymer drilling fluid system for coalbed methane well. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 178, pp. 678–690, ISSN 0920-4105.
5. TIAB D., E.C. DONALDSON. *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transportation properties*. Elsevier, 2024.
6. VICKERS, S., M. COWIE, T. JONES et al. A new methodology that surpasses current bridging theories to efficiently seal a varied pore throat distribution as found in natural reservoir formations [online]. In: *AADE Drilling Fluids Technical Conference*, 2006, vol. 23, no. 1, pp. 501–515, AADE-06-DF-HO-16. Available from: <https://www.aade.org/application/files/5915/7295/3522/AADE-06-DF-HO-16.pdf>.

УДК 622.32

Оценка внутрипластовых перетоков газа при разработке многокупольных сеноманских залежей с использованием метода материального баланса

А.О. Лысов¹, А.А. Базаев¹, О.В. Сычева^{1*}, А.М. Касперович¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 625003, г. Тюмень, Перекопская ул., д. 19, ДЦ «Атриум»

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

Ключевые слова: внутрипластовый переток, модель материального баланса, сеноманская залежь, запасы газа, пластовое давление, гидродинамическое моделирование.

Тезисы. При разработке многокупольных месторождений Западной Сибири в условиях поэтапного ввода гидродинамически связанных между собой эксплуатационных участков возникает проблема внутрипластового перетока газа. Проанализированы существующие научные исследования, посвященные данной проблематике; выявлена необходимость оценки внутрипластовых перетоков и учета их при адаптации пластового давления в гидродинамической модели. В статье изложен способ оценки и представлены результаты расчета внутрипластового перетока газовой залежи месторождения Западной Сибири на основе модели материального баланса, созданной в программном комплексе «ТНавигатор». Выполнены инициализация и расчет динамической модели. Объем перетока газа, рассчитанный методом материального баланса, учтен при адаптации гидродинамической модели. В процессе адаптации модели произведены локальные корректировки фильтрационно-емкостных свойств пласта в зоне между двумя разрабатываемыми эксплуатационными участками, что позволило увеличить сходимость расчетных и фактических значений пластовых давлений.

Сеноманские залежи Западной Сибири с начала 1970-х гг. занимают ключевую роль в развитии российской газовой промышленности, обеспечивая большую часть добычи природного газа в стране. Стоит отметить выдающийся вклад советского и российского газогидродинамика, специалиста в области разработки и эксплуатации месторождений природных газов Александра Ивановича Гриценко, занимающегося технологиями разработки крупных газовых месторождений [1]. Первоначально предполагалось, что сеноманские залежи обладают однородным геологическим строением коллектора, высокими фильтрационно-емкостными свойствами и пластовыми давлениями. Однако при более детальном анализе результатов сейсморазведочных работ по ряду месторождений обнаружено наличие дизъюнктивных нарушений коллекторов, а также нескольких куполов газоносности.

Учет особенностей геологического строения сеноманских залежей требуется при подсчете запасов газа, являющемся основой для проектирования разработки месторождений. Для того чтобы разработать оптимальную стратегию добычи при наличии нескольких куполов газоносности коллектора, необходимо оценить запасы газа как по куполам залежи, так и в целом по месторождению. Один из основных методов оценки запасов газа – метод материального баланса – основан на законе сохранения массы и обеспечивает учет изменения пластового давления и отборов газа в процессе разработки месторождений. Применение метода материального баланса позволяет уточнить начальные и остаточные геологические запасы газа для залежей различных типов как на начальной стадии их разработки, так и на стадии падающей добычи.

В процессе разработки многокупольных сеноманских газовых залежей немаловажную роль играет очередность ввода проектных мощностей по каждому из куполов с целью предотвращения образования многокилометровых депрессионных воронок, стягивающих запасы газа из куполов, не охваченных разработкой. По причине высоких фильтрационно-емкостных свойств сеноманских коллекторов и с учетом неравномерности ввода мощностей возникает необходимость определения объема утечек газа из неразрабатываемых участков пласта [2]. Оценка внутрипластовых перетоков газа – сложная задача, требующая применения различных

методов и подходов. В контексте разработки многокупольных залежей это ключевой аспект, так как перетоки существенно влияют на эффективность добычи полезных ископаемых и, следовательно, на экономическую целесообразность разработки. Метод материального баланса является одним из наиболее применяемых инструментов в данной области [3].

Авторы провели оценку внутрипластового перетока газа на примере уникальной по запасам залежи месторождения Западной Сибири. Залежь данного месторождения

разрабатывается в течение 25 лет и делится на два эксплуатационных участка. Особенностью разработки месторождения является неравномерный ввод в разработку эксплуатационных участков: первого – в 1999 г., второго – в 2008 г. Оба участка сейчас находятся на стадии падающей добычи. Поэтапное освоение залежи стало причиной возникновения внутрипластового перетока газа из области повышенных давлений второго участка в область пониженных давлений уже дренируемых зон пласта первого участка. Установлен отток газа со второго участка на первый.

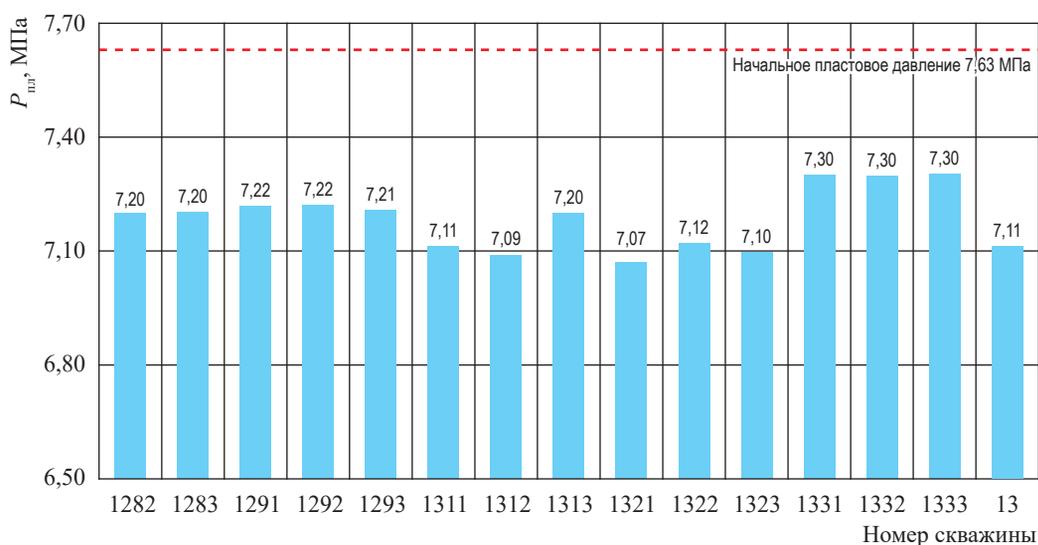


Рис. 1. Распределение пластового давления по скважинам 2-го участка до его ввода в разработку

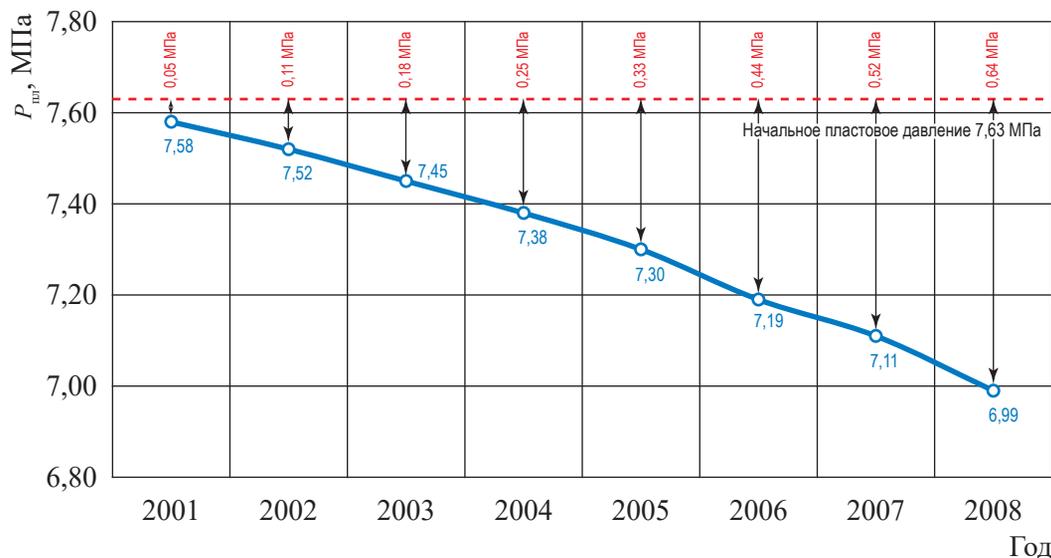


Рис. 2. Распределение пластового давления по наблюдательной скважине № 13 второго участка

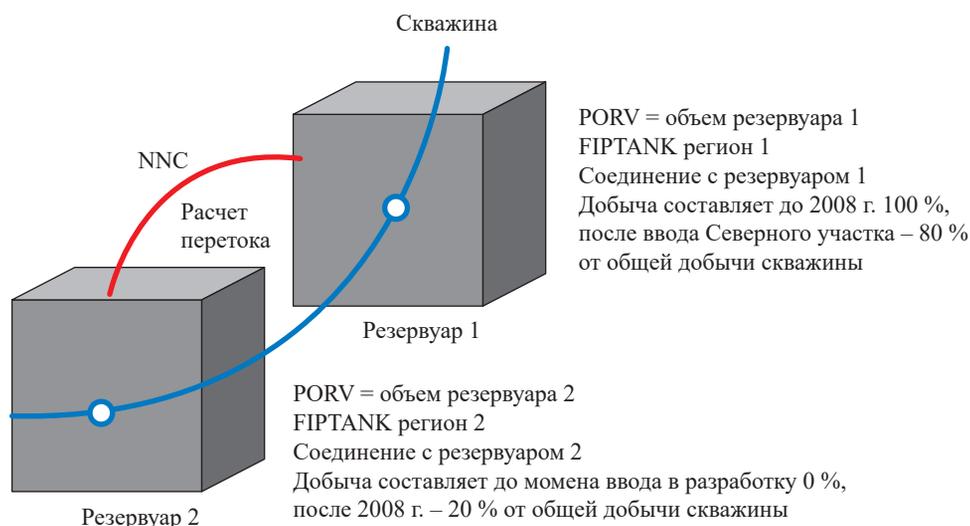


Рис. 3. Схема соединения модели резервуаров

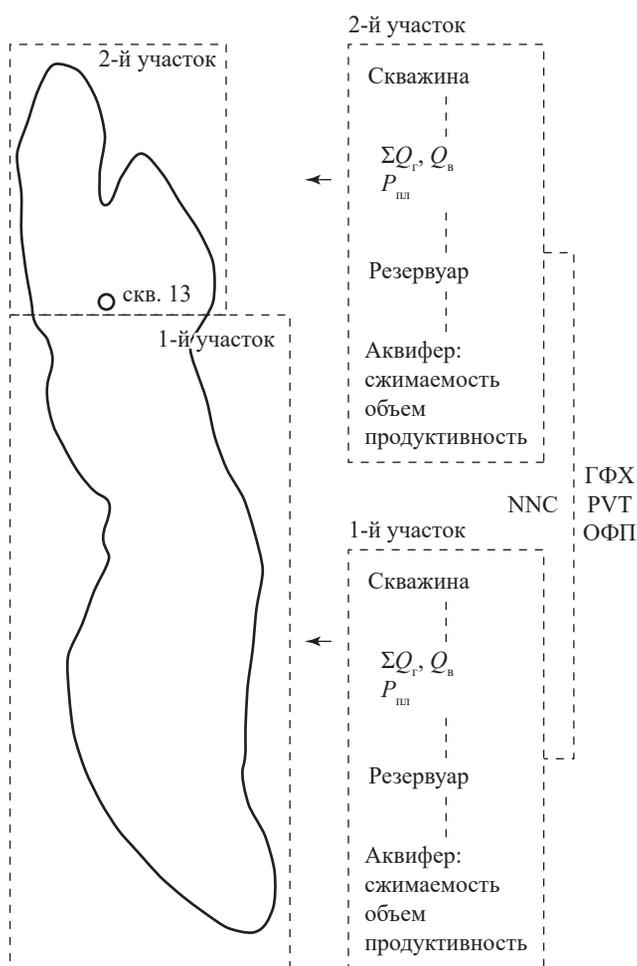


Рис. 4. Принципиальная схема построения модели материального баланса на примере месторождения Западной Сибири, разрабатываемого двумя эксплуатационными участками: Q_g и Q_v – дебиты газа и воды соответственно

Наличие внутрипластового перетока газа между участками подтверждается снижением пластового давления [4] по наблюдательным скважинам второго участка. На момент ввода в разработку второго участка пластовое давление снизилось относительно начального на 4 % (рис. 1).

Провести анализ снижения пластового давления представилось возможным по наблюдательной скважине № 13, расположенной на перешейке между 1-м и 2-м участками. Замеры пластового давления по данной скважине проводились с начала разработки 1-го участка, что позволило проанализировать и зафиксировать темп снижения, косвенно указывающий на переток газа со 2-го участка. На момент ввода в разработку 2-го участка пластовое давление снизилось на 8 % относительно начального пластового давления (рис. 2).

Авторы поставили перед собой задачу количественно оценить внутрипластовый переток между участками с использованием модуля «MatБаланс» программного продукта «Навигатор» [5], с помощью которого возможно:

- определять начальные запасы газа и режим разработки;
- проводить расчет прогнозных показателей разработки;
- оценивать параметры поведения пласта в процессе разработки;
- анализировать эффективность разработки (коэффициент извлечения газа).

Упрощенная модель материального баланса резервуара представляет собой один блок сетки с назначенным поровым объемом

(PORV), на основе которой с учетом фактических данных оценены основные параметры резервуара (запасы, параметры модели аквифера), а также предоставляется возможным получать краткосрочные прогнозы технологических показателей разработки. Модель материального баланса позволяет объединять неограниченное количество резервуаров, между которыми поддержан расчет перетоков (рис. 3). Моделирование перетока между резервуарами выполнено с помощью несоседних соединений (NNC) с заданными проводимостями. Объект «скважина» рассчитывается через стратегию разработки без учета траектории и событий

(перфорация, мост и др.). Для инициализации модели по скважинам необходимы значения исторических дебитов газа и воды, средневзвешенных пластовых давлений по заданным резервуарам.

На основе вышеизложенного создана модель материального баланса для газовой залежи месторождения Западной Сибири. В качестве исходных использованы данные о запасах и добыче газа, свойствах флюидов (PVT) и породы (сжимаемость), относительные фазовые проницаемости (ОФП), геолого-физические характеристики пласта (ГФХ), замеры пластового давления ($P_{пл}$) за историю разработки, информация

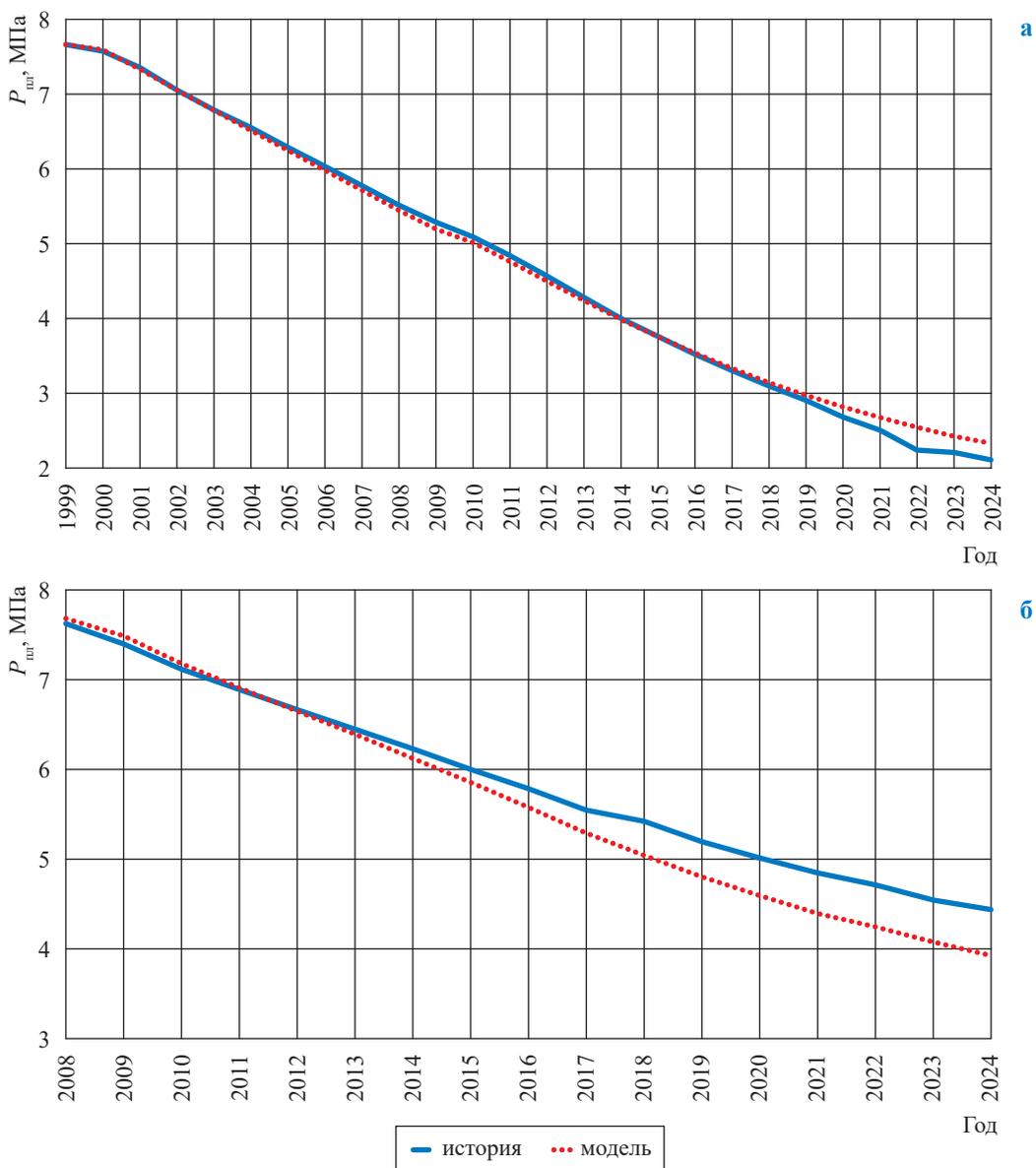


Рис. 5. Сходимость средних значений исторических и модельных пластовых давлений по скважинам первого (а) и второго (б) участков до адаптации

о притоке воды из законтурной области (аквифер). Принципиальная схема построения модели материального баланса газовой залежи месторождения представлена на рис. 4.

На следующем этапе выполнены инициализация и расчет динамической модели. Результаты сходимости исторических и модельных значений $P_{пл}$ двух участков представлены на рис. 5. Видно, что полученные значения среднего давления по скважинам отклоняются от исторических, в связи с чем возникает необходимость адаптировать модель. В качестве адаптируемых переменных модели материального баланса использованы: объем воды в аквифере, коэффициент продуктивности аквифера

и начальные запасы газа, а также проводимостью коллектора смоделирован переток между первым и вторым резервуарами. После адаптации пластовые давления воспроизведены моделью с достаточной точностью (рис. 6), также как и технологические показатели разработки: начальные запасы газа соответствуют утвержденным, разница незначительная – 0,46 %.

С использованием модели материального баланса рассчитан переток со второго на первый участок месторождения, который составил 0,82 млрд м³. Результаты анализа распределения пластового давления по скважинам 2-го участка на момент ввода в разработку, а также оценки объема перетока газа

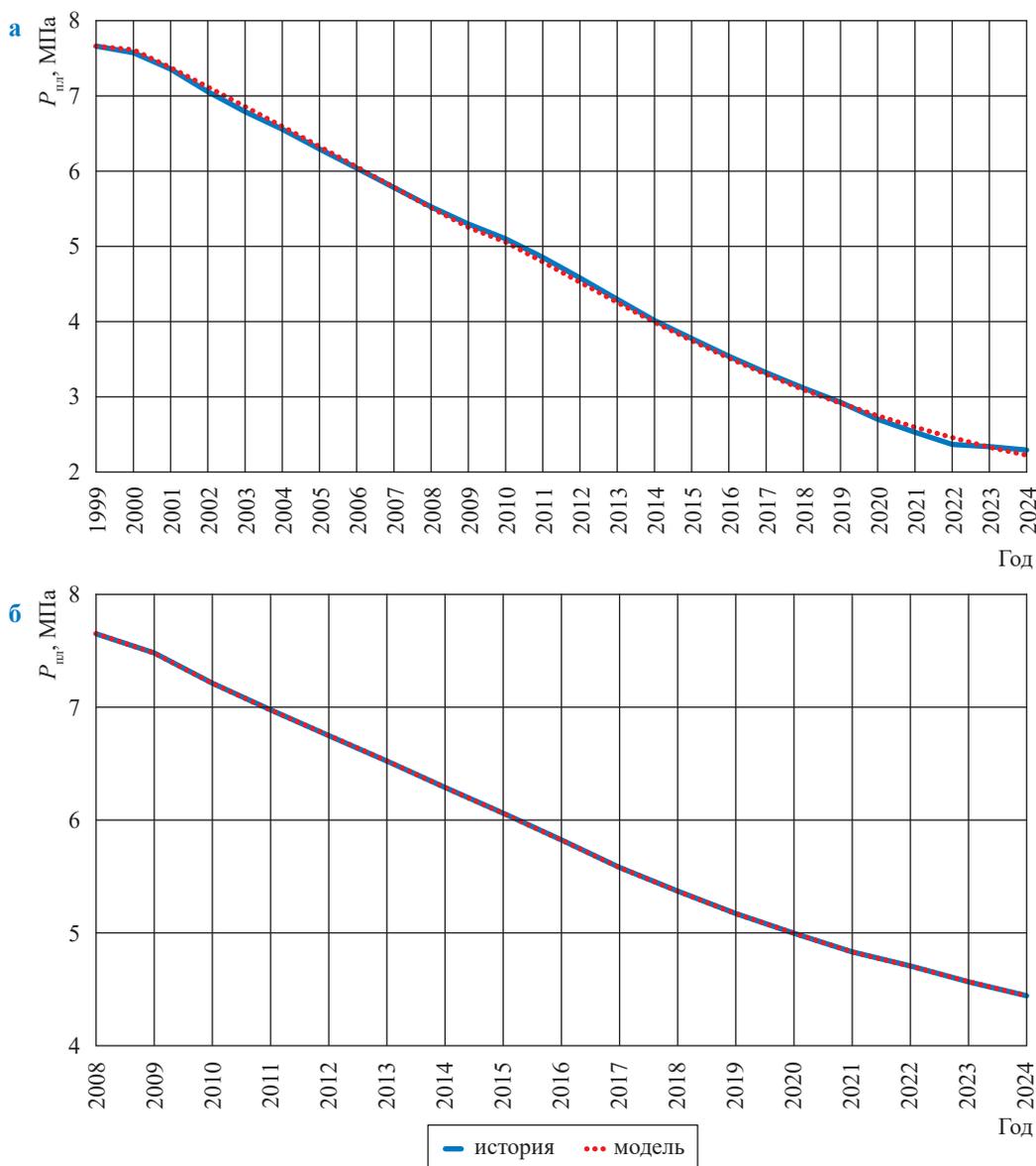


Рис. 6. Сходимость средних значений исторических и модельных пластовых давлений по скважинам первого (а) и второго (б) участков после адаптации

методом материального баланса учтены при адаптации гидродинамической модели месторождения [6, 7]. В процессе адаптации модели [8] произведены локальные корректировки проницаемости в переходной зоне между вторым и первым участками, что позволило обеспечить объем перетока газа в размере 0,86 млрд м³.

С целью определения влияния перетока газа со 2-го участка до момента его ввода в разработку на 1-й участок на темп падения пластового давления проведены дополнительные

расчеты на гидродинамической модели. В случае исключения перетока газа со 2-го участка расчетные значения $P_{пл}$ по каждому из участков имеют существенные отклонения относительно фактического темпа падения пластового давления. Результаты сходимости исторических и модельных значений $P_{пл}$ первого участка с учетом и без учета перетока газа второго участка представлены на рис. 7, по второму участку – на рис. 8.

По итогам работы установлено, что для многокупольных газовых месторождений

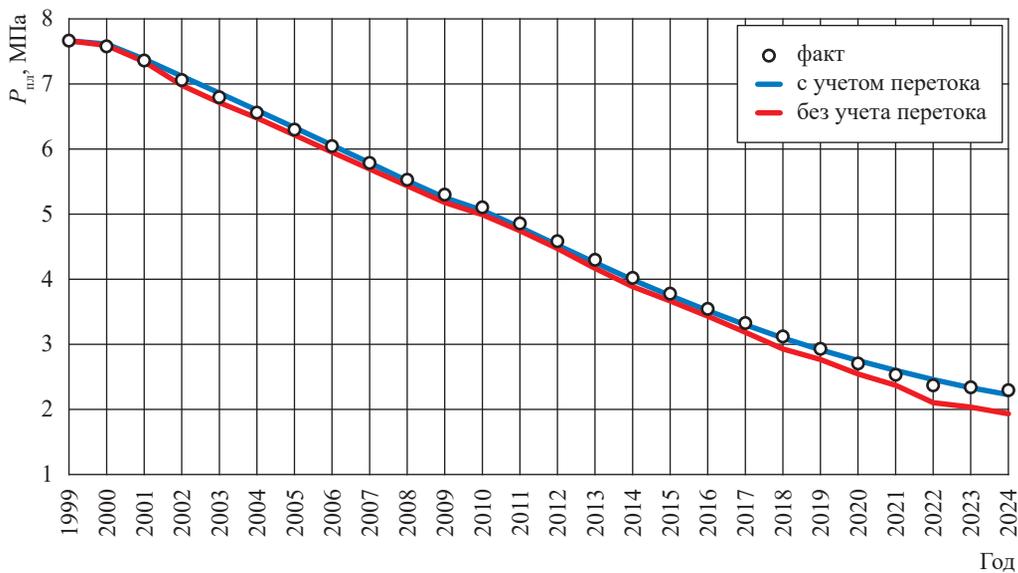


Рис. 7. Сходимость средних значений исторических и модельных пластовых давлений по скважинам первого участка с учетом и без учета перетока газа со второго участка

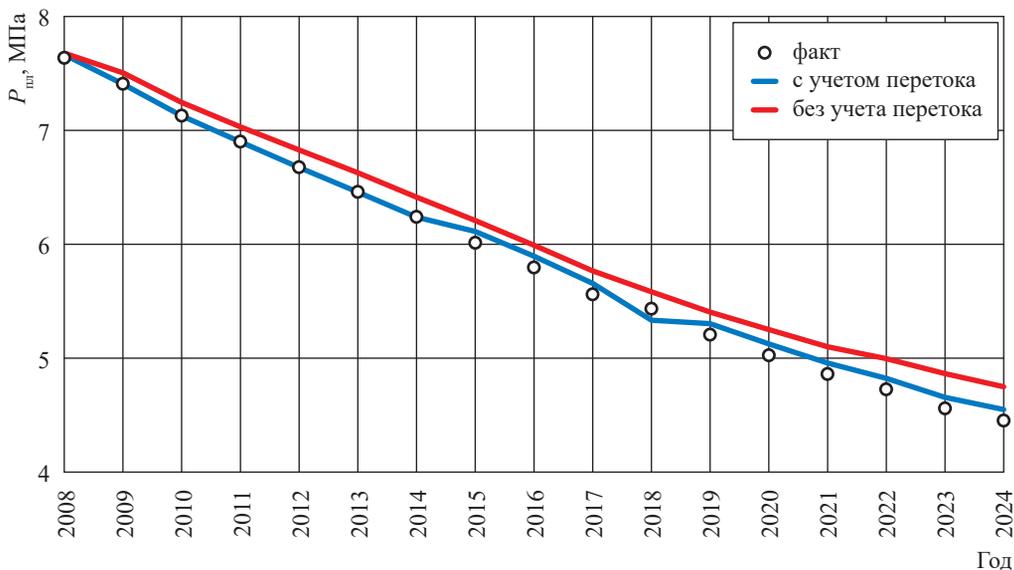


Рис. 8. Сходимость средних значений исторических и модельных пластовых давлений по скважинам второго участка с учетом и без учета перетока газа на первый участок

Западной Сибири в условиях поэтапного ввода в разработку эксплуатационных участков необходимо проводить оценку объемов внутрипластовых перетоков газа для оптимизации процессов добычи и повышения экономической эффективности разработки. Используя модель материального баланса возможно определить диапазон варьирования параметров, обладающих значительной неопределенностью (запасов углеводородного сырья, параметров аквифера и проводимости), гораздо быстрее,

чем на гидродинамической модели. Адаптация гидродинамической модели с учетом проведенной оценки позволит повысить качество воспроизведения истории, что в свою очередь повлияет на выбор дальнейшей стратегии разработки месторождения. На основании полученных результатов можно пересматривать сроки проведения мероприятий, осуществлять выбор мест для бурения новых скважин, технологий бурения и интенсификации, которые направлены на улучшение извлечения газа из пласта.

Список литературы

1. Гриценко А.И. Сеноманский комплекс Западной Сибири: геология, разведка, разработка – будущее / А.И. Гриценко. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2000. – С. 18–36.
2. Гереш Г.М. Влияние внутрипластовых перетоков на темпы отборов газа из Анерьяхинской площади при поэтапном освоении сеноманской залежи ЯГКМ / Г.М. Гереш. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2002. – С. 15–22.
3. Гереш Г.М. Влияние достоверности пластового давления на оценку запасов газа в процессе разработки / Г.М. Гереш, О.А. Контрощикова, М.П. Гереш // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.: сб. науч. ст. / под ред. В.А. Скоробогатова. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С. 137–141. – (Вести газовой науки).
4. Архипов Ю.А. Оптимизация процесса добычи газа на поздней стадии разработки месторождения на основе гидродинамического моделирования / Ю.А. Архипов, Г.И. Облеков, А.Н. Харитонов и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2007. – № 2. – С. 22–29.
5. Руководство пользователя модуля MatБаланс ПО tНавигатор. – М.: ИРМ, 2024.
6. Ваганов Ю.В. Моделирование переходной зоны сеноманской газовой залежи / Ю.В. Ваганов, А.А. Ширияев, В.О. Науменко // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 6. – С. 26–40.
7. Красовский А.В. Современные методы моделирования разработки газовых месторождений / А.В. Красовский, С.Л. Голофаст, З.Н. Шандрыголов. – Новосибирск: Наука, 2018. – 200 с.
8. Красовский А.В. Новые математические методы адаптации геолого-технологических моделей сеноманский газовых залежей / А.В. Красовский, З.Н. Шандрыголов, С.Ю. Свентский и др. // Экспозиция Нефть Газ. – 2013. – № 7 (32). – С. 19–21.

Assessment of the intra-reservoir cross flows of gas via the material balance method when developing multi-dome Cenomanian deposits

A.O. Lysov¹, A.A. Bazayev¹, O.V. Sycheva^{1*}, A.M. Kasperovich¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Atrium business-center, Bld. 19, Perekopskaya street, Tyumen, 625003, Russian Federation

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

Abstract. When developing the multi-dome fields at Western Siberia against the sequential phased commissioning of the hydrodynamically linked producing sections, a challenge of the intra-reservoir cross flows of gas rises. Authors analyzed the correspondent scientific publications and unmasked the necessity to estimate these cross flow and to consider them while adjusting the in-situ pressure values for a hydrodynamic simulator. This article presents both a calculation procedure and the calculated results for a case of the intra-reservoir cross flow within a gas deposit of the West-Siberian field. The named procedure bases on a material balance model designed using the tNavigator software. Initialization and calculation of the dynamic model were done. The calculated volume of gas cross flows was taken into account when adjusting the hydrodynamic model. In course of this adjustment, the reservoir filtration

and porosity values in a bed zone between two producing sections were locally corrected. It improved the agreement of calculated and measured values of the in-situ pressure.

Keywords: intra-reservoir cross flow, model of material balance, Cenomanian deposit, gas reserves, reservoir pressure, hydrodynamic modelling.

References

1. GRITSENKO, A.I. *Cenomanian complex of Western Siberia: geology, prospecting, development – future* [Senomanskiy kompleks Zapadnoy Sibiri: geologiya, razvedka, razrabotka – budushcheye]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2000, pp. 18–36. (Russ.).
2. GERESH, G.M. *Effect of intra-reservoir cross flows on rates of gas withdrawals from the Aneryakhinskaya stretch during gradual development of Cenomanian deposits at Yamburg gas condensate field* [Vliyaniye vnutriplastovyykh peretokov na tempy otbora gaza iz Aneryakhinskoy ploshchadi pri po etapnom osvoyenii senomanskoy zalezhi YaGKM]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2002, pp. 15–22. (Russ.).
3. GERESH, G.M., O.A. KONTORSHCHIKOVA, M.P. GERESH. The impact of formation pressure reliability on gas reserves assessment during development [Vliyaniye fostovernosti plastovogo davleniya na otsenku zapasov gaza v protsesse razrabotki]. In: *Challenges of supplying resources to gas producing regions of Russia to 2030: collection of sc. articles*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2011, pp. 137–141. (Russ.).
4. ARKHIPOV, Yu.A., G.I. OBLEKOV, A.N. KHARITONOV et al. Optimization of gas recovery at late stage of a field development using hydrodynamic simulation [Optimizatsiya protsessa dobychi gaza na pozdney stadii razrabotki mestorozhdeniya na osnove gidrodinamicheskogo modelirovaniya]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*, 2007, no. 2, pp. 22–29, ISSN 2070-6820. (Russ.).
5. *T Nav User Manual. Material Balance module*. Moscow: IRM, 2024.
6. VAGANOV, Y.V., A.A. SHIRYAYEV, V.O. NAUMENKO. Modeling the transition zone of the Cenomanian gas reservoir [Modelirovaniye perekhodnoy zony senomanskoy gazovoy zalezhi]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft i Gaz*, 2022, no. 6, pp. 26–40, ISSN 0445-0108. (Russ.).
7. KRASOVSKIY, A.V., S.L. GOLOFAST, Z.N. SHANDRYGOLOV. *Modern methods for simulating development of gas fields* [Sovremennyye metody modelirovaniya razrabotki gazovykh mestorozhdeniy]. Novosibirsk: Nauka, 2018. (Russ.).
8. KRASOVSKIY, A.V., Z.N. SHANDRYGOLOV, S.Yu. SVENSKIY et al. New mathematical methods of adaptation of geotechnical models Cenomanian gas pools [Novyye matematicheskiye metody adaptatsii geologo-tehnologicheskikh modeley senomanskikh gazovykh zalezhey]. *Ekspozitsiya Neft Gaz*, 2013, no. 7 (32), pp. 19–21, ISSN 2076-6785. (Russ.).

ТЕХНОЛОГИИ ХРАНЕНИЯ И ПЕРЕРАБОТКИ ГАЗА

УДК 622.279.8

Технологические особенности стабилизации газового конденсата на газоконденсатных месторождениях Восточной Сибири и Дальнего Востока

Г.Б. Атаманов^{1*}, В.А. Истомин¹, А.Н. Кубанов¹, И.И. Васильев²

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

² ООО «Газпром добыча Иркутск», Российская Федерация, 664011, г. Иркутск, ул. Нижняя Набережная, д. 14

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

Ключевые слова:

низкотемпературная сепарация, стабилизация конденсата, дефлегмация, ректификационная колонна.

Тезисы. На промысловых установках комплексной подготовки газа (УКПГ) газоконденсатных месторождений Восточной Сибири (Чаяндинское, Ковыктинское) и Дальнего Востока (Киринское, Южно-Киринское) реализована технология низкотемпературной сепарации (НТС) и стабилизации выделенного конденсата с применением процесса ректификации при подаче газа стабилизации в товарный газ УКПГ. В ходе эксплуатации таких установок возник ряд технологических проблем, связанных с особенностями компонентных составов пластовых флюидов, термобарических параметров технологических процессов и реализованных на УКПГ технико-технологических решений. Опыт эксплуатации систем подготовки газа и стабилизации конденсата на рассматриваемых месторождениях показал необходимость более детального анализа специфики процессов и разработки практических рекомендаций по дальнейшей эксплуатации УКПГ.

В работе рассмотрена группа вопросов, связанных с применением процесса ректификации: влияние температуры дефлегмации на показатели работы колонн стабилизации; применимость модификации схемы УКПГ с подачей газа стабилизации на установку НТС, а не в товарный газ; влияние конструкции кубовой части колонны стабилизации на процесс образования отложений в оборудовании циркуляционного контура «куб колонны – фильтр – кубовый циркуляционный насос – печь – куб колонны».

Промысловая подготовка газа газоконденсатных месторождений Надым-Пур-Тазовского региона по технологии низкотемпературной сепарации (НТС) применяется уже 40 лет. Первой (декабрь 1984 г.) была введена в эксплуатацию установка НТС на установке комплексной подготовки газа УКПГ-2В валанжинской залежи Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), затем в короткие сроки введены в эксплуатацию еще три установки НТС. Стабилизация конденсата осуществлялась централизованно на Уренгойском заводе по подготовке конденсата к транспорту, первоначально с четырех УКПГ. В настоящее время установки низкотемпературной подготовки газа имеются на всех газоконденсатных промыслах. В России начиная с 1960–1970-х гг. в развитие низкотемпературных технологий обработки природных газов внес существенный вклад член-корреспондент Российской академии наук, профессор Александр Иванович Гриценко. Его фундаментальные монографии [1–4] и сейчас активно используют в повседневной работе как проектировщики и научные сотрудники, так и специалисты на промыслах.

Публикация обзора современного состояния технологий промышленной подготовки газа газоконденсатных месторождений до 2015 г. [5], по существу, подвела итоги развития промысловых технологий подготовки газа с получением нестабильного товарного конденсата. Далее последовал новый этап развития: на новых газоконденсатных

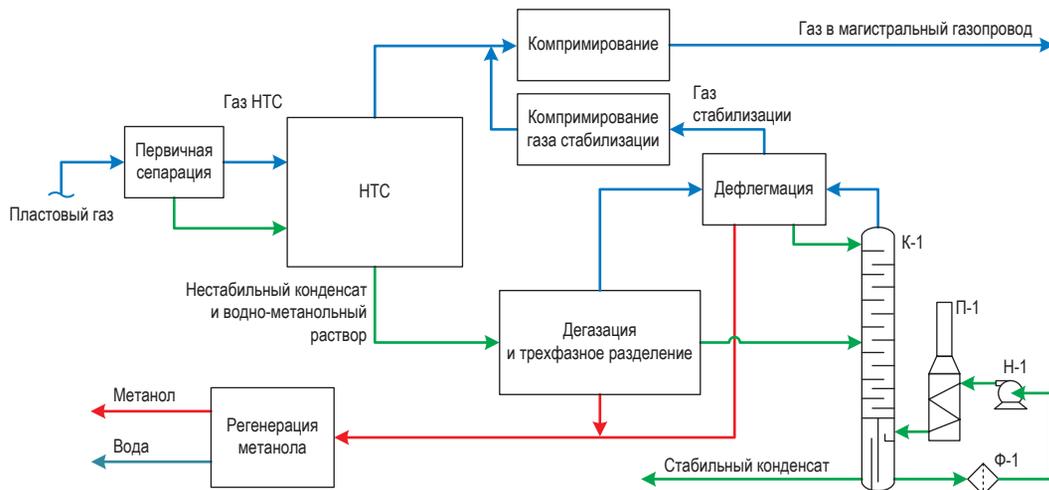


Рис. 1. Принципиальная блок-схема комплекса подготовки газа и стабилизации конденсата на УКПГ Ковыктинского ГКМ: К-1 – стабилизационная колонна; П-1 – печь; Н-1 – циркуляционный насос; Ф-1 – фильтр

месторождениях стали применяться технологии НТС и стабилизации конденсата в рамках единого технологического процесса. При их практической реализации выявлен ряд технологических и эксплуатационных проблем, которые ранее не были известны или не были характерными.

Стабилизация (дебутанизация) конденсата, выделенного на стадиях первичной и низкотемпературной сепарации, состоит в достижении основного показателя ГОСТ Р 54389-2011¹ – давления насыщенных паров (ДНП) – не более 66,7 кПа при температуре 37,8 °С. На УКПГ месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока стабилизацию конденсата осуществляют в ректификационных колоннах в двух модификациях: с орошением собственным холодным конденсатом и с парциальным дефлегматором. Первый способ реализован на Чайандинском [6], второй – на Ковыктинском [7] и Киринском [8] месторождениях.

На рис. 1 на примере УКПГ Ковыктинского газоконденсатного месторождения (ГКМ) приведена принципиальная технологическая схема комплекса подготовки газа и стабилизации конденсата с применением ректификации с парциальным дефлегматором.

Промысловый опыт показал наличие как специфических технологических вопросов эксплуатации, так и общих для всех УКПГ.

Ниже рассмотрены три важных аспекта применения обсуждаемых технологий:

- 1) влияние температуры дефлегмации на показатели работы колонн стабилизации;
- 2) применимость модификации схемы УКПГ с подачей газа стабилизации на установку НТС, а не непосредственно в товарный газ;
- 3) влияние конструкции кубовой части колонны стабилизации на процесс образования отложений в оборудовании циркуляционного контура «куб колонны – фильтр – кубовый циркуляционный насос – печь – куб колонны».

Влияние температуры дефлегмации на показатели работы колонн стабилизации

Как известно, температура дефлегмации наравне с температурой куба является важнейшим параметром регулирования режимов работы колонны, определяющим параметр «флегмовое число» (отношение мольных количеств флегмы, т.е. орошения колонны, и дистиллята, т.е. газа стабилизации). Исследование влияния этого параметра целесообразно проводить при постоянном ДНП кубового продукта (стабильного конденсата). Охлаждение газа, выходящего из колонны с температурой 50...70 °С, можно осуществить в широком диапазоне температур. При использовании холода газа НТС имеется возможность охладить газ из колонны до 10 °С и ниже. Понижение температуры дефлегмации снижает содержание углеводородов фракции C_{5+} в газе стабилизации, но увеличивает количество флегмы и, соответственно, внутреннюю рециркуляцию углеводородов

¹ См.: ГОСТ Р 54389-2011. Конденсат газовый стабильный. Технические условия.

фракции $C_3...C_4$ по колонне, следствием чего является повышение тепловой нагрузки на куб колонны.

Применительно к УКПГ Ковыктинского ГКМ этот момент иллюстрирует рис. 2. Представленные зависимости построены для номинальной добычи газа 78 млн $m^3/сут$, ДНП стабильного конденсата принимается равным 60 кПа. Из графиков на рис. 2 следует, что при понижении температуры дефлегмации, начиная с некоторого значения, происходит резкий рост количества газовых и жидкостных потоков внутри колонны, выраженный в флегмовом числе и показателе тепловой нагрузки на кубовый кипятильник. Этот негативный процесс наступает при температурах дефлегмации ~ 25 ; ~ 19 и ~ 15 °C для НТС ($T_{НТС}$) на изотермах минус 35, минус 30 и минус 25 °C соответственно. Эти значения определяют собой ограничения по температуре дефлегмации в зависимости от температуры НТС. Применительно к УКПГ Ковыктинского ГКМ эти ограничения в графической форме представлены на рис. 3.

Что касается водного раствора метанола (ВМР), то при фиксированном содержании ВМР в поступающем на стабилизацию конденсате в дефлегматоре начинает выделяться водная фаза с определенного порогового значения температуры дефлегмации. При значительном понижении температуры дефлегмации количество водной фазы, возвращаемой в колонну

с орошением, будет возрастать, и если ее не отводить, то возникает теоретически нежелательный режим работы колонны. Практически это приводит к работе массообменных тарелок колонны регенерации в режиме провала жидкости и к образованию водной фазы (подтоварной воды) в составе стабильного конденсата. Температура дефлегмации также оказывает влияние на показатель товарного газа «температура точки росы по водной фазе» ($ТТР_v$).

Влияние газа стабилизации на $ТТР_v$ товарного газа для содержания водной фазы в поступающем на стабилизацию конденсате, равного 500 г на кубический метр конденсата, иллюстрирует рис. 4. Так, исходя из этого рисунка для $T_{НТС} = -30$ °C понижение температуры дефлегмации с 30 °C до минимально допустимого значения 19 °C приводит к понижению $ТТР_v$ товарного газа с минус 20 до минус 23,5 °C.

Важно подчеркнуть, что на практике при низкой температуре дефлегмации факторы избыточной рециркуляции углеводородов $C_3...C_4$ и водной фазы в колонне действуют одновременно. В результате появляются технологические трудности достижения требуемого значения ДНП стабильного конденсата, а также имеет место повышенная тепловая нагрузка на кубовый кипятильник, что может ограничить производительность колонны по сырьевым потокам. Один из путей преодоления указанных проблем при сохранении низкой

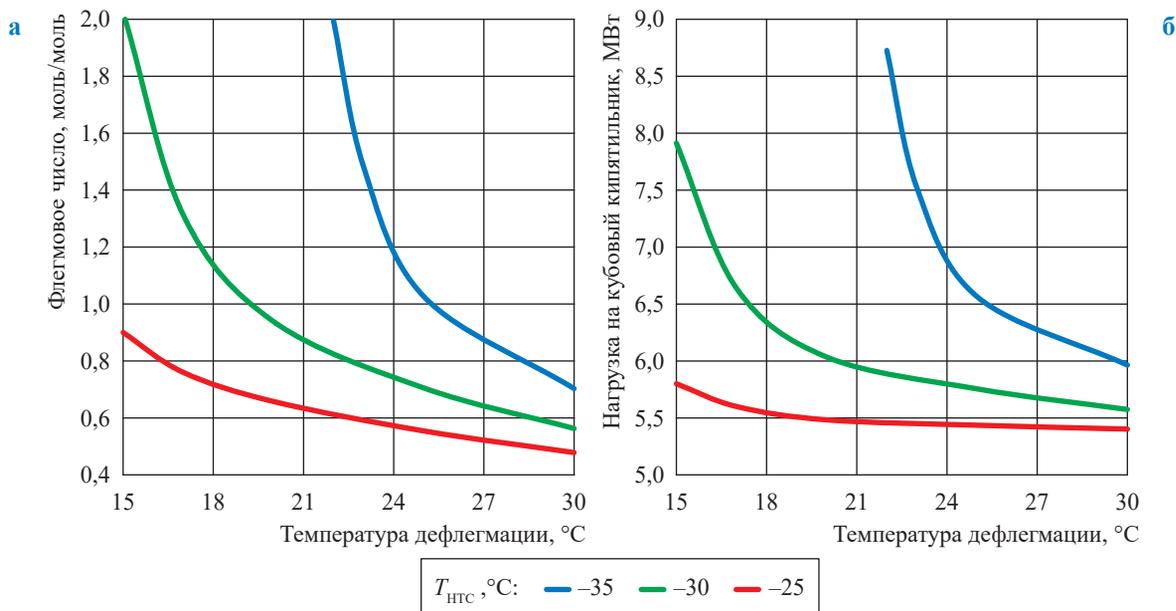


Рис. 2. Зависимости тепловой нагрузки на кубовый кипятильник (а) и флегмового числа (б) от температуры дефлегмации для различных температурных уровней НТС

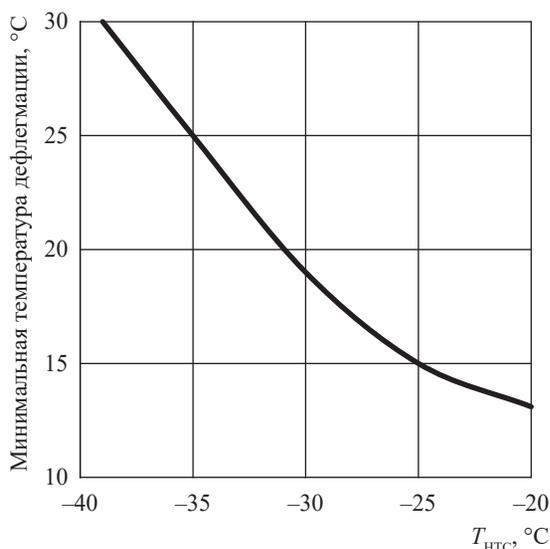


Рис. 3. Зависимость минимально допустимых значений температуры дефлегмации от $T_{НТС}$

температуры дефлегмации – это организация отвода части жидкости из дефлегматора и подача ее в товарный газ (данный технологический прием реализован на УКПГ Ковыктинского и Киринского месторождений).

Описанные особенности проведения стабилизации конденсата в ректификационной колонне с дефлегмацией характерны при наличии значительного количества водной фазы в нестабильном конденсате из-за недостаточно эффективной работы трехфазных разделителей. Обеспечить высокую (проектную) степень отделения водной фазы от конденсатной фазы в разделителях до сих пор фактически не удалось. Учитывая существенное влияние газа стабилизации на TTP_v товарного газа, целесообразно в технологических схемах стабилизации конденсата предусматривать дополнительное отделение водной фазы от углеводородного конденсата, например, в специальных фильтр-коалесцерах [9].

Подача газа стабилизации на установку НТС

Углеводородный конденсат, подлежащий стабилизации, содержит как водную (водно-метанольную или водно-гликолевую) фазу, которую не удастся отделить достаточно полно в разделителях, так и растворенные в конденсате воду и метанол. Так, метанол при высокой концентрации в водно-метанольном растворе довольно хорошо растворяется в жидких углеводородах, причем его содержание

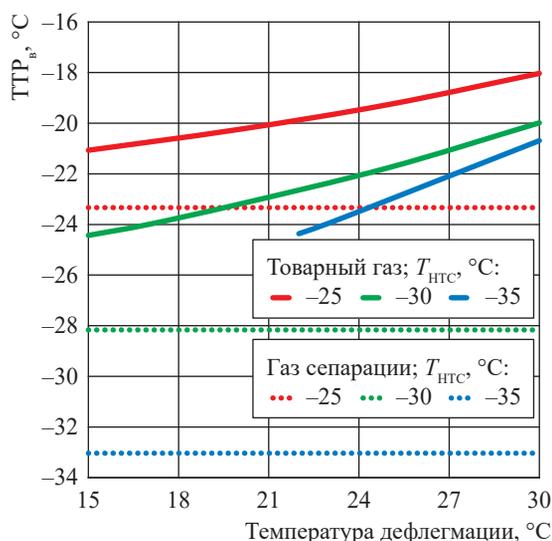


Рис. 4. Влияние газа стабилизации на TTP_v товарного газа при рабочем давлении

в нестабильном конденсате в растворенном виде может быть соизмеримо с количеством, содержащимся в водной фазе. Растворенные в конденсате метанол и вода должны отводиться из колонны стабилизации с газом стабилизации. Это означает, что даже при практически полном разделении конденсата и водного раствора метанола в трехфазных разделителях в газе стабилизации все равно будут присутствовать пары воды и метанола, что приведет к повышению TTP_v товарного газа. Поэтому отказ от подачи газа стабилизации в товарный газ является радикальным способом снижения рисков несоблюдения TTP_v товарного газа.

Такое мероприятие было реализовано на УКПГ-3 Чайядинского НГКМ: скомпримированный газ стабилизации направляют в поток газа перед его распределением на технологические линии НТС. Эффективная работа УКПГ по указанной схеме экспериментально подтверждена. Эффективность этого технологического приема планируется проанализировать в отдельной публикации.

Проанализируем далее применение подобной схемы с подачей газа стабилизации на установку НТС для «жирных» природных газов с содержанием углеводородов C_{5+} на уровне 150...200 г/м³ (Киринское, Южно-Киринское месторождения). Специалисты-технологи опасались, что большое количество газа стабилизации (2 % об. от газа сепарации против 0,4 % об. на УКПГ Чайядинского

НГКМ) приведет к значительной рециркуляции углеводородов C_{3+} и соответствующему росту газовой и жидкостной нагрузки на сепарационное и разделительное оборудование. Однако проведенные авторами расчеты материально-теплого баланса не подтвердили это опасение: предлагаемая схема оказалась вполне работоспособной. Результаты расчетов представлены в таблице, где приведены расходные показатели по УКПГ и компрессорной установке газа стабилизации Киринского ГКМ по двум режимам. Режим 1 является базовым и реализует проектную схему с подачей газа стабилизации в товарный газ. Режим 2 реализует схему с подачей газа стабилизации на установку НТС (на вход низкотемпературного сепаратора).

Как следует из данных таблицы, режим 2 по сравнению с базовым режимом 1 незначительно увеличивает количество нестабильного конденсата на входе колонны стабилизации, но при этом возрастает выход товарного стабильного конденсата, тепловая нагрузка на печь сохраняется на прежнем уровне, а содержание C_{5+} в товарном газе заметно снижается. При этом температуру дефлегмации приходится повышать с 21 до 31 °С, что, несмотря на повышение содержания углеводородов C_{5+} , не является негативным фактором, поскольку газ стабилизации не поступает в товарный газ.

Основной технологический эффект применения этой модификации технологической схемы заключается в значительном снижении TTR_v и $TTR_{ув}$ товарного газа. Однако имеются и негативные показатели процесса:

- для достижения того же значения $T_{НТС}$ требуется более высокое давление входного газа, что приведет к несколько более раннему сроку ввода ДКС и более высокому давлению нагнетания;
- на 30 % возрастет количество газа стабилизации, поступающего на компрессорную установку.

В целом предложенная схема с подачей газа стабилизации на установку НТС оказалась технологически эффективной и была рекомендована к реализации.

Технические предложения по конструкции куба колонны стабилизации

Куб колонны стабилизации традиционно состоит из двух секций, разделенных перегородкой (рис. 5, см. а):

- секции нестабильного конденсата, в нижнюю часть которой поступает жидкость с нижней массообменной тарелки и из которой жидкость выводится на циркуляционный насос Н-1 и далее в печь П-1. Секция всегда заполнена жидкостью;
- секции стабильного конденсата, в которую жидкость поступает путем перелива через

Результаты расчетов режимов работы УКПГ Киринского ГКМ по схемам без и с подачей газа стабилизации на установку НТС

Параметры режима работы УКПГ	Расчетный режим	
	1: подача газа стабилизации в товарный газ	2: подача газа стабилизации перед низкотемпературным сепаратором
Газ на входе в УКПГ млн м ³ /сут	8,00	8,00
$T_{НТС}$, °С	-24,5	-24,5
Давление на входе в установку НТС, МПа	8,3	8,8
Количество газа на входе в низкотемпературный сепаратор, млн м ³ /сут	7,50	7,73
Количество конденсата на входе в колонну стабилизации, т/ч	58,6	62,0
Количество товарного стабильного конденсата, т/ч	50,7	51,2
Температура дефлегмации, °С	21	31
Полезная тепловая нагрузка на печь, МВт	4,50	4,52
ДНП, кПа	65,5	65,6
Содержание C_{5+} в газе сепарации, г/м ³	8,04	6,26
Содержание C_{5+} в товарном газе, г/м ³	7,91	6,26
Содержание $C_3...C_4$ в газе сепарации, г/м ³	44,1	57,4
Содержание $C_3...C_4$ в товарном газе, г/м ³	57,3	57,4
TTR_v товарного газа, °С	-17,5	-27,4
Температура точки росы товарного газа по углеводородам ($TTR_{ув}$), °С	-17,2	-19,8

перегородку. В данной секции организовано регулирование уровня посредством клапана на трубопроводе выходящего стабильного конденсата.

Типовая конструкция колонны такова, что горячий двухфазный поток после П-1 поступает в колонну на уровне между верхом перегородки и нижней тарелкой. Пар уходит на нижнюю тарелку и далее, а жидкость поступает на распределительный поддон и стекает в секцию нестабильного конденсата. Принятая организация потоков обеспечивает устойчивую работу регулятора уровня жидкости в секции стабильного конденсата и циркуляционного насоса Н-1, особенно на начальном этапе эксплуатации с низкой загрузкой колонны по входному потоку. Однако такое решение имеет два существенных недостатка:

1) подмешивание некондиционного конденсата с нижней массообменной тарелки к кондиционному стабильному конденсату, который переливается через перегородку в отсек стабильного конденсата. Для компенсации такого положения конденсат после печи должен иметь ДНП ниже требуемого значения, т.е. циркулирующий через печь поток должен быть перегретым на несколько градусов по сравнению с температурой в секции стабильного конденсата;

2) второй недостаток проявился в процессе эксплуатации всех объектов-аналогов: механические примеси, в том числе кристаллы солей и асфальтенов, попадая с жидкостью в секцию нестабильного конденсата, не выносятся полностью из колонны, а осаждаются и вновь поступают в циркуляционный насос, т.е. имеет место накопление механических примесей, включая кристаллическую соль. Они забивают

фильтры Ф-1 и приводят к абразивному износу проточных частей насосов Н-1.

В связи с этим предложено оригинальное технологическое-конструктивное решение по организации потоков в кубе колонны и печи П-1 (см. рис. 5б).

Изменение конструкции заключается в следующих мероприятиях:

1) организации поступления жидкости, содержащейся в потоке из печи, сразу в секцию стабильного конденсата путем «продления» распределительного поддона;

2) размещении датчиков верхнего и нижнего уровней жидкости в секции нестабильного конденсата таким образом, чтобы верхний уровень жидкости был ниже верха перегородки;

3) организации регулирования уровня жидкости в секции нестабильного конденсата посредством работы насоса Н-1.

Такая реконструкция, по существу, возвращает конструкцию кубовой части к классическому варианту, когда жидкая часть потока после кубовой печи определяет собой стабильный конденсат. При этом содержащиеся в потоке механические примеси покидают колонну, не накапливаясь в оборудовании установки стабилизации конденсата.

Вопрос о практической реализации такой модернизации кубовой части колонны стабилизации – предмет расчетов и обсуждений с участием конструкторов-проектировщиков и эксплуатирующего персонала УКПГ. Представляется, что на новых объектах может оказаться целесообразным вернуться к конструкции кубовой части ректификационных колонн с полуглухой тарелкой, расположенной выше куба и позволяющей автономно отводить жидкость с нижней массообменной тарелки.

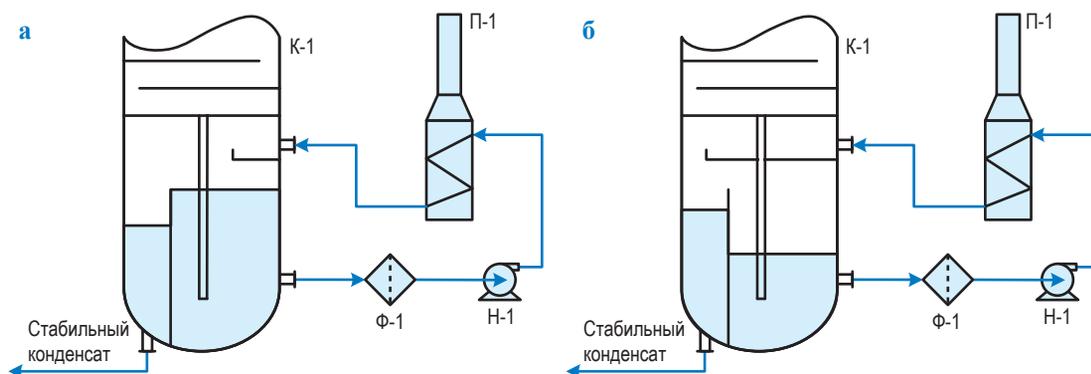


Рис. 5. Типовая (а) и предлагаемая (б) схемы организации потоков в кубовой части колонны стабилизации

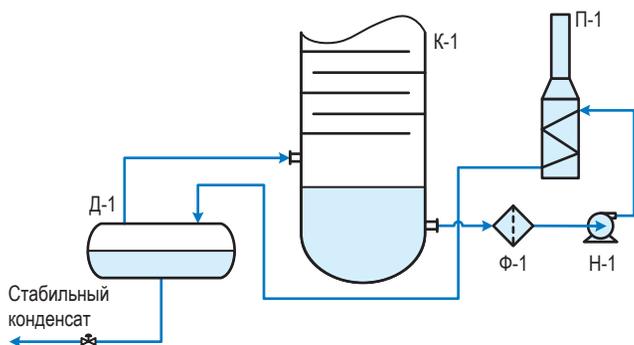


Рис. 6. Схема одного из возможных вариантов организации потоков в кубовой части колонны стабилизации: Д-1 – дегазатор

Другое возможное решение – применить дегазатор на двухфазном потоке после кубовой печи, т.е. исключить разделение куба колонны на секции. Принципиальная технологическая схема такой организации процесса стабилизации приведена на рис. 6.

Заключение

В работе проанализировано перспективное направление развития технологий промышленной

подготовки газа – применение единого технологического процесса НТС и стабилизации выделенного конденсата с подачей газа стабилизации в товарный газ. При использовании такого процесса на месторождениях Восточной Сибири и Дальнего Востока были выявлены новые технологические проблемы эксплуатации вследствие специфики компонентного состава обрабатываемых газов.

Рассмотрены методические вопросы проведения процесса ректификации на примере анализа влияния одного из основных показателей – температуры дефлегмации – для УКПГ Ковыктинского ГКМ. Выявлены ограничения по минимально допустимой температуре дефлегмации в зависимости от $T_{НТС}$. Обоснованы принципиальная работоспособность и эффективность модифицированной схемы УКПГ с подачей газа стабилизации на установку НТС. Приведены рекомендации по более рациональной схеме организации потоков в кубовой части колонн стабилизации конденсата. Рекомендации ориентированы как на эксплуатацию действующих, так и на проектирование будущих УКПГ аналогичного типа.

Список литературы

1. Гриценко А.И. Научные основы промышленной обработки углеводородного сырья / А.И. Гриценко. – М.: Недра, 1977. – 239 с.
2. Гриценко А.И. Физические методы переработки и использования газа: учеб. пособие / А.И. Гриценко, И.А. Александров, И.А. Галанин. – М.: Недра, 1981. – 224 с.
3. Гвоздев Б.П. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: справ. пособие / Б.П. Гвоздев, А.И. Гриценко, А.Е. Корнилов. – М.: Недра, 1988. – 574 с.
4. Гриценко А.И. Сбор и промышленная подготовка газа на северных месторождениях России / А.И. Гриценко, В.А. Истомин, А.Н. Кульков и др. – М.: Недра, 1999. – 473 с.
5. Прокопов А.В. Современное состояние технологий промышленной подготовки газа газоконденсатных месторождений / А.В. Прокопов, А.Н. Кубанов, В.А. Истомин и др. // Вести газовой науки: Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 3 (23). – С. 100–108.
6. Кубанов А.Н. Особенности технологии подготовки газа и газового конденсата на Чайядинском месторождении / А.Н. Кубанов, Г.Б. Атаманов, Д.М. Федулов и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2023. – № 3. – С. 11–18.
7. Кубанов А.Н. Исследования условий достижения требований к температурам точек росы газа на УКПГ Киринского и Южно-Киринского месторождений / А.Н. Кубанов, Д.М. Федулов, Г.Б. Атаманов и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2020. – № 2. – С. 50–56.
8. Кубанов А.Н. Анализ эффективности разделительного оборудования на УКПГ Киринского и Южно-Киринского месторождений / А.Н. Кубанов, Д.Н. Снежко, Д.М. Федулов и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2020. – № 3. – С. 9–18.
9. Compressed Air & Gas Filters / Parker Hannifin Corp. – www.balstonfilters.com.

Process specifics of gas condensate stabilization at gas-condensate fields of Eastern Siberia and Far East

G.B. Atamanov^{1*}, V.A. Istomin¹, A.N. Kubanov¹, I.I. Vasilyev²

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 Gazprom Dobycha Irkutsk LLC, Bld. 14, Nizhnyaya Naberezhnaya street, Irkutsk, 664011, Russian Federation

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

Abstract. At in-situ plants for treating gas of the gas-condensate fields at Eastern Siberia (Chayanda, Kovykta) and Far East (Kirinskoye, Yuzhno-Kirinskoye), the techniques of low-temperature separation and stabilization of the extracted condensate is realized with rectification during injection of the stabilizing gas into the conditioned one. When operating the gas treatment plants, few engineering problems occurred. They refer to the specific component compositions of the in-situ fluids, thermobaric parameters of the industrial processes, and the implemented techniques. Practice has shown the demand for the detailed analysis of the gas treatment peculiarities and for working out the recommendations on further running of the gas treatment plants.

This paper deals with a set of questions related to application of the rectification process, namely: the effect of the refluxing temperature on performance of the stabilization towers, applicability of a treatment plant scheme with pumping of the stabilizing gas into a low-temperature separation unit instead of the conditioned gas, the effect of a cubical part of the stabilization tower on formation of sediments within the equipment of the circulation circuit like “bottom of the tower – a filter – a circulating pump – a furnace – bottom of the tower”.

Keywords: low-temperature separation, stabilization of condensate, refluxing, refraction tower.

References

1. GRITSENKO, A.I. *Scientific principles for field treatment of raw hydrocarbons* [Nauchnyye osnovy promyslovoy obrabotki uglevodorodnogo syrya]. Moscow: Nedra, 1977. – 239 c.
2. GRITSENKO, A.I., I.A. ALEKSANDROV, I.A. GALANIN. *Physical methods for gas processing and application of gas* [Fizicheskiye metody pererabotki i ispolzovaniye gaza]: learning guide. Moscow: Nedra, 1981. (Russ.).
3. GVOZDEV, B.P., A.I. GRITSENKO, A.Ye. KORNILOV. *Operating gas and gas-condensate fields* [Eksploatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy]: reference guidelines. Moscow: Nedra, 1988. (Russ.).
4. GRITSENKO, A.I., V.A. ISTOMIN, A.N. KULKOV et al. *Collection and field treatment of gas at northern fields of Russia* [Sbor i promyslovaya podgotovka gaza na severnykh mestorozhdeniyakh Rossii]. Moscow: Nedra, 1999. (Russ.).
5. PROKOPOV, A.V., A.N. KUBANOV, V.A. ISTOMIN et al. State-of-art technologies for gas treatment at gas-condensate fields [Sovremennoye sostoyaniye tekhnologiy promyslovoy podgotovki gaza gazokondensatnykh mestorozhdeniy]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2015, no. 3 (23): Issues of gas, gas-condensate and oil-and-gas-condensate fields development and operation, pp. 100–108. ISSN 2306-8949. (Russ.).
6. KUBANOV, A.N., G.B. ATAMANOV, D.M. FEDULOV et al. Specifics of gas and gas condensate treatment at Chayanda field [Osobennosti tekhnologii podgotovki gaza i gazovogo kondensata na Chayandinskom mestorozhdenii]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*, 2023, no. 3, pp. 11–18, ISSN 2070-6820. (Russ.).
7. KUBANOV, A.N., D.M. FEDULOV, G.B. ATAMANOV et al. Studies of the Conditions to Achieve the Requirements to the Dew Points Temperature for the Gas at the Comprehensive Gas Treatment Unit at the Kirinskoye and Yuzhno-Kirinskoye fields [Issledovaniye usloviy dostizheniya trebovaniy k temperaturam tochki rosy na UKPG Kirinskogo i Yuzhno-Kirinskogo mestorozhdeniy]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*, 2020, no. 2, pp. 50–56, ISSN 2070-6820. (Russ.).
8. KUBANOV, A.N., D.N. SNEZHKO, D.M. FEDULOV et al. Efficiency Analysis of Separation Equipment at the Comprehensive Gas Treatment Unit at the Kirinskoye and Yuzhno-Kirinskoye fields [Analiz effektivnosti razdelitel'nogo oborudovaniya na UKPG Kirinskogo i Yuzhno-Kirinskogo mestorozhdeniy]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*, 2020, no. 3, pp. 9–18, ISSN 2070-6820. (Russ.).
9. PARKER HANNIFIN CORP. *Compressed Air & Gas Filters* [online]. Available from: www.balstonfilters.com.

УДК 622.279.8

Направления совершенствования подготовки газа на валанжинской залежи Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения

С.А. Шалимов¹, В.В. Моисеев¹, С.П. Дегтярев¹, Д.А. Яхонтов¹, В.А. Истомин²,
М.Н. Макшаев¹, Э.Ф. Гизулин¹, Г.С. Кудияров^{1*}, В.В. Кутуков¹

¹ ООО «Газпром добыча Ямбург», Российская Федерация, 629306, ЯНАО, г. Новый Уренгой, ул. Геологоразведчиков, д. 9

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: G.Kudiyarov@yamburg.gazprom.ru

Ключевые слова: нефтегазоконденсатное месторождение, промысловая подготовка газа, низкотемпературная абсорбция, абсорбер, теплообменник, нестабильный конденсат.

Тезисы. В отечественной газовой промышленности для подготовки продукции эксплуатационных скважин газоконденсатных залежей используется технология низкотемпературной сепарации. В то же время, на установке комплексной подготовки газа Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения применяется более эффективный процесс низкотемпературной абсорбции (НТА). В статье анализируются специфические проблемы эксплуатации установки НТА, возникающие на стадии падающей добычи, и рассматриваются технологические решения по дополнительному извлечению нестабильного конденсата, в том числе поддержание оптимальных давлений в низкотемпературном абсорбере, «теплое орошение» массообменной секции с дополнительным охлаждением газа на входе в низкотемпературный абсорбер.

Статья посвящается 90-летию со дня рождения профессора Александра Ивановича Гриценко.

В газовой промышленности России для промысловой подготовки газа газоконденсатных месторождений к магистральному транспорту используются технология низкотемпературной сепарации (НТС) и ее модификации. В России большой вклад в развитие промысловых версий низкотемпературных технологий внес Александр Иванович Гриценко, что нашло отражение в ряде его фундаментальных монографий [1–6], многочисленных статьях и изобретениях. Так, его основополагающая монография 1977 г. [1] многие годы являлась настольной книгой для научных и технических специалистов, работающих в области сбора и промысловой подготовки газа. Современное состояние развития технологий НТС рассмотрено в ряде работ [6–9]. Настоящая статья посвящается 90-летию со дня рождения профессора Александра Ивановича Гриценко.

В работе представлен обзор технических решений по совершенствованию технологии низкотемпературной абсорбции газа (НТА) на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ). Представленные в статье результаты по оптимизации работы установки НТА на установке комплексной подготовки газа УКПГ-1В Ямбургского НГКМ можно рассматривать как дальнейшее развитие идей А.И. Гриценко в области низкотемпературных технологий промысловой подготовки газа.

Особенности подготовки газа и извлечения газового конденсата на промысловой установке НТА

УКПГ-1В Ямбургского НГКМ – это единственная на сегодняшний день в отечественной практике установка, где для подготовки газа газоконденсатных залежей применяется в промысловых условиях НТА. Основное отличие технологии НТА от традиционной технологии НТС заключается в применении на последней низкотемпературной ступени обработки газа специального массообменного аппарата – низкотемпературного абсорбера, в массообменной секции которого из газа дополнительно

извлекаются углеводородные компоненты C_{3+} за счет подачи частично дегазированной неустойчивого конденсата, выделенного на первой ступени сепарации.

Принципиальная схема подготовки газа на УКПГ-1В [10, 11] представлена на рис. 1.

Существенным преимуществом технологии НТА по сравнению с НТС является при одинаковых термобарических условиях увеличение извлечения компонентов $C_3...C_4$ на 10...15 %, C_{5+} – на 5 %. Надо отметить, что в ходе эксплуатации установки были выявлены недостатки проектной технологической схемы НТА [10], а именно:

- большие по сравнению с НТС безвозвратные потери ингибитора гидратообразования – метанола – из-за необходимости ингибирования как газовых, так и конденсатных линий;
- наличие в составе газового конденсата, подаваемого на орошение низкотемпературных абсорберов, парафинов, которые могут выпадать в массообменной секции;
- наличие заметного капельного уноса «тяжелого» абсорбента с осушенным газом от низкотемпературного абсорбера, что повышает температуру точки росы товарного газа по углеводородам.

Оптимизация и автоматизация расхода метанола с его рециркуляцией и регенерацией ниже не рассматривается, поскольку детальному анализу этого вопроса была посвящена недавняя статья [12].

На поздней стадии разработки для обеспечения регламентных уровней температуры низкотемпературных процессов необходимо соблюдение определенного перепада давления по установке. Меньший перепад давления приводит к недостаточной эффективности оборудования УКПГ, охлаждающего газ (детандеров, эжекторов, дросселей). При этом на выходе УКПГ следует обеспечить давление не ниже определенного уровня, необходимого для транспортировки осушенного газа, что осуществляется посредством применения ДКС. С другой стороны, наличие компрессоров, повышающих давление газа перед входным сепаратором, позволяет снижать давление на выходе газопроводов-шлейфов. В результате устанавливаются необходимые перепады давления в системе «пласт – скважина – манифольд – газопровод системы сбора – входной сепаратор», обеспечивающие стабильную работу оборудования с высокими дебитами газа и выносом образующейся жидкости. Однако

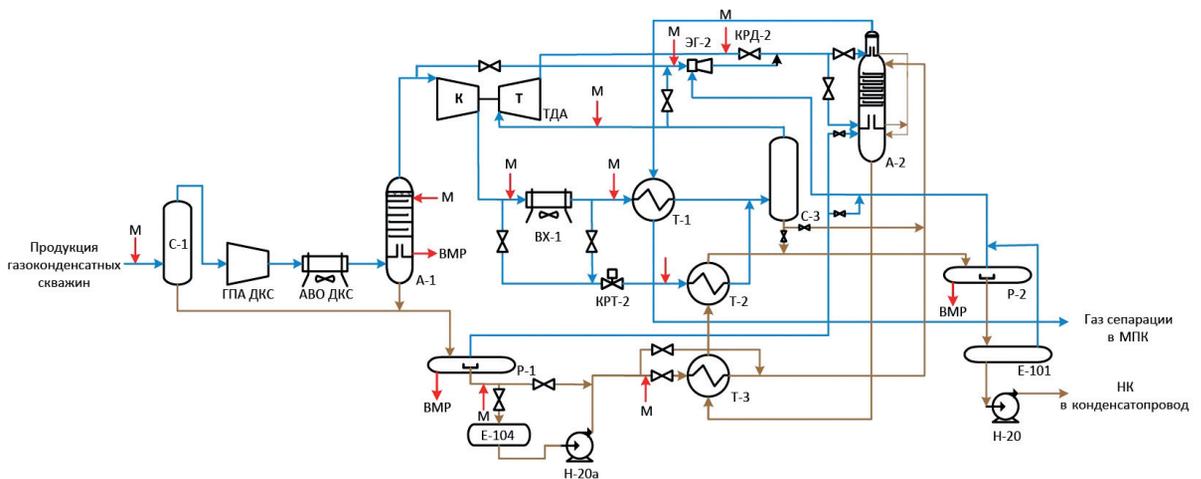


Рис. 1. Принципиальная схема подготовки газа и конденсата к магистральному транспорту на УКПГ-1В Ямбургского НГКМ:

C-1, C-3 – сепараторы; ГПА – газоперекачивающий агрегат; АВО ДКС – аппарат воздушного охлаждения дожимной компрессорной станции; А-1 – абсорбер «отдувки» метанола; К – компрессор;

Т ТДА – турбина турбодетандерного агрегата; ВХ-1 – воздушный холодильник;

Т-1, Т-2, Т-3 – теплообменники «газ – газ», «газ – конденсат», «конденсат – конденсат» соответственно;

КРТ-2 – клапан-регулятор температуры; ЭГ-2 – эжектор газовый; КРД-2 – клапан-регулятор давления;

А-2 – низкотемпературный абсорбер; P-1, P-2 – трехфазные разделители; E-101, E-104 – буферные

емкости; H-20, H-20a – насосы газового конденсата; М – метанол высокой концентрации;

ВМР – насыщенный водой метанол; МПК – межпромышленный коллектор; НК – нестабильный конденсат

снижение давления на входе в первичные сепараторы имеет свои пределы. При дальнейшем падении пластового давления для соблюдения необходимого перепада давления на установке и на ее выходе необходимо менять сменную проточную часть ГПА, вводить дополнительные ступени компримирования ДКС в целях увеличения общей степени сжатия.

Также необходимо отметить наличие минимально необходимого (критического) значения перепада давления потока газового конденсата между первичным разделителем Р-1 и абсорбером А-2. При снижении этого перепада ниже критического уже не обеспечивается подача газового конденсата на орошение массообменной секции А-2. Поэтому для поддержания необходимого перепада приходится фиксировать давление во входных сепараторах С-1 на определенном уровне. Однако это приводит к снижению перепадов давления по скважинам и трубопроводам системы сбора, что повышает риски «самозадавливания» скважин, а также образования жидкостных и гидратных пробок. Если же не зафиксировать давление во входных сепараторах С-1, приходится отказаться от подачи орошения конденсатом абсорберов А-2. В этом случае установка автоматически переходит на работу в режиме НТС, что приводит к снижению извлечения целевых компонентов C_{3+} .

Вынужденное поддержание давления во входных сепараторах С-1 УКПГ-1В началось с 2017 г. Анализ состояния фонда скважин показал, что в устойчивом режиме работали только 73 % от действующего фонда скважин, 7 % эксплуатационных скважин работали в режиме, близком к критическому, а 20 % действующего фонда не удовлетворяли критерию, при котором обеспечивается устойчивый вынос жидкости из насосно-компрессорных труб. В итоге к концу 2019 г. при запуске эксплуатационного фонда после останова газового промысла на планово-предупредительный ремонт 7 скважин не были выведены на технологический режим, а по 11 скважинам приходилось проводить неоднократные работы по их прогреву и выводу на технологический режим с продувкой на горизонтальную факельную установку для обеспечения стабильной работы, тогда как в 2018 г. количества таких скважин составляли соответственно 3 и 5.

Еще одним технологическим осложнением эксплуатации установки НТА на УКПГ-1В

являются парафины, которые периодически обнаруживаются в составе продукции части скважин эксплуатационного фонда валанжинской залежи. Причиной наличия парафинов является вынос ретроградного газового конденсата (содержащего высококипящие углеводороды), выпадающего в призабойной зоне и поступающего периодически на забой скважин. Присутствие парафинов приводит к повышению температуры помутнения газового конденсата, поступающего во входные сепараторы. Наличие парафинов в газовом конденсате, подаваемом на орошение низкотемпературных абсорберов, при его охлаждении в теплообменнике Т-3 и контакте с охлажденным газом в абсорбере А-2 приводит к их выпадению в массообменной секции А-2. Причем выпадение парафинов происходит постоянно после ввода новых эксплуатационных скважин в течение первых трех-четырех лет их работы и периодически во время пуска фонда скважин после их простоя. А из-за нарушения технологического режима массообменного процесса НТА извлечение целевых компонентов из обрабатываемого газа снижается и повышаются уносы жидких углеводородов из А-2.

На УКПГ-1В существует разделение подготовки газа из скважин «старого» и «нового» фондов, введенных в разные периоды и отличающихся давлениями на входе их газопроводов-шлейфов в УКПГ. В 2017 г. введены в работу 20 новых эксплуатационных скважин. Продукция «нового» фонда направляется на подготовку в цех подготовки газа (ЦПГ) 1-й очереди, а «старого» фонда – на компримирование в ГПА ДКС и далее в ЦПГ 2-й очереди. Вследствие ввода новых скважин парафины начали выпадать в абсорберах А-2 ЦПГ 1-й очереди. Поэтому на УКПГ-1В реализована возможность подачи части конденсата от «старого» фонда с гораздо более низкой температурой помутнения (до минус 60 °С) в конденсат «нового» фонда с температурой помутнения –31...–33 °С с целью его разбавления и тем самым снижения степени выпадения парафинов. Но эффект от применения данного решения оказался недостаточным. Для уменьшения негативного влияния выпадения парафинов и обеспечения непрерывной эксплуатации ЦПГ-1 был снижен температурный режим А-2 с –32...–30 °С до –28...–24 °С, что привело к снижению степени извлечения компонентов НК из осушаемого газа. В связи с этим была

поставлена задача разработки более эффективного технологического решения.

Технология насосного орошения низкотемпературных абсорберов конденсатом для обеспечения эффективности процесса НТА

Для элиминации описанных выше осложнений в технологии подготовки газа и газового конденсата на УКПГ-1В, возникших в результате падения пластового давления в газоконденсатных залежах, в ООО «Газпром добыча Ямбург» совместно с проектными институтами ПАО «ЮжНИИгазпрогаз», ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект» предложена и реализована в 1-м квартале 2020 г. схема насосного орошения конденсатом абсорберов А-2 на УКПГ-1В, позволяющая поднять давление потока газового конденсата от первичных разделителей Р-1 до массообменной секции А-2. На принципиальной схеме УКПГ-1В (см. рис. 1) насосная орошения конденсатом представлена буферной емкостью Е-104 и насосами Н-20а, которые обеспечивают сбор газового конденсата от первичных разделителей Р-1 технологических ниток подготовки газа и подачу через теплообменник Т-3 в массообменную секцию А-2. На данную технологию поддержания работоспособности процесса НТА на поздней стадии разработки газоконденсатного месторождения за счет установки насосов подачи НК на орошения абсорберов получен патент [13].

Основной эффект от ввода насосной орошения – обеспечение эффективного протекания процесса НТА без перехода на схему НТС. В то же время насосная подача НК в А-2 позволила также снизить давление на входе в УКПГ газопроводов-шлейфов на 0,5 МПа, что привело к увеличению добычи по УКПГ-1В газа сепарации на 50...75 тыс. м³/ч, а НК на 5...7 т/ч по сравнению с периодом до ввода насосной орошения (с учетом необходимого изменения технологических режимов работы скважин).

Кроме того, снижение давления газа на входе в УКПГ-1В газопроводов-шлейфов системы сбора газа от эксплуатационных скважин исключило преждевременное самозадавливание скважин с низкими устьевыми параметрами. Также стало возможным смешивать газовый конденсат «старого» и «нового» фондов в буферной емкости Е-104 перед подачей насосами Н-20а на охлаждение и далее

в абсорбер А-2. В итоге температура помутнения смешанного потока конденсата составила около минус 45 °С, что полностью исключило проблему выпадения парафинов в А-2 ЦПГ-1 и позволило вернуться к регламентному температурному уровню –30...–32 °С.

Более того, в случае периодического появления парафинов в А-2 ЦПГ-1 и ЦПГ-2 существует возможность подачи «теплого» конденсата от Р-1, минуя его охлаждение в теплообменнике Т-3. Это достигается переключением запорной арматуры перед Т-3 и подачей конденсата по его байпасу. При этом осушаемый газ, поступающий после КРД-2 в массообменную секцию А-2, перенаправляется в верхнюю сепарационную секцию А-2. Временное орошение А-2 теплым конденсатом приводит к переходу выпавших парафинов из твердого состояния в жидкое и тем самым к их выводу из абсорбера. После орошения «теплым» конденсатом в течение некоторого периода, определяемого опытным путем, технологическая схема возвращается в нормальный режим работы с прежней степенью извлечения целевых компонентов конденсата из газа.

Оптимизации режимных параметров процесса НТА с целью увеличения извлечения компонентов С₃₊

С учетом технических и технологических особенностей УКПГ-1В основными путями повышения эффективности процесса НТА являются:

- подбор оптимального давления и снижение температуры газа в А-2;
- использование селективного абсорбента на основе углеводородного конденсата, выделенного на первой ступени сепарации.

Однако реализация этих решений требует в той или иной степени доработки технологической схемы и соответствующих капитальных вложений [9]. В краткосрочной перспективе на первый план выходит задача развития процесса НТА на УКПГ-1В в существующих технико-технологических условиях с основной целью поддержания уровня добычи НК за счет сокращения потерь компонентов С₃₊ с осушаемым газом.

Для исследования эффективности работы установки и определения оптимальных областей термобарических параметров разработана расчетно-технологическая модель УКПГ-1В. Адаптация модели проводилась с использованием фактических параметров

работы аппаратов, химического анализа проб газа, нестабильного конденсата, ВМР, фактических расходов газа и конденсата. В процессе итерационных расчетов получены компонентно-фракционные составы (КФС) технологических потоков по УКПГ-1В, которые с достаточной для практических целей точностью соответствуют фактическому материальному балансу УКПГ.

Нахождение оптимальных режимных параметров работы установки сопряжено с определенными техническими и технологическими ограничениями:

- низкие значения температуры конечной ступени сепарации приводят к увеличению содержания в НК газа дегазации с необходимостью его последующей утилизации;
- температура осушенного газа на выходе из абсорберов А-2 до теплообменников Т-1 ограничена минимально допустимыми рабочими температурами для материала хладостойких коллекторов (до минус 32 °С).

Выделены основные параметры, характеризующие эффективность подготовки газа и извлечения НК: удельный выход НК с УКПГ, удельное извлечение фракции $C_1...C_2$ в НК, удельное извлечение целевых фракций $C_3...C_4$ и C_{5+} в НК и их остаточное содержание в газе сепарации после НТА.

В первой серии расчетов определялось влияние температуры и давления

в низкотемпературных абсорберах А-2 ЦПГ первой очереди УКПГ-1В на удельный выход НК с разделителя второй ступени Р-2 (рис. 2) и его фракционный состав. Из приведенных на рис. 2 результатов расчета удельного выхода НК следует, что повышения удельного выхода НК относительно среднего фактического режима (при давлении 3,75 МПа и температуре минус 32 °С в А-2) можно достичь либо понижением температуры НТА, либо повышением давления в НТА до оптимальных значений. Максимальный возможный выход НК на первой очереди достигается при давлении в абсорбере на уровне 4,75 МПа. Повышение давления абсорбции газа с 3,75 до 4,75 МПа при фактической температуре процесса минус 32 °С позволяет увеличить удельный выход НК с 92,53 до 94,24 г/м³. Суммарно оба фактора – повышение давления до 4,75 МПа и снижение температуры до минус 34 °С – позволяют увеличить выход НК в ЦПГ первой очереди до 96,91 г/м³ (на 4,7 %).

На рис. 3 представлено изменение удельного извлечения углеводородов фракций $C_1...C_2$ и $C_3...C_4$ из потока газа в НК в зависимости от термобарических параметров НТА. Наибольшее извлечение углеводородных компонентов фракции $C_3...C_4$ в НК на первой очереди при фактическом температурном режиме (минус 32 °С) возможно при давлении 4,75 МПа и составляет 28,96 г/м³, при этом увеличение

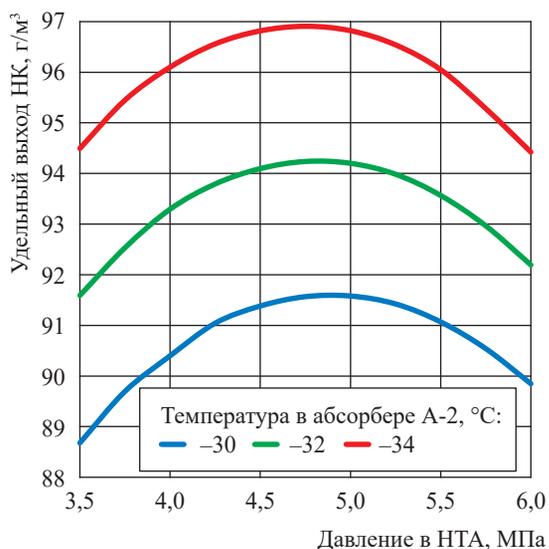


Рис. 2. Зависимость удельного выхода НК на ЦПГ первой очереди УКПГ-1В от термобарических параметров в абсорбере А-2

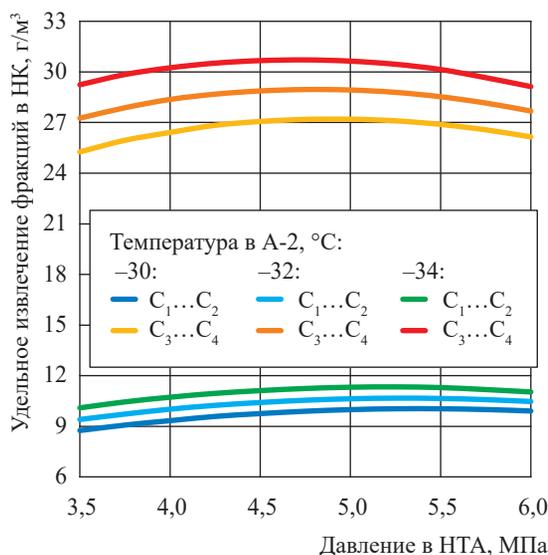


Рис. 3. Зависимости удельного извлечения фракций $C_1...C_2$ и $C_3...C_4$ в НК на ЦПГ 1-й очереди УКПГ-1В от термобарических параметров в абсорбере А-2

относительно фактического режима (давление 3,75 МПа, температура минус 32 °С) составляет 1,08 г/м³. При снижении температуры до минус 34 °С дополнительно увеличивается выход $C_3...C_4$ на 1,75 г/м³, и в итоге он составляет 30,71 г/м³. Массовое содержание углеводородов $C_1...C_2$ в НК имеет тенденцию к возрастанию с повышением давления до 5,25 МПа и при снижении температуры.

На рис. 4 представлена зависимость удельного извлечения фракции C_{5+} в НК от давления и температуры в НТА. Видно, что понижение температуры конечной ступени сепарации увеличивает извлечение фракции C_{5+} . При этом повышение давления выше среднего фактического значения оказывает отрицательное влияние на извлечение C_{5+} из газа в НК и приводит к уносу этой фракции с газом сепарации. При фактической температуре процесса НТА (минус 32 °С) с увеличением давления выше фактического (3,75 МПа) до давления максимальной конденсации $C_3...C_4$ (4,75 МПа) происходит снижение выхода фракции C_{5+} всего на 0,26 г/м³ (т.е. с 53,20 до 52,94 г/м³), что значительно меньше прироста фракции $C_3...C_4$ при аналогичных условиях.

Полученные расчетные зависимости показывают, что увеличение давления в низкотемпературных абсорберах ЦПГ первой очереди УКПГ-1В выше 4,75 МПа приводит к росту содержания низкокипящих углеводородов

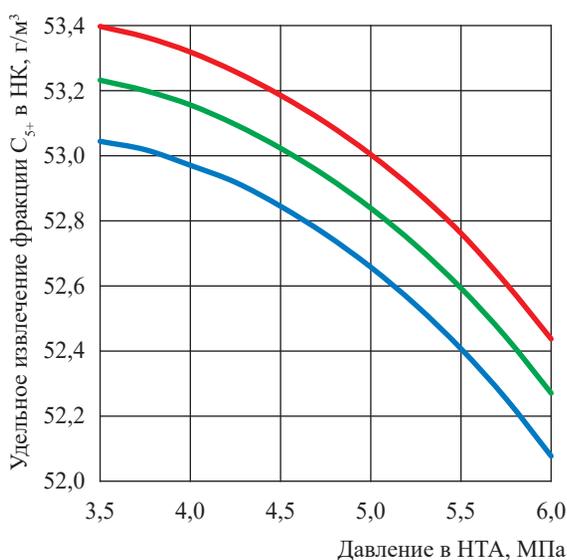


Рис. 4. Зависимости удельного извлечения фракции C_{5+} в НК ЦПГ первой очереди УКПГ-1В от термобарических параметров в абсорбере А-2: см. экспликацию к рис. 2

в осушенном газе и снижению извлечения как целевых компонентов, так и НК в целом. С точки зрения извлечения фракции C_{5+} фактический режим работы НТА является более предпочтительным, однако оптимальные режимные параметры прежде всего принимаются из условия наиболее полного общего извлечения всего НК при его однофазном транспорте с УКПГ-1В. Это значит, что повышение давления в НТА до уровня максимального извлечения пропан-бутановой фракции вполне целесообразно, несмотря на некоторое снижение содержания C_{5+} в НК.

Аналогичным образом произведены расчеты и для второй очереди ЦПГ УКПГ-1В. Исходным сырьем является поступающая из скважин пластовая газожидкостная смесь, отличающаяся более легким составом по сравнению с газожидкостной смесью, поступающей на первую очередь ЦПГ. По результатам расчетов можно сделать следующие выводы:

- содержание компонентов $C_1...C_2$ в НК увеличивается с ростом давления в НТА выше текущего и имеет слабо выраженный максимум при давлении 5 МПа. При фактической температуре процесса его увеличение составляет всего 0,61 г/м³;
- максимальное давление извлечения $C_3...C_4$ реализуется при 4,5 МПа. Увеличение давления с 3,85 до 4,50 МПа при фактической температуре процесса минус 32 °С позволяет повысить выход $C_3...C_4$ на 0,55 г/м³, а дополнительное снижение температуры до минус 34 °С суммарно увеличивает этот показатель на 2,15 г/м³;
- снижение извлечения высококипящих компонентов C_{5+} происходит так же, как на первой очереди ЦПГ. При росте давления в НТА с 3,85 до 4,50 МПа (давление максимальной конденсации $C_3...C_4$) снижение составляет 0,16 г/м³.

Полученные расчетные результаты по второй очереди ЦПГ показывают, что негативное влияние повышения давления в А-2 выше текущего на извлечение C_{5+} , как и на первой очереди, нивелируется общим приростом НК и целевой фракции $C_3...C_4$. Таким образом, за оптимальное давление в низкотемпературных абсорберах второй очереди УКПГ-1В можно принять давление, близкое к 4,5 МПа.

Влияние режимов работы НТА УКПГ-1В на параметры товарного НК и количество газа дегазации, поступившего с разделителей Р-2 и Е-101

Режим работы А-2	Удельный выход НК, г/м ³	Удельное извлечение C ₁ ...C ₂ в НК, г/м ³	Удельное извлечение C ₃ ...C ₄ в НК, г/м ³	Удельное извлечение C ₅₊ в НК, г/м ³	Общий товарный НК по УКПГ-1В, т/ч	Количество газа дегазации с Р-2 и Е-101, тыс. м ³ /ч
Фактический	99,34	9,73	29,25	58,72	147,15	15,45
Оптимальный по давлению	100,71	10,35	30,10	58,57	149,07	22,62
Оптимальный по давлению и температуре минус 34 °С	103,64	11,09	31,93	58,86	153,16	25,20

На следующем этапе выполнены расчеты выхода товарной продукции в целом по УКПГ-1В для трех режимов (таблица):

- фактического режима работы низкотемпературных абсорберов (температура минус 32 °С, давление для первой очереди ЦПГ – 3,75 МПа, для второй – 3,85 МПа);
- оптимального режима по давлению и фактического режима по температуре (температура минус 32 °С, давление для первой очереди ЦПГ – 4,75 МПа, для второй – 4,50 МПа);
- оптимального режима по давлению (давление для первой очереди ЦПГ – 4,75 МПа, для второй – 4,50 МПа) и температуре (минус 34 °С) при постоянных значениях температуры и давления в разделителях второй ступени Р-2 и буферной емкости товарного конденсата Е-101.

При этом для практического применения полученных результатов удельное извлечение компонентов газового конденсата анализировалось относительно общего расхода товарного газа.

Из таблицы следует, что оптимальные давления процесса НТА при регламентной температуре позволяют увеличить удельный выход товарного НК на 1,37 г/м³ по сравнению с фактическими режимами НТА. Этот результат достигается за счет дополнительного извлечения фракций C₁...C₂ и C₃...C₄. Со снижением температуры до минус 34 °С удельный выход товарного НК увеличивается еще на 2,93 г/м³, при этом отрицательная динамика извлечения C₅₊ при повышении давления абсорбции компенсируется снижением температуры процесса. Поскольку на УКПГ-1В товарным продуктом является нестабильный конденсат, а не деэтанализованный, то наличие легких компонентов C₁...C₂ допустимо при условии

однофазного транспорта НК по конденсатопроводу от УКПГ до Новоуренгойского завода по подготовке конденсата к транспорту [10].

Подача «теплого» абсорбента на орошение низкотемпературных абсорберов УКПГ-1В

Представленные решения по оптимизации работы установки НТА на УКПГ-1В, в частности поддержание давления в низкотемпературных абсорберах в области оптимальных значений 4,50...4,75 МПа и снижение температуры процесса ниже регламентных минус 32 °С, на текущий момент нереализуемы. Для обеспечения транспортировки товарного газа в однофазном состоянии регулировать давление в А-2 необходимо на линии осушенного газа после теплообменника Т-1 (см. рис. 1), что технически еще не обеспечено. В части снижения температуры газа в А-2 требует решения вопрос соответствия разрешенных рабочих температур трубопроводов до и после А-2.

В качестве текущего решения задачи снижения температуры НТА предложена схема с постоянным «теплым орошением» и дополнительным понижением температуры газа на входе в абсорбер А-2. На рис. 5 представлена принципиальная схема НТА с «теплым орошением». Такая схема реализуется путем подачи НК первой ступени сепарации без охлаждения встречным потоком НК с куба абсорбера А-2 в теплообменнике Т-3 (конденсат – конденсат) напрямую в массообменную секцию А-2.

На расчетно-технологической модели УКПГ-1В проведены оценочные расчеты влияния подачи «теплого» НК в массообменную секцию низкотемпературного абсорбера на степень извлечения углеводородного конденсата и отдельно фракций C₁...C₂, C₃...C₄,

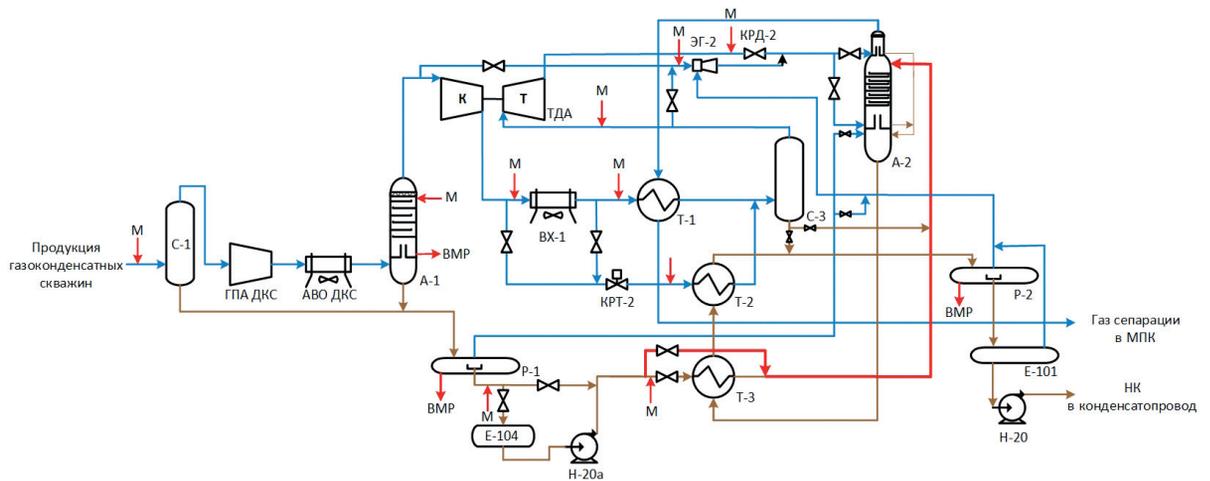


Рис. 5. Принципиальная схема НТА с «теплым орошением» на УКПГ-1В Ямбургского НГКМ

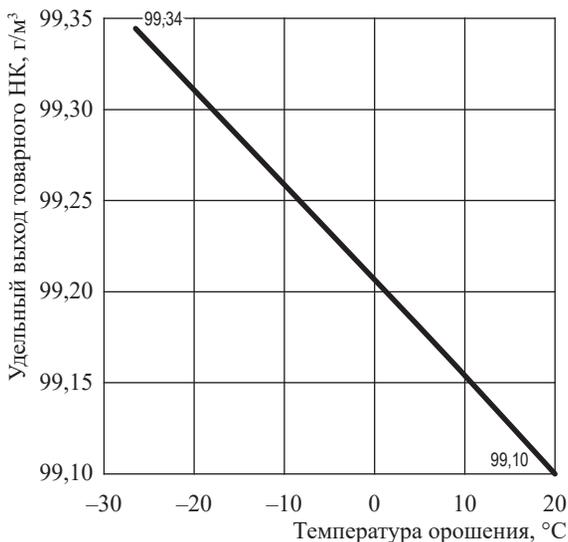


Рис. 6. Зависимость удельного выхода товарного НК от температуры орошения

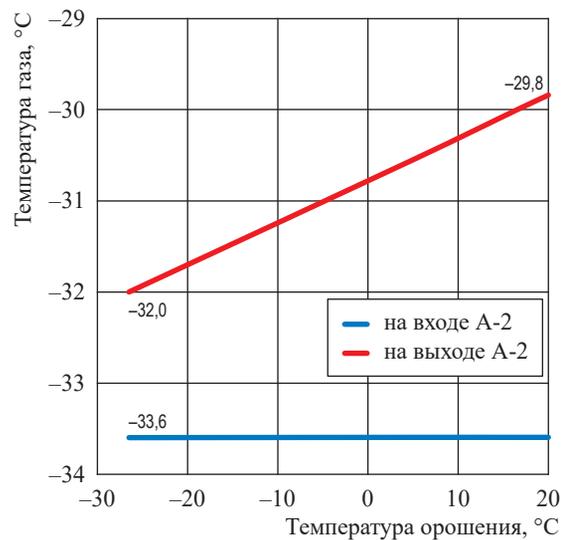


Рис. 7. Зависимость температуры газа на выходе абсорбера А-2 от температуры орошения при фактической температуре газа на входе А-2

C_{5+} с учетом фактического давления в абсорбере А-2 и температурного режима газа на входе в него. Согласно графику на рис. 6, повышение температуры НК, подаваемого на орошение, с режимных значений минус 26,5 °C до среднего фактического значения температуры перед теплообменником Т-3 20,0 °C снижает степень извлечения товарного НК всего на 0,24 г/м³. При этом извлечение $C_1...C_2$ уменьшается на 0,03 г/м³, $C_3...C_4$ – на 0,13 г/м³, C_{5+} – на 0,04 г/м³.

Столь незначительное снижение выхода товарного НК при орошении «теплым» конденсатом свидетельствует о практическом

отсутствии зависимости абсорбционных свойств абсорбента от его температуры.

На рис. 7 представлены зависимость изменения температуры газа на выходе А-2 от температуры абсорбента и график температуры газа на входе А-2. По расчетам отмечается повышение температуры газа на выходе абсорбера с минус 32,0 °C до минус 29,8 °C при постоянной температуре на входе минус 33,6 °C.

Далее был рассмотрен режим НТА с «теплым орошением» и температурой газа минус 32,0 °C на выходе А-2. На рис. 8 представлены результаты расчетов удельного извлечения НК от температуры

орошения. Повышение температуры НК, подаваемого на орошение, до 20,0 °С позволяет увеличить извлечение НК на 2,76 г/м³, C₁...C₂ – на 0,68 г/м³, C₃...C₄ – на 1,83 г/м³, C₅₊ – на 0,21 г/м³. В свою очередь, температура газа на входе А-2 снижается с минус 33,6 до минус 36,0 °С при минимально разрешенной температуре газа на выходе минус 32,0 °С (рис. 9), что и определяет уменьшение потерь целевых фракций НК с осушенным газом.

Снижение температуры газа происходит за счет подачи холодного НК с куба А-2 напрямую в теплообменник Т-2 (газ – конденсат) без предварительной рекуперации холода НК в межтрубном пространстве теплообменника Т-3 (конденсат – конденсат).

Линейный характер полученных зависимостей изменения удельного выхода НК от температуры газа обусловлен изобарическими условиями расчетных вариантов процесса НТА с фиксированным соотношением расходов газа и абсорбента по абсорберам А-2, а также составом абсорбента. По результатам расчетов можно заключить, что повышение температуры абсорбента не ухудшает его абсорбционных свойств и тем самым не снижает степень извлечения компонентов НК из осушаемого газа. Это, в свою очередь, дает возможность использовать «теплый» НК первой ступени сепарации как «инструмент регулирования» температуры верха абсорбера при дополнительном снижении температуры газа перед А-2.

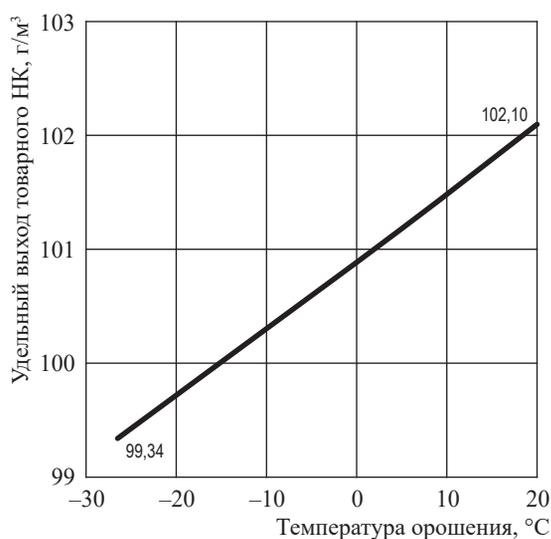


Рис. 8. Зависимость удельного выхода товарного НК от температуры орошения при температуре газа на выходе А-2 минус 32,0 °С

В целях определения практической применимости и подтверждения расчетов, полученных с использованием технологической модели, проведены промышленные испытания предложенной схемы НТА с «теплым орошением» на технологическом оборудовании УКПГ-1В. Во время испытаний необходимо было решить следующие основные задачи: установить закономерности изменения компонентного состава осушенного газа и товарного конденсата при работе по схеме НТА с «теплым орошением», определить дополнительные энергозатраты на снижение температуры газа перед абсорбером А-2 и оценить изменение количественных показателей товарной продукции УКПГ-1В.

Испытания проводились на трех режимах:

1) принятая схема НТА на УКПГ-1В с «холодным орошением» на технологических нитках ЦПГ-1 и ЦПГ-2 (температура газа на выходе абсорберов А-2 составляла минус 32 °С);

2) схема НТА с «холодным орошением» на технологических нитках ЦПГ-1 и «теплым орошением» на технологических нитках ЦПГ-2 (температура газа на выходе абсорберов А-2 составляла минус 32 °С);

3) схема НТА с «теплым орошением» на технологических нитках ЦПГ-1 и ЦПГ-2 (температура газа на выходе абсорберов А-2 составляла минус 32 °С).

Для регулирования температуры газа используются аппараты воздушного охлаждения ВХ-1 (см. рис. 5). При этом количество

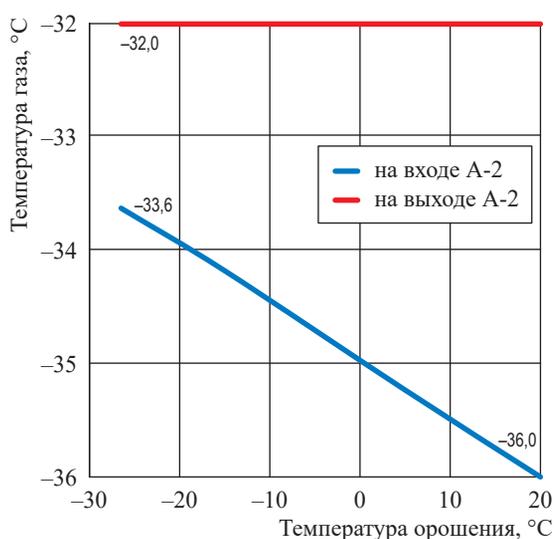


Рис. 9. Зависимость температуры газа на входе абсорбера А-2 от температуры орошения при температуре газа на выходе А-2 минус 32,0 °С

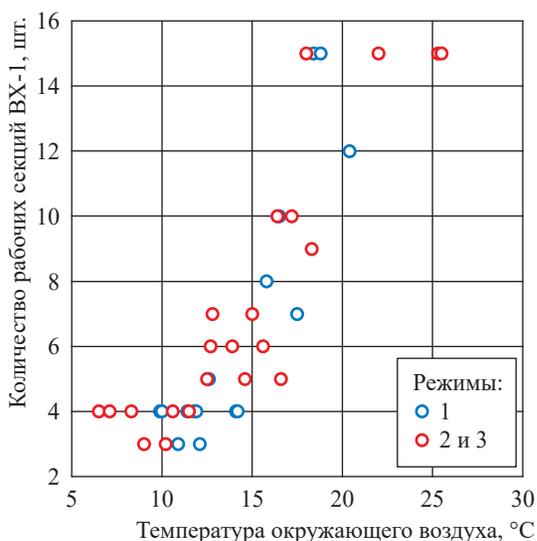


Рис. 10. Зависимость количества рабочих секций ВХ-1 на режимах 1...3 от температуры окружающего воздуха

дополнительно рабочих секций ВХ-1 определяет основные энергозатраты на снижение температуры газа. На рис. 10 представлены зависимость количества рабочих секций ВХ-1 на режимах 1...3 от температуры окружающего воздуха.

Анализ работы ВХ-1 показал, что с переходом на режимы 2 и 3 количество рабочих секций ВХ-1 не увеличивается. Это свидетельствует об отсутствии дополнительных энергозатрат. Таким образом, снижение температуры потока газа перед А-2 до значений, при которых на выходе из абсорбера поддерживается регламентная температура минус 32 °С, происходит за счет подачи холодного НК напрямую с кубовой секции А-2 в межтрубное пространство теплообменника Т-2 и перераспределения сырого газа между теплообменниками Т-1 и Т-2. По наблюдениям за технологическими параметрами во время испытания отмечалось, что с переходом на режимы НТА с «теплым орошением» температура газа на выходе из трубного

пространства теплообменника Т-2 снижалась более чем на 15 °С.

При этом в результате сокращения количества газа, подаваемого в трубное пространство Т-1, наблюдалось снижение температуры товарного газа на выходе теплообменника Т-1 в среднем на 1,2 °С. Этот эффект является положительным с точки зрения поддержания регламентной температуры транспортировки товарного газа (–6...0 °С) в целях исключения протаивания мерзлого грунта вокруг межпромысловых коллекторов (это необходимо при высоких температурах окружающего воздуха в летний период). Результат перераспределения потоков газа и НК на режимах 2 и 3 – снижение температуры входного потока газа в абсорберы А-2 на 2,4...3,5 °С. Это и привело к увеличению удельного выхода НК на 2,0...3,5 г/м³, или на 3,0...5,0 т/ч, на момент проведения испытаний [11].

Проведен детальный анализ технологических проблем и возможностей эксплуатации УКПГ-1В Ямбургского НГКМ на поздней стадии разработки газоконденсатной залежи. В целях обеспечения стабильной работы фонда эксплуатационных скважин и возможности реализации процесса НТА с подачей конденсата на орошение низкотемпературных абсорберов реализована насосная орошения конденсатом. С использованием разработанной расчетно-технологической модели УКПГ-1В определены условия повышения извлечения из газа компонентов газового конденсата С₃₊ посредством задания оптимального давления и снижения температуры процесса НТА. Разработана и опробована технологическая схема процесса НТА с «теплым орошением» и дополнительным охлаждением газа на входе в низкотемпературный абсорбер с фактическим увеличением извлечения из газа компонентов газового конденсата.

Список литературы

1. Гриценко А.И. Научные основы промышленной обработки углеводородного сырья / А.И. Гриценко. – М.: Недра, 1977. – 239 с.
2. Гриценко А.И. Физические методы переработки и использования газа: учеб. пособие / А.И. Гриценко, И.А. Александров, И.А. Галанин. – Недра, 1981. – 224 с.
3. Гриценко А.И. Гидродинамика газожидкостных смесей в скважинах и трубопроводах / А.И. Гриценко, О.В. Клапчук, Ю.А. Харченко. – М.: Недра, 1994. – 238 с.
4. Гвоздев Б.П. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: справ. пособие / Б.П. Гвоздев, А.И. Гриценко, А.Е. Корнилов. – М.: Недра, 1988. – 574 с.

5. Харченко Ю.А. Гидродинамика газожидкостных смесей в скважинах и подводных трубопроводах / Ю.А. Харченко, А.И. Гриценко. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2021. – 401 с.
6. Гриценко А.И. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / А.И. Гриценко, В.А. Истомин, А.Н. Кульков и др. – М.: Недра, 1999. – 473 с.
7. Прокопов А.В. Современное состояние технологий промысловой подготовки газа газоконденсатных месторождений / А.В. Прокопов, А.Н. Кубанов, В.А. Истомин и др. // Вести газовой науки: Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 3 (23). – С. 100–108.
8. Прокопов А.В. Специфика промысловой подготовки газов ачимовских залежей / А.В. Прокопов, А.Н. Кубанов, В.А. Истомин и др. // Вести газовой науки: науч.-технический сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 1 (33): Актуальные проблемы добычи газа. – С. 226–234.
9. Прокопов А.В. Абсорбционные технологии промысловой подготовки газоконденсатных газов / А.В. Прокопов, В.А. Истомин // Вести газовой науки: науч.-технический сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 2 (26): Актуальные проблемы добычи газа. – С. 165–173.
10. Агеев А.Л. Технические и технологические решения применения низкотемпературной абсорбции при промысловой подготовке углеводородного сырья газоконденсатных залежей в условиях падающей добычи / А.Л. Агеев, Д.А. Яхонтов, М.М. Партилов и др. // Газовая промышленность. – 2021. – № 3 (82). – С. 38–40.
11. Касьяненко А.А. Развитие применения технологии низкотемпературной абсорбции при подготовке газа и газового конденсата валанжинской залежи Ямбургского месторождения к магистральному транспорту / А.А. Касьяненко, В.В. Моисеев, Д.А. Яхонтов и др. // Газовая промышленность. – 2023. – № 11 (856). – С. 68–77.
12. Барановский А.А. Комплексный алгоритм оптимизации расхода ингибитора гидратообразования (метанола) в низкотемпературных процессах подготовки газа на примере УКПГ-1В Ямбургского месторождения / А.А. Барановский, С.П. Дегтярев, Э.Ф. Гизулин и др. // Газовая промышленность. – 2024. – № 9 (871). – С. 86–95.
13. Патент 2775239 С1 Российская Федерация. Способ подготовки природного газа на завершающей стадии разработки газоконденсатного месторождения: заяв. № 2021107797, 23.03.2021: опубл. 28.06.2022, бюл. № 19 / С.П. Дегтярев, А.Л. Агеев, М.М. Партилов и др.

Leads of gas treatment perfection at Valanginian deposit of Yamburg oil-gas-condensate field

S.A. Shalimov¹, V.V. Moiseyev¹, S.P. Degtyarev¹, D.A. Yakhontov¹, V.A. Istomin², M.N. Makshayev¹, E.F. Gizulin¹, G.S. Kudiyarov^{1*}, V.V. Kutukov¹

¹ Gazprom Dobycha Yamburg LLC, Bld. 9, Geologorazvedchikov street, Novyy Urengoy, 629306, 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: G.Kudiyarov@yamburg.gazprom.ru

Abstract. To treat the well products of the gas-condensate deposits, the domestic gas industry usually engages a procedure of low-temperature separation. Meanwhile, a more efficient technique of low-temperature absorption (LTA) is being applied at a complex gas treatment plant of the Yamburg oil-gas-condensate field. This article analyzes the specific problems of the LTA unit operation, which have emerged due to declining production. The engineering solutions aimed at additional recovery of the unstable condensate are examined including the optimal pressure maintenance within a low-temperature absorber, and the “warm moistening” of a mass-exchanging section with additional cooling of the gas upstream the low-temperature absorber.

This article is dedicated to the 90th anniversary of professor Alexandr Ivanovich Gritsenko.

Keywords: oil-gas-condensate field, field treatment of gas, low-temperature absorption, absorber, heat exchanger, unstable condensate.

References

1. GRITSENKO, A.I. *Scientific principles for field treatment of raw hydrocarbons* [Nauchnyye osnovy promyslovoy obrabotki uglevodorodnogo syrya]. Moscow: Nedra, 1977. (Russ.).
2. GRITSENKO, A.I., I.A. ALEKSANDROV, I.A. GALANIN. *Physical methods for gas processing and application of gas* [Fizicheskiye metody pererabotki i ispolzovaniye gaza]: learning guide. Moscow: Nedra, 1981. (Russ.).
3. GRITSENKO, A.I., O.V. KLAPCHUK, Yu.A. KHARCHENKO. *Hydrodynamics of gas-liquid mixtures in wells and pipelines* [Gidrodinamika gazozhidkostnykh smesey v skvazhinakh i truboprovodakh]. Moscow: Nedra, 1994. (Russ.).
4. GVOZDEV, B.P., A.I. GRITSENKO, A.Ye. KORNILOV. *Operating gas and gas-condensate fields* [Ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy]: reference guidelines. Moscow: Nedra, 1988. (Russ.).
5. KHARCHENKO, Yu.A., A.I. GRITSENKO. *Hydrodynamics of gas-liquid mixtures in wells and submarine pipelines* [Gidrodinamika gazozhidkostnykh smesey v skvazhinakh i podvodnykh truboprovodakh]. Moscow: Gubkin University, 2021. (Russ.).
6. GRITSENKO, A.I., V.A. ISTOMIN, A.N. KULKOV et al. *Collection and field treatment of gas at northern fields of Russia* [Sbor i promyslovaya podgotovka gaza na severnykh mestorozhdeniyakh Rossii]. Moscow: Nedra, 1999. (Russ.).
7. PROKOPOV, A.V., A.N. KUBANOV, V.A. ISTOMIN et al. State-of-art technologies for gas treatment at gas-condensate fields [Sovremennoye sostoyaniye tekhnologiy promyslovoy podgotovki gaza gazokondensatnykh mestorozhdeniy]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2015, no. 3 (23): Issues of gas, gas-condensate and oil-and-gas-condensate fields development and operation, pp. 100–108. ISSN 2306-8949. (Russ.).
8. PROKOPOV, A.V., A.N. KUBANOV, V.A. ISTOMIN et al. Specific character of field treatment in respect to gases from Achim deposits [Spetsifika promyslovoy podgotovki gazov achimovskikh zalezhey]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2018, no. 1(33): Actual issues of gas production, pp. 226–234. ISSN 2306-8949. (Russ.).
9. PROKOPOV A.V., V.A. ISTOMIN. Absorption techniques for field preparation of gas-condensate gases [Absorbtsionnyye tekhnologii promyslovoy podgotovki gazokondensatnykh gazov]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2016, no. 2 (26): Current issues of gas production, pp. 165–173. ISSN 2306-8949. (Russ.).
10. AGEYEV, A.L., D.A. YAKHONTOV, M.M. PARTILOV et al. Technical and technological solutions for low-temperature absorption implementation into field treatment of hydrocarbon raw materials from gas condensate deposits under condition [Tekhnicheskiye i tekhnologicheskiye resheniya primeneniya nizkotemperaturnoy absorbtssii pri promyslovoy podgotovke uglevodorodnogo syrya gazokondensatnykh zalezhey v usloviyakh padayushchey dobychi]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2021, no. 3 (82), pp. 38–40, ISSN 0016-5581. (Russ.).
11. KASYANENKO, A.A., V.V. MOISEYEV, D.A. YAKHONTOV et al. Development of the low-temperature absorption technology implementation for treatment of gas and gas condensate from Valanginian pool of Yamburgskoye oil, gas and condensate field prior to transmission through main pipelines [Razvitiye primeneniya tekhnologii nizkotemperaturnoy absorbtssii pri podgotovke gaza i gazovogo kondensata valanzhinskoy zalezhi Yamburgskogo mestorozhdeniya k magistralnomu transportu]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2023, no. 11 (856), pp. 68–77, ISSN 0016-5581. (Russ.).
12. BARANOVSKIY, A.A., S.P. DEGTYAREV, E.F. GIZULIN et al. Comprehensive algorithm to optimize hydrate inhibitor (methanol) consumption for low-temperature gas treatment processes applied at the Yamburgskoye field comprehensive gas treatment unit no. 1V [Kompleksnyy algoritm optimizatsii raskhoda ingibitora gidratoobrazovaniya (metanola) v nizkotemperaturnykh protsessakh podgotovki gaza na primere UKPG-1V Yamburgskogo mestorozhdeniya]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2024, no. 9 (871), pp. 86–95, ISSN 0016-5581. (Russ.).
13. GAZPROM DOBYSHA YAMBURG LLC. *Method for preparing natural gas at the final stage of development of a gas condensate field* [Sposob podgotovki prirodnogo gaza na zavershayushchey stadia razrabotki gazokondensatnogo mestorozhdeniya]. Inventors: DEGTYAREV, S.P., A.L. AGEYEV, M.M. PARTILOV et al. Appl.: no. 2021107797, 23 March 2021. Publ. 28 June 2022. Patent RU 2 775 239 C1.

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ОБЪЕКТОВ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

УДК 622.32:(624.1:551.462.32)

Методический подход к проектированию вспомогательных (разгрузочных) скважин для ликвидации открытых фонтанов на континентальном шельфе

В.А. Мнацаканов¹, А.М. Лихущин^{1*}, В.Е. Мясищев¹

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: открытый фонтан, разгрузочная скважина, фонтанирующая скважина, давление, динамическое глушение.

Тезисы. В статье рассмотрены вопросы проектирования разгрузочных скважин для ликвидации открытых фонтанов на море. Перечислены основные способы глушения открытых фонтанов. Раскрыто понятие разгрузочной скважины, названы отличительные особенности таких скважин, а также цели, в которых они бурятся, требования к их проектированию, конструкции, точке заложения, профилю, точке входа разгрузочной скважины в ствол фонтанирующей.

В аспекте всевозрастающих требований к промышленной и экологической безопасности при разработке нефтяных и газовых месторождений предупреждение и оперативная высокотехнологичная ликвидация газонефтеводопроявлений (ГНВП) и открытых фонтанов (ОФ) особенно актуальны при строительстве и эксплуатации скважин на континентальном шельфе. Это связано в первую очередь с высокой стоимостью буровых работ и себестоимостью добычи углеводородов, а также с большими материальными затратами на ликвидацию как самого ОФ, так и его экологических последствий (ущерба для окружающей среды).

Несмотря на внедрение высоких технологий в процесс строительства и эксплуатации скважин и постоянное совершенствование мероприятий по профилактике ГНВП и ОФ, аварийные ОФ продолжают возникать и наносить значительный материальный ущерб. ОФ могут сопровождаться гибелью людей и крайне негативными последствиями для окружающей среды, в связи с чем борьба с ними сохраняет актуальность, которая даже возрастает [1].

Наиболее масштабные загрязнения произошли при следующих авариях: в 2009 г. на месторождении Монтара в Австралии, общий объем разлива нефти составил 4700 м³ (66 м³/сут); в 2010 г. на месторождении Макондо в США с разливом 8000 м³/сут, в общей сложности 680 тыс. м³; в 2011 г. на месторождении Фраде в Бразилии, разлив – 95 м³/сут, в общей сложности – 588 м³. Эти события вызвали большой резонанс в мире [2–5].

Самым опасным событием при потере контроля над скважиной (ПКС) является открытое фонтанирование. Скважина при открытом фонтанировании может быть заглушена с восстановлением ее контроля различными способами. Технология глушения будет зависеть от конкретной инженерно-геологической ситуации и категории события ПКС. В большинстве событий ПКС контроль восстанавливали с помощью превентора, закачкой бурового раствора большей плотности, благодаря

самозадавливанию скважины в результате спонтанного формирования мостовой пробки в стволе, разобщающей проявляющий пласт и устье скважины (обрушение пород их-за большой депрессии, после закачки воды, цементного раствора), или наведением запорного устьевого сборки. Некоторые события прекращаются самостоятельно из-за естественного падения интенсивности проявления по причине локального обводнения продуктивного пласта или его кольматации либо по неизвестной причине. В худшем случае для остановки потока может потребоваться бурение разгрузочной скважины (РС). При невозможности глушения с устья скважины из-за отсутствия доступа к нему используются вспомогательные (разгрузочные) скважины. В вышеперечисленных способах глушения либо заложен единый принцип создания гидравлической преграды на пути фонтанирующего потока и блокирования пластового флюида закачкой жидкости с поверхности, удаленной от устья сечение потока, либо глушение достигается за счет механического перекрытия потока в аварийном стволе (с последующим поршневым вытеснением газа или нефти в пласт) или в результате интенсивного отбора фонтанирующего флюида по разгрузочным скважинам.

Понятие вспомогательной (разгрузочной) скважины

РС предназначены для восстановления контроля над фонтанирующей скважиной, и работы по их строительству начинаются, как правило, при возникновении ОФ одновременно с работами по герметизации устья фонтанирующей скважины. Они могут использоваться для проведения через них динамического глушения аварийной скважины путем подачи жидкости глушения высокой плотности с высоким расходом или для разгрузки аварийной скважины путем отвода (отбора) части флюида из призабойной зоны аварийной скважины в безопасное место. Для скважин с надводным и подводным устьем технология проведения работ по строительству РС и последующему глушению аварийной скважины практически одинаковы.

РС могут буриться для достижения нескольких целей. Первая цель – никогда их не использовать. (Это просто обусловлено временем и затратами, необходимыми на создание РС.) Существует зарубежная практика, когда РС бурятся заранее, если существует вероятность

того, что они могут понадобиться. Пока бурятся РС, предпринимаются попытки применения методов устранения аварийной ситуации с устья фонтанирующей скважины. Если авария успешно устраняется с устья до того, как будет достигнута проектная глубина РС, РС часто заканчивается как добывающая скважина [6].

Основные функции РС приведены на рис. 1. В настоящее время для ликвидации фонтана с использованием РС применяются в основном следующие методы: заводнения, истощения (разгрузки), инерционного и динамического глушения. Из них наиболее универсальным, имеющим меньше всего ограничений является метод динамического глушения.

Динамическое глушение фонтанирующей скважины имеет целью заполнение аварийной скважины жидкостью, гидростатическое давление которой превысит пластовое давление в интервале, из которого в аварийную скважину поступает флюид, в результате чего поступление флюида в скважину из продуктивного пласта прекращается. Динамическое глушение фонтанирующей скважины основано на том, что в нее через РС с большим расходом начинает подаваться жидкость глушения необходимой плотности (рис. 2) Часть жидкости глушения выносится из фонтанирующей скважины наружу вместе с потоком пластового флюида, а часть остается в скважине, в результате скважина постепенно наполняется, при этом гидростатическое давление столба жидкости в аварийной скважине растет и приток пластового флюида снижается. При достижении жидкостью глушения в аварийной скважине определенного уровня, гидростатическое давление становится выше пластового давления, и приток пластового флюида полностью прекращается.

Для обнаружения обсадной колонны фонтанирующей скважины в РС используется



Рис. 1. Назначение разгрузочных скважин

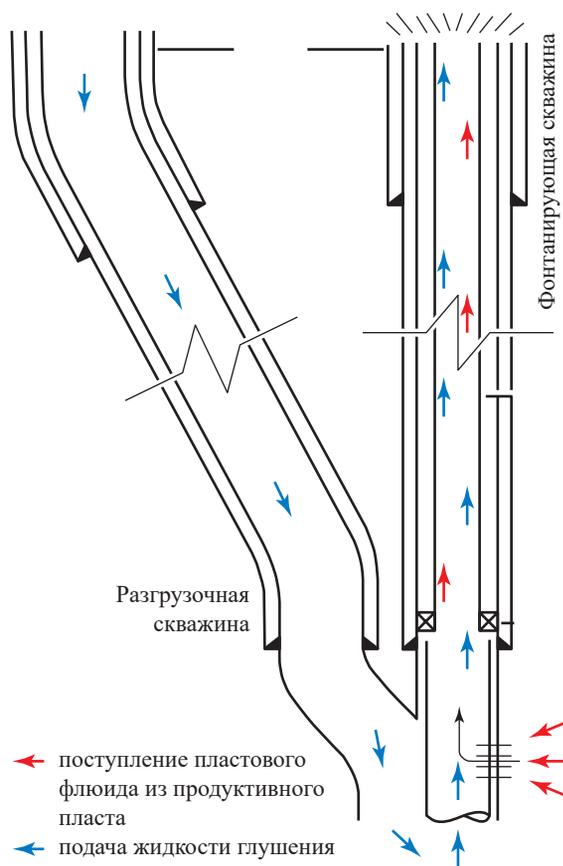


Рис. 2. Динамическое глушение фонтанирующей скважины

специальный электромагнитный навигационный инструмент. После фрезерования отверстия в обсадной колонне или пересечения с ней непосредственно в открытом стволе жидкость глушения из РС закачивается в фонтанирующую скважину. При этом следует иметь в виду, что жидкость глушения, имея расчетную плотность, достаточную для задавливания и регулирования притока из пласта, может спровоцировать гидроразрыв пород. Динамическое глушение подразумевает закачивание жидкости глушения, например морской воды плотностью 1030 кг/м^3 , формирующее гидростатическое противодействие столба воды меньше пластового давления. Это первый этап перед закачкой утяжеленной жидкости. Морская вода закачивается со скоростью, создающей достаточное противодействие, обусловленное гидравлическим сопротивлением (трением) в фонтанирующей скважине, для остановки притока пластового флюида. Когда приток из пласта прекращается, закачивается утяжеленный буровой раствор для статического управления скважиной. Если пласт поглощает, скорость

глушения можно уменьшить для снижения давления в скважине. Для уменьшения вероятности поглощения также может использоваться пачка специальной вязкой жидкости в составе жидкости глушения.

Динамическое глушение – один из старейших и наиболее широко используемых методов ликвидации ОФ. В начале 1960-х гг. динамическое глушение широко использовалось в бассейне реки Аркома, где осуществлялось бурение с использованием воздуха. Практически из каждой продуктивной зоны происходил выброс, который ликвидировали посредством динамического глушения. К сожалению, поскольку физика процесса, лежащая в основе динамического глушения, в то время не была полностью понятна, единственным методом достижения успеха был метод проб и ошибок.

Динамическое глушение также может проводиться в сочетании с установкой аварийного запорного устройства на устье фонтанирующей скважины. В начале динамического глушения аварийное запорное устройство можно использовать в качестве дросселя для создания дополнительного противодействия. Еще одна особенность, обеспечивающая гибкость метода динамического глушения, заключается в том, что глушение может производиться либо через РС, либо с устья фонтанирующей скважины. Решение об использовании РС зависит от требуемой скорости глушения (производительности насосов) и возможности спуска буровой колонны в фонтанирующую скважину. Следует учитывать, что из-за малого внутреннего диаметра буровой колонны, спущенной в РС, при высокой скорости глушения внутри буровой колонны могут возникнуть значительные гидравлические сопротивления, что приведет к потере напора. РС может использовать затрубное пространство для подачи жидкости глушения, что приведет к меньшему падению давления из-за трения и потребует меньшей мощности насоса для обеспечения необходимой скорости закачки.

Успешность динамического глушения зависит от тщательности и корректности его планирования. Без надлежащего планирования выполнение поставленной задачи имеет крайне низкие шансы на успех. Кроме того, неверно спланированное динамическое глушение может привести к ухудшению ситуации.

Пионерами моделирования процесса динамического глушения считаются Блаунт

и Созйина [7]. В 1978 г. их инженерные методы были применены при ликвидации ОФ на месторождении Арун, которое в то время было крупнейшим газовым месторождением в мире. Скважина фонтанировала с дебитом около 11 млн м³/сут и была заглушена с помощью разгрузочной скважины менее чем за 2 ч (1 час и 50 мин). Скорость закачки жидкости глушения, необходимая для ликвидации фонтана, была определена расчетным путем для однофазного потока. Коуба и соавторы [8] показали, что однофазный раствор может в некоторых случаях снижать требуемую скорость закачки жидкости глушения.

В настоящее время в нефтегазовой отрасли созданы несколько симуляторов (моделей) динамического глушения, помогающих в процессе планирования работ по ликвидации ОФ. Эти симуляторы динамического глушения направлены:

- на определение начальных условий внутри фонтанирующей скважины, таких как давление, температура и дебиты;
- определение требований к динамическому глушению, а именно необходимой производительности насоса, потребляемой ими мощности и объемов бурового раствора;
- разработку оптимального плана действий.

Требования к проектированию РС

Процесс проектирования РС состоит из следующих этапов:

- 1) определения цели строительства РС;
- 2) уточнения геологии разреза;
- 3) программы исследований РС;
- 4) уточнения данных о продуктивном пласте;
- 5) определения профиля РС с возможными отклонениями (погрешности измерений);
- 6) определения расположения РС на поверхности с возможными отклонениями (погрешности измерений);
- 7) определения гидравлического способа сообщения с аварийной скважиной;
- 8) разработки программы навигации и позиционирования ствола РС;
- 9) разработки программы крепления РС;
- 10) определения точки и угла входа в аварийную скважину;
- 11) операций по глушению аварийной скважины;

12) определения возможных проблем и рисков.

Для того чтобы РС была построена в максимально короткие сроки, ее ствол должен быть как можно короче. Помимо временных затрат это также снижает гидравлическую мощность, необходимую для обеспечения оптимальной скорости закачки жидкости глушения. Профиль РС (в первую очередь значения зенитного угла) должен обеспечивать проведение геофизических исследований скважины на кабеле в случае необходимости.

Требования к выбору точки заложения РС

Согласно установленной практике расстояние от РС до фонтанирующей скважины должно составлять не менее 500 м. Внутренние отраслевые нормы и правила могут быть еще более строгими, и расстояние может быть увеличено для улучшения логистики и/или улучшения доступа для аварийных судов и судов для устранения последствий открытого фонтанирования (сбора жидких углеводородов).

Расположение места забуривания РС должно учитывать преобладающие направления ветра и морского течения, а также возможность расстановки якорей буровых установок. Кроме того, необходимо учитывать наличие приповерхностного газа с разработкой мероприятий по предупреждению ГНВП. Буровая установка для бурения РС не должна взаимодействовать с какими-либо подводными препятствиями, трубопроводами или кабелями. РС должна быть размещена таким образом, чтобы вероятность попадания углеводородов, дыма и потенциально токсичных газов на буровую установку, осуществляющую ее строительство, стремилась к минимуму.

Для глушения ОФ с использованием одной РС должны быть выбраны минимум два места расположения устья РС. Для глушения фонтанирующих скважин следует выбрать по крайней мере на одно место для устья больше, чем минимальное количество необходимых РС. В качестве гипотетического примера: если для глушения требуются три РС, следует спланировать по крайней мере четыре места для устья.

Для условий поисково-разведочного бурения, как правило, существует меньше ограничений на выбор места для устья, влияющих на ограничения по оптимизации конструкции и траектории РС. На разрабатываемом

месторождении места устьев могут быть выбраны заранее на фазе планирования разработки, и задача заключается в первую очередь в том, чтобы определить, какие местоположения являются наиболее оптимальными. Во всех случаях выбор местоположения устья должен учитывать следующее:

1) минимальное расстояние от места расположения аварийной скважины на поверхности: рекомендуется расстояние около 500 м. Если присутствует H_2S , возможно увеличение до 1000...3700 м;

2) региональные метеорологические данные: преобладающие направления ветра и течения с учетом направления рассеивания углеводородов и токсичных газов. РС должна располагаться с наветренной стороны от аварийной скважины;

3) предполагаемые устья РС должны быть разнесены, чтобы свести к минимуму вероятность того, что все запланированные местоположения окажутся в опасных зонах;

4) зоны ограниченного доступа со стороны правительства и природоохранных органов;

5) геологические опасности, такие как мелководье, труднобуримые породы и зоны разломов;

6) расположение и траектории соседних скважин: выбор устья должен предотвращать риски пересечения с существующими скважинами и теми, которые планируется пробурить на момент, когда потребуется РС;

7) влияние на траекторию скважины:

- следует избегать мест, которые могут создать проблемы с предотвращением пересечений и приводят к тому, что РС имеет коэффициент сближения профилей (SF) менее 1,5 с соседними скважинами или менее 1 с аварийной скважиной до глубины сближения, хотя это не всегда возможно; при этом SF рассчитывается по формуле $SF = C/(R_1 - R_2)$, где C – расстояние между центрами скважин в горизонтальной плоскости, R_1 и R_2 – радиусы эллипсов неопределенностей скважин на прямой, соединяющей их центры в горизонтальной плоскости;

- если аварийная скважина наклонно направлена, расположение устья РС является ключевым параметром при построении профиля, поскольку это может увеличить отход от аварийной скважины и ограничить максимальные доступные параметры динамического глушения, повлиять на возможность

применения приборов-дальномеров, спускаемых на геофизическом кабеле, усложнить бурение РС и увеличить время ее строительства;

8) влияние на прибор-дальномер:

- РС, пробуренная в направлении с востока на запад, будет иметь большие эллипсы неопределенности (*англ.* ellipsoid of uncertainty, EOU), чем скважина того же профиля, пробуренная с севера на юг, и является менее предпочтительной;

- если EOU РС превышают допустимые значения в местах сближения или пересечения стволов, перенесение устья РС в направлении с севера на юг способствует снижению EOU до приемлемых значений;

9) препятствия на морском дне должны быть установлены с помощью обследования участка морского дна вокруг устья РС;

10) факторы риска на поверхности, такие как судоходные линии или производственные объекты, должны быть идентифицированы, оценены и приняты во внимание при планировании места расположения устья РС;

11) лицензионные границы:

- расположение РС должно находиться в пределах лицензии недропользователя (в реальном случае это требование может быть отменено, однако при планировании РС, возможно, потребуется выбор местоположения в границах лицензии, которое не всегда может быть оптимальным);

- варианты расположения устья РС должны быть включены в планы (проекты) разведки и разработки месторождения и согласованы в установленном порядке для оформления разрешительных документов.

Требования к конструкции РС

РС должна быть спроектирована так, чтобы могли быть реализованы все возможные варианты обеспечения гидравлической связи с аварийной скважиной (пересечение выше башмака обсадной колонны, в открытом стволе, в зоне дренирования продуктивного пласта). Кроме того, конструкция и профиль РС должны быть совместимы с результатами проведенных расчетов динамического глушения, основанных на наиболее неблагоприятном сценарии развития фонтана, в том числе характера распространения углеводородов и загазованности воздушной среды.

Траектория скважины должна оцениваться с учетом анализа рисков ее строительства.

Оптимальную траекторию разгрузочной скважины необходимо проектировать снизу вверх от запланированной глубины пересечения с аварийной скважиной с соблюдением возможных ограничений по реализации рассматриваемого профиля. Возможная точка заложения РС должна выбираться с учетом требований, изложенных выше (с учетом преобладающего направления ветра, морских течений, теплового излучения и т.д.).

Для скважин с подводным расположением устья следует учитывать батиметрию района, имеющиеся исследования морского дна, наличие каких-либо подводных сооружений, трубопроводов, препятствий или других физических опасностей. Аналогичные принципы применяются к выбору наземного местоположения РС (например, состояние поверхности, топография, доступность, застройка территории, существующая инфраструктура или препятствия и т.д.).

Необходимо рассмотрение различных вариантов моделирования динамического глушения в процессе проектирования РС с учетом ограничений, связанных с конструкцией скважины и гидродинамическими характеристиками открытого фонтанирования.

Скорость закачки и свойства жидкости глушения, необходимые для восстановления контроля над фонтанирующей скважиной, могут потребовать строительства дополнительных РС. Следует учитывать наихудшие сценарии при планировании строительства РС.

Обобщение и комплексный анализ данных навигации ствола РС следует производить не реже чем через 30 м проходки. По мере приближения к месту планируемого пересечения с аварийной скважиной могут включаться дополнительные геофизические методы для более точного определения взаимного положения стволов скважин (аварийной и разгрузочной).

Моделирование динамического глушения должно указывать на то, что операция может быть успешно выполнена в пределах рабочих параметров буровой установки, планируемой для строительства РС, при определенных расходе и давлении закачки.

На этапе планирования пересечения стволов скважин необходимо проверить возможность фрезерования обсадной колонны на предмет сохранения направления ствола РС с учетом компоновки низа буровой колонны

(КНБК) и типа фрезы (исключить возможность «сползания» ствола РС по обсадной трубе).

Конструкция РС должна обеспечить требуемые размеры и номинальные характеристики для удовлетворения требований к динамическому глушению. Обычно это выполняется с учетом конструкции аварийной скважины и привязкой к траектории РС. Если для РС требуется другая конструкция, следует предварительно рассмотреть все ее возможные варианты. Следует учитывать наличие оборудования. Если в аварийной скважине используется специализированное оборудование для эксплуатации при высокой температуре, в коррозионной среде или других нестандартных условиях, нужно разработать план доставки аналогичного оборудования для РС. Он может включать заказ дополнительных специальных материалов для РС или поиск подрядчиков с имеющимися мощностями и ресурсами.

На параметры динамического глушения существенное влияние оказывает диаметр ствола РС, которым она пересекает аварийную скважину. Рекомендуется пересекать аварийную скважину тем же диаметром открытого ствола, с которым бурилась аварийная скважина. Пересечение с аварийной скважиной может быть обеспечено РС с номинальным диаметром ствола 215,9 мм, в этом случае наружный диаметр обсадной трубы, используемой для крепления ствола РС перед пересечением, составит 244,5 мм. Башмак обсадной колонны в РС должен устанавливаться как можно ближе к самой точке пересечения аварийной скважины, чтобы обеспечить условия максимально возможного градиента давления гидроразрыва и минимизировать длину необсаженного ствола для предупреждения возможных поглощений при динамическом глушении.

Зарубежная теория и практика строительства РС для ликвидации ОФ базируется на следующих ограничениях и допущениях:

- как правило, активный мониторинг по определению взаимного положения аварийной скважины и РС начинается на расстоянии от 300 до 400 м (по вертикали) над точкой планируемого пересечения;
- источник ОФ (вскрытый продуктивный пласт) должен находиться на глубине не ниже 1300 м (это ограничивает максимальное расстояние от целевой скважины);
- после того, как определено точное положение ствола аварийной скважины,

рекомендуется приблизиться к ней на расстояние около 25 м (от 20 до 35 м);

- затем траектория ствола РС должна быть параллельна аварийной скважине на расстоянии от 15 до 35 м на протяжении около 250 м, чтобы приборы-дальномеры смогли подтвердить относительное расположение двух стволов скважин для повышения вероятности их успешного пересечения;

- конечный угол перед пересечением должен составлять от 2° до 10° с интенсивностью набора кривизны от 1° до 2° на 10 м;

- обсадная труба в РС должна устанавливаться ориентировочно на 30 м выше точки пересечения;

- давление гидроразрыва пород в интервале открытого ствола РС должно быть выше расчетного давления, определенного в процессе моделирования динамического глушения;

- пересечение планируется ориентировочно на расстоянии 50 м выше башмака обсадной колонны в аварийной скважине.

Как правило, не рекомендуется производить закачку жидкости глушения в ствол аварийной скважины через бурильную трубу и затрубное пространство одновременно. Бурильная колонна в РС может быть использована для оценки (определения в первом приближении) забойного давления. Это достигается путем прокачки при малой производительности насоса с замером давления на стояке и прибавлением гидростатического давления столба жидкости глушения. Однако для сценариев выброса, требующих высокой скорости закачки, при низкой плотности жидкости глушения с очень высоким устьевым давлением можно закачивать одновременно как в бурильную трубу, так и в затрубное пространство, что значительно снизит давление в аварийной скважине. В таких случаях в бурильную колонну должен быть включен инструмент (модуль) *англ.* Pressure While Drilling (PWD), позволяющий в режиме реального времени контролировать давление на забое.

Общий объем жидкости глушения, необходимый для операции динамического глушения, состоит из как минимум следующих трех объемов:

- объема раствора для заполнения РС;
- объема с учетом требуемой скорости закачки, умноженной на время, необходимое для глушения ($FВНР > P_{рез}$) согласно результатам моделирования динамического глушения

(где $FВНР$ – динамическое забойное давление, $P_{рез}$ – давление в пласте – источнике ОФ);

- двух объемов аварийной скважины.

Требования к точке входа РС в ствол фонтанирующей скважины

Технология входа (проникновения) РС в ствол фонтанирующей скважины зависит от конструкции скважины, способа установления гидравлической связи между стволами, типа оборудования, расположения устья РС и фактических геолого-технических условий проводки РС, отличных от проектных.

Именно с планирования точки входа в целевую скважину начинается построение траектории РС. В общем случае точка входа должна быть расположена:

- над фонтанирующим пластом выше башмака последней обсадной колонны (при отсутствии бурильной колонны или ее элементов в открытом стволе скважины);

- в интервале залегания устойчивого непроницаемого пласта, способного выдерживать избыточное давление динамического глушения в процессе работ по ликвидации ОФ.

В сценарии открытого фонтанирования из необсаженного участка скважины со спущенной, оставленной или сброшенной бурильной колонной точка входа может находиться в интервале нахождения нижней части КНБК в кровле проявляющего горизонта. При этом должны иметься точные сведения об устойчивости пласта в открытом стволе. Если РС планируется пробурить для сценария с несколькими фонтанирующими коллекторами, то точку входа рекомендуется по возможности располагать в кровле нижнего фонтанирующего пласта для обеспечения возможности динамического глушения.

Рекомендуется два способа вхождения.

Первый способ. Вхождение, которое обычно представляет собой скважину J-образного профиля (рис. 3), которая пересекает целевую скважину на определенной глубине. Данный метод используется, когда другие варианты траектории РС невозможны. У него самый низкий показатель успешности, и может потребоваться бурение более одного ствола для вхождения.

Второй способ. Вхождение, представляющее собой скважину S-образного профиля (рис. 4), которая предназначена для первоначального определения взаимного

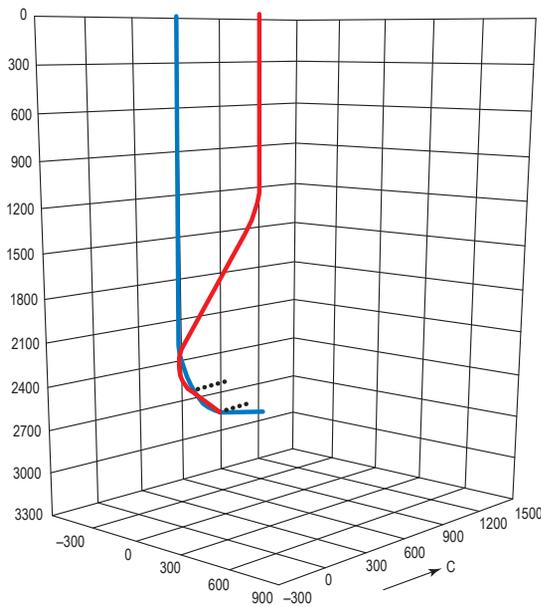


Рис. 3. J-образный профиль РС

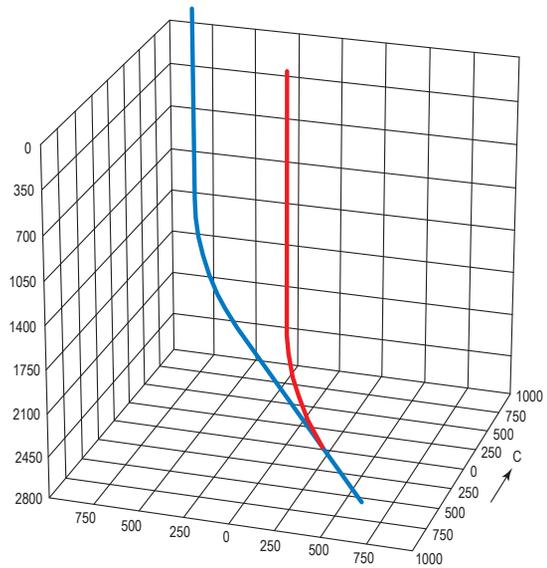


Рис. 4. S-образный профиль РС

расположения стволов скважин методом триангуляции, отслеживания проводки ствола РС и попадания в целевой ствол на большей глубине. Это предпочтительный метод вхождения, который обеспечивает оптимальную траекторию в контексте возможности проведения необходимого комплекса измерений для определения взаимного положения стволов разгрузочной и целевой скважин и повышает вероятность успешного вхождения.

Таким образом, для строительства РС требуется разработка отдельной нормативной документации, на основании которой будет осуществляться их проектирование, как вариант в составе проекта на разработку месторождения. Внесение проекта РС в проект разработки всего месторождения может быть оптимальным вариантом, который обеспечит ее оперативное строительство и противофонтанную безопасность в процессе разработки месторождения. При этом по мере освоения месторождения в первоначальный проект строительства РС могут вноситься необходимые корректировки с учетом получения актуальной геологической информации на основании данных, полученных в ходе строительства эксплуатационных скважин.

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. Sultan N. Real-time casing annulus pressure monitoring in a subsea HPHT exploration well / Neil Sultan, Jean-Baptiste Faget, Mikkel Fjeldheim et al. // Offshore Technology Conference, Texas. – 2008. – OTC 19286. – С. 1–11.
3. Deepwater horizon accident investigation report. – London: British Petroleum, 2010.
4. SINTEF Offshore Blowout Database. – <https://www.sintef.no/en/projects/sintef-offshore-blowout-database>.
5. BSEE WAR. – https://www.data.boem.gov/homepg/data_center/well/war/master.asp.
6. Blount E.M. Dynamic kill: controlling wild wells a new way / E.M. Blount, E. Soeimah // World Oil. – Oct. 1981. – С. 109–116.
7. Goins W.C., Jr. Blowout prevention / W.C. Goins Jr., R. Sheffield. – Houston, Texas: Gulf Publishing Company, 1983.
8. Summary of 1986 Lake Maracaibo blowout. – July 2004. – http://www.jwco.com/casehistories/lake_maracaibo_venezuela_1986/lake_maracaibo_venezuela_1986.htm.

Methodological approach to design of auxiliary (relief) wells for liquidation of open fountains on the continental shelf

V.A. Mnatsakanov¹, A.M. Likhushin^{1*}, V.E. Myasishchev¹

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 considers the issues of designing unloading wells for liquidation of open fountains on the sea. The main methods of killing open fountains are listed. The concept of an unloading well is highlighted. The distinctive features of such wells, the purposes for which they are drilled, the requirements for their constructions and designing the points of laying, profiles, the points of entry of the unloading well into the trunk of the flowing one are given.

Keywords: open fountain, relief well, flowing well, pressure, dynamic damping.

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*, ISSN 1999-6934, 2020, no. 4 (118), pp. 52–57. DOI 10.33285/1999-6934-2020-4 (118) -52-57. (Russ.).
2. SULTAN, N., J.-B. FAGET, M. FJELDHEIM et al. Real-time casing annulus pressure monitoring in a subsea HPHT exploration well. In: *Offshore Technology Conference*, Texas, 2008, OTC 19286, pp. 1–11.
3. *Deepwater horizon accident investigation report*. London: British Petroleum, 2010.
4. *SINTEF Offshore Blowout Database* [online]. Available from: <https://www.sintef.no/en/projects/sintef-offshore-blowout-database>.
5. *BSEE WAR* [online]. Available from: https://www.data.boem.gov/homepg/data_center/well/war/master.asp
6. BLOUNT, E.M., E. SOEIINAH. Dynamic kill: Controlling wild wells a new way. *World Oil*, ISSN 0043-8790. Oct. 1981, pp. 109–116.
7. GOINS, W.C., JR., R. SHEFFIELD. *Blowout prevention*. Houston, Texas: Gulf Publishing Company, 1983.
8. *Summary of 1986 Lake Maracaibo blowout* [online]. July 2004. Available from: http://www.jwco.com/casehistories/lake_maracaibo_venezuela_1986/lake_maracaibo_venezuela_1986.htm.

УДК 628.517.2::622.691.4

Разработка методов снижения шума на газотранспортных предприятиях и внедрение полученных результатов

А.Л. Терехов

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_Terekhov@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. На предприятиях транспорта ПАО «Газпром» с начала их эксплуатации имели место неблагоприятные условия труда, обусловленные интенсивным шумом технологического оборудования. Институтом ВНИИГАЗ была разработана теория генерации и распространения шума газотранспортного оборудования, которая позволила обеспечить значительное снижение шума на рабочих местах, сделала возможными прокладку газопроводов по густо заселенным территориям, не допуская увеличения шумовой нагрузки. На отдельных типах газоперекачивающих агрегатов (ГПА) удалось обеспечить здоровые и безопасные условия труда в соответствии с требованиями санитарных норм по шуму.

На основании проведенных исследований выявлены механизмы генерации шума технологическим оборудованием, распространения шума от технологического оборудования на местности, разработаны методика определения шумовых характеристик ГПА ориентировочным методом в условиях эксплуатации (в соответствии с ГОСТ 51402-99), а также методика акустического расчета предприятий с учетом рельефа местности, розы ветров, состояния подстилающей поверхности земли (высоты травяной растительности, снежного покрова, зеленых насаждений), которые включены в стандарт ПАО «Газпром». Внедрение мероприятий по снижению шума позволило снизить класс вредности условий труда и сократить доплаты персоналу за вредные условия труда. Внедренные технические решения позволили улучшить шумовые характеристики газотранспортного оборудования, получить помимо значительного социального эффекта большой экономический эффект.

Ключевые слова: защита от шума на газотранспортных предприятиях, шумовая нагрузка, звуковое давление, охрана труда, компрессорная станция, газоперекачивающий агрегат, газопровод, класс вредности условий труда, экономический эффект.

Актуальность исследований

Проблема шумовой нагрузки на селитебную территорию впервые возникла в результате строительства протяженных газопроводов по густо населенной территории в 1973 г. Компрессорная станция (КС), оснащенная мощными газоперекачивающими агрегатами (ГПА) типа ГТК-10, располагалась в черте тихого города Красилова. Возникавший при работе интенсивный шум вызывал недовольство населения. В ходе измерений шумовых характеристик ГПА и спадов звуковых давлений на территории города, применения метода идентификации источников шума ВНИИГАЗом впервые установлено, что основным источником шума является шум выхлопа ГПА, и даны рекомендации заводу-изготовителю (НЗЛ им. В.И. Ленина) по модернизации и усилению эффективности глушителя выхлопа. В 1975 г. была начата инвентаризация условий труда по шуму на КС всех типов и выявлена важная проблема условий труда в отрасли, обусловленная негативным влиянием шума технологического оборудования. На специальном всесоюзном совещании в Вильнюсе в 1976 г., организованном руководством Министерства газовой промышленности с привлечением специалистов заводов – изготовителей ГПА, проектных и медицинских институтов, ВНИИГАЗом была поставлена задача создания здоровых и безопасных условий труда в отрасли и организована координация всех заинтересованных сторон под научным руководством ВНИИГАЗа.

Проблема защиты от шума стала важнейшей для всех отраслей промышленности СССР. Решением Государственного комитета СССР по науке и технике газовую промышленность обязали участвовать в специальной программе по снижению шума. Вновь назначенный генеральный директор ВНИИГАЗа Александр Иванович

Гриценко создал в институте условия для работы группы прикладной акустики, обеспечил ее прецизионной измерительной аппаратурой, ремонтной базой, транспортом для транспортировки приборов и специалистов на объекты исследований и постоянно осуществлял контроль работы отдела охраны труда. ВНИИГАЗом неоднократно решались острые проблемы и устранялись жалобы персонала и населения, в том числе был снижен шум от работы газотранспортного предприятия в районе правительственных объектов при участии и под непосредственным контролем министра В.С. Черномырдина и генерального директора А.И. Гриценко. Проблема снижения шума газотранспортных предприятий была определена как важнейшая в области охраны труда.

Постановка цели и задач исследований

Перед институтом стояла цель – обеспечить научные основы прокладки магистральных газопроводов по густо заселенным территориям, в том числе и многониточных, мимо курортных территорий без увеличения шумовой нагрузки на окружающую среду. На рабочих местах и в рабочих зонах было необходимо обеспечить допустимые санитарными нормами уровни шума для эксплуатационного и ремонтного персонала.

Для этого были разработаны:

- нормативные отраслевые документы с учетом специфики производства на методы измерений шумовых характеристик на рабочих местах и в рабочих зонах для оценки условий труда, определения шумовых характеристик ГПА в условиях эксплуатации ориентировочным методом;
- регламент акустического обследования газотранспортных предприятий, позволяющий определить доминирующие источники шума в помещениях, на территории предприятий и в зоне жилой застройки;
- математическая модель распространения шума КС;
- теория генерации и распространения шума ГПА;
- расчетные зависимости для определения ожидаемых уровней звукового давления как на территории предприятий, так и в зоне близлежащей жилой застройки;
- научно обоснованные решения по снижению шума;

- поточно-энергетическая математическая модель для расчета защитных акустических кожухов на трубопроводы;
- программа расчета шумовых характеристик нагнетателя;
- расчетные зависимости для определения санитарно-защитных зон по шуму (СЗЗ);
- рекомендации по снижению шума технологического оборудования, по прогнозированию шума технологического оборудования и условий труда персонала;
- алгоритм разработки и внедрения мероприятий по защите от шума на стадии проектирования и эксплуатации;
- мероприятия по снижению шума ГПА при их проектировании и изготовлении;
- требования к шумовым характеристикам ГПА, выполнение которых заводами-изготовителями обеспечит допустимые уровни шума на рабочих местах и в СЗЗ.

Также был организован контроль шумовых характеристик ГПА при приемке их в эксплуатацию.

Разработка отраслевых нормативных документов

Отраслевой стандарт для акустического обследования предприятий. До начала исследований ВНИИГАЗа измерения уровней шума на предприятиях газовой отрасли осуществлялись по действующим государственным стандартам на методы измерения шума, которые предполагают проведение измерений шумомерами и анализаторами шума в обычном исполнении. ВНИИГАЗом разработан ОСТ 51.137-85 «Измерение шума на рабочих местах», который регламентировал порядок измерения шума на рабочих местах, в рабочих зонах, на маршрутах профилактического обхода обслуживающего персонала, в производственных, служебных, общественных и жилых помещениях предприятий газовой промышленности. В стандарте учтены специфические особенности отрасли, наличие пожаро- и взрывоопасных зон, конкретизированы точки проведения и порядок проведения измерений, направление микрофона шумомера при измерениях, минимальное количество измерений в одной точке, порядок обработки результатов измерений. Учтен опыт акустических измерений шума подводных крейсеров (СМП г. Северодвинск), тарировка приборов до начала и после окончания измерений. Внедрение данного стандарта

позволило повысить достоверность результатов акустических обследований предприятий.

Поскольку измерения уровней звукового давления в газовой промышленности проводились впервые, то для оценки достоверности результатов были проведены многочисленные исследования влияния всех перечисленных выше факторов. Определялось минимально необходимое количество измерений в каждой точке, на измерительной поверхности и по линии профессионального маршрута персонала для получения достаточно достоверного результата. Проводились исследования по определению расстояния от протяженного крупного источника шума до измерительной поверхности. При близком к поверхности источника шума расположении измерительной поверхности результаты измерений искажаются влиянием ближнего звукового поля, а при удаленном расположении имеет место значительное влияние шума помех. Было необходимо определить: минимальное количество измерений уровня звукового давления в одной точке для получения достоверного значения; минимальное количество точек измерений по линии профмаршрута для получения достоверного значения эквивалентного уровня звука; минимальное количество обследуемых агрегатов одного типа для оценки условий труда при их эксплуатации; требования к измерительной аппаратуре; требования безопасности при проведении измерений; погрешность результатов измерений; типовые точки измерений для получения сопоставимых результатов разными измерителями; влияние направления микрофона шумомера вдоль ограждающей поверхности источника, на акустический центр источника и на ограждающую конструкцию. На основании выполнения большого массива измерений на предприятиях с оборудованием различного типа были решены все перечисленные выше задачи. Оказалось, что минимальное количество точек измерения зависит от типа оборудования. Проведенные исследования и их результаты опубликованы [1] и нашли отражение в стандартах ОСТ 51.137-85 и СТО Газпром 2-3.5-040-2005 «Типовая методика акустических испытаний опытных и серийных образцов ГПА».

Типовая методика акустических испытаний опытных и серийных образцов ГПА. Самым перспективным направлением работ по снижению шума является снижение шума в источнике его возникновения. ВНИИГАЗом

проведена организационная работа по ограничению шума ГПА при приемке их в эксплуатацию межведомственной комиссией. Представители ВНИИГАЗа вошли в состав таких комиссий как члены, руководители рабочих групп по измерению шумовых характеристик и внештатные инспекторы труда отраслевого профсоюза.

При выполнении измерений шумовых характеристик газотранспортного оборудования показатели, полученные специалистами заводов-изготовителей, оказались значительно ниже, чем полученные рабочей группой, несмотря на то что все измерительные приборы имели действующее свидетельство о государственной поверке. Это обусловило необходимость разработки ВНИИГАЗом стандарта организации СТО Газпром 2-3.5-040-2005 «Типовая методика акустических испытаний опытных и серийных образцов ГПА». Шумовые характеристики, определенные по данной методике, необходимо использовать при проведении акустических расчетов при проектировании КС, оценке соответствия вновь создаваемых и эксплуатируемых ГПА требованиям санитарно-гигиенических норм по шуму, а также для анализа эффекта модернизации (реконструкции) ГПА. По результатам метрологической экспертизы методика аттестована на соответствие требованиям ГОСТ Р 8.563-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений».

В СТО Газпром 2-3.5-040-2005 унифицированы требования к измерительным приборам, к погрешности измерений, к условиям проведения измерений. Описаны методика подготовки объекта к измерениям, требования к стенду, режиму работы ГПА, назначены конкретные точки измерений, порядок проведения измерений, методика обработки результатов, форма протокола измерений. Установлено, что при приемочных испытаниях схема маршрута обхода определяется технической документацией на агрегат, а при измерениях в условиях эксплуатации – регламентом технического обслуживания. Подробно рассмотрена методика измерений, и установлены значения поправок на уровни шума помех.

Внедрение стандарта позволило выставить обоснованные требования заводам-изготовителям и составить каталог шумовых характеристик газотранспортного оборудования.

СТО Газпром 2-3.5-041-2005. Каталог шумовых характеристик газотранспортного оборудования. Известно, что для выполнения акустических расчетов необходимо иметь шумовые характеристики источников шума. Впервые в газовой отрасли ВНИИГАЗом на основании разработанной методики определения шумовых характеристик оборудования ориентировочным методом были измерены шумовые характеристики основных типов газотранспортного оборудования. Для проведения измерений применен СТО Газпром 2-3.5-040-2005. Проводились измерения для не менее трех единиц ГПА в условиях эксплуатации с учетом всех факторов окружающей среды: ветровой нагрузки, помех от сторонних источников шума, розы ветров, температурной инверсии и т.д. Полученные результаты усреднялись стандартным методом. Данный каталог до настоящего времени используется для выполнения акустических расчетов.

Регламент акустического обследования газотранспортных предприятий. Процесс транспортировки природного газа с точки зрения генерации и распространения шума обладает рассмотренными выше специфическими особенностями, которые необходимо было учитывать при создании методики акустического обследования предприятий. Кроме того, при транспорте газа шум технологического оборудования является постоянным во времени при сохранении режима работы, однако обслуживающий персонал не имеет постоянных рабочих мест, а перемещается по профессиональному маршруту. Уровень звука в каждой точке по линии профмаршрута меняется на величину до ± 5 дБА, что обусловлено изменением числа оборотов газовой турбины во времени. Шумовые характеристики ГПА одного типа имеют значительный разброс уровней звуковой мощности (до 10 дБА). Участки профмаршрута персонала проходят как на открытой территории, так и в производственных помещениях и могут оказаться и в зоне превалирования прямого звука от источника, и в зоне диффузного звукового поля; отдельные участки профмаршрута находятся во взрывопожароопасных помещениях.

Проведение акустического обследования газотранспортных предприятий

Стандарты позволили получить достоверные сведения об условиях труда по шуму в газовой промышленности. Установлено [2–4], что более 30 % рабочих мест на газотранспортных предприятиях имеют вредные условия труда. Одним из основных вредных факторов, воздействующих на работников газовой отрасли, является шум. Как показывает диаграмма распределения рабочих мест с вредными условиями труда по воздействующим на персонал вредным производственным факторам, на долю шума приходится 63...65 % от числа рабочих мест с вредными условиями труда.

Шум технологического оборудования КС имеет высокие уровни и достигает 128 дБА в непосредственной близости от источника и 92 дБА на территории. При таких уровнях шума размеры санитарно-защитной зоны газоперекачивающего предприятия без внедрения мероприятий по защите от шума могут достигать 6 км. В этих условиях чрезвычайно остро стоит проблема повышенных уровней шума, воздействующих как на окружающую среду в целом, так и на работников КС. Большая часть работников подвергается воздействию повышенных уровней шума в течение всего рабочего дня [3]. Аналогичная ситуация имеет место и на предприятиях бурения [4].

Как показал анализ результатов специальной оценки условий труда, наиболее неблагоприятные условия труда по шуму и до настоящего времени имеют место на газотранспортных предприятиях и на предприятиях бурения. Наиболее высокие уровни шума имеют место на КС магистральных газопроводов.

Создание при методическом руководстве института санитарно-промышленных лабораторий дочерних обществ ПАО «Газпром» позволило расширить области измерения шума в рамках проведения аттестации рабочих мест и специальной оценки условий труда. Полученные результаты подтверждают опубликованные ранее сведения. На рис. 1 представлены результаты исследований условий труда в отрасли. Видно, что шумовое излучение до настоящего времени остается наиболее вредным производственным фактором [5].

Высокие уровни шума неблагоприятно влияют на функции жизненно важных органов человека, вызывают целый ряд специфических изменений в живом организме, негативно

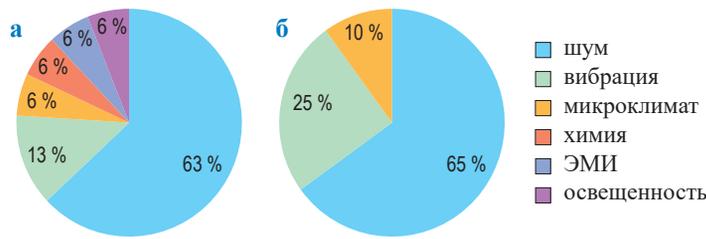


Рис. 1. Вредные факторы, воздействующие на работников газовой отрасли:
а – транспорт газа; б – добыча газа. ЭМИ – электромагнитное излучение

сказываются на потомстве [6]. Отрицательное влияние шума не ограничивается воздействием на персонал КС, но и сказывается на жителей селитебных территорий, животных и окружающей среде. Неблагоприятные условия труда ремонтного и эксплуатационного персонала КС обуславливают вероятность возникновения аварийных ситуаций: получения производственной травмы из-за рассеянного внимания под воздействием интенсивного шума, а также незамеченного из-за шума инцидента на технологическом оборудовании, который без принятия экстренных мер персоналом может перерасти в техногенную аварию.

Пожары, взрывы, выбросы взрывопожароопасных и токсичных продуктов, другие инциденты и аварийные ситуации ведут к выбытию мощностей, потерям ресурсов и продукции, причинению ущерба третьим лицам, а также вреда жизни и здоровью работников и иных граждан, оказывают неблагоприятное воздействие на окружающую среду, социально-экономическую ситуацию. Ежегодный совокупный материальный ущерб от техногенных аварий, затраты на ликвидацию аварий и их последствий в РФ составляют десятки миллиардов рублей. Значительная доля этих расходов связана с авариями на опасных производственных объектах.

Разработка методики определения доминирующих источников шума

ВНИИГАЗом впервые была разработана методика, предусматривающая построение шумовых полей на территории КС и близлежащей селитебной территории. Исследовались основные источники шума КС. Методика выявления доминирующих источников шума на территории КС предусматривала измерения уровней звукового давления в октавных и третьоктавных стандартных полосах частот непосредственно у источника шума, а также в контрольных

точках на территории КС и в жилой застройке. Вывод о превалировании конкретного источника шума делался на основании сопоставления измеренных спектров шума у источника и в контрольной точке. В тех случаях, когда несколько источников имели трудноразличимый характер спектра (без характерных максимумов интенсивности излучения), вывод о доминирующем источнике делался на основании оценки его звуковой мощности и расстояния до контрольной точки с помощью акустического расчета (метод идентификации).

Методика определения источников шума в помещениях компрессорного цеха предусматривала измерение уровней звукового давления на измерительной поверхности, отстоящей от технологического оборудования на 1 м. Точки измерения располагались равномерно через 0,5 м друг от друга. Звукоактивная поверхность выявлялась по сопоставлению спектров измеренного шума у технологического оборудования и в контрольных точках. Доминирующим считался источник шума, у которого измеренный уровень звукового давления был выше, чем в контрольных точках помещения, а характер спектра идентичен (метод шумодиаграмм). Наиболее высокие уровни шума в отдельных зонах позволяли судить о наличии доминирующих источников.

Измерения в соответствии с разработанной методикой проводились как в стандартных октавных полосах частот, так и по шкале А шумомера прецизионной измерительной аппаратурой в соответствии с требованиями государственных и отраслевых стандартов (ГОСТ12.1.050 и ОСТ 2-3.5-040-2005). Было установлено, что уровни шума в помещениях и на территории КС зависят:

- от шумовых характеристик оборудования, типа и конструктивного исполнения ГПА, установленной мощности оборудования, режима работы ГПА, качества изготовления ГПА

и его штатных средств защиты от шума, качества монтажа, качества обслуживания и ремонта, сроков эксплуатации;

- количества одновременно работающих единиц технологического оборудования, характеристик помещения, в котором установлено оборудование, конфигурации ограждающих конструкций, соотношения их габаритных размеров и материалов, из которых они изготовлены, наличия и эффективности коллективных средств защиты от шума;

- компоновочной схемы предприятия.

Большое практическое значение имеют полученные зависимости изменения эквивалентного уровня звука при обслуживании агрегатов одного типа, но различной мощности. Оказалось, что эти зависимости отличаются для агрегатов разного типа, при увеличении установленной мощности эквивалентный уровень звука возрастает на различные величины. Наибольшая зависимость была выявлена у ГПА со стационарными газовыми турбинами, что обуславливается особенностями профмаршрута и регламентом обслуживания.

Установлена тенденция ухудшения условий труда, обслуживающего и особенно ремонтного персонала при увеличении установленной мощности ГПА, что вызывает необходимость разработки дополнительных средств защиты от шума для ГПА с высокой установленной мощностью.

Влияние срока эксплуатации ГПА на эквивалентный уровень воздействующего на персонал шума исследовалось на одной

из КС в течение 10 лет. Было отмечено увеличение эквивалентного уровня шума от 85 до 90 дБА экв. Причинами являются как ухудшение эффективности глушителей шума, так и ухудшение шумовой характеристики отдельных элементов ГПА.

На основании теории распространения шума в окружающей среде при удвоении количества одновременно работающих ГПА уровень суммарного шума должен возрастать на 3 дБА. При реализации теории на практике в газовой промышленности было бы невозможным строительство многониточных газопроводов. Для исследования такой зависимости была выбрана КС с тремя одинаковыми ГПА, при испытаниях измерение шума проводилось в контрольной точке в геометрическом центре площадки. ГПА во время испытаний работали в одинаковом режиме на кольцо. Установлено, что уровни звукового давления увеличиваются меньше, чем предусмотрено теорией, при этом увеличение звукового давления зависит и от частоты октавы измеряемого шума: в различных октавах имело место различное увеличение уровней.

Для исследования влияния конструктивного исполнения ГПА на уровни эквивалентного шума при эксплуатации были определены по три агрегата различного типа примерно одного года установки и одинаковой установленной мощности: ГПА-Ц, ГТК и ГТН. Выявлено, что эквивалентный уровень звука при обслуживании агрегатов в цеховом исполнении примерно на 9 дБА экв. выше,

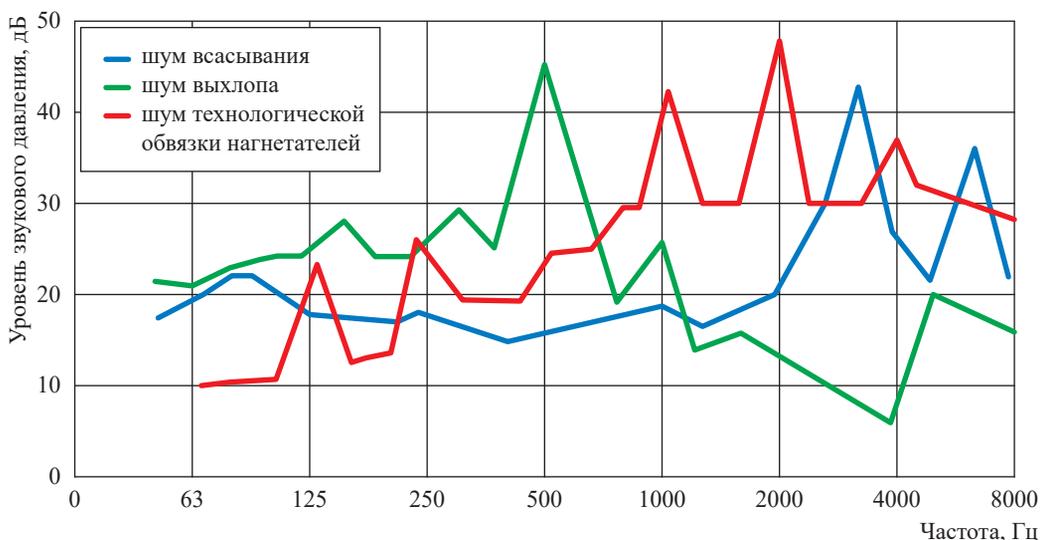


Рис. 2. Спектры доминирующих источников шума на территории КС в зоне жилой застройки

чем при обслуживании агрегатов в индивидуальных укрытиях, а для агрегатов в блочно-контейнерном исполнении – на 2...3 дБА выше, чем в цеховом исполнении. Данные результаты параметрических исследований были применены при разработке рекомендаций по созданию малошумного ГПА.

Шумное оборудование КС, создающее шумовой режим на селитебной территории, было разделено на две категории: 1) оборудование, излучающее шум в помещении, и 2) оборудование, излучающее шум в атмосферу. К первой категории относятся: центробежные нагнетатели, газовые турбины, камеры сгорания, насосы и т.д. Звуковая энергия этих агрегатов частично поглощается внутри помещений и через ограждающие конструкции излучается на окружающую среду. Вторую категорию составляют агрегаты и узлы, излучающие шум непосредственно в атмосферу или через стенки трубопроводов. К этой категории относятся: всасывание осевого компрессора, выхлоп турбины, технологическая обвязка трубопроводов, стенки контейнеров агрегатов в блочном исполнении, вентиляторы маслоохладителей, вентиляторы градирен и т.д.

До проведения исследований ООО «Газпром ВНИИГАЗ» не было ясности в определении источников шума. Так, на КС «Красилово» в 1973 г. на вновь построенном цехе с агрегатами ГТК-10 безуспешно пытались снизить шум ГПА путем усиления глушителя шума

всасывания, тогда впервые была выявлена роль шума выхлопа ГПА в зашумлении селитебной территории. Проведенные оценки вклада шума каждого источника (рис. 2) показали, что источники первой категории можно не принимать во внимание при оценке шумовой нагрузки на окружающую среду.

На КС с агрегатами, размещенными в здании, высоким уровнем звуковой мощности характеризуются: воздухозаборные камеры (ВЗК), технологическая обвязка трубопроводов, система охлаждения, ограждающие поверхности компрессорного цеха, высоко расположенные над поверхностью земли, имеющие высокие уровни звуковой мощности шахты выхлопа ГПА, вентиляторы градирен систем оборотного водоснабжения. На КС с агрегатами, размещенными в контейнерах или индивидуальных укрытиях, источники шума те же, только здесь вместо ограждающей поверхности компрессорного цеха звукоактивной является поверхность контейнера или укрытия.

Отмечаются характерные максимумы спектров шума на частотах 500...1000 Гц (шум выхлопа), на частотах 2000...4000 Гц (шум ВЗК), на частотах 500, 2000 и 4000 Гц (шум технологической обвязки трубопроводов). На расстоянии до 0,8...1 км от КС основным источником шума является шахта всасывания газотурбинной установки (ГТУ) на частоте 3000 Гц, а на расстоянии свыше 0,8...1 км от КС – шахта выхлопа на частоте 500 Гц.

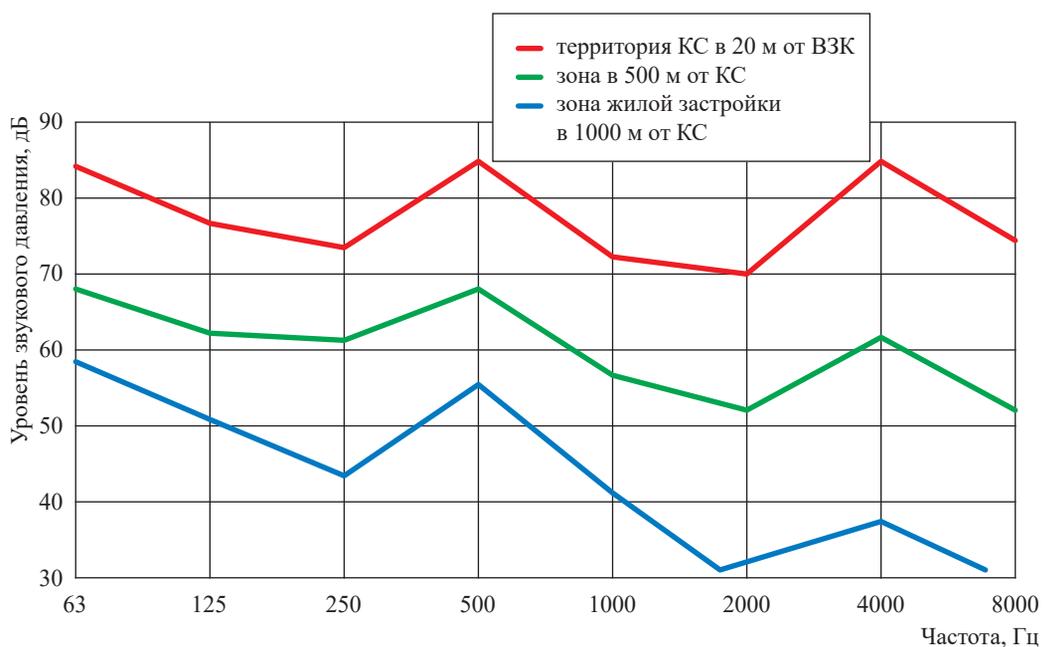


Рис. 3. Изменение роли доминирующих источников шума на КС

С удалением расстояния от КС доля излучения каждого источника снижается неодинаково в зависимости от характера спектра шума. Изменение роли доминирующих источников шума обусловлено более интенсивным поглощением высокочастотного шума в воздухе и экранированием расположенных низко по отношению к уровню земли источников шума (ВЗК, технологическая обвязка трубопроводов и др.) зелеными насаждениями, рельефом местности, зданиями и сооружениями (рис. 3).

Физическая природа источников шума на КС

Для разработки мероприятий по снижению шума КС необходимо определить физическую природу источника шума. Обзор опубликованных ВНИИГАЗом работ позволяет сделать вывод о том, что источники шума ГПА можно разделить на аэродинамические и механические. Механизм генерации шума этими источниками был описан в работе ВНИИГАЗа [1] и в основной работе проф. Н.И. Иванова [7]. Анализ спектров шума ГПА показывает, что в общем звуковом поле КС наибольшая интенсивность шума излучается в области средних и высоких частот. Это свидетельствует о наибольшем вкладе аэродинамического шума, генерируемого на лопаточной частоте вращения ротора компрессора и турбин, а также на их гармониках. Основы теории возникновения аэродинамического шума были разработаны выдающимся ученым Е.Я. Юдиным [8], а затем распространены на ГПА ВНИИГАЗом. При распространении по выхлопному тракту моды вращения на лопаточных частотах изменяются, что приводит к появлению шума выхлопа ГПА на частотах 500...1000 Гц, шум всасывания непосредственно излучается в виде мод вращения против потока воздуха на частотах 500...4000 Гц.

Шум ГПА с газотурбинным приводом рождается в первую очередь работой ГТУ и нагнетателя. Интенсивными излучателями шума являются ВЗК и всасывающий патрубок осевого компрессора, корпус и шахта выхлопа ГТУ, нагнетатель и трубопровод его технологической обвязки. При всасывании воздуха осевым компрессором возникает интенсивный шум с уровнями звукового давления 95...105 дБ, причем максимум излучения имеет место в частотном диапазоне от 1000 до 4000 Гц. Характер спектра шума всасывания – тональный.

Шум шахты выхлопа ГТУ имеет максимум излучения в частотном диапазоне 500...1000 Гц с ярко выраженными тональными составляющими и уровнями шума 85...95 дБ на расстоянии 10 м от шахты (15...20 м от ее среза). Нагнетатели излучают широкополосный шум с уровнями 90...100 дБ и максимумом звукоизлучения в октавах 1000 и 2000 Гц.

Шум технологической обвязки аналогичен по частотному спектру шуму нагнетателя и имеет уровни на 5...6 дБ ниже. Излучаемый трубами технологической обвязки шум прослушивается на расстоянии до 25...30 м от их местонахождения, так как с увеличением расстояния шум трубопровода существенно снижается в результате поглощения поверхностью земли, травой, деревьями и кустарником. Чаще всего на территории КС доминирует наиболее интенсивный по уровню шум ВЗК, однако по мере удаления от станции в общем шуме КС возрастает роль низкочастотного шума выхлопа, так как высокочастотный шум всасывания эффективно поглощается воздухом. Таким образом, на территории ближайшей к КС жилой застройки доминирующим становится шум выхлопа.

Шум технологической обвязки нагнетателей излучается от нагнетателя внутри газопроводов всасывания и нагнетания, при распространении по газопроводам этот шум изменяется и усиливается за счет поворотов трубопроводов (вторичное шумообразование).

Механический шум [7] возникает при соударениях в сочленениях, при силовом взаимодействии вращающихся масс, при трении соприкасающихся элементов. Интенсивность излучаемого шума и характер его спектра зависят от массы соударяющихся деталей, скорости соударений, модуля упругости этих деталей, площади излучения. На КС этот вид шума имеет большое значение при установке редуктора между двигателем и нагнетателем, что было отмечено при акустическом обследовании ГПА устаревших моделей [1].

Ранее описаны [1] механизмы генерации шума горения, электропривода и других источников. Механизм генерации шума камер сгорания ГТУ обусловлен завихрениями потока газа и хаотическими пульсациями давления. Шум электрического привода обусловлен звуковой вибрацией, которая возникает в статоре и роторе электрических машин.

Изучение механизма генерации шума ГПА позволило разработать достаточно

эффективные технические решения по снижению его интенсивности.

Разработка методики расчета ожидаемых уровней шума на местности

При проектировании предприятия транспортировки газа необходимо было исследовать закономерности распространения шума основных источников КС в окружающую среду и определить размеры СЗЗ по шуму. При допущении об излучении шума источника в полусфере действующие методики расчета ожидаемых уровней шума на расстоянии от источника приводили к чрезмерно большим размерам СЗЗ, что сделало бы невозможным прохождение магистральных газопроводов по густозаселенным территориям.

В этой связи ВНИИГАЗом была выполнена большая теоретическая и экспериментальная работа. Были измерены спады звуковых давлений от КС с увеличением расстояния от КС для более чем 100 объектов. При этом методика исследований предусматривала одновременное с измерениями уровней звукового давления измерение параметров стратификации атмосферы, уклона местности, розы ветров. Определялось состояние земной поверхности: толщина покрова снега или травы (учет влияния импеданса земной поверхности).

В результате работы была сначала составлена теоретическая зависимость с поправочными экспериментальными коэффициентами, а потом получена упрощенная зависимость для практического применения при акустических расчетах. Разработанная методика акустического расчета использована при разработке нормативных документов¹, которые применяются и в настоящее время не только в ПАО «Газпром», но и органами санитарного надзора.

Разработка технических решений по снижению шума

На основании многолетнего опыта ВНИИГАЗа по борьбе с шумом на предприятиях газовой промышленности авторами разработаны и успешно применяется алгоритм

борьбы с шумом на компрессорных станциях, который послужил основой создания стандарта ПАО «Газпром»². К числу основных мероприятий по снижению шума на КС относятся:

- снижение шума в источнике его возникновения;
- установка глушителей на выхлопе и всасывании ГПА;
- покрытие наиболее шумных агрегатов звукоизолирующими кожухами;
- устройство звукоизолирующих кабин наблюдения, управления, отдыха и др.;
- рациональная планировка территории КС, при которой объекты, требующие защиты от шума (административные здания, ремонтно-восстановительные службы и др.), максимально удалены от шумных установок, находящихся как на открытых площадках, так и в помещении;
- рациональная поэтажная планировка зданий и размещение шумного оборудования в здании;
- установка звукопоглощающих облицовок потолка и стен, подвеска кулис и штучных звукопоглотителей;
- подбор звукопоглощающих ограждений, перекрытий, дверей и окон;
- выгородка наиболее шумных агрегатов;
- установка переносных акустических экранов, а также звукоизолирующих кожухов, шумопоглощающих покрытий на трубопроводы;
- устройство виброизолированных фундаментов и амортизаторов под оборудование для предотвращения передачи вибрации строительным конструкциям;
- применение вибродемпфирующих и виброизолирующих покрытий для вибрирующих воздуховодов, металлических ходовых площадок, лестниц и других поверхностей;
- использование индивидуальных средств защиты от шума.

Рекомендации по созданию ГПА с допустимым уровнем звуковой мощности

1. Уровень звуковой мощности ГПА должен быть ограничен в нормативном документе.
2. Для создания малошумного ГПА должны быть использованы двигатель и нагнетатель с улучшенной шумовой характеристикой,

¹ См.: Методика расчета шума от компрессорных станций: СТО Газпром. 2-3.5-042-2005. См. также: Регламент проведения акустического расчета на стадии проектирования компрессорных станций, дожимных компрессорных станций, компрессорных станций подземных хранилищ газа: СТО Газпром. 2-2.1-127-2007.

² См.: Защита от шума технологического оборудования ОАО «Газпром»: СТО Газпром. 2-3.5-043-2005.

при этом должны быть использованы все возможные методы.

3. Основное направление повышения эффективности глушителей шума ГТУ состоит в использовании средств шумоглушения комбинированного типа, включающих в себя элементы звукопоглощения и звукоизоляции, размещенные в газоздушных трактах; применении модулей глушения аэродинамически совершенной формы, способствующих одновременно повышению экономичности и экологичности агрегата. Эффективное подавление типичного для ГТУ тонального шума может быть достигнуто за счет использования пластинчатого глушителя с ячеистой облицовкой.

4. Расчет требуемой акустической характеристики шумоглушителя должен проводиться с обязательным учетом затухания и генерации звука на рабочих элементах газоздушного тракта ГТУ.

5. Современная методика расчета неоднородных пластинчатых глушителей Центрального котлотурбинного института (ЦКТИ)³ и ВНИИГАЗа включает соотношения для оптимального выбора физических и геометрических параметров составляющих элементов, а также контрольные и поверочные расчеты эффективности разработанных конструкций. Поверочный расчет целесообразно проводить на базе разработанного численного метода решения уравнений для акустических волн давления в неоднородных диссипативных средах.

6. Для предотвращения шумообразования в трактах всасывания и выхлопа ГТУ необходимо использовать аэродинамически отработанные формы канала, местные скорости потока в нем не должны превышать 30...50 м/с. В зонах возможного отрыва потока следует вводить продольные перегородки для размыкания обратной связи при автоколебаниях.

7. При использовании звукоотражательных элементов рекомендуется их локальная облицовка перфорированным звукопрозрачным экраном, сглаживающим изменения направления рабочего потока. Применение звукопоглощающей облицовки наиболее эффективно в зонах поворотов и изменения формы сечения тракта.

8. При использовании пластинчатых звукопоглощающих элементов наибольшее

низкочастотное глушение достигается в конструкциях со звукопроницаемыми элементами, в то время как для шумоглушения на средних и высоких частотах оптимально применение пластин с жесткой основой и резонансными слоями.

9. Для получения значительного снижения шума акустическими кожухами следует оборудовать все ГТУ одновременно.

10. В связи с интенсивным выделением тепла ГТУ необходим усиленный обдув закрытых кожухами агрегатов, что можно осуществить с помощью принудительной циркуляции, установив на воздухопроводы вентиляционные глушители.

11. Все элементы кожуха должны иметь одинаковую звукоизолирующую способность.

12. Кожухи следует устанавливать на резиновых прокладках, так как в результате вибрации стенки кожуха могут послужить источниками структурного звука.

13. Во всех случаях, когда на кожух могут передаваться вибрации от изолируемого источника шума, наружные стенки кожуха необходимо покрывать вибродемпфирующим материалом, по толщине покрытие должно в два-три раза превышать толщину стенки кожуха.

14. Необходимо предусмотреть наличие зазора между поверхностью источника шума и стенкой кожуха.

15. В качестве конструкционного материала для изготовления кожухов рекомендуются сталь или дюралюминий.

16. Внутренняя поверхность стенки кожуха должна быть облицована звукопоглощающими материалами.

17. Технологические отверстия кожуха должны быть снабжены щелевыми или трубчатыми глушителями.

18. Звукоизолирующая способность стенки кожуха должна быть не менее требуемой звукоизолирующей способности кожуха, определенной по методике ВНИИГАЗа.

19. Звукоизолирующие контейнеры должны иметь эффективность не ниже требуемой акустическим расчетом агрегата.

20. Каркас и звукоизолирующие панели должны быть акустически развязаны от двигателя, нагнетателя и между собой с помощью виброизолирующих конструкций.

21. Для внедрения рекомендуется звукоизолирующая панель конструкции ВНИИГАЗа,

³ Сейчас: ОАО «Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И.И. Ползунова».

характеризующаяся максимально возможной звукоизоляцией.

22. Эффективность звукоизоляции контейнера должна быть проверена методом прозвучивания.

23. При определении объема и параметров вибропоглощающих покрытий, предназначенных для уменьшения вибрации трубопроводов, целесообразно учитывать следующее:

- применение вибропоглощающих покрытий (мастик) на частотах ниже 800...1000 Гц является малоэффективным, а эффект в этом частотном диапазоне достигается в основном за счет увеличения поверхностной массы трубопровода; для достижения эффекта снижения вибрации в широком диапазоне частот (выше 1000 Гц) рекомендуется применять однослойное вибропоглощающее покрытие; для достижения эффекта снижения вибрации в ограниченном частотном диапазоне рекомендуется применять армированное вибропоглощающее покрытие; оптимальная толщина однослойного вибропоглощающего покрытия – от 1,5 до 2 толщин стенки трубопровода; для покрытия следует применять вибропоглощающие материалы с собственным коэффициентом потерь не менее 0,4, в случае возможности выбора необходимо использовать материалы с большим коэффициентом потерь; плотность и модуль Юнга материала покрытия слабо влияют на эффективность, однако при прочих равных условиях рекомендуется выбирать материалы, имеющие большие значения плотности и модуля Юнга; с учетом условий эксплуатации трубопроводов желательнее применять вибропоглощающие материалы, имеющие максимальные значения коэффициента потерь при температурах менее 10...20 °С, вибропоглощающие покрытия могут наноситься не на весь трубопровод, а только на те его участки, которые определяют максимальные значения шума;

- при определении объема и выборе конструкции звукоизолирующих покрытий для уменьшения шума, излучаемого трубопроводами, целесообразно учитывать следующее: эффективность снижения шума, излучаемого трубопроводами, с помощью звукоизолирующих покрытий (кожухов), как правило, выше по сравнению с вибропоглощающими покрытиями; базовая конструкция кожуха состоит из слоя звукопоглощающего материала (ЗПМ) и тонкой оболочки из металла, увеличение

толщины слоя ЗПМ приводит к экспоненциальному росту эффекта снижения шума; при наличии кожуха вибропоглощающее покрытие может наноситься на оболочку кожуха и стенку трубопровода для повышения суммарной эффективности снижения шума, параметры вибропоглощающих покрытий при этом определяются на основании расчетов по методике ВНИИГАЗа;

- при проектировании КС и планировке территории и размещения оборудования следует максимально использовать возможности учета фактора направленности шума ГПА, рельефа местности. В случае необходимости после выполнения акустического расчета КС проектируют акустические бермы;

- при ремонтных работах на КС следует применять акустические экраны конструкции ВНИИГАЗа.

Обзор внедренных технических решений

Устойчивая тенденция к снижению шума газотранспортного оборудования вызвана объективными требованиями защиты окружающей среды от технологического шума. Шум вошел в число факторов воздействия на окружающую среду, учитываемых природоохранными организациями, что вносит дополнительные ограничения на шумовые характеристики оборудования газовой промышленности.

Современное состояние исследований ВНИИГАЗа в области технической акустики, развития компьютерных методов позволяет значительно повысить эффективность средств глушения шума одного из самых шумных видов оборудования отрасли, а именно ГПА, за счет применения новых технических решений и уточненного расчета конструкций.

Результаты исследования института внедрены в практику проектирования систем шумоглушения ГПА, что позволило снизить затраты на мероприятия по обеспечению современных норм и стандартов по шуму на действующих и вновь вводимых предприятиях транспорта газа и прилегающих территориях.

Практическая реализация разработок ВНИИГАЗа на действующих предприятиях транспорта газа осуществлена на КС-БИС Торжокского ЛПУ и КС-15 (пос. Нюксеница) ПО «Севергазпром», на КС «Нюксеница», на контрольно-распределительном пункте в пос. Мострансгаз, на КС «Вулканешты».

Внедрение системы шумоглушения агрегатов ГТН-25 Уральского турбомоторного завода на заводе-изготовителе впервые позволило обеспечить на территории КС уровень звука не более 60 дБА экв., что соответствует требованиям санитарных норм по шуму.

Помимо перечисленных выше примеров внедрения разработок ВНИИГАЗа по снижению шума, рекомендации института использованы в проектах новых агрегатов ГПА-16 «Нева», ГПА-6,3 «Нева» АО «Кировский завод», ГПА-16 «Волга» АО «Турбокомпрессор», ГПА-16 «Урал» НПО «Искра».

Экономическая эффективность от внедрения мероприятий по снижению шума

Мероприятия по снижению шума на предприятиях газовой промышленности направлены на создание здоровых и безопасных условий труда и в первую очередь оказывают социальный эффект. Как правило, технические решения по снижению шума технологического оборудования приводят к дополнительным затратам материальных и трудовых ресурсов, при этом определить экономический эффект не всегда представляется возможным. Однако для получения социального эффекта при выполнении требований санитарных норм внедрение мероприятий по снижению шума является обязательным.

Расчеты экономического эффекта мероприятий по снижению шума следует выполнять для решения вопроса о целесообразности внедрения различных комплексов мероприятий. При этом те же мероприятия могут быть экономически целесообразны в одном цехе и невыгодны в другом. Так, например, акустическая облицовка ограждающих конструкций экономически выгодна в машинном зале, где обслуживающий персонал находится периодически 1...2 ч в смену, а ремонтный персонал постоянно, и невыгодна для помещений редуцирования газораспределительной станции,

где время пребывания обслуживающего персонала составляет менее 30 мин в смену. Дополнительное снижение неблагоприятного воздействия шума в этом случае может быть достигнуто применением обслуживающим персоналом индивидуальных средств защиты от шума.

Снижение шума КС приводит к достижению экономической эффективности, которая проявляется в сокращении приведенных расходов на строительство соединительного газопровода в случае приближения КС к жилой застройке по сравнению с расстоянием, определенным действующими СНиП 11.12-77.

В результате внедрения мероприятий по снижению шума технологического оборудования и возможного вследствие этого приближения КС к населенному пункту сокращается протяженность соединительного газопровода КС, а следовательно, и капитальные и эксплуатационные затраты на строительство.

Методики и примеры расчетов опубликованы ранее [9].

Выводы

В течение 50 лет ВНИИГАЗом проводилась большая работа, которая позволила значительно улучшить условия труда в газовой промышленности. Сегодня развитие отрасли, увеличение мощности технологического оборудования обуславливает необходимость дальнейших исследований. Для снижения шума оборудования повышенной мощности аспирантами ВНИИГАЗа проводятся:

- уточнение и усовершенствование теории генерации шума и разработка рекомендаций по внедрению более эффективных средств защиты от шума с применением новых перспективных материалов;
- изучение возможности полезного применения шума путем создания методики шумовой диагностики технологического оборудования.

Список литературы

1. Терехов А.Л. Современные методы снижения шума ГПА / А.Л. Терехов, М.Н. Дробаха. – СПб.: Недра, 2008. – 368 с.
2. Терехов А.Л. Оценка уровней звукового давления в помещениях КС магистральных газопроводов / А.Л. Терехов, Н.Б. Ивановский, С.А. Романов // Газовая промышленность. – 1976. – № 7. – С. 24–25.
3. Терехов А.Л. Борьба с шумом на компрессорных станциях / А.Л. Терехов. – Л.: Недра, 1985. – 182 с.
4. Терехов А.Л. Повышение безопасности персонала при эксплуатации буровых установок / А.Л. Терехов // Газовая промышленность. – 2016. – № 12. – С. 92–100.

5. Терехов А.Л. Контроль состояния рабочих мест как инструмент повышения безопасности труда на объектах ПАО «Газпром» / А.Л. Терехов, А.М. Семенцев // Газовая промышленность. – 2023. – № 1. – С. 110–116.
6. Терехов А.Л. Повышение безопасности труда. Исследование опасных и вредных факторов на добычных и газотранспортных объектах арктического шельфа / А.Л. Терехов, И.И. Терехов, А.М. Семенцев // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2022. – № 2 (51): Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. – С. 229–242.
7. Иванов Н.И. Инженерная акустика. Теория и практика борьбы с шумом / Н.И. Иванов. – М.: Логос, 2013. – 432 с.
8. Юдин Е.Я. Исследование шума вентиляторных установок и методы борьбы с ним / Е.Я. Юдин // Труды ЦАГИ. – 1958. – Вып. 713. – 227 с.
9. Терехов А.Л. Снижение шума на компрессорных станциях в газовой промышленности / А.Л. Терехов, Е.Н. Власов. – М.: Типография «Новость», 2005. – 261 с.

Developing methods of noise reduction for gas transmission providers and implementing acquired results

A.L. Terekhov

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_Terekhov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. At premises of the Gazprom’s gas transmitting providers, there were harmful labor conditions due to the intensive noise of the process equipment. The VNIIGAZ has theorized generation and spreading of the gas pipeline equipment noise. This theory enabled considerable reduction of noise within the work environment and provided pipelining through the dense residential territories without increase of noise loads. Some types of gas compressor units became safe according to the health standards of noise limits.

On the background of the fulfilled studies, the following mechanisms were uncovered: noise generation by the process facilities, terrestrial propagation of compressor noise. Few procedures were designed and included into a Gazprom’s standard, namely: a procedure for in-situ detecting the noise characteristics of the gas compressor units using method of guide values (in accordance with GOST 51402-99); a procedure for sound-insulation analysis of an enterprise with consideration of local topography, wind chart, status of the underlying terrain (height of grass vegetation, snow mantle, plantations). Implementation of the noise protection measures decreased a medical hazard class of labor conditions and enabled cutting the personnel’s extra hazard pays. The realized techniques improved the noise characteristics of gas transport facilities and besides the remarkable social effect gave the considerable cost advantage.

Keywords: noise protection for gas transmission providers, noise load, sonic pressure, labor protection, compressor station, gas compressor unit, gas pipeline, medical hazard class of labor conditions, cost advantage.

References

1. TEREKHOV, A.L. *Modern methods for reducing noise of gas compressor units* [Sovremennyye metody snizheniya shuma GPA]. St. Petersburg, 2008. (Russ.).
2. TEREKHOV, A.L., N.B. IVANOVSKIY, S.A. ROMANOV. Assessment of sound pressure levels within utility rooms of compressor stations of trunk gas pipelines [Otsenka urovney zvukovogo davleniya v pomeshcheniyakh KS magistralnykh gazoprovodov]. *Gazovaya Promyshlennost*, 1976, no. 7, pp. 24–25, ISSN 0016-5581. (Russ.).
3. TEREKHOV, A.L. *Noise suppression at compressor stations* [Borba s shumom na kompressornykh stantsiyakh]. Leningrad, USSR: Nedra, 1985. (Russ.).
4. TEREKHOV, A.L. Occupational safety and human ecology. Increasing personnel safety when operating drilling units [Povysheniye bezopasnosti personala pri ekspluatatsii burovnykh ustanovok]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2016, no. 12, pp. 92–100, ISSN 0016-5581. (Russ.).
5. TEREKHOV, A.L., A.M. SEMENTSEV. Workplace monitoring as a tool to improve workplace safety at PJSC Gazprom facilities [Kontrol sostoyaniya rabochikh mest kak instrument povysheniya bezopasnosti truda na obyektakh PAO “Gazprom”]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2023, no. 1, pp. 110–116, ISSN 0016-5581. (Russ.).

6. TEREKHOV, A.L., I.I. TEREKHOV, A.M. SEMENTSEV. Improvement of labor safety. Studying dangerous and harmful factors at gas-producing and gas-transporting facilities offshore the Arctic [Povysheniye bezopasnosti truda. Issledovaniye opasnykh i vrednykh faktorov na dobychnykh i gazotransportnykh ob'yektakh arkticheskogo shelfa]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2022, no. 2: Improvement of reliability and safety at gas-industry facilities, pp. 229–242. ISSN 2306-8949.
7. IVANOV, N.I. *Acoustic engineering. Theory and practice of noise protection* [Inzhenernaya akustika. Teoriya i praktika borby s shumom]. Moscow: Logos, 2013. (Russ.).
8. YUDIN, Ye.Ya. Studying noise of fan systems and methods for its suppression [Issledovaniye shuma ventilyatornykh ustanovok i metody borby s nim]. *Trudy TsAGI*, 1958, is. 713, ISSN 2588-0098. (Russ.).
9. TEREKHOV, A.L., Ye.N. VLASOV. *Reduction of noise at compressor plants in gas industry* [Snizheniye shuma na kompressornykh stantsiyakh v gazovoy promyshlennosti]. Moscow: Novost printing house, 2005. (Russ.).

Сведения об авторах

<i>Абарбанель Евгений Григорьевич</i>	заместитель начальника Отдела интегрированного геолого-геофизического моделирования месторождений ТРИЗ Центра геологического и научно-методического сопровождения разработки месторождений и ТРИЗ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: E_Abarbanel@vniigaz.gazprom.ru
<i>Александров Игорь Станиславович</i>	д.т.н., директор Института морских технологий, энергетики и строительства Калининградского государственного технического университета. E-mail: igor.alexandrov@klgtu.ru
<i>Атаманов Григорий Борисович</i>	научный сотрудник Лаборатории промысловых низкотемпературных процессов Центра промысловых технологий добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: G_Atamanov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Базаев Антон Андрианович</i>	начальник Отдела разработки и эксплуатации северной группы месторождений Ноябрьского региона Центра разработки и эксплуатации месторождений Надымского района ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Bazaev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Белецкая Екатерина Олеговна</i>	научный сотрудник Лаборатории проектирования и анализа эксплуатации ПХГ в водоносных пластах Центра технологий хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: E_Beletskaya@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ваньков Валерий Петрович</i>	главный специалист Лаборатории физического моделирования многофазных процессов Московского центра исследования пластовых систем (керна и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: V_Vankov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Васильев Иван Иванович</i>	начальник Службы мониторинга технологических процессов добычи, сбора, подготовки газа, газового конденсата Инженерно-технического центра – филиала ООО «Газпром добыча Иркутск». E-mail: mail@irkutsk-dobycha.gazprom.ru
<i>Волков Д.С.</i>	к.г.-м.н., главный специалист Управления региональной геологии и ГРП ООО «ЗН НТЦ». E-mail: zn-ntc.info@nestro.ru
<i>Воронцов Михаил Александрович</i>	начальник Корпоративного научно-технического центра газотранспортных систем и технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ», МГТУ им. Н.Э. Баумана, доцент Университета ИТМО. E-mail: M_Vorontsov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Герасимов Анатолий Алексеевич</i>	д.т.н., профессор Калининградского государственного технического университета. E-mail: anatoliy.gerasimov@klgtu.ru
<i>Гизулин Эдуард Фаритович</i>	главный инженер Газопромыслового управления ООО «Газпром добыча Ямбург». E-mail: E.Gizulin@yamburg.gazprom.ru
<i>Глазова Татьяна Викторовна</i>	заместитель начальника Отдела промыслово-геологического сопровождения Корпоративного научно-технического центра освоения новых месторождений и участков недр ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: T_Glazova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Григорьев Александр Васильевич</i>	ведущий научный сотрудник Отдела по работе на зарубежных ПХГ Центра технологий хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Григорьев Борис Афанасьевич</i>	д.т.н., чл.-корр. РАН, начальник Отдела ученого совета в Московской области ООО «Газпром ВНИИГАЗ», главный научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН. E-mail: B_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Гриценко Александр Иванович</i>	д.т.н., профессор, чл.-корр. РАН, главный научный сотрудник Отдела ученого совета в Московской области ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Gritsenko@vniigaz.gazprom.ru

<i>Гуань Моди</i>	Научно-исследовательский институт разведки и разработки нефтегазовых месторождений, Китайская национальная нефтегазовая корпорация, Национальный центр исследования и добычи нефти и газа из малопроницаемых пластов КНР, Главная государственная лаборатория континентальной сланцевой нефти КНР. E-mail: wust@petrochina.com.cn
<i>Дегтярёв Сергей Петрович</i>	заместитель генерального директора по производству ООО «Газпром добыча Ямбург». E-mail: SP.Degtyarev@yamburg.gazprom.ru
<i>Жирнов Роман Анатольевич</i>	к.т.н., начальник Центра разработки и эксплуатации месторождений Европейской части РФ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: R_Jirnov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Зимин Сергей Сергеевич</i>	техник Лаборатории проектирования и анализа эксплуатации ПХГ в водоносных пластах Центра технологий хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: S_Zimin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Зыкин Михаил Яковлевич</i>	к.г.-м.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: M_Zykin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Игуменов Илья Дмитриевич</i>	аспирант кафедры строительства Калининградского государственного технического университета. E-mail: rector@klgtu.ru
<i>Изымченко Дмитрий Викторович</i>	к.т.н., начальник Центра промысловых технологий добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: D_Izyumchenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Истомин Владимир Александрович</i>	д.х.н., главный научный сотрудник Лаборатории промысловых газогидратных, адсорбционных и мембранных технологий Центра промысловых технологий добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: V_Istomin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Касперович Антон Михайлович</i>	младший научный сотрудник Отдела разработки и эксплуатации южной группы месторождений Ноябрьского региона Центра разработки и эксплуатации месторождений Надымского района ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Kasperovich@vniigaz.gazprom.ru
<i>Кwon Валерий Герасимович</i>	начальник Лаборатории промысловых газогидратных, адсорбционных и мембранных технологий Центра промысловых технологий добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: V_Kwon@vniigaz.gazprom.ru
<i>Кубанов Александр Николаевич</i>	к.т.н., начальник Лаборатории промысловых низкотемпературных процессов Центра промысловых технологий добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Kubanov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Кудияров Герман Сергеевич</i>	ведущий инженер производственно-технического отдела Газопромыслового управления ООО «Газпром добыча Ямбург». E-mail: G.Kudiyarov@yamburg.gazprom.ru
<i>Кутуков Владислав Владимирович</i>	инженер по добыче нефти и газа II категории газового промысла № 1В Газопромыслового управления ООО «Газпром добыча Ямбург». E-mail: V.Kutukov@yamburg.gazprom.ru
<i>Леонов Ярослав Александрович</i>	заведующий лабораторией физического моделирования процессов фильтрации ООО «НК «Роснефть» – НТЦ». E-mail: yaleonov@ntc.rosneft.ru
<i>Лихущин 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>Лысов Андрей Олегович</i>	заместитель начальника Центра разработки и эксплуатации месторождений Надымского района ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Lysov@vniigaz.gazprom.ru

<i>Ляо Фэнжун</i>	Научно-исследовательский институт разведки и разработки нефтегазовых месторождений, Китайская национальная нефтегазовая корпорация, Национальный центр исследования и добычи нефти и газа из малопроницаемых пластов КНР. E-mail: wust@petrochina.com.cn
<i>Макишаев Михаил Николаевич</i>	начальник Газопромислового управления ООО «Газпром добыча Ямбург». E-mail: M.Makshaev@yamburg.gazprom.ru
<i>Мизин Андрей Витальевич</i>	заместитель начальника Лаборатории физического моделирования многофазных процессов Московского центра исследования пластовых систем (керна и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Mizin@vniigaz.gazprom.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>Моисеев Виктор Владимирович</i>	главный инженер – первый заместитель генерального директора ООО «Газпром добыча Ямбург». E-mail: priemnaia@yamburg.gazprom.ru
<i>Мясищев Владимир Евгеньевич</i>	заместитель начальника Лаборатории разработки технологий строительства скважин Центра технологий строительства и ремонта скважин ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: V_Myasishev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Недзвецкий Максим Юрьевич</i>	к.э.н., Генеральный директор ООО «Газпром ВНИИГАЗ», заместитель начальника Департамента ПАО «Газпром». E-mail: M_Nedzvetskiy@vniigaz.gazprom.ru
<i>Нежданов Алексей Алексеевич</i>	д.г.-м.н., советник по геологии ФАУ «ЗапСибНИИГГ». E-mail: NezhdanovAA@zsnigg.ru
<i>Николаев Д.А.</i>	Университет ИТМО. E-mail: od@itmo.ru
<i>Николаев Олег Валерьевич</i>	д.т.н., заместитель начальника Лаборатории моделирования газожидкостных потоков в системах добычи Центра технологий строительства и ремонта скважин ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: O_Nikolaev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Печерский Дмитрий Ю.</i>	ООО «Газпром добыча Ямбург». E-mail: info@ygd.gazprom.ru
<i>Плосков Александр Александрович</i>	к.т.н., заместитель начальника Центра технологий строительства и ремонта скважин ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Ploskov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Попович Александра Павловна</i>	заместитель начальника Лаборатории проектирования и анализа эксплуатации ПХГ в водоносных пластах Центра технологий хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Popovich@vniigaz.gazprom.ru
<i>Рассохин Андрей Сергеевич</i>	к.т.н., начальник Лаборатории физики пласта Московского центра исследования пластовых систем (керна и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Rassokhin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Рогозин Александр Анатольевич</i>	начальник Отдела комплексного исследования керна ООО «НК «Роснефть» – НТЦ». E-mail: aarogozin@ntc.rosneft.ru
<i>Ротов Александр Александрович</i>	к.т.н., начальник Лаборатории внутрипромыслового транспорта газа Центра промысловых технологий добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Rotov@vniigaz.gazprom.ru

<i>Рукавишников Сергей Юрьевич</i>	инженер 1 категории ООО «НК «Роснефть» – НТЦ». E-mail: SYu_Rukavishnikov@ntc.rosneft.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>Соколов Александр Фёдорович</i>	к.т.н., начальник Лаборатории физического моделирования многофазных процессов Московского центра исследования пластовых систем (керна и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: AF_Sokolov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Сподобаев Александр Анатольевич</i>	заместитель начальника Отдела интерпретации сейсмических данных Центра обработки и интерпретации данных разведочной геофизики (г. Тюмень) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Spodobaev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Стоноженко Иван Васильевич</i>	начальник Лаборатории моделирования газожидкостных потоков в системах добычи Центра технологий строительства и ремонта скважин ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: I_Stonozhenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Суворов Василий Александрович</i>	научный сотрудник Отдела промыслово-геологического сопровождения Корпоративного научно-технического центра освоения новых месторождений и участков недр ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: V_Suvorov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Сычева Ольга Викторовна</i>	старший научный сотрудник Отдела разработки и эксплуатации южной группы месторождений Ноябрьского региона Центра разработки и эксплуатации месторождений Надымского района ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: O_Sycheva@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>Терехов Алексей Леонидович</i>	д.т.н., профессор, главный научный сотрудник Отдела ученого совета в Московской области ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Terekhov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Троицкий Владимир Михайлович</i>	к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории физического моделирования многофазных процессов Московского центра исследования пластовых систем (керна и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: V_Troitskiy@vniigaz.gazprom.ru
<i>Тянь Хуа</i>	Научно-исследовательский институт разведки и разработки нефтегазовых месторождений, Китайская национальная нефтегазовая корпорация, Национальный центр исследования и добычи нефти и газа из малопроницаемых пластов КНР. E-mail: wust@petrochina.com.cn
<i>У Сунтао</i>	Научно-исследовательский институт разведки и разработки нефтегазовых месторождений, Китайская национальная нефтегазовая корпорация, Национальный центр исследования и добычи нефти и газа из малопроницаемых пластов КНР, Главная государственная лаборатория континентальной сланцевой нефти КНР. E-mail: wust@petrochina.com.cn
<i>Федулов Дмитрий Михайлович</i>	заместитель начальника Центра промысловых технологий добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: D_Fedulov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Харченко Юрий Алексеевич</i>	д.т.н., профессор кафедры освоения морских нефтегазовых месторождений РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. E-mail: 79169014872@yandex.ru

<i>Цзян Сяохуа</i>	Научно-исследовательский институт разведки и разработки нефтегазовых месторождений, Китайская национальная нефтегазовая корпорация, Национальный центр исследования и добычи нефти и газа из малопроницаемых пластов КНР, Главная государственная лаборатория континентальной сланцевой нефти КНР. E-mail: wust@petrochina.com.cn
<i>Чудин Антон Сергеевич</i>	к.т.н., начальник Лаборатории проектирования и анализа разработки газоконденсатных и нефтегазовых месторождений Центра разработки месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Chudin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Шалимов Сергей Анатольевич</i>	генеральный директор ООО «Газпром добыча Ямбург». E-mail: priemnaia@yamburg.gazprom.ru
<i>Шандрыгин Александр Николаевич</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Центра разработки и эксплуатации месторождений Европейской части РФ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Shandrygin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Штоль Ксения Владимировна</i>	ведущий геофизик Отдела интерпретации сейсмических данных Центра обработки и интерпретации данных разведочной геофизики (г. Тюмень) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: K_Shtol@vniigaz.gazprom.ru
<i>Шушкевич Екатерина Михайловна</i>	научный сотрудник Отдела разработки и эксплуатации Астраханского месторождения Центра разработки и эксплуатации месторождений Европейской части РФ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: E_Shushkevich@vniigaz.gazprom.ru
<i>Югонсон Максим Олегович</i>	заместитель начальника Центра разработки и эксплуатации месторождений Европейской части РФ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: M_Yugonson@vniigaz.gazprom.ru
<i>Юй Цун</i>	Научно-исследовательский институт разведки и разработки нефтегазовых месторождений, Китайская национальная нефтегазовая корпорация, Национальный центр исследования и добычи нефти и газа из малопроницаемых пластов КНР, Главная государственная лаборатория континентальной сланцевой нефти КНР. E-mail: wust@petrochina.com.cn
<i>Яхонтов Дмитрий Александрович</i>	начальник технического отдела ООО «Газпром добыча Ямбург». E-mail: D.Yahontov@yamburg.gazprom.ru
<i>Ibrahimoglu Beysan (Фарзалиев)</i>	Dr., Ankara Bilim Üniversitesi. E-mail: beycanibrahimoglu@yahoo.com

Information about the authors

<i>Abarbanel Yevgeniy Grigoryevich</i>	deputy head of the Division for integrated geological-geophysical simulation of hard-to-recover reserves fields in the Center for scientific and methodical support of the field and hard-to-recover reserves development at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: E_Abarbanel@vniigaz.gazprom.ru
<i>Aleksandrov Igor Stanislavovich</i>	doctor of engineering, director of the Institute for marine technologies, energetics and construction industry at Kaliningrad State Technical University. E-mail: igor.aleksandrov@klgtu.ru
<i>Atamanov Grigoriy Borisovich</i>	research associate in the Laboratory for field low-temperature processes of the Center for field production technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: G_Atamanov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Bazayev Anton Andrianovich</i>	head of the Division for development and operation of fields from the northern group in Noyabrsk region in the Center for development and operation of fields in Nadym district at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Bazaev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Beletskaya Yekaterina Olegovna</i>	research associate in the Laboratory for design and analysis of UGSs operation in water-bearing beds of the Center for technologies of gas storing at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: E_Beletskaya@vniigaz.gazprom.ru
<i>Chudin Anton Sergeyevich</i>	candidate of engineering, head of the Laboratory for design and analysis of exploration of gas-condensate and oil-and-gas fields in the Center for development of fields at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Chudin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Cong Yu</i>	Research Institute of Petroleum Exploration and Development, CNPC, National Energy Tight Oil and Gas R&D Center, State Key Laboratory of Continental Shale Oil. E-mail: wust@petrochina.com.cn
<i>Degtyarev Sergey Petrovich</i>	deputy director on production of the Gazprom Dobycha Yamburg LLC. E-mail: SP.Degtyarev@yamburg.gazprom.ru
<i>Fedulov Dmitriy Mikhaylovich</i>	deputy head of the Center for field gas production technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: D_Fedulov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Fengrong Liao</i>	Research Institute of Petroleum Exploration and Development, CNPC, National Energy Tight Oil and Gas R&D Center. E-mail: wust@petrochina.com.cn
<i>Gerasimov Anatoliy Alekseyevich</i>	doctor of engineering, professor of Kaliningrad State Technical University. E-mail: anatoliy.gerasimov@klgtu.ru
<i>Gizulin Eduard Faritovich</i>	chief engineer of the Gas production directorate at the Gazprom Dobycha Yamburg LLC. E-mail: E.Gizulin@yamburg.gazprom.ru
<i>Glazova Tatyana Viktorovna</i>	deputy head of the Division for field geological support in the Corporate scientific-technical center for development of new fields and subsoil sites at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: T_Glazova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Grigoryev Aleksandr Vasilyevich</i>	leading research associate in the Division for operation of foreign UGSs of the Center for technologies of gas storing Federation at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Grigoryev Boris Afanasyevich</i>	doctor of engineering, correspondent member of RAS, head of the Academic council division in Moscow Region at the Gazprom VNIIGAZ LLC, chief research associate at the Oil and gas research institute of Russian Academy of Sciences. E-mail: B_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Gritsenko Aleksandr Ivanovich</i>	doctor of engineering, professor, correspondent member of RAS, chief research associate in the Academic council division in Moscow Region at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Gritsenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Hua Tian</i>	Research Institute of Petroleum Exploration and Development, CNPC, National Energy Tight Oil and Gas R&D Center. E-mail: wust@petrochina.com.cn

<i>Ibrahimoglu Beycan</i>	Dr., Ankara Bilim Üniversitesi. E-mail: beycanibrahimoglu@yahoo.com
<i>Igumnov Ilya Dmitriyevich</i>	postgraduate student of the Construction department at the Kaliningrad State Technical University. E-mail: rector@klgtu.ru
<i>Istomin Vladimir Aleksandrovich</i>	doctor of chemical sciences, chief research associate in the Laboratory for field gas-hydrate, adsorption and membrane technologies of the Center for field gas production technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: V_Istomin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Izyumchenko Dmitriy Viktorovich</i>	candidate of engineering, head of the Center for field gas production technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: D_Izyumchenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kasperovich Anton Mikhailovich</i>	junior research associate in the Division for development and operation of fields from the southern group in Noyabrsk region of the Center for development and operation of fields in Nadym district at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Kasperovich@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kharchenko Yuriy Alekseyevich</i>	doctor of engineering, professor of the Department for development of the offshore oil-gas fields at Gubkin University. E-mail: 79169014872@yandex.ru
<i>Kubanov Aleksandr Nikolayevich</i>	candidate of engineering, head of the Laboratory for field low-temperature processes in Center for field gas production technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Kubanov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kudiyarov German Sergeyevich</i>	leading engineer in the Industrial & Technical division of the Gas production directorate at the Gazprom Dobycha Yamburg LLC. E-mail: G.Kudiyarov@yamburg.gazprom.ru
<i>Kutukov Vladislav Vladimirovich</i>	engineer of the 2 nd category on oil and gas recovery at the gas field no. 1B of the Gas production directorate at the Gazprom Dobycha Yamburg LLC. E-mail: V.Kutukov@yamburg.gazprom.ru
<i>Kwon Valeriy Gerasimovich</i>	head of the Laboratory for field gas-hydrate, adsorption and membrane technologies in the Center for field gas production technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: V_Kwon@vniigaz.gazprom.ru
<i>Leonov Yaroslav Aleksandrovich</i>	head of the Laboratory for physical modelling of filtration processes at the NK "Rosneft" – NTTs LLC. E-mail: yaleonov@ntc.rosneft.ru
<i>Likhushin Aleksandr Mikhailovich</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>Lysov Andrey Olegovich</i>	deputy head of the Center for development and operation of fields in Nadym district at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Lysov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Makshiev Mikhail Nikolayevich</i>	head of the Gas production directorate at the Gazprom Dobycha Yamburg LLC. E-mail: M.Makshaev@yamburg.gazprom.ru
<i>Mikhailovskiy 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>Mizin Andrey Vitalyevich</i>	deputy head of the Laboratory for physical modelling of multiphase processes of the Moscow center for research of oil-and-gas strata systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Mizin@vniigaz.gazprom.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>Modi Guan</i>	Research Institute of Petroleum Exploration and Development, CNPC, National Energy Tight Oil and Gas R&D Center, State Key Laboratory of Continental Shale Oil. E-mail: wust@petrochina.com.cn
<i>Moiseyev Viktor Vladimirovich</i>	chief engineer – first deputy director of the Gazprom Dobycha Yamburg LLC. E-mail: priemnaia@yamburg.gazprom.ru

<i>Myasishchev Vladimir Yevgenyevich</i>	deputy head of the Laboratory for development of well construction technologies in the Center for well construction and repair technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: V_Myasishev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Nedzvetskiy Maksim Yuryevich</i>	candidate of economics, general director of the Gazprom VNIIGAZ LLC, deputy head of a Gazprom PJSC department. E-mail: M_Nedzvetskiy@vniigaz.gazprom.ru
<i>Nezhdanov Aleksyey Alekseyevich</i>	doctor of geology and mineralogy, adviser on geology at the West Siberian Research Institute of Geology and Geophysics (ZapSibNIIGG). E-mail: NezhdanovAA@zsnigg.ru
<i>Nikolayev Oleg Valeryevich</i>	doctor of engineering, deputy head of the Laboratory for modelling gas-liquid flows in gas production systems in the Center for well construction and repair technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: O_Nikolaev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Nukolayev D.A.</i>	ITMO University. E-mail: od@itmo.ru
<i>Pecherskiy Dmitriy Yu.</i>	Gazprom Dobycha Yamburg LLC. E-mail: info@ygd.gazprom.ru
<i>Ploskov Aleksandr Aleksandrovich</i>	candidate of engineering, deputy head of the Center for well construction and repair technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Ploskov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Popovich Aleksandra Pavlovna</i>	deputy head of the Laboratory for design and analysis of UGSs operation in water-bearing beds in the Center for technologies of gas storing at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Popovich@vniigaz.gazprom.ru
<i>Rassokhin Andrey Sergeevich</i>	candidate of engineering, head of the Laboratory for reservoir physics of the Moscow center for research of oil-and-gas strata systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Rassokhin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Rogozin Aleksandr Anatolyevich</i>	head of the Division for complex studying of core at the NK "Rosneft" – NTTs LLC. E-mail: aarogozin@ntc.rosneft.ru
<i>Rotov Aleksandr Aleksandrovich</i>	candidate of engineering, head of the Laboratory for intra-field transport of gas in the Center for field gas production technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Rotov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Rukavishnikov Sergey Yuryevich</i>	engineer of 1 st category at the NK "Rosneft" – NTTs LLC. E-mail: SYu_Rukavishnikov@ntc.rosneft.ru
<i>Shalimov Sergey Anatolyevich</i>	general director of the Gazprom Dobycha Yamburg LLC. E-mail: priemnaia@yamburg.gazprom.ru
<i>Shandrygin Aleksandr Nikolayevich</i>	doctor of engineering, chief research associate in the Center for development and operation of fields in the European part of Russian Federation at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Shandrygin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Shtol Kseniya Vladimirovna</i>	leading geophysicist of the Division for interpretation of seismic data in the Center for processing and interpreting logging data (Tyumen) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: K_Shtol@vniigaz.gazprom.ru
<i>Shushkevich Yekaterina Mikhaylovna</i>	research associate in the Division for development and operation of Astrakhan field of the Center for development and operation of fields in the European part of Russian Federation at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: E_Shushkevich@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>Sokolov Aleksandr Fedorovich</i>	candidate of engineering, head of the Laboratory for physical modelling of multiphase processes of the Moscow center for research of oil-and-gas strata systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: AF_Sokolov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Songtao Wu</i>	Research Institute of Petroleum Exploration and Development, CNPC, National Energy Tight Oil and Gas R&D Center, State Key Laboratory of Continental Shale Oil. E-mail: wust@petrochina.com.cn

<i>Spodobayev Aleksandr Anatolyevich</i>	deputy head of the Division for interpretation of seismic data in the Center for processing and interpreting logging data (Tyumen) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Spodobaev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Stonozhenko Ivan Vasilyevich</i>	head of the Laboratory for modelling gas-liquid flows in gas production systems in the Center for well construction and repair technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: I_Stonozhenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Suvorov Vasily Aleksandrovich</i>	research associate in the Division for field geological support in the Corporate scientific-technical center for development of new fields and subsoil sites at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: V_Suvorov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Sycheva Olga Viktorovna</i>	senior research associate in the Division for development and operation of fields from the southern group in Noyabrsk region of the Center for development and operation of fields in Nadym district at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: O_Sycheva@vniigaz.gazprom.ru
<i>Taran Anastasiya Aleksandrovna</i>	junior research associate in the Laboratory for design and analysis of UGSs operation 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>Terekhov Aleksy Leonidovich</i>	doctor of engineering, professor, chief research associate of the Academic council division in Moscow Region at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Terekhov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Troitskiy Vladimir Mikhaylovich</i>	candidate of physics and mathematics, leading research associate in the Laboratory for physical modelling of multiphase processes of the Moscow center for research of oil-and-gas strata systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: V_Troitskiy@vniigaz.gazprom.ru
<i>Vankov Valeriy Petrovich</i>	chief specialist in the Laboratory for physical modelling of multiphase processes of the Moscow center for research of oil-and-gas strata systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: V_Vankov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Vasilyev Ivan Ivanovich</i>	head of the Service for monitoring of processes of production, collection and treatment of gas and gas condensate at the Engineering & Technical Center – a branch of the Gazprom Dobycha Irkutsk LLC. E-mail: mail@irkutsk-dobycha.gazprom.ru
<i>Volkov D.S.</i>	candidate of geology and mineralogy, chief specialist of the Administration for regional geology and geological prospecting at the “ZN NTTs” LLC. E-mail: zn-ntc.info@nestro.ru
<i>Vorontsov Mikhail Aleksandrovich</i>	head of the Corporate scientific and technical center for gas transportation systems and techniques at the Gazprom VNIIGAZ LLC, Bauman Moscow State Technical University (BMSTU), assistant professor at the ITMO University. E-mail: M_Vorontsov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Xiaohua Jiang</i>	Research Institute of Petroleum Exploration and Development, CNPC, National Energy Tight Oil and Gas R&D Center, State Key Laboratory of Continental Shale Oil. E-mail: wust@petrochina.com.cn
<i>Yahontov Dmitriy Aleksandrovich</i>	head of the Technical division at the Gazprom Dobycha Yamburg LLC. E-mail: D.Yahontov@yamburg.gazprom.ru
<i>Yugonson Maksim Olegovich</i>	deputy head of the Center for development and operation of fields in the European part of Russian Federation at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: M_Yugonson@vniigaz.gazprom.ru
<i>Zhirnov Roman Anatolyevich</i>	candidate of engineering, head of the Center for development and operation of fields in the European part of Russian Federation at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: R_Jirnov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Zimin Sergey Sergeevich</i>	technician in the Laboratory for design and analysis of UGSs operation in water-bearing beds of the Center for technologies of gas storing at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: S_Zimin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Zykin Mikhail Yakovlevich</i>	candidate of geology and mineralogy, Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: M_Zykin@vniigaz.gazprom.ru