

ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Научно-технический
сборник

«Вести газовой науки»

№ 2 (30) / 2017

Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов

Издается

с 2010 г.

ISSN

2306-8949

Учредитель

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

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

Свидетельство
о регистрации СМИ

ПИ № ФС77-56652
от 26.12.2013 г.

Главный редактор

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

Зам. главного редактора

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

Редакционная коллегия

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

Научный редактор

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

Рецензенты

А.И. Грищенко, д.т.н., профессор
В.В. Сычев, д.т.н., профессор
В.А. Истомин, д.х.н., профессор

Над номером работали

Ответственный редактор
Редактор
Корректор
Перевод
Верстка
Дизайн

Т.Г. Осияненко
А.Я. Стефанова
М.В. Бурова
А.Я. Стефанова
Н.А. Владимиров, И.Ю. Белов
И.Ю. Белов

Адрес редакции

пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская обл., Российская Федерация, 142717.

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 21.06.2017 г. Тираж 500 экз.

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

Отпечатано в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка,

Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1.

© ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2017

Цена свободная.

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

Слово редактора

Стратегией развития минерально-сырьевой базы ПАО «Газпром» предусмотрено обеспечение коэффициента восполнения запасов не менее единицы и поддержание величины общих запасов не менее 29 трлн м³. В последние 10 лет удалось добиться стабильного положительного прироста запасов в сравнении с уровнем добычи газа. Нарращивание ресурсного потенциала углеводородного сырья Российской Федерации в настоящее время связано с освоением сложнопостроенных месторождений Восточной Сибири, а также на шельфах арктических и Каспийского морей и, как следствие, с созданием новых центров газодобычи. Возрастающая сложность геологоразведочных работ предполагает повышение требований к полноте и достоверности исходной геологической информации.

Исследованиям пластовых систем в нефтегазовой отрасли традиционно уделяется особое внимание. Керна и флюиды содержат незаменимую информацию о свойствах и строении геологического разреза, их изучение позволяет не только осуществить достоверный подсчет запасов, обосновать развитие минерально-сырьевой базы, но и определить пути повышения эффективности извлечения углеводородов, что в конечном счете определяет всю экономику разработки месторождения.

Насущность работы с первичными геологическими материалами подтверждают изменения в федеральном законодательстве – принятие Федерального закона от 29.06.2015 № 205-ФЗ «О внесении изменений в Закон Российской Федерации «О недрах» и отдельные законодательные акты Российской Федерации».

Вошедшие в данный выпуск научно-технического сборника «Вести газовой науки» статьи затрагивают наиболее сложные проблемы исследований пластовых систем месторождений углеводородов, требующие комплексного системного подхода к работе с кернавым материалом и моделированию фазового поведения пластовых систем. Это обусловлено как перемещением геологоразведочных работ и центров добычи углеводородов в удаленные районы страны со сложными горно-геологическими и климатическими условиями, так и проблемами разработки месторождений (в стадии падающей добычи, с трудноизвлекаемыми запасами, гелийсодержащими газами), освоением запасов низконапорного газа и т.п.

Взвешенный анализ научных разработок в области исследования пластовых систем может дать ответы на многие вопросы методологического характера, подсказать пути успешного применения современных управленческих решений, упрочить диалог ученых и производственников.

Материалы сборника предназначены для научных работников, инженеров, магистрантов и аспирантов, занимающихся вопросами освоения и разработки нефтегазоконденсатных месторождений, созданием отечественного программного обеспечения для моделирования фазовых равновесий, фильтрационных и тепло- и массообменных процессов в условиях пласта, скважины, сепаратора и других промысловых устройств.



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

Содержание

Математическое и физическое моделирование пластовых систем, уравнения состояния и фазовые равновесия пластовых флюидов и их компоненты

- 4 **Булейко В.М., Григорьев Б.А., Овсяникова М.С.**
Исследование фазового поведения углеводородных смесей с низким конденсатным фактором
- 14 **Ковалёв А.Л., Корчажкина И.Ю., Савченко Н.В., Фомин Е.Л., Шеберстов Е.В., Кузовков А.А.**
Применение симулятора tNavigator для оценки влияния засоления пласта на разработку нефтегазоконденсатного месторождения
- 24 **Лапшин В.И., Волков А.Н., Константинов А.А.**
Термодинамическое моделирование формирования пластовых флюидальных систем глубокозалегающих нефтегазоконденсатных месторождений
- 32 **Григорьев Б.А., Александров И.С., Герасимов А.А.**
Прогнозирование коэффициента теплопроводности сложных углеводородных смесей с помощью искусственных нейронных сетей

Физико-химические, петрофизические, фильтрационные и теплофизические свойства пластовых систем

- 39 **Касперович А.Г., Мамонтова Ю.В., Огибалова Т.А.**
Исследования коэффициентов чувствительности в процессе хроматографического анализа углеводородных смесей с целью повышения точности определения компонентно-фракционных составов сырья газоконденсатных месторождений
- 48 **Иселидзе О.В., Дахнов А.В., Григорьев Е.Б., Крюкова И.Б.**
Исследование влияния термобарических условий на характер связи параметра насыщения с остаточной водонасыщенностью
- 52 **Троицкий В.М., Рассохин С.Г., Соколов А.Ф., Мизин А.В., Ваньков В.П., Рассохин А.С.**
Обоснование выбора агента вытеснения нефти при разработке нефтегазоконденсатных месторождений офшорной зоны

- 65 **Соколов А.Ф., Рассохин С.Г., Троицкий В.М., Мизин А.В., Ваньков В.П., Алеманов А.Е., Монахова О.М.**
Экспериментальная оценка эффективности воздействия загущенных кислотных растворов на карбонатные породы продуктивного пласта при интенсификации притока углеводородов
- 72 **Григорьев Б.А., Александров И.С., Герасимов А.А.**
Корреляция вязкости и теплопроводности н-тетрадекана в диапазоне температур от тройной точки до 700 К и при давлениях до 100 МПа
- 83 **Жуков В.С., Моторыгин В.В., Пименов Ю.Г., Абросимов А.А.**
Изменения структуры порового пространства коллекторов талахского горизонта при переходе от атмосферных условий к пластовым
- 93 **Белалов В.Р., Богатырёв А.Ф., Григорьев Е.Б., Макеенкова О.А., Козлов А.Д.**
Термодиффузия в бинарных газовых системах $\text{CH}_4\text{-CO}_2$ и $\text{H}_2\text{-N}_2$ при различных значениях термодинамических параметров
- 99 **Макеенкова О.А., Белалов В.Р., Богатырёв А.Ф.**
Особенности термодиффузионного разделения в разреженных трехкомпонентных газовых системах
- 104 **Тройникова А.А., Истомин В.А., Квон В.Г., Долгаев С.И., Генкин М.В., Игумнов С.Н., Розарёнова Т.В.**
Экспериментальные исследования ингибиторов гидратообразования на основе хлоридов двухвалентных металлов
- 110 **Троицкий В.М.**
Феноменологический подход к анализу экспериментальных данных о газопроницаемости в пористых средах. Истинная причина эффекта Клинкенберга
- 125 **Косякова Л.С., Парфёнова Н.М., Крайн Д.Р., Шафиев И.М., Логинов В.А., Наренков Р.Ю.**
К вопросу оценки качества проб пластовых флюидов
- 132 **Федулов Д.М., Истомин В.А., Николаев О.В., Моисейкин П.А.**
Изменение свойств нестабильного углеводородного конденсата при движении флюида газоконденсатных месторождений в системе «пласт – скважина – шлейф»

- 139 **Парфёнова Н.М., Григорьев Е.Б., Косякова Л.С., Крайн Д.Р., Шафиев И.М., Логинов В.А., Заночуева И.В., Томиленко А.А.**
Углеводородное сырье Чаяндинского НГКМ: газ, конденсат, нефть

Обзорная информация

- 182 **Григорьев Б.А., Качалов В.В., Пазюк Ю.В., Сокотущенко В.Н.**
Обзор работ по теории фильтрации углеводородных систем

Комплексная интерпретация результатов исследования пластовых систем

- 150 **Рыжов А.Е., Крикунов А.И., Филиппова Л.А., Канунникова Н.Ю.**
Выяснение наличия погребенных разломов в отложениях нижнего венда на Чаяндинском НГКМ
- 162 **Рыжов А.Е., Крикунов А.И., Филиппова Л.А., Канунникова Н.Ю., Земченков А.С.**
Уточнение местоположения ряда стратиграфических границ на Чаяндинском, Среднеботуобинском и Тас-Юряхском нефтегазоконденсатных месторождениях
- 175 **Чепкасова Е.В., Силов В.Ю.**
Усовершенствование методологии проведения газодинамических исследований в горизонтальных газовых скважинах

К защите диссертаций

- 203 **Галкина М.В., Юнусова Л.В.**
Контроль газоконденсатной характеристики на поздней стадии разработки месторождений Тимано-Печорской провинции
- 208 **Богданов А.В., Исмаилов Т.А.**
Оценка константы скорости растворения галита в открытом объеме и в пористой среде
- 214 **Цыбульский С.П.**
Комплексные исследования фильтрационно-емкостных свойств на образцах керна ачимовских отложений
- 223 **Жуков В.С., Моторыгин В.В.**
Влияние различных видов пористости на скорости упругих волн и электропроводность коллекторов Чаяндинского месторождения

234 Сведения об авторах

240 Information about the authors

В 38

Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 2 (30): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – 246 с. – ISSN 2306-8949.

В сборник включены 25 статей, содержание которых отражает наиболее сложные проблемы исследований пластовых систем месторождений углеводородов, требующие комплексного системного подхода к работе с ядерным материалом и моделированию фазового поведения пластовых систем. Материалы сборника предназначены для научных работников, инженеров, магистрантов и аспирантов, занимающихся вопросами освоения и разработки нефтегазоконденсатных месторождений, созданием отечественного программного обеспечения для моделирования фазовых равновесий, фильтрационных и тепло- и массообменных процессов в условиях пласта, скважины, сепаратора и других промышленных устройств.

Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2017, no. 2 (30): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, 246 pp. ISSN 2306-8949. (Russ.)

Collected book includes 25 articles. Revealed information could be interesting for a wide range of specialists employed in chemical and petroleum-and-gas industries, who are occupied with exploration and development of oil-gas-condensate fields, creation of domestic software simulators of phase equilibrium, filtration, or heat and mass transfer in conditions of strata, wells, separators and other field equipment. It will be also useful for students and post graduates from correspondent universities.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ И ФИЗИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ, УРАВНЕНИЯ СОСТОЯНИЯ И ФАЗОВЫЕ РАВНОВЕСИЯ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ И ИХ КОМПОНЕНТЫ

УДК 622.279.72

Исследование фазового поведения углеводородных смесей с низким конденсатным фактором

В.М. Булейко^{1*}, Б.А. Григорьев¹, М.С. Овсяникова²

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

² Московский физико-технический институт (государственный университет) – МФТИ, Российская Федерация, 141701, Московская обл., г. Долгопрудный, Институтский пер., д. 9

* E-mail: V.Buleiko@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова:

адиабатическая калориметрия, фазовые равновесия, конденсатный фактор, углеводородная смесь, конденсация углеводородов.

Тезисы. С использованием метода прецизионной адиабатической калориметрии исследовано фазовое поведение пластовых флюидальных систем, включая пластовые флюидальные системы с низким конденсатным фактором. Термодинамические свойства, фазовое поведение и кинетика фазовых переходов жидких и газообразных углеводородов изучены в диапазонах температур 100–370 К и давлений 0,1–40 МПа. На основе экспериментальных значений теплоемкости и производной давления по температуре при постоянном объеме построены фазовые диаграммы пластовых флюидов. Пластовая флюидальная система Ковыктинского газоконденсатного месторождения аппроксимировалась семикомпонентной смесью. Результаты измерений показали, что фазовое поведение углеводородных смесей с низким конденсатным фактором существенно трансформируется по сравнению с традиционными представлениями. Установлено, что многокомпонентные углеводородные смеси с низким конденсатным фактором расщепляются на ряд макроскопических и микроскопических равновесных фаз. С целью выявить вклад отдельных компонентов в общий характер поведения многокомпонентной углеводородной смеси исследованы трехкомпонентные смеси, представленные в виде псевдобинарных. Показано, что при моделировании фазового поведения углеводородных флюидов с низким конденсатным фактором представление трехкомпонентных смесей в виде псевдобинарных позволяет выявить условия расслоения системы на микроскопические и макроскопические фазы, идентифицировать фазы по составу и определить вклад отдельных компонентов в общий характер поведения системы. Полученные данные способствуют оптимизации процесса экспериментальных исследований многокомпонентных смесей.

Важнейшей задачей разработки продуктивного углеводородсодержащего пласта является достижение максимально возможной углеводородоотдачи. Достоверность прогнозных расчетов величины углеводородоотдачи в большой степени предопределяется знанием состояния и фазового поведения пластовых флюидов, насыщающих продуктивный коллектор. Как показали исследования, фазовое поведение пластовых флюидов с низким конденсатным фактором качественно отличается от традиционных представлений. Их фазовое состояние характеризуется значительной неопределенностью измерений, не может быть изучено традиционными методами и тем более предсказано теоретически.

Тем не менее обозначенная проблема актуальна в связи с необходимостью разработки месторождений с низким конденсатным фактором – Чайядинского, Ковыктинского, Бованенковского и др. Конденсатный фактор пластовых флюидов

Составы исследованных смесей углеводородов

№ смеси	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	iC ₄ H ₁₀	nC ₅ H ₁₂	nC ₇ H ₁₆	nC ₁₀ H ₂₂
1	91,30	5,43	2,16	0,58	0,23	0,19	0,11
2	91,69	–	6,30	–	–	2,01	–
3	92,44	–	6,31	–	–	1,25	–
4	92,97	–	6,35	–	–	0,69	–
5	93,38	–	6,37	–	–	0,25	–
6	93,38	–	6,37	–	–	–	0,25
7	93,61	–	6,39	–	–	–	–

продуктивных залежей этих месторождений варьируется от 2,3 г/м³ в апт-сеноманских залежах Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) до 50 г/м³ в парфеновских горизонтах Ковыктинского газоконденсатного месторождения (ГКМ). При таких конденсатных факторах стандартные методы построения фазовых диаграмм (например, бомба PVT¹) становятся неэффективными из-за низкой точности визуальной фиксации начала выпадения конденсата. Построение в широком диапазоне значений температуры и давления фазовых диаграмм пластовых флюидов с низким конденсатным фактором, позволяющих с высокой точностью определять параметры начала выпадения конденсата (точки росы), требует применения новых методов исследования.

Так, предлагается метод прецизионной адиабатической калориметрии, основанный на определении фазовых переходов по «скачкам» теплоемкости и производной давления по температуре, измеряемых непосредственно при постоянном объеме. Такой подход позволяет с более высокой точностью строить фазовые диаграммы пластовых флюидов, включая флюиды с низким конденсатным фактором, и определять термобарические параметры начала выпадения конденсата (точки росы). Повышение точности определения параметров точки росы создает предпосылки для повышения эффективности разработки месторождений с низким конденсатным фактором и увеличения добычи углеводородного сырья.

Экспериментальная установка, методика исследований

Метод прецизионной адиабатической калориметрии использован для исследования фазового поведения пластовых флюидальных систем, и в том числе системы с низким конден-

сатным фактором. Эксперименты проведены на прецизионном калориметрическом комплексе [1, 2], позволяющем определять термодинамические параметры (температуру, давление, энтальпию) исследуемых систем в диапазоне температур 110–420 К при давлениях до 60 МПа. Измерения теплоемкости и производной давления по температуре при постоянном объеме выполнены по оригинальной методике², зарегистрированной в Российском научно-техническом центре информации по стандартизации, метрологии и оценке соответствия. Также построены фазовые диаграммы пластовых флюидальных систем.

Пластовые флюидальные системы моделировались углеводородными смесями, составы которых представлены в таблице. Смеси готовились в специальном пробоотборнике на основе коллекции химически чистых компонентов углеводородов алканового ряда. Перед заполнением углеводородными компонентами пробоотборник тщательно промывался и в течение суток вакуумировался. После этого его взвешивали на аналитических весах с погрешностью ±0,05 мг. Компоненты углеводородов, начиная с высокомолекулярных, подавались в пробоотборник поочередно по мере снижения их молекулярного веса. После закачки каждого последующего компонента пробоотборник взвешивался.

Приготовленная смесь поступала в калориметрическую ячейку по системе капилляров. Для контроля состава закачиваемой в ячейку смеси количество вещества в пробоотборнике подбиралось таким образом, чтобы заведомо обеспечить однофазное состояние смеси при комнатной температуре.

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

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

Для построения фазовой диаграммы углеводородной смеси в требуемом диапазоне плотностей ячейка заполнялась максимальным количеством углеводородной смеси, обеспечивающим ее наибольшую плотность. Далее в процессе исследований плотность смеси снижалась посредством выпуска из ячейки части вещества в пробоотборник. Во время выпуска вещество в ячейке находилось в однофазном состоянии. Изменение массы вещества в ячейке определялось взвешиванием пробоотборника.

При исследовании использовались два режима измерений: нагрева и охлаждения. В ходе измерений непрерывно контролировались четыре параметра: давление, температура, теплоемкость и энтальпия.

Фазовое поведение и фазовые диаграммы пластовых флюидальных систем с низким конденсатным фактором

Для оценки фазовых характеристик пластовых газожидкостных систем широко используется фазовая диаграмма PVT-соотношений, которая отражает изменения в состоянии фаз газожидкостных систем при постоянном объеме [3]. Согласно существующим представлениям особенностями классической фазовой диаграммы углеводородных газожидкостных систем являются петлеобразный вид, а также наличие критической точки (КТ), крикондебары, крикондетермы и областей ретроградных явлений [4]. На рис. 1 показаны эксперимен-

тальные фазовые диаграммы углеводородных смесей с различными конденсатными факторами, построенные по ГССД МЭ 118-05 с использованием методов прецизионной адиабатической калориметрии (кривые 1, 3 и 4). Здесь и далее на рис. 3 штрих-пунктиром нанесена кривая 2, соответствующая пластовому флюиду с низким конденсатным фактором, рассчитанная по уравнению Пенга – Робинсона. Как показано на рис. 1, двухфазная область каждой углеводородной смеси на диаграмме «давление P – температура T » представляет собой закрытую область, ограниченную фазовой огибающей [5]. Фазовая огибающая состоит из линий точек росы и точек кипения, встречающихся в КТ смеси. На линии точек росы смесь газообразная и находится в равновесии с зарождающейся жидкостью. Газ (или пар) при этих условиях является насыщенным. На линии точек кипения смесь пребывает в жидком равновесном состоянии с зарождающимся газом. В КТ в равновесии находятся две одинаковые фазы, по составу равные всей системе.

Как отмечалось, фазовое состояние углеводородных смесей с низким конденсатным фактором (содержание конденсата – менее 80 г/м³, компонентов C_{5+} – менее 2,0 мол. %) нельзя изучить стандартными методами с использованием традиционных PVT-исследований и предсказать теоретически. Эту область диаграммы «давление – температура» можно назвать

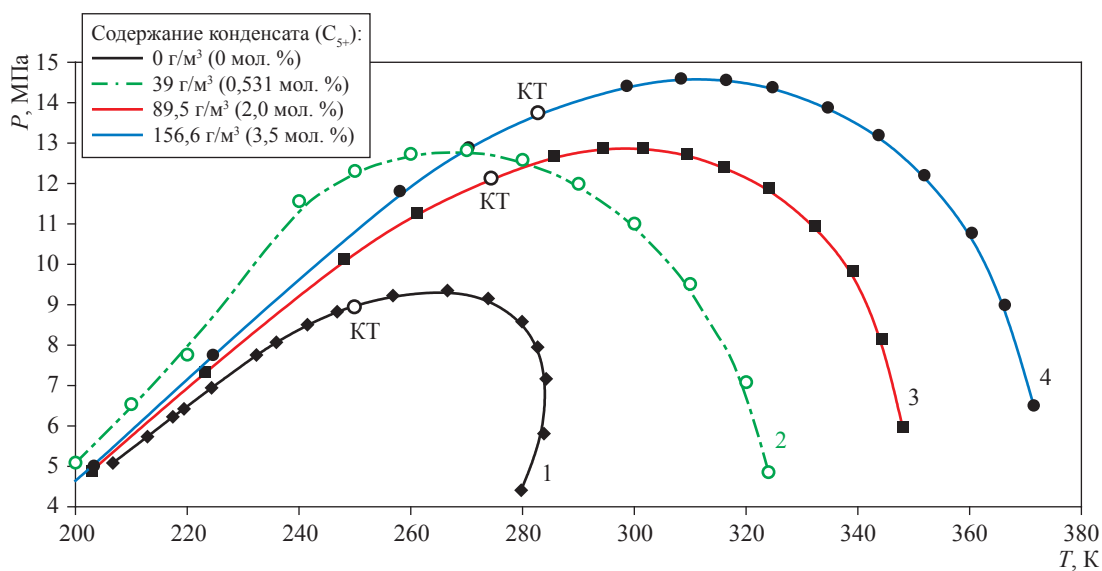


Рис. 1. Фазовые диаграммы пластовых флюидальных систем: кривые 1, 3 и 4 построены при помощи прецизионного калориметрического комплекса; кривая 2 здесь и далее на рис. 3 рассчитана по уравнению Пенга – Робинсона

областью неопределенности. Как правило, для численного представления фазового состояния углеводородных смесей с низким конденсатным фактором классический контур фазовой огибающей экстраполируется в вышеупомянутую область (см. кривую 2 на рис. 1).

Однако исследования углеводородных смесей с низким конденсатным фактором методами прецизионной адиабатической калориметрии показали, что фазовое поведение таких смесей существенно трансформируется по сравнению с традиционными представлениями. Установлено, что многокомпонентные смеси расщепляются на макроскопическую фазу и ряд микроскопических фаз, которые являются равновесными.

Исследование фазового поведения семикомпонентной смеси, моделирующей пластовую флюидальную систему с низким конденсатным фактором

Методом прецизионной адиабатической калориметрии исследовалось фазовое поведение пластовых флюидальных систем с низким конденсатным фактором (рис. 2, 3). Пластовая флюидальная система Ковыктинского ГКМ моделировалась семикомпонентной смесью № 1 (см. таблицу). Фазовые переходы определялись по «скачкам» теплоемкости и производной давления по температуре, измеряемых непосредственно при постоянном объеме в режиме нагрева.

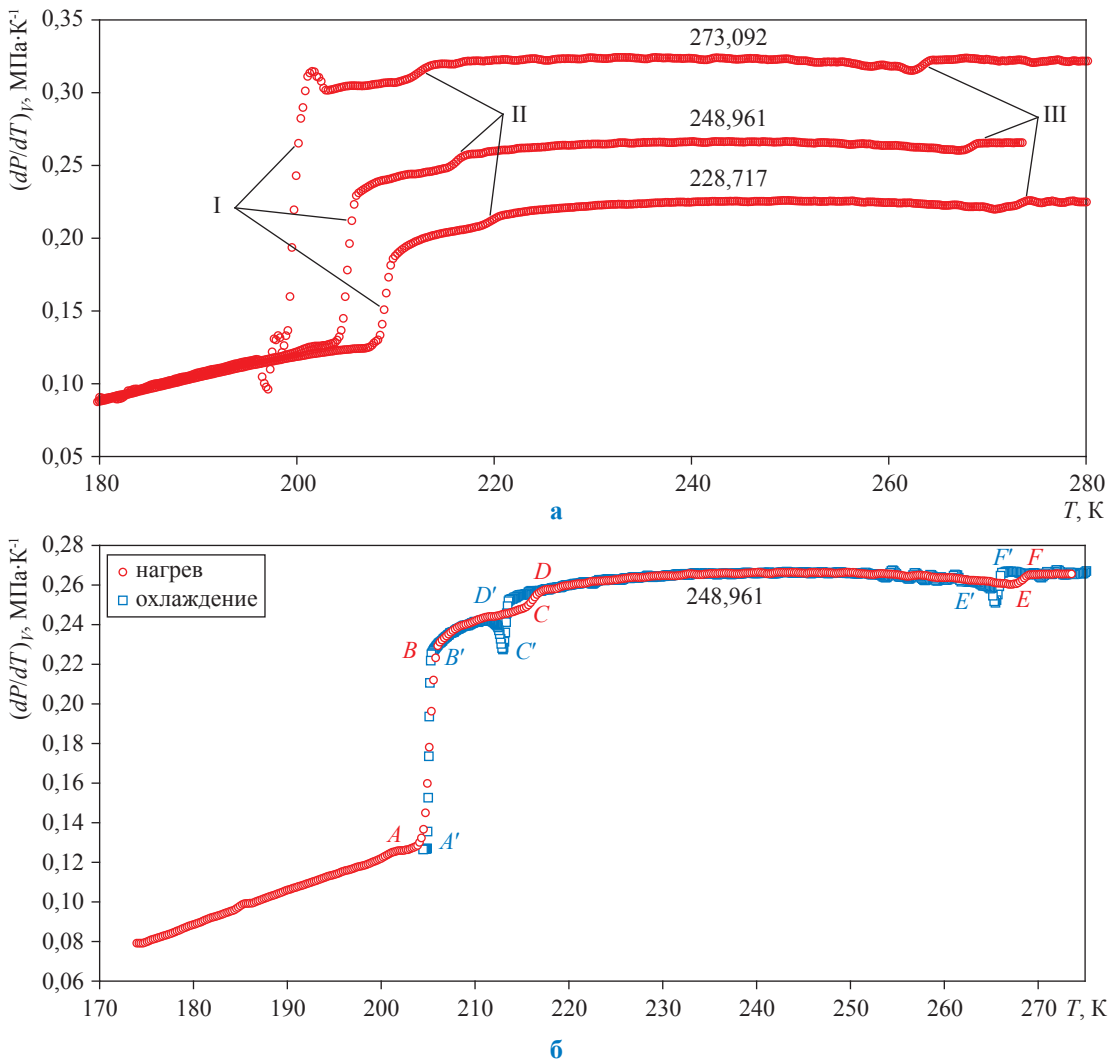


Рис. 2. Производная давления по температуре при постоянном объеме как функция температуры углеводородной смеси № 1 (см. таблицу) по результатам измерений в режиме нагрева (а, б) и охлаждения (б): здесь и далее на рис. 7, 8 арабскими цифрами обозначены плотности смесей, кг/м³; римскими – «скачки» функции

Рис. 2 представляет результаты измерений производной давления по температуре при постоянном объеме как функции температуры в режиме нагрева (красные линии) и охлаждения (синяя линия).

Рис. 2а отчетливо показывает, что при изохорном нагреве углеводородной семикомпонентной смеси происходит ряд фазовых переходов. Фазовые переходы определяются по изменениям («скачкам») производной давления по температуре при постоянном объеме. Скачок I соответствует фазовому переходу макроскопической фазы смеси метана, этана и пропана из двухфазного состояния «жидкость – пар» в однофазную жидкость при температуре ниже критической. При этом в системе присутствуют две микроскопические фазы, обогащенные изобутаном и пентаном соответственно, а также гептаном и деканом. Скачок II соответствует фазовому переходу двухфазного состояния «жидкость (макроскопическая фаза смеси метана, этана и пропана) – жидкость (микроскопическая фаза, обогащенная изобутаном и пентаном)» в однофазную жидкость (макроскопическая фаза смеси метана, этана, пропана и растворившихся в них изобутана и пентана). В то же время в системе присутствует еще одна микроскопическая фаза, обогащенная гептаном и деканом. Скачок III соответствует фазовому переходу двухфазного состояния «жидкость (макроскопическая фаза смеси метана, этана, пропана, изобутана и пентана) – жидкость (микроскопическая фаза, обогащенная смесью гептана и декана)» в жидкую макроскопическую фазу, состоящую из всех семи компонентов исследуемой смеси.

Здесь необходимо отметить следующее. Каждый скачок производной давления по температуре при постоянном объеме в процессе нагрева соответствует фазовому переходу, в результате которого число фаз в системе понижается на единицу. При температуре ниже температуры скачка I (см. рис. 2а) в равновесии находятся следующие четыре фазы: две макроскопические фазы «жидкость – пар» и две жидкие микроскопические фазы. Наличие микроскопических фаз не играет существенной роли в фазовом поведении макроскопических фаз. С другой стороны, общее давление в системе, определяемое давлением в макроскопической фазе, не оказывает существенного влияния на фазовое состояние жидких микроскопических фаз, которое определяется парциаль-

ным давлением слагающих микроскопические фазы компонентов, находящихся в сопряженной макроскопической фазе.

Для доказательства того, что все фазы (макро- и микроскопические) равновесны, проведены исследования в режиме охлаждения (см. рис. 2б). Установлено, что при изохорном охлаждении семикомпонентной смеси происходят те же фазовые переходы, что и при изохорном нагреве. Так, скачок $F'E'$ показывает фазовый переход расслоения однофазной жидкости на две фазы: жидкую макроскопическую фазу смеси метана, этана, пропана, изобутана, пентана и жидкую микроскопическую фазу, обогащенную гептаном и деканом (соответствует фазовому переходу EF растворения жидкой микроскопической фазы в жидкой макроскопической фазе при нагреве). Скачок $D'C''$ – фазовый переход расслоения однофазной жидкости на две фазы: жидкую макроскопическую фазу смеси метана, этана и пропана и жидкую микроскопическую фазу, обогащенную изобутаном и пентаном (соответствует фазовому переходу CD растворения жидкой микроскопической фазы в жидкой макроскопической фазе при нагреве). Скачок $B'A'$ означает фазовый переход жидкой однофазной смеси метана, этана и пропана в двухфазное состояние «жидкость – пар» (соответствует фазовому переходу AB из двухфазного состояния «жидкость – пар» в однофазную жидкость при нагреве). Рис. 2б показывает, что в результате явления переохлаждения углеводородной смеси при охлаждении наблюдается смещение температуры фазового перехода в сторону более низкой температуры по сравнению с нагревом.

Рис. 3 (см. сплошные линии) представляет фазовую диаграмму семикомпонентной смеси № 1 (см. таблицу), построенную на основе результатов измерений теплоемкости и производной давления по температуре при постоянном объеме. Ветвь AB диаграммы соответствует равновесию «жидкость – «жидкость – пар»» макроскопической фазы смеси метана, этана и пропана. Ветвь CB соответствует равновесию «жидкость (макроскопическая фаза смеси метана, этана и пропана) – жидкость (микроскопическая фаза, обогащенная изобутаном и пентаном)». Ветвь DF соответствует равновесию «жидкость (макроскопическая фаза смеси метана, этана, пропана, изобутана и пентана) – жидкость (микроскопическая фаза, обогащен-

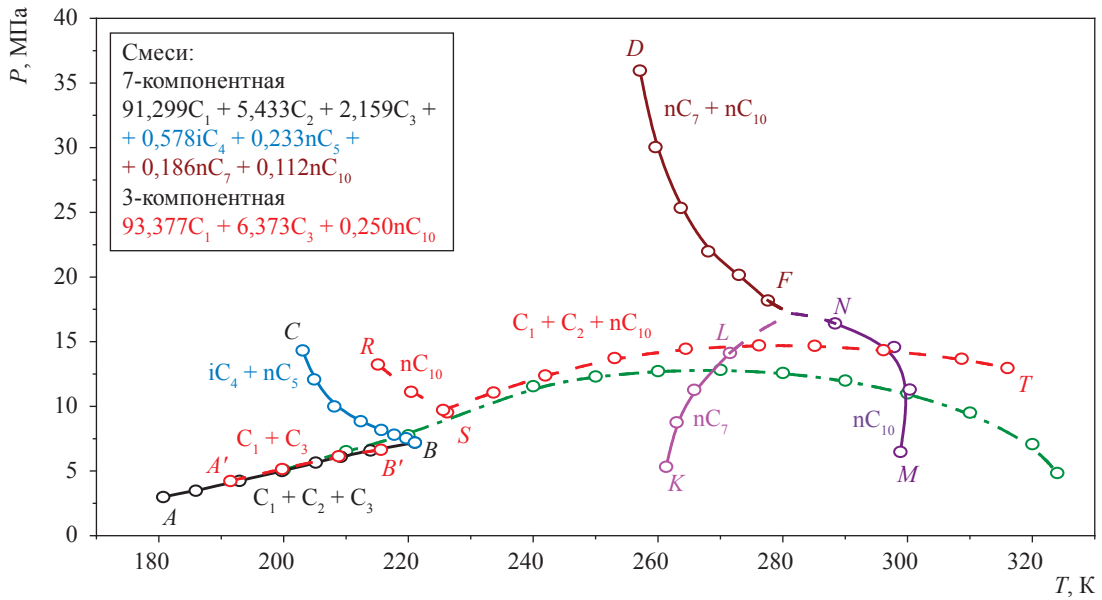


Рис. 3. Фазовые диаграммы семикомпонентной смеси, моделирующей пластовую флюидальную систему с низким конденсатным фактором (сплошные линии – эксперимент, штрих-пунктирные – расчет по уравнению Пенга – Робинсона), и фазовая диаграмма трехкомпонентной смеси № 6 (пунктирные линии, см. таблицу)

ная гептаном и деканом)». При температуре выше 260 К и давлении меньше 15 МПа ветвь *DF* расщепляется на две ветви, соответствующие расслоению микроскопической фазы, обогащенной гептаном и деканом, на две микроскопические фазы: *KL* – формирование жидкой микроскопической фазы, обогащенной гептаном; *MN* – формирование жидкой микроскопической фазы, обогащенной деканом.

Исследование фазового поведения трехкомпонентных углеводородных смесей, представленных как псевдобинарные

В ряде случаев фазовое поведение многокомпонентных углеводородных смесей может быть корректно смоделировано посредством представления их как псевдобинарных [6–8]. Так, с целью выявления причин и условий расщепления семикомпонентной смеси,

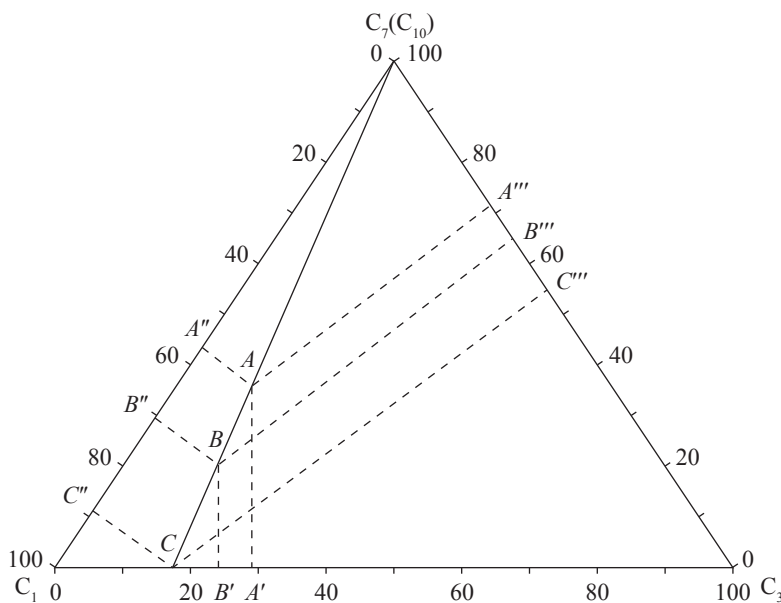


Рис. 4. Концентрационный треугольник для выражения состава трехкомпонентной смеси, %

моделирующей пластовую флюидальную систему с низким конденсатным фактором, и условий формирования микроскопических и макроскопических фаз исследовались трехкомпонентные смеси метана, пропана и гептана, а также метана, пропана и декана, представленные псевдобинарными (см., например, смеси № 2–6 в таблице).

Трехкомпонентная смесь получается смешением одного чистого компонента (в нашем случае гептана или декана) и бинарной смеси двух других компонентов (например, см. смесь метана и пропана № 7 в таблице). Условие представления трехкомпонентной смеси в виде псевдобинарной вытекает из метриче-

ских свойств концентрационного треугольника (рис. 4, см. с. 9). Точки *A*, *B*, *C*, отвечающие составу рассматриваемого раствора, должны лежать на одной прямой – секущей концентрационного треугольника, выходящей из его вершины, которая отвечает чистому наиболее высококипящему компоненту (см. $C_7(C_{10})$ на рис. 4).

Содержание гептана в исследуемых смесях варьировалось от 0,25 до 2,01 мол. %, содержание декана составило 0,25 мол. %. Соотношение метана и пропана поддерживалось постоянным, равным соответствующему соотношению в смеси № 7 (см. таблицу).

Рис. 5 представляет фазовые диаграммы смесей № 2–7 (фрагмент фазовой диаграммы

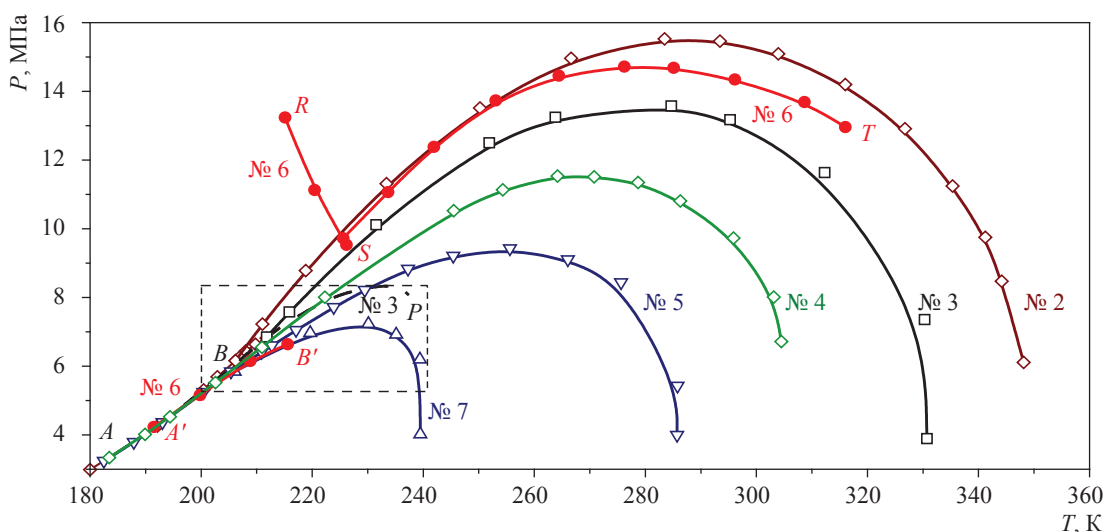


Рис. 5. Фазовые диаграммы трехкомпонентных смесей, представленных как псевдобинарные: цифры соответствуют номерам смесей в таблице

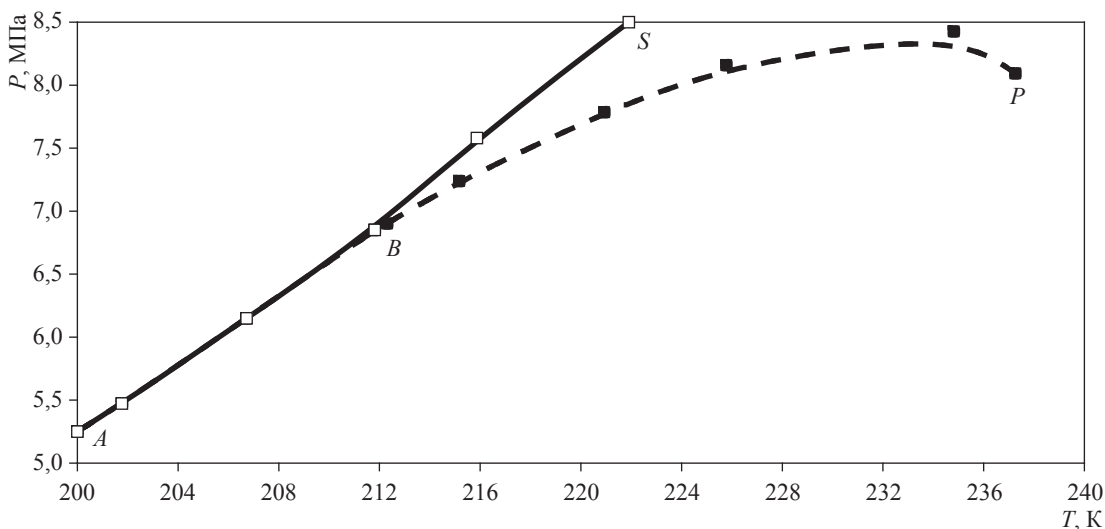


Рис. 6. Фазовая диаграмма трехкомпонентной смеси № 3 в окрестности линии расслоения «жидкость – жидкость» (*BP*)

смеси № 3, см. пункт на рис. 5, в увеличенном масштабе показан на рис. 6), построенные на основе зависимостей, изображенных на рис. 7 и 8.

Рис. 3, 5 и 6 показывают, что фазовое поведение трехкомпонентных смесей при концентрации гептана в диапазоне 0,25–2,0 мол. % и концентрации декана 0,25 мол. % качественно трансформируется. Это проявляется в следующем. Для смесей № 2 (2,01 мол. %) и № 3 (1,25 мол. %) наблюдается расслоение «жидкость – жидкость» жидкой макроскопической фазы. Скачок I (см. рис. 7) соответствует фазовому переходу трехфазного состояния в двухфазное состояние («жидкость – жидкость –

пар» – «жидкость – пар») смеси метана, пропана и гептана, см. ветвь *BP* на рис. 6). Скачок II (см. рис. 7) – это фазовый переход «жидкость – пар» – пар» (см. ветвь *BS* на рис. 6). При меньшей концентрации гептана (0,69 мол. % – смесь № 4 и 0,25 мол. % – смесь № 5) расслоения жидкости не наблюдается и фазовая диаграмма имеет классическую форму петли (см. рис. 5).

Особый характер имеет фазовое поведение смеси № 6, содержащей 0,25 мол. % декана (см. рис. 3 – пункт, рис. 5). В этой смеси при плотности 224,954 кг/м³ и более наряду с макроскопическим фазовым переходом (скачки I и III, см. рис. 8) наблюдается микроскопический фазовый переход (скачок II). Скачок I

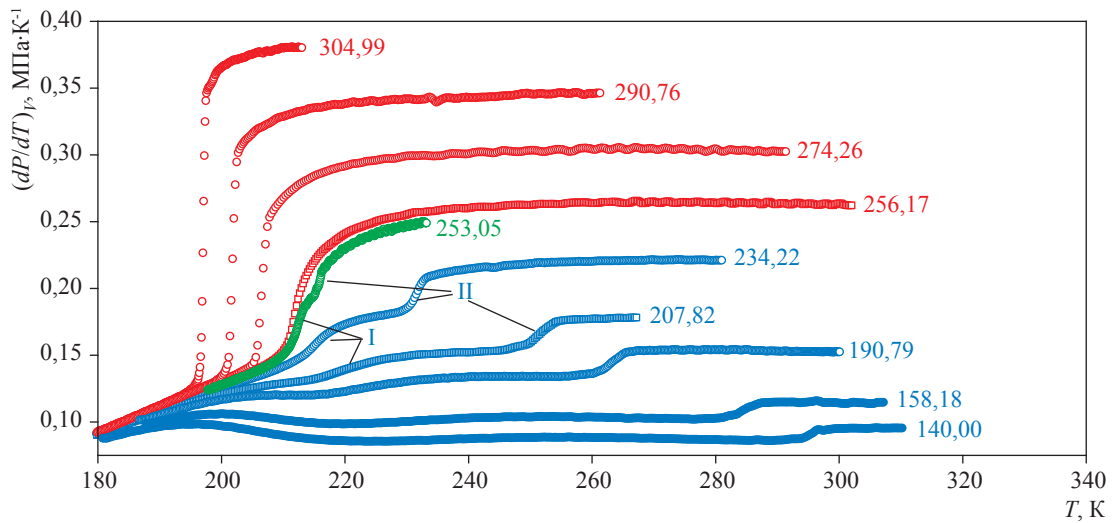


Рис. 7. Производная давления по температуре при постоянном объеме как функция температуры при изохорном фазовом переходе углеводородной смеси № 3

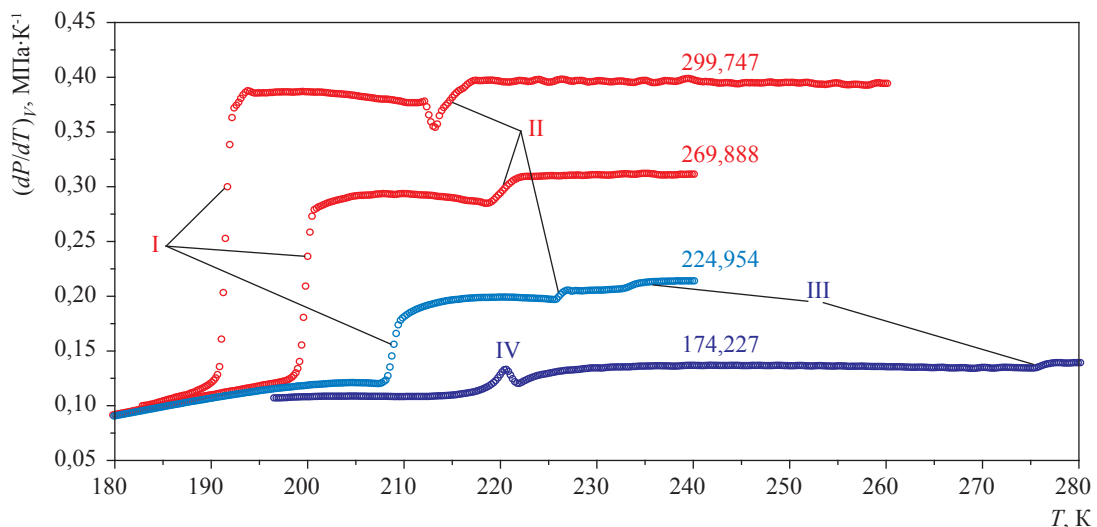


Рис. 8. Производная давления по температуре при постоянном объеме как функция температуры при изохорном фазовом переходе углеводородной смеси № 6

соответствует ветви $A'B'$ фазовой диаграммы, представленной на рис. 3 и 5 (равновесие «жидкость – “жидкость – пар”» макроскопической фазы, смесь метана и пропана). Скачок II соответствует ветви RS (равновесие «жидкость (макроскопическая фаза, смесь метана и пропана) – жидкость (микроскопическая фаза, обогащенная деканом)»). Макроскопический фазовый переход происходит в присутствии не оказывающей на него существенного влияния микроскопической фазы, обогащенной деканом. Скачок III соответствует ветви ST (равновесие «газ – “жидкость – пар”» макроскопической фазы, смесь метана, пропана и декана). Область аномального поведения производной давления по температуре при постоянном объеме, отмеченная на рис. 8 цифрой IV наблюдается в окрестности трикритической точки исследуемой трехкомпонентной смеси и требует более тщательного изучения.

Таким образом, для исследования фазового поведения флюидальных газоконденсатных систем применен оригинальный метод прецизионной адиабатической калориметрии. На основе экспериментальных значений теплоемкости и производной давления по температуре при постоянном объеме построены фазовые диаграммы пластовых флюидов, включая пластовые флюиды с низким конденсатным фактором.

Результаты измерений при помощи прецизионного калориметрического комплекса показали, что фазовое поведение углеводородных смесей с низким конденсатным фактором существенно трансформируется по сравнению с традиционными представлениями. Установлено, что многокомпонентные углеводородные смеси с низким конденсатным фактором расщепляются на макроскопическую фазу и ряд микроскопических фаз, которые являются равновесными.

Представление трехкомпонентных смесей в виде псевдобинарных плодотворно при моделировании фазового поведения углеводородных флюидов с низким конденсатным фактором, поскольку позволяет выявить условия расслоения системы на микро- и макроскопические фазы, а также идентифицировать их по составу. Подобное представление полезно при постановке экспериментальных исследований многокомпонентных смесей в силу того, что помогает определить вклад отдельных компонентов в общий характер поведения системы, способствуя тем самым оптимизации процесса экспериментальных исследований.

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (РФФИ). Грант № 16-08-00032\16.

Список литературы

1. Булейко В.М. Экспериментальное исследование влияния величины удельной поверхности кварцевого порошка на фазовое поведение трехкомпонентных углеводородных смесей / В.М. Булейко, Б.А. Григорьев, В.А. Истомин // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. – Т. 17. – № 23. – С. 101–107.
2. 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. – № 441. – P. 64–71.
3. Лапшин В.И. Фазовые превращения ретроградных газоконденсатных систем при разработке нефтегазоконденсатных месторождений / В.И. Лапшин // Разработка месторождений углеводородов: сб. науч. тр. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2008. – С. 201–211.
4. Пирсон С.Д. Учение о нефтяном пласте / С.Д. Пирсон. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 570 с.
5. Pedersen K.S. Phase behavior of petroleum reservoir fluids / K.S. Pedersen, P.L. Christensen, J.A. Shaikh. – CRC Press, Taylor & Francis Group, 2015.
6. Коган В.Б. Гетерогенные равновесия / В.Б. Коган. – Л.: Химия, 1968. – 432 с.
7. Булейко В.М. Экспериментальное исследование фазового поведения многокомпонентных смесей, представленных в виде псевдобинарных / В.М. Булейко, В.В. Булейко // Известия вузов. Нефть и газ. – 2011. – № 5. – С. 40–46.
8. Пак Т.А. Метод проверки и расчета равновесия в тройных системах путем их приведения к бинарным / Т.А. Пак, В.Б. Коган // ЖФХ. – 1962. – Т. 36. – № 4. – С. 1624–1631.

Investigation of phase behavior of hydrocarbon mixtures with low condensate ratios

V.M. Buleiko¹*, B.A. Grigoryev¹, M.S. Ovsyanikova²

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninsky District, Moscow Region, 142717, Russian Federation

² Moscow Institute of Physics and Technology (state university) – MIPT, Bld. 9, Institutskiy pereulok, Dolgoprudny, Moscow Region, 141701, Russian Federation

* E-mail: V.Buleiko@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. A method of precision adiabatic calorimetry for investigation of phase behavior of reservoir fluidal systems, including these systems with low condensate ratios, was applied. The thermodynamic properties, phase behavior and kinetics of phase transitions of liquid and gaseous hydrocarbons were studied in the temperature range from 100 to 370 K and in pressure range from 0,1 to 40 MPa. Based on the experimental data of specific heat and temperature derivative of pressure at constant volume, the phase diagrams of reservoir fluids were constructed. The reservoir fluidal system of Kovyktinskoye gas-condensate field was approximated by a seven-component mixture. According to the acquired results, phase behavior of reservoir fluids with the low condensate ratios qualitatively differs from traditional phase behavior. It was found out that multi-component hydrocarbon mixtures with low content of high molecular components split on a macroscopic phase and a number of microscopic phases, and these phases are equilibrium. To reveal impact of individual hydrocarbon component on phase behavior of multicomponent mixture, the ternary mixtures of hydrocarbon components as the quasi-binary mixtures have been studied. Investigation of the ternary mixtures of hydrocarbon components as the quasi-binary mixtures is fruitful for approximation of phase behavior reservoir fluidal systems with low condensate ratios, it allows for revealing the conditions of reservoir fluidal system split on macroscopic and on microscopic phases and helps to identify their contents.

Keywords: adiabatic calorimetry, phase equilibria, condensate ratio, hydrocarbon mixture, condensation of hydrocarbons.

References

1. BULEIKO, V.M., B.A. GRIGORYEV, V.A. ISTOMIN. Experimental investigation of the quartz powder specific surface effect on phase behavior of ternary mixtures of hydrocarbons [Eksperimentalnoye issledovaniye vliyaniya velichiny udelnoy poverkhnosti kvartsevoogo poroshka na fazovoye povedeniye trekhkomponentnykh uglevodorodnykh smesey]. *Vestnik of Kazan National Research Technological University*. 2014, vol. 17, no. 23, pp. 101–107. ISSN 1998-7072. (Russ.).
2. BULEIKO, V.M., B.A. GRIGORYEV, 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, no. 441, pp. 64–71.
3. LAPSHIN, V.I. Phase transformations of retrograde gas-condensate systems at development of oil-and-gas-condensate fields [Phazovyye prevrashcheniya retrogradnykh gazokondensatnykh sistem pri razrabotke neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy]. In: *Development of hydrocarbon fields [Razrabotka mestorozhdeniy uglevodorodov]*: collection of scientific papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2008, pp. 201–211. (Russ.).
4. PIRSON, S.J. *Oil reservoir engineering*. Translated from the Engl. Moscow: Gostoptekhizdat, 1961. (Russ.).
5. PEDERSEN, K.S., P.L. CHRISTENSEN, J.A. SHAIKH. *Phase behavior of petroleum reservoir fluids*. CRC Press, Taylor & Francis Group, 2015.
6. KOGAN, V.B. *Heterogeneous equilibria [Geterogennyye ravovesiya]*. Leningrad: Khimiya, 1968. (Russ.).
7. BULEIKO, V.M. and V.V. BULEIKO. Experimental study of phase behavior of multicomponent mixtures presented as pseudo-binary ones [Eksperimentalnoye issledovaniye phasovogo povedeniya mnogokomponentnykh smesey, predstavlenykh v vide psevdobinarykh]. *Izvestiya vuzov. Neft i gaz*. 2011, no. 5, pp. 40–46. ISSN 0445-0108. (Russ.).
8. PAK, T.A. and V.B. KOGAN. Method for examination and calculation of equilibrium in ternary systems through their reduction to binary ones [Metod proverki i rascheta ravovesiya v troynykh sistemakh putem ikh privedeniya k binarnym]. *Zhurnal fizicheskoy khimii*. 1962, vol. 36, no. 4, pp. 1624–1631. ISSN 0044-4537. (Russ.).

УДК 622.276::550.8.013

Применение симулятора tNavigator для оценки влияния засоления пласта на разработку нефтегазоконденсатного месторождения

А.Л. Ковалёв¹, И.Ю. Корчажкина¹, Н.В. Савченко¹, Е.Л. Фомин^{1*},
Е.В. Шеберстов¹, А.А. Кузовков²

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

² ООО «Рок Флоу Динамикс», Российская Федерация, 117418, г. Москва, ул. Профсоюзная, д. 25А

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

Ключевые слова: численное моделирование, засоленный коллектор, закачка пресной воды, растворение пластовой соли, изменение фильтрационно-емкостных свойств.

Тезисы. Продуктивные отложения ряда месторождений углеводородов в Восточной Сибири характеризуются присутствием солей в той или иной степени. Соль оказывает существенное влияние на фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов. Лабораторные эксперименты по вымыванию соли из образцов керна показывают значительные изменения структуры порового пространства и коллекторских свойств промытых образцов.

Разработка запасов нефти, приуроченных к засоленным пластам, путем закачки пресной воды имеет свои особенности, обусловленные процессом растворения твердой соли. Для учета этих особенностей при численном моделировании необходимо расширять общепринятую модель нелетучей нефти добавлением в нее возможности взаимодействия воды с пластовой солью либо использовать более сложные композиционные модели с химическими реакциями. Разработчики отечественного симулятора tNavigator, выбранного авторами в качестве инструмента для исследований, реализовали первый подход.

В настоящей статье приведены результаты численного моделирования вариантов заводнения нефтяной оторочки с использованием пресной воды в условиях низкого и высокого содержания пластовой соли. Выполненные исследования показали, что при низкой степени засоления эффект растворения пластовой соли будет незначительным и при проведении гидродинамических расчетов технологических показателей им можно пренебречь. При средней и высокой степени засоления пласта растворяющаяся соль оказывает заметное влияние на процесс вытеснения нефти. В этом случае требуется проработка проектных решений с оценкой возможных негативных последствий рассоления пласта.

Терригенные отложения в пределах некоторого рассматриваемого нефтегазоконденсатного месторождения Восточной Сибири характеризуются присутствием солей практически по всему продуктивному разрезу. Подобная картина наблюдается и на других месторождениях региона. (Из разрабатываемых месторождений известным примером может служить Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение [1]).

Соль, а это преимущественно галит, оказывает существенное негативное влияние на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород-коллекторов. Эксперименты по вымыванию соли из образцов керна в лабораторных условиях показывают значительные изменения структуры порового пространства и коллекторских свойств образцов. Проницаемость увеличивается многократно, иногда в десятки и сотни раз. Растворяющаяся в пласте соль повышает вязкость и плотность водной фазы, уменьшая тем самым соотношение подвижностей воды и нефти, что должно способствовать выравниванию фронта вытеснения и продлению периода безводной эксплуатации добывающих скважин. В то же время вымывание соли приводит к образованию зон пониженного фильтрационного сопротивления, положение и размеры которых контролируются неоднородностью распределения твердой соли в пласте. В результате закачиваемая в дальнейшем вода движется по промытым каналам, что снижает охват вытеснением. Кроме того, добыча высокоминерализованной воды неизбежно приводит к отложению части вымываемой соли на забое добывающих скважин и в скважинном оборудовании. Борьба с такого рода осложнениями в работе скважин предполагает регу-

лярное проведение специальных мероприятий, которые должны быть запланированы и отражены в проектных документах. Исходя из этого очевидно, что степень засоления пород-коллекторов необходимо принимать во внимание и по возможности учитывать при изучении сценариев разработки, предусматривающих закачку в пласт пресной воды.

Среди известных инструментов гидродинамического моделирования разработки месторождений возможность учета процесса растворения пластовой соли в расчетах с использованием модели нелетучей нефти предоставляет только отечественный симулятор tNavigator [1, 2]. Разработчики данного симулятора расширили общепринятую изотермическую модель нелетучей нефти добавлением в нее уравнения переноса соли. При этом соль рассматривается как примесь к водной фазе, а плотность и вязкость воды считаются функциями не только давления, но и концентрации растворенной в воде соли. Уравнение переноса соли содержит член, отвечающий за переход соли из твердого состояния в водный раствор, для расчета которого разработчики tNavigator используют следующее выражение [1, 2]:

$$v_{\text{sol}} = K(m_{\text{max}} - m_{\text{salt}}) / M_{\text{salt}}$$

где K – кинетический коэффициент, сут^{-1} ; m_{salt} – текущая масса растворенной соли в объеме воды, содержащейся в кубометре породы, кг; m_{max} – масса соли, которая должна находиться в растворе того же объема в случае его предельного насыщения, кг; M_{salt} – молярная масса соли, кг/моль.

Изменение ФЕС породы в процессе рассолонения учитывается в модели следующим образом. Приращение порового объема приравнивается к объему, освободившемуся от твердой соли на текущем временном шаге, а для учета изменения абсолютной проницаемости коллектора вводится множитель к начальному значению, задаваемый как функция количества растворившейся твердой соли. Для характеристики количества твердой соли в симуляторе tNavigator используется величина, равная отношению объема твердой соли к объему скелета породы. Далее эта величина именуется содержанием твердой соли.

Для получения количественных зависимостей изменения абсолютной проницаемости и пористости при рассолонении от началь-

ного содержания твердой соли выполнены эксперименты на керне. Экспериментальные данные об изменении проницаемости образцов при растворении содержащейся в них твердой соли получены в интервале 0–13 % и аппроксимированы экспоненциальной зависимостью $K_{\text{кон}}/K_{\text{нач}} = \exp(31,91S_{\text{salt}})$, где $K_{\text{нач}}$ – проницаемость засоленной породы; $K_{\text{кон}}$ – проницаемость после вымывания соли; S_{salt} – начальное содержание твердой соли.

Из результатов определений на керне следует, что на некоторых участках нефтяной оторочки рассматриваемого месторождения содержание твердой соли может достигать величины 25 % и более. Экстраполяция экспоненциальной зависимости в область высоких значений S_{salt} приводит к нереалистичным величинам множителя проницаемости, поэтому для определения значений множителя в диапазоне содержания твердой соли 10–30 % построена еще одна зависимость в виде полинома второй степени $K_{\text{кон}}/K_{\text{нач}} = 4922,4S_{\text{salt}}^2 - 162,93S_{\text{salt}} + 2,25$.

Для проведения численных исследований по оценке влияния засоления пласта на показатели разработки подготовлены две секторные модели, относящиеся к разным участкам нефтяной оторочки. Первая модель построена на участке с низким содержанием твердой соли и характеризуется следующими параметрами:

- размеры модели по латерали, км: 12,4×5,9;
- размеры модели по числу сеточных блоков: 88×59×35;
- число активных сеточных блоков, ед.: 172444;
- размеры ячейки в центральной части, м: 100×100×0,66 (0,55–0,74);
- размеры ячейки на периферии, м: 312×100×0,66 (0,55–0,74).

Объем нефтенасыщенного порового пространства в первой модели составляет 18 % от общего порового объема, газонасыщенного порового пространства – 40,2 %. Основная площадь оторочки представлена подгазовой зоной.

Для второй секторной модели выбран участок оторочки с высоким содержанием твердой соли в пласте. Модель имеет следующие параметры:

- размеры модели по латерали, км: 7,1×5,1;
- размеры модели по числу сеточных блоков: 69×51×30;
- число активных сеточных блоков, ед.: 100148;

- размеры ячейки в центральной части, м: $100 \times 100 \times 0,32$ (0,22–0,42);
- размеры ячейки на периферии, м: $200 \times 100 \times 0,32$ (0,22–0,42).

Объем нефтенасыщенного порового пространства во второй модели составляет 55,3 % от общего порового объема, газонасыщенного порового пространства – 13,2 %. Наибольшая площадь оторочки представлена водонефтяной зоной.

Новым этапом процедуры создания обеих моделей стало наполнение их объемным распределением твердой соли. Указанный параметр является для рассматриваемой задачи специфическим. Опорными данными о содержании твердой соли в породах выбранных участков нефтяной оторочки послужили результаты исследований кернового материала из разведочных скважин. Распространение скважинных данных на межскважинное пространство осуществлялось в геологическом пакете RMS различными методами. В первой модели использован детерминированный подход (метод скользящего среднего), а во второй применена стохастическая процедура, основанная на алгоритме последовательного гауссовского моделирования [3].

Сводка ФЕС коллектора и содержания твердой соли в секторных моделях, полученных масштабированием соответствующих свойств из геологической модели, дана в табл. 1.

Коэффициент анизотропии абсолютной проницаемости (K_{\perp}/K_{\parallel} , где K_{\perp} , K_{\parallel} – значения абсолютной проницаемости в направлениях, перпендикулярном и параллельном плоскости напластования соответственно) на основании лабораторных определений на керне принят равным 0,6.

Капиллярные характеристики пород-коллекторов получены методом полупроницаемой мембраны для основных классов проницаемости. Принятые пределы проницаемости для каждого класса коллектора приведены в табл. 2. Средние кривые капиллярного давления в системе «нефть – вода» в пластовых условиях представлены на рис. 1.

Функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП) в системе «нефть – вода» для коллекторов различных классов аппроксимировались с использованием известной корреляции Кори. При этом остаточная водонасыщенность для каждого класса соответствует определенной на капилляриметре. Остаточная нефтенасыщенность и ОФП по нефти при остаточной водонасыщенности определены для всех классов на основе экспериментальных данных по вытеснению нефти водой. ОФП по воде при остаточной нефтенасыщенности принята одинаковой для всех классов (0,075). ОФП в системе «нефть – газ» получены путем масштабирования данных ранее выполненных экспериментов [4] на величины остаточных

Таблица 1

Сводка ФЕС коллектора и содержания твердой соли в секторных моделях 1 и 2

Свойство	Интервал / среднее значение	
	модель 1	модель 2
Пористость, %	4,5–29 / 16,78	3–25,9 / 15,32
Газонасыщенность, %	58,7–94,7 / 86,5	60–98,6 / 89,2
Нефтенасыщенность, %	47,4–94,7 / 84,3	47,9–98,3 / 86,3
Абсолютная проницаемость, мД	23,4–4120 / 713,5	1–2099 / 497,4
Содержание твердой соли, %	0–2,24 / 0,36	0–27,97 / 5,28

Таблица 2

Пределы проницаемости для коллекторов различных классов

Класс коллектора	Проницаемость, мД
I	> 2000
II	1000–2000
III	500–1000
IV	100–500
V	50–100
VI	10–50
VII	< 10

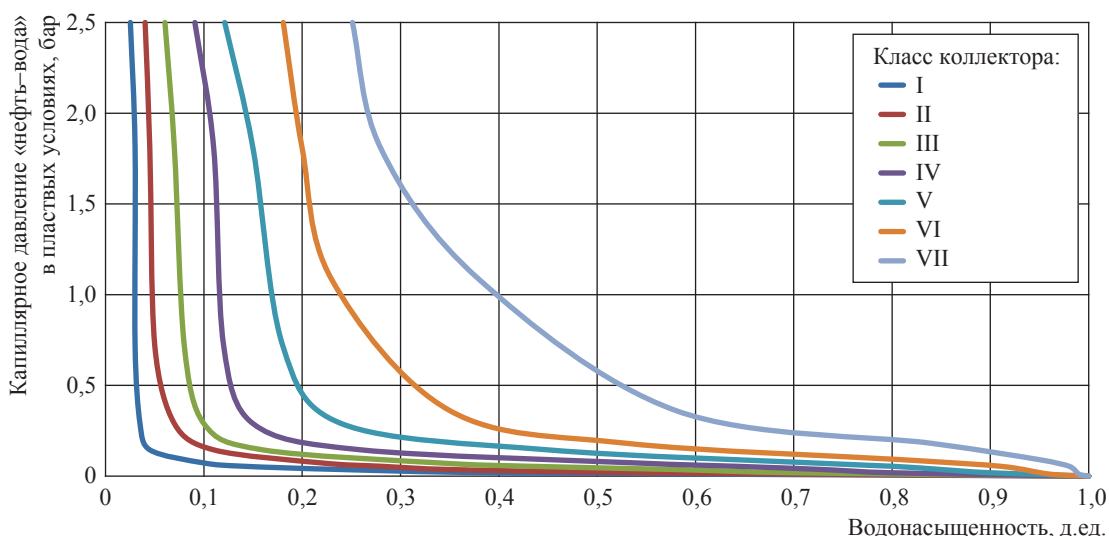


Рис. 1. Зависимость капиллярного давления в системе «нефть – вода» в пластовых условиях от водонасыщенности для коллекторов семи классов

водонасыщенностей для коллекторов всех семи классов.

Для получения оценки величины кинетического коэффициента, характеризующего скорость растворения твердой соли в породах рассматриваемого месторождения, и дальнейшего использования ее в расчетах на секторных моделях проведена работа по воспроизведению лабораторных экспериментов по рассолонению керна с применением симулятора tNavigator. Условия вычислительного эксперимента задавались по аналогии с условиями лабораторного эксперимента. В ходе адаптации воспроизводились кинетические кривые, представляющие собой отношение массы растворившейся соли к первоначальной массе твердой соли в образцах керна. Для подгонки расчетных кинетических кривых к экспериментальным в численных моделях варьировалась только величина кинетического коэффициента. В некоторых случаях для различных частей модели использовались различные значения кинетического коэффициента. Таким способом обработаны эксперименты, выполненные на керне из шести скважин (табл. 3).

Как видно, полученные оценки заметно различаются. Среднее по всем моделям значение кинетического коэффициента, принятое для расчетов на секторных моделях, составляет 3,8 сут⁻¹. Неопределенность, связанную с величиной кинетического коэффициента, было решено отобразить в технологических показателях разработки посредством дублирующих

расчетов с использованием еще одного значения, отличающегося от предыдущего на порядок: 0,38 сут⁻¹.

Хорошо известно о влиянии выбора расчетной сетки на результаты численного моделирования. Численное решение одной и той же задачи может изменяться при переходе от мелко-масштабной сетки к крупномасштабной, а также при повороте осей сетки. Особенно сильно выбор дискретизации моделируемой области влияет на расчеты процессов фильтрации, сопровождающихся быстрым изменением коллекторских свойств породы и/или подвижности флюидов. Именно к таким процессам относится закачка пресной воды в засоленный нефтенасыщенный пласт. Тестовые расчеты на синтетической модели подтвердили, что при моделировании заводнения с учетом растворения твердой соли влияние ориентации сетки на результаты расчета усиливается.

**Таблица 3
Результаты адаптации лабораторных экспериментов по рассолонению керна с применением симулятора tNavigator**

Скважина, из которой отобран керн	Кинетический коэффициент, сут ⁻¹
46	1,7–2,7
59	5,5
71	1,2
74	6,3
77	4,0–4,3
53 (модель 1)	0,8–2,5
53 (модель 2)	1,2–3,5

Для оценки масштаба влияния сеточных эффектов на прогнозируемый уровень добычи нефти выполнены расчеты на четырех сеточных моделях одного и того же участка нефтяной оторочки. Выбранный участок представляет элемент семиточечной системы разработки и характеризуется повышенным содержанием твердой соли (7,3 %). На участке расположены одна нагнетательная и четыре добывающие скважины с горизонтальным окончанием ствола длиной 400 м, а также две скважины с горизонтальным окончанием ствола длиной 200 м, которые представляют собой «половины» добывающих скважин.

При задании ориентации расчетной сетки рассмотрены два случая: А – направление осей сетки выбрано таким, чтобы стволы горизонтальных скважин были параллельны одной из осей; Б – оси расчетной сетки повернуты на 45° относительно сетки, выбранной в первом случае. Для каждого варианта ориентации построены по две гидродинамические сетки с различными размерами ячеек в плане: 100×100 , 33×33 м (рис. 2).

Выполненные расчеты показали, что в рассматриваемом примере ориентация расчетной сетки сильнее влияет на показатели добычи нефти, чем размер ячеек (рис. 3). Это связано

с более поздним обводнением скважин участка в вариантах группы А.

Заметное различие в величинах коэффициента извлечения нефти (КИН) появляется лишь тогда, когда в вариантах группы Б происходит отключение скважин из-за достижения обводненностью продукции установленного ограничения (98 %). Итоговое различие в накопленной добыче нефти не столь велико, поэтому для данной схемы расстановки и типа скважин ориентационным эффектом решено было пренебречь.

Для разработки нефтяной оторочки рассматриваемого месторождения численно исследовался вариант заводнения с использованием пресной воды в условиях низкого и высокого содержания пластовой соли. На площади первой секторной модели было размещено 66 скважин: 33 добывающих и 33 нагнетательных (рис. 4). Добывающие скважины работают в режиме заданных в пластовых условиях дебитов, величины которых подбирались индивидуально с учетом коллекторских свойств в окрестности скважин и близости газонефтяного контакта. Нагнетательные скважины работают в режиме заданной компенсации отбора, которая подбиралась для получения максимального КИН.

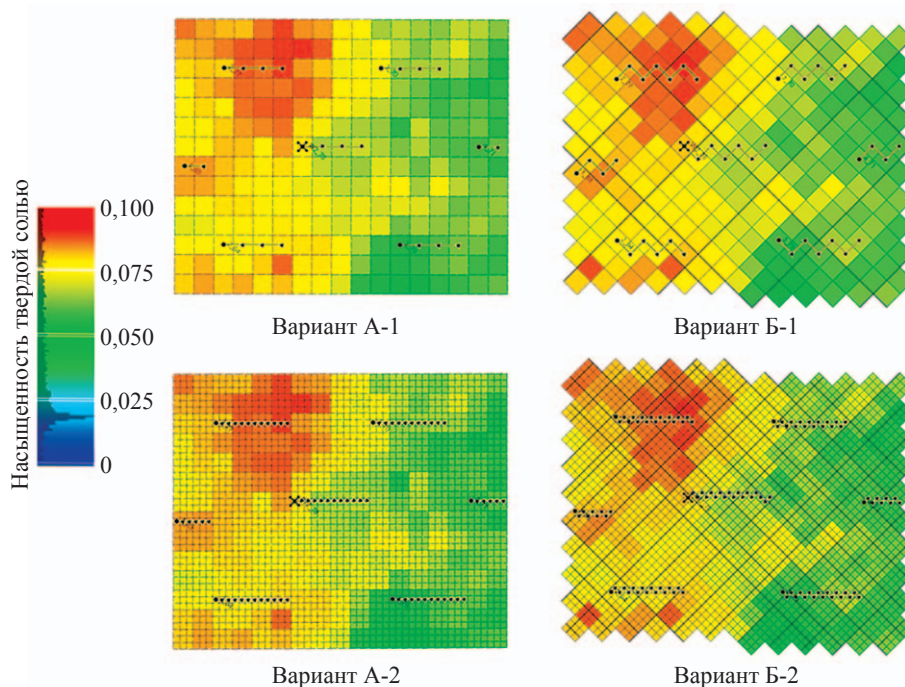


Рис. 2. Вид (в плане) четырех расчетных сеток, построенных для оценки влияния способа дискретизации моделируемой области на интегральные показатели добычи нефти

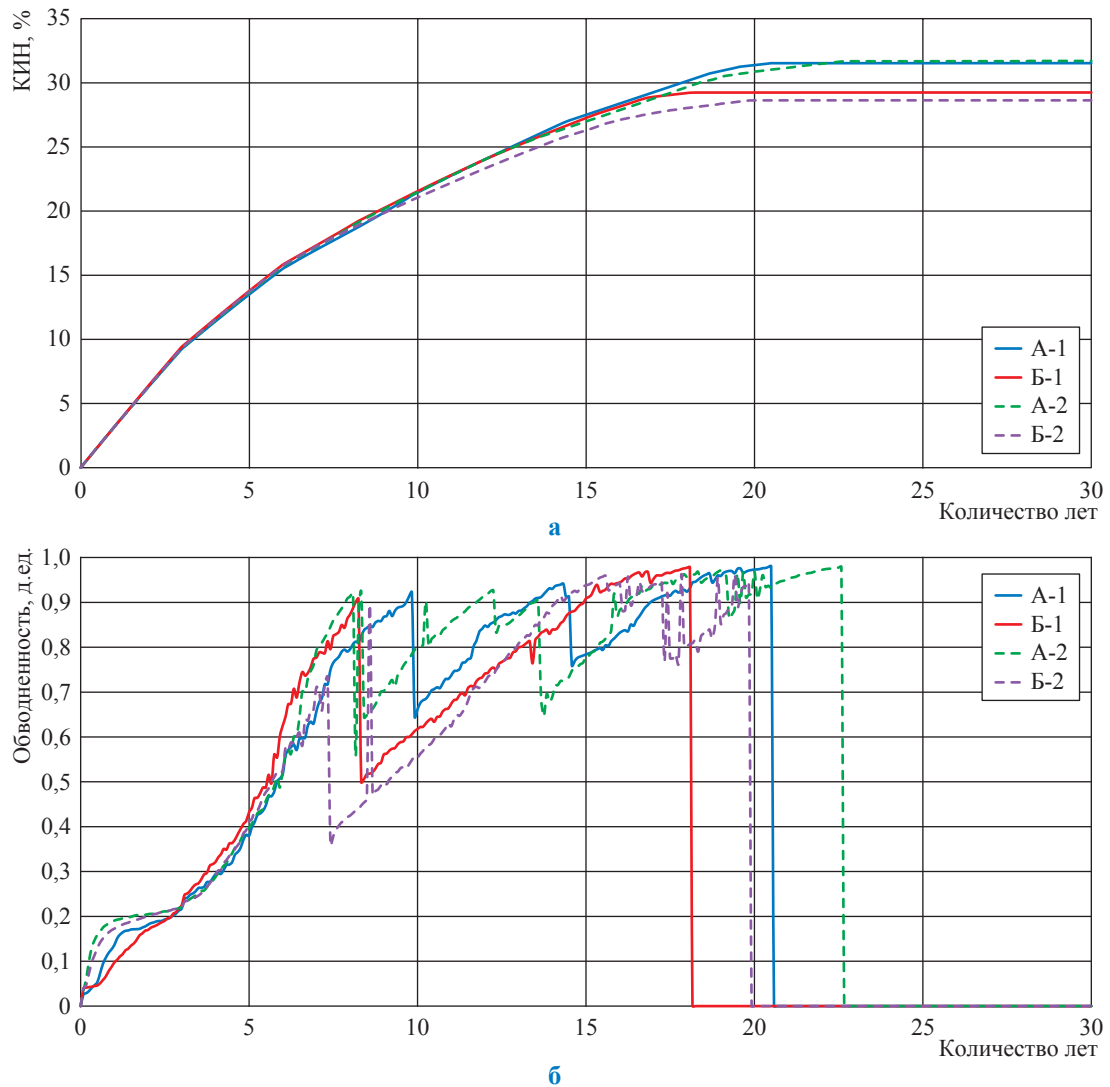


Рис. 3. Динамика КИН (а) и обводненности (б) для вариантов А-1, Б-1, А-2, Б-2

На площади второй модели расположено 74 скважины, из которых 49 добывающих и 25 нагнетательных (рис. 5). Добывающие скважины работают в режиме заданных дебитов нефти, величины которых, как и для первой модели, подбирались индивидуально. Нагнетательные скважины работают в режиме заданной компенсации отбора.

Результаты расчетов КИН в случае заводнения с использованием пресной воды для первой секторной модели представлены на рис. 6, для второй модели – на рис. 7.

Показатели извлечения нефти на первом участке (см. рис. 6) получились близкими и невысокими для всех вариантов (КИН $\approx 8\%$). Небольшое преимущество имеет вариант без растворения пластовой соли (1-1). Причины низкой эффективности – активные проявления

газовых конусов и установленное технологическое ограничение на максимальный газовый фактор.

На втором участке (см. рис. 7) показатели извлечения нефти оказались существенно выше. Здесь при заводнении вариант без растворения пластовой соли (2-1) получает уже заметное преимущество (3,2 абс. %). Выигрыш варианта 2-1 объясняется следующим образом. Исходный суммарный объем пресной воды и твердой соли больше объема получающегося раствора. Вследствие этого при одинаковых объемах закачки пластовое давление в вариантах, учитывающих растворение твердой соли, оказывается ниже. Чем больше соли первоначально содержится в пласте, тем существеннее разница между пластовыми давлениями. Для вариантов 2-1,

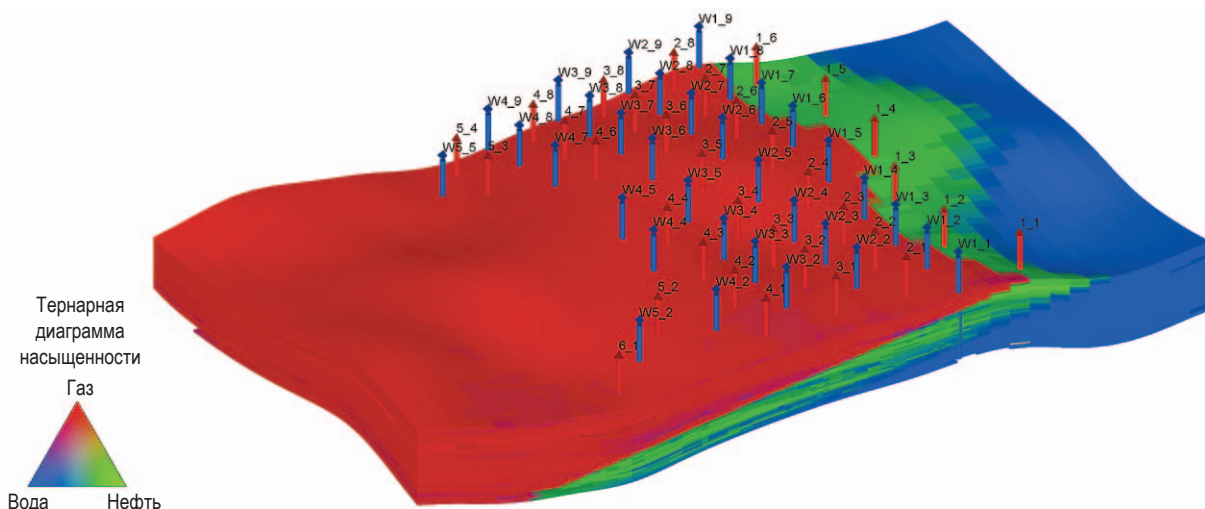


Рис. 4. Общий вид секторной модели 1 с указанием зон насыщения и расстановки эксплуатационных скважин

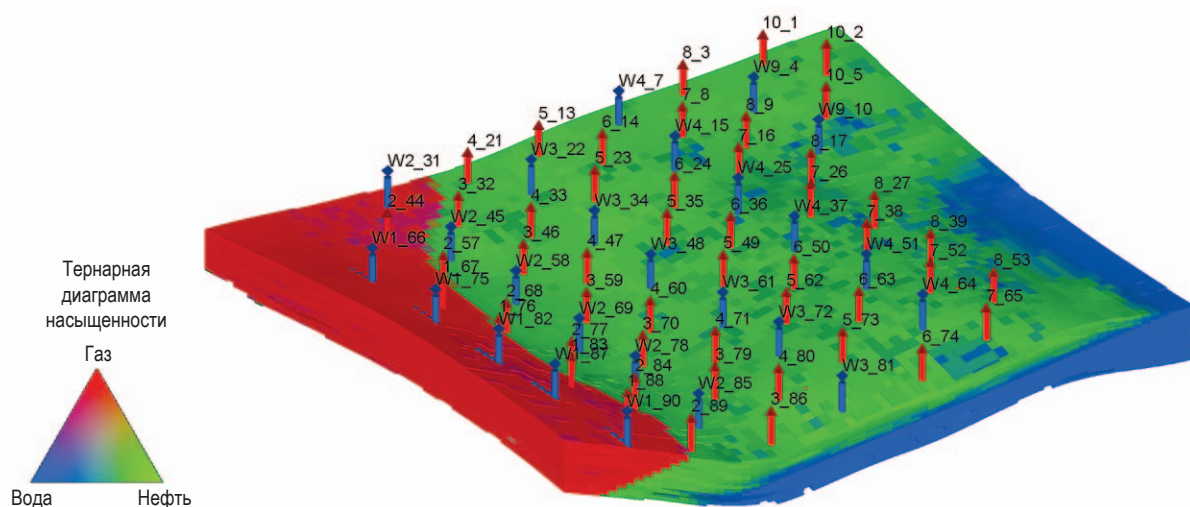


Рис. 5. Общий вид секторной модели 2 с указанием зон насыщения и расстановки эксплуатационных скважин

2-2 и 2-3 она достигает 2,5–3 МПа. Падение пластового давления приводит к уменьшению добычи жидкости и компенсирующего объема закачки. Таким образом, и объем добытой нефти, и объем закачанной воды для варианта без учета рассолонения породы оказываются выше (для воды – примерно на четверть).

Выполненные расчеты показали, что величина кинетического коэффициента не оказывает существенного влияния на интегральные показатели добычи нефти. Представляет также интерес масштаб влияния пространственного распределения твердой соли в пласте. С этой целью средствами геологического пакета RMS сгенерированы 10 равновероятных реализаций

поля насыщенности твердой солью для секторной модели 2. Результаты расчетов (рис. 8) свидетельствуют о заметном влиянии характера распределения твердой соли в объеме пласта на технологические показатели извлечения нефти.

По результатам численных исследований влияния засолонения пласта на разработку запасов нефти с использованием пресной воды можно отметить следующее. При низкой степени засолонения (модель 1) влияние эффекта растворения пластовой соли будет незначительным, и при проведении гидродинамических расчетов технологических показателей им можно пренебречь. При сред-

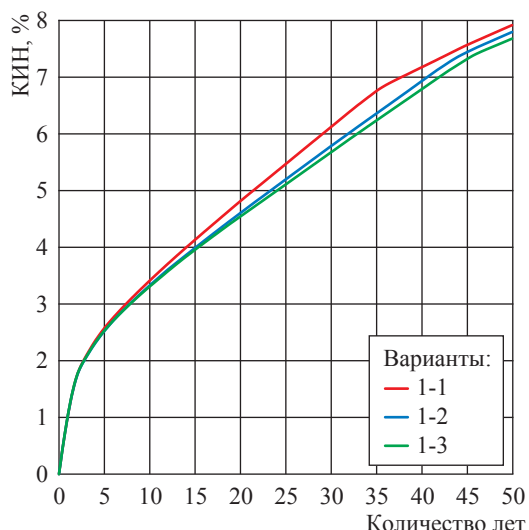


Рис. 6. Динамика КИН для секторной модели 1 в случае заводнения с использованием пресной воды.

Здесь и далее на рис. 7 первая цифра номера варианта соответствует номеру секторной модели; вторая цифра: 1 – растворение пластовой соли в расчете не учитывается; 2 – значение кинетического коэффициента составляет $0,38 \text{ сут}^{-1}$; 3 – значение кинетического коэффициента составляет $3,8 \text{ сут}^{-1}$

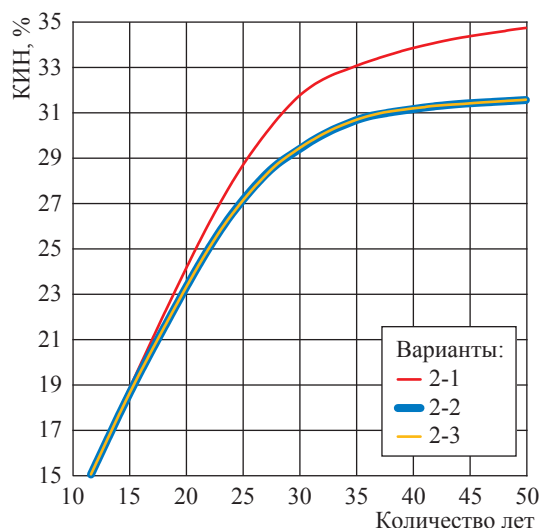


Рис. 7. Динамика КИН для секторной модели 2 в случае заводнения с использованием пресной воды

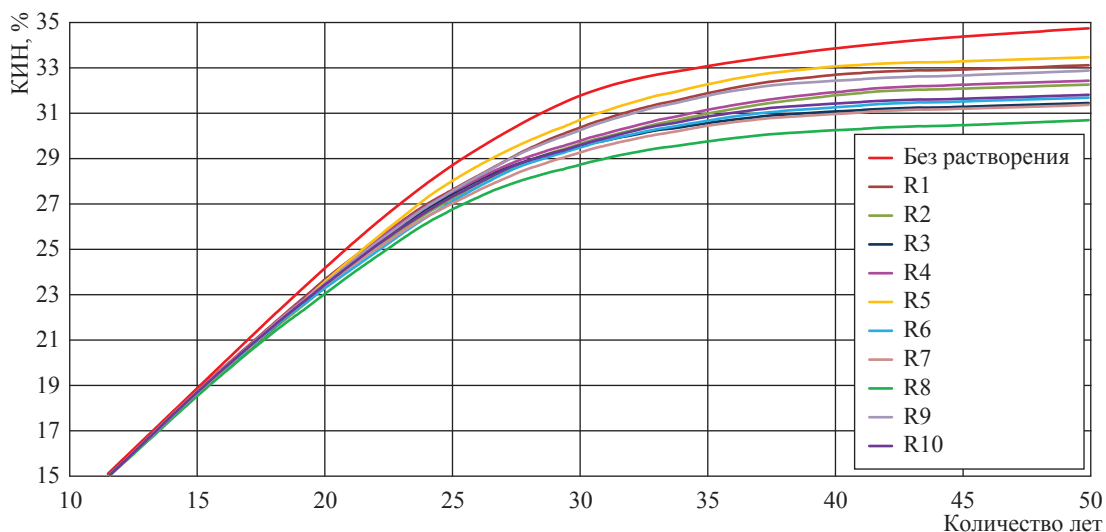


Рис. 8. Динамика КИН в случае заводнения на секторной модели 2 для десяти реализаций (R) поля насыщенности твердой солью

ней и высокой степени засоления пласта (модель 2) растворяющаяся соль оказывает заметное влияние на процесс вытеснения нефти. В этом случае требуется проработка проектных решений с оценкой возможных негативных последствий рассолонения пласта.

Увеличение порового объема, вызванное растворением твердой соли, не компенсируется приращением объема раствора соли и влечет за собой снижение пластового давления. Пресная вода, закачиваемая в засоленный коллектор, расходуется не только на вытеснение

нефти, но и на заполнение того объема в окрестности нагнетательных скважин, который занимала растворившаяся соль. Таким образом, закачка воды становится менее эффективной.

Неопределенность, связанная со значением кинетического коэффициента растворения соли, в рассматриваемых случаях проявила себя незначительно. А вот неопределен-

ность пространственного распределения твердой соли в пласте известным образом повлияла на показатели разработки. Для детализации картины распространения солей по площади продуктивных отложений, по всей видимости, требуется привлечь не только скважинные данные, но и результаты исследований полевой геофизики [5].

Список литературы

1. Виноградов И.А. Лабораторное и численное исследование процесса рассоления засоленных терригенных коллекторов Верхнечонского месторождения / И.А. Виноградов, А.А. Загоровский, К.Ю. Богачев и др. – SPE 176630. – 2015.
2. Bogachev K.Yu. Numerical modelling of salty reservoir waterflooding with fresh water / K.Yu. Bogachev, S.V. Milyutin, V.I. Dzuba. – SPE 162091. – 2012.
3. RMS 2012 User Guide. Roxar Software Solutions. – Stavanger, Norway. – 3070 p.
4. Троицкий В.М. Обоснование выбора агентов вытеснения нефти при разработке нефтегазоконденсатных месторождений Восточной Сибири по результатам экспериментальных исследований / В.М. Троицкий, С.Г. Рассохин, А.Ф. Соколов и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 2 (18). – С. 98–105.
5. Шубин А.В. Изучение эффекта засоления порового пространства терригенного коллектора по сейсмическим данным / А.В. Шубин, В.И. Рыжков // Геофизика. – 2013. – № 5. – С. 17–25.

Application of tNavigator simulator for estimation of reservoir salination impact to development of an oil-and-gas-condensate field

A.L. Kovalev¹, I.Yu. Korchazhkina¹, N.V. Savchenko¹, Ye.L. Fomin^{1*}, Ye.V. Sheberstov¹, A.A. Kuzovkov²

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninsky District, Moscow Region, 142717, Russian Federation

² Rock Flow Dynamics LLC, Bld. 25A, Profsoyuznaya street, Moscow, 117418, Russian Federation

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

Abstract. Producing horizons of some hydrocarbon fields in Eastern Siberia are being characterized with varying presence of salt. Salt essentially affects the reservoirs' porosity and permeability. Fresh water coreflood experiments reveal significant changes in samples' pore space structures and properties due to solid salt dissolution. Therefore development of petroleum reserves in saline reservoir by injection fresh water could be called specific due to dissolution process. To consider these peculiarities at numerical simulation, it is necessary to enlarge a well-known isothermal black oil model by adding the capability of injected water and formation salt interaction, or to use more complicated compositional models with chemical reactions. Developers of tNavigator simulator, which authors chose as a research instrument, have implemented the first approach.

The simulation results of oil rim waterflooding with fresh water for cases of low and high reservoir salt concentration are presented in this paper. Performed study showed that in case of low concentration effect of salt dissolution will be insignificant and it could be ignored in predictive calculations of recovery coefficient. When salt concentration is high or medium, the dissolving salt seriously affects oil displacement mechanism. In this case analysis of projects with estimation of possible negative consequences of reservoir salt dissolution is necessary.

Keywords: numerical simulation, saline reservoir, fresh-water flooding, reservoir salt dissolution, reservoir porosity and permeability changes.

References

1. VINOGRADOV, I.A., A.A. ZAGOROVSKIY, K.Yu. BOGACHEV et al. *Laboratory and numerical studies of desalination process in salinated terrigenous reservoirs of Verkhnechonskoye field* [Laboratornoye i chislennoye issledovaniya protsessa rassoleniya zasolonennykh terrigennykh kollektorov Verkhnechonskogo mestorozhdeniya]. SPE paper 176630. SPE Russian Petroleum Technology Conference, 26–28 October, Moscow, Russia, 2015. (Russ.).
2. BOGACHEV K.Yu., S.V. MILYUTIN, V.I. DZUBA. *Numerical modelling of salty reservoir waterflooding with fresh water*. SPE paper 162091. SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, 16–18 October, Moscow, Russia, 2012. (Russ.).
3. *RMS 2012 User Guide. Roxar Software Solutions*. Stavanger, Norway, 2012.
4. TROITSKIY, V.M., S.G. RASSOKHIN, A.F. SOKOLOV et al. Justification of the choice of oil displacement agents for development of oil/gas/condensate fields in Eastern Siberia on the basis of experimental study results [Obosnovaniye vybora agentov vytesneniya nefi pri razrabotke neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy Vostochnoy Sibiri po rezultatam eksperimentalnykh issledovaniy]. *Vesti gazovoy nauki: Actual Problems of Research of Stratal Hydrocarbon Systems* [Aktualnyye voprosy issledovaniy plastovykh system mestorozhdeniy uglevodorodov]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014, no. 2 (18), pp. 98–105. ISSN 2306-8949. (Russ.).
5. SHUBIN, A.V. and V.I. RYZHKOV. Studying an effect of salination in porous space of a terrigenous reservoir using seismic data [Izucheniye effekta zasoleniya porovogo prostranstva terrigennogo kollektora po seysmicheskim dannym]. *Geofizika*. 2013, no. 5, pp. 17–25. ISSN 1681-4568. (Russ.).

20 SP 18 RS

II Международная научно-практическая конференция «Актуальные вопросы исследования нефтегазовых пластовых систем» (SPRS-2018)

В сентябре 2018 г. в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» планируется проведение II Международной научно-практической конференции «Актуальные вопросы исследования нефтегазовых пластовых систем» (SPRS-2018). Организаторы – ПАО «Газпром» и ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Среди основных тем конференции:

- современное состояние, проблемы и перспективы исследований пластовых систем (кern, флюиды) месторождений нефти и газа;
- совершенствование системного подхода к исследованиям kernа и пластовых флюидов нефтегазовых месторождений в ПАО «Газпром» (Корпоративная система исследований kernа и флюидов);
- современные методы исследований kernового материала и пластовых флюидов.
- методы моделирования фазового поведения пластовых систем.

Формат конференции предполагает пленарное заседание (1-й день) и работу следующих технических секций (2-й день):

- A. Газоконденсатные и газодинамические исследования скважин;
- B. Исследования kernа пород-коллекторов и пород-покрышек залежей нефти и газа;
- C. Пластовые флюиды и их компоненты;
- D. Фильтрация многофазных систем.

УДК [622.031:553.95]:[550.8.013:536]

Термодинамическое моделирование формирования пластовых флюидальных систем глубокозалегающих нефтегазоконденсатных месторождений

В.И. Лапшин¹, А.Н. Волков², А.А. Константинов^{1*}

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

² Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169300, г. Ухта, ул. Севастопольская, д.1 а.

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

Ключевые слова:

анализ, давление, зависимость, исследование, моделирование, формирование, эксперимент.

Тезисы. Исследования геологических, физико-химических и термодинамических характеристик углеводородных газожидкостных систем различного типа позволили реконструировать условия формирования и прогнозировать особенности флюидальных пластовых систем. Изучены процессы генерации, растворения, миграции и аккумуляции углеводородных и неуглеводородных компонентов пластовой смеси глубокозалегающих месторождений (Астраханского, Вуктыльского, Карачаганакского) с использованием палеотектонических, геохимических и термодинамических методов. В результате разработана термодинамическая модель, которая базируется:

- на составлении схемы формирования месторождения;
- принципе раздельной генерации жидких и газообразных углеводородов в наиболее благоприятных для этого зонах;
- ретроспективном анализе и реконструкции палеонефти и палеогаза по физико-химическим и генетическим показателям.

Собственно термодинамическое моделирование выражается в растворении палеонефтей в палеогазах (в PVT-камере) при переводе газоконденсатных систем под давлением выше 80 МПа и при температуре больше 423 К в закритическое состояние, что позволяет воспроизводить современные реальные пластовые газожидкостные системы.

Закономерность распределения потенциального содержания конденсата в зависимости от гипсометрического положения объекта опробования обоснована законом распределения Больцмана. Такой подход успешно применялся для обоснования закономерности распределения углеводородов C_{5+} по глубине для уникального Карачаганакского месторождения. Отмечено, что при толщинах менее 400–500 м возможна сходимость фактических данных с прогнозом закономерности распределения содержания C_{5+} , выполненным с использованием закона Больцмана.

С точки зрения оптимизации разработки и освоения месторождений углеводородов (УВ) моделирование формирования нефтегазоконденсатных месторождений является актуальной и непростой задачей. Наиболее сложные геологические модели создаются применительно к объектам, характеризующимся дизъюнктивной тектоникой, разнообразием литолого-фациального состава, неоднородностью коллекторов и покрышек.

В зависимости от величины, степени изученности и этапа освоения исследуемого объекта, а также важности анализа подходы к геологическому моделированию могут варьироваться. Труднее всего моделировать формирование состава и свойств флюидальных систем глубокозалегающих месторождений со сложным составом пластового флюида, поскольку в этом случае в процессе моделирования необходимо спрогнозировать состав и свойства начальных флюидов, из которых в процессе геологических превращений мог образоваться современный пластовый флюид.

Далее в работе с использованием палеотектонических, геохимических и термодинамических методов исследованы процессы генерации, растворения, миграции и аккумуляции углеводородных и неуглеводородных компонентов пластовой смеси глубокозалегающих месторождений (Астраханского, Вуктыльского, Карачаганакского). В результате с учетом принципа раздельной генерации жидких и газообразных

УВ в наиболее благоприятных для этого зонах разработана термодинамическая модель, предусматривающая [1–8]:

- составление схемы формирования месторождения;
- ретроспективный анализ и реконструкцию палеонефти и палеогаза по физико-химическим и генетическим показателям.

Собственно термодинамическое моделирование выражается в растворении палеонефтей в палеогазах (в PVT-камере) при переводе газоконденсатных систем при термобарических условиях более 80 МПа и выше 423 К в закритическое состояние, что позволяет воспроизводить современные реальные пластовые газожидкостные системы (ПГЖС).

Так, геофизикохимическая модель формирования Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ) разработана с использованием схемы формирования (рис. 1), геологического разреза (рис. 2) и результатов геохимического моделирования. Первый опорный горизонт (100–150 м от поверхности) контролирует процессы формирования ПГЖС в надсолевых горизонтах до кунгурских соляных толщ (прогнозы осуществляются по аномальным газовым полям [7]). Второй опорный горизонт на Астраханском своде (3900–4100 м) расположен под региональным высокоэффективным экраном (кунгурская солевая толща в совокупности с отложениями кремнисто-глинистых пород сакмаро-аргинского горизонта) и отражает геохимические и термодинамические процессы, проходящие в карбонатных толщах среднего и нижнего карбона до верхнего девона. Третий

опорный горизонт связан с изменением литологии, замещением карбонатных пород в верхнем девоне терригенными, в результате чего происходит изменение газовой составляющей ПГЖС, а именно значительное уменьшение (практически до 0) содержания сероводорода.

Составы палеогаза и палеонефти, а также результаты растворения палеонефти в палеогазе в закритических термобарических условиях отражены в табл. 1.

Из данных таблицы следует, что в палеогазе содержание $C_1 > 97\%$, неуглеводородных компонентов (сероводорода и углекислого газа) – менее 3 %, что согласуется с литологическими и геохимическими аспектами схемы формирования АГКМ. При растворении в палеогазе наиболее близко воспроизводит газоконденсатную систему АГКМ палеонефть метано-ароматического типа плотностью 0,839 г/см³ и молекулярной массой 220 а.е.м. Существенной особенностью термодинамического моделирования формирования АГКМ является то, что при растворении в камере PVT визуально фиксируются три зоны, характеризующиеся различными свойствами ПГЖС:

- 1) верхняя – основные параметры соответствуют газоконденсатной системе продуктивного горизонта АГКМ;
- 2) средняя – соответствует газонефтяной системе, близкой к палеонефти (увеличение плотности жидкой фазы, уменьшение газосодержания по сравнению с верхней частью камеры PVT);
- 3) нижняя – по свойствам соответствует тяжелой остаточной нефти, образовавшейся

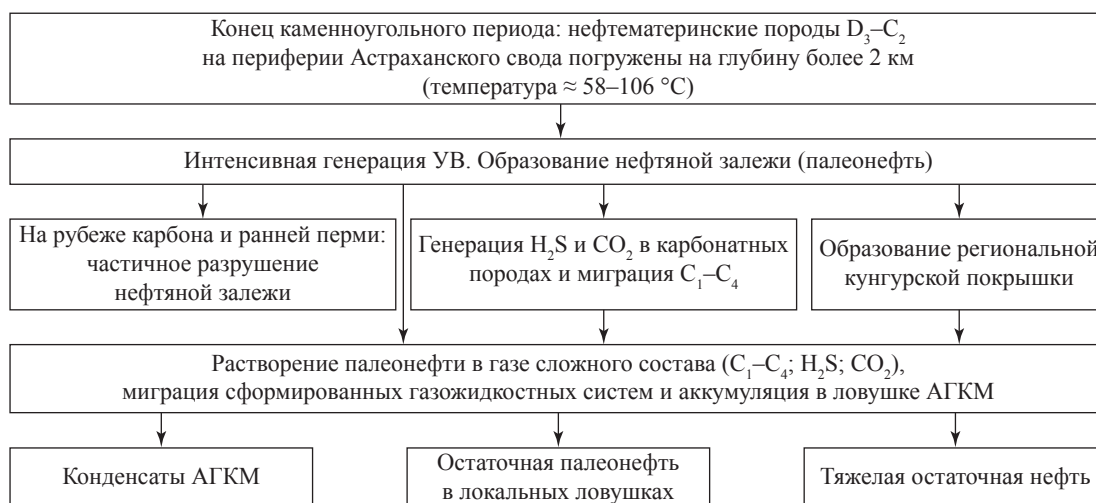


Рис. 1. Схема формирования АГКМ

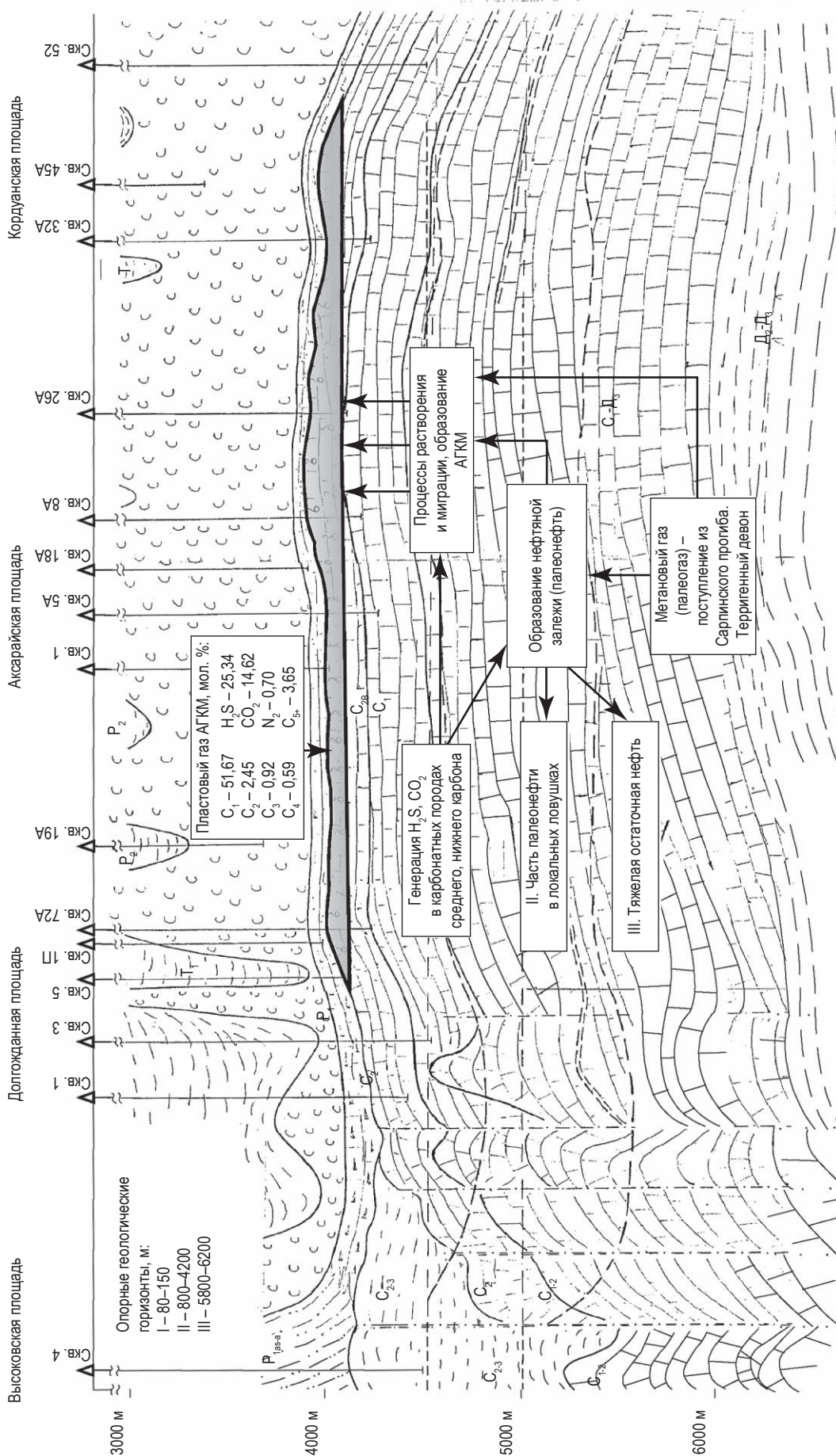


Рис. 2. Геологический разрез Астраханского свода

Таблица 1

Термобарическое моделирование АГКМ

Камера PVT		Плотность жидкой фазы, т/м ³	Газосодержание, м ³ /м ³	Соответствие газожидкостным параметрам АГКМ по глубине	Условные запасы жидких УВ, %
зона	уровень отбора				
Верхняя	1	0,802	3698	Газоконденсатная система АГКМ, 3900–4200 м (H ₂ S; CO ₂)	35–40
	2	0,812	3412		
Средняя	3	0,838	1306	Газонефтяная система, близкая к палеонефти, 4200–6000 м (зональные и локальные экраны)	35–40
	4	0,851	1000		
Нижняя	5	0,891	393	Тяжелая остаточная нефть (аналог – филипповский горизонт АГКМ)	20–30
Палеонефть ароматического типа (плотность 0,839 т/м ³)		Растворение на PVT-установке: давление 80,4 МПа; температура 423 К		Палеогаз, мол. %: C ₁ – 60,1; C ₂ – 0,9; C ₃ – 0,12; C ₄ – 0,09; H ₂ S – 25,0; CO ₂ – 12,0; N ₂ – 1,69	

после растворения и дальнейшей миграции легких компонентов.

При прогнозировании вероятных залежей УВ в подсолевых отложениях особый интерес представляет третья зона камеры PVT (см. табл. 1), моделирующая и отражающая результат формирования газонефтяных систем, свойства которых практически будут повторять свойства палеонефти. Запасы жидких компонентов в соответствующей натурной зоне достаточно велики и сравнимы с запасами жидких компонентов C₅₊ на АГКМ. Эти запасы жидких УВ располагаются в ловушках под литологическими или термодинамическими экранами (покрышками) на глубинах от 3800 до 6000 м и более.

Таким образом, геофизикохимическая модель предоставляет возможность прогнозировать количественный состав и свойства ПГЖС по разрезу и площади.

В результате геологических, геохимических и термодинамических процессов, происходивших в юго-западной части Прикаспийской впадины, сформировалось гигантское (45×110 км) АГКМ, характеризующееся следующим усредненным составом пластового газа, мол. %:

- C₁ – 51,67;
- C₂ – 2,45;
- C₃ – 0,92;
- C₄ – 0,59;
- H₂S – 25,34;
- CO₂ – 14,62;
- N₂ – 0,7;
- C₅₊ – 3,65.

При сравнительно небольшой толщине залежи (100–200 м) на месторождении

наблюдается существенное изменение состава и свойств пластовой смеси. Полученные данные исследований продукции скважин АГКМ свидетельствуют о выраженной дифференциации состава пластовой смеси по площади залежи. На АГКМ наблюдается существенное изменение по площади залежи концентрации углеводородов C₅₊ (134–312 г/м³), а также сероводорода, углекислого газа и других компонентов, что связано с условиями формирования месторождения.

Моделирование формирования Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения

Представляется следующая последовательность формирования Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения (КНГКМ) (рис. 3) [9].

В продуктивной части разреза выделяются три стратиграфических подразделения девонской, каменноугольной и пермской систем (рис. 4). Девонские отложения залегают на сильно размытых терригенных образованиях нижнего палеозоя (возможно, ордовика) или верхнего протерозоя. Продуктивными коллекторами являются пласты известняков верхнего эйфеля и, возможно, песчаников нижнего эйфеля. В качестве флюидоупоров следует принять эйфельско-живетские глины, а ловушка должна быть оконтурена изогипсой минус 5900–6000 м. II опорный горизонт располагается на глубине 3600–3700 м. Он литологически и термодинамически связан с региональной сульфатогалогенной покрышкой (высокоэффективный экран). III опорный горизонт,

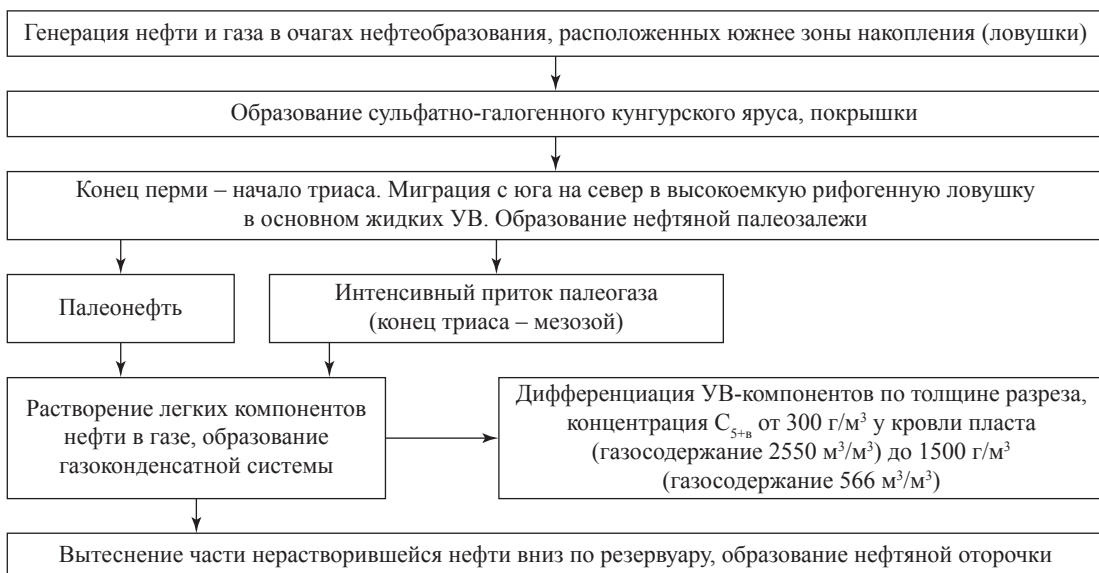


Рис. 3. Схема формирования КНГКМ

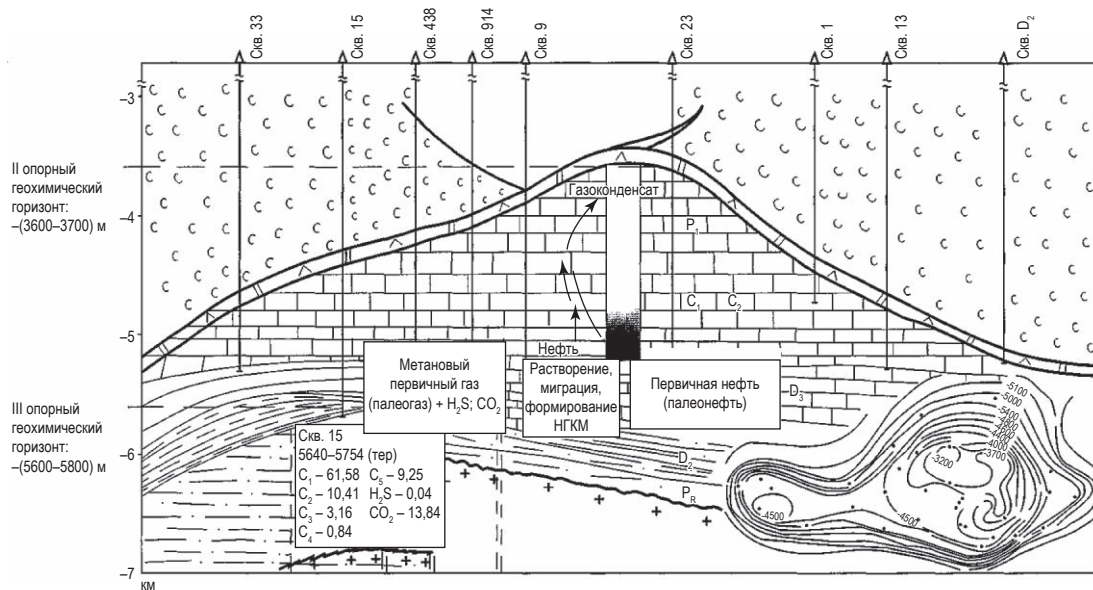


Рис. 4. Геологический профиль КНГКМ

связанный с изменением литологии, т.е. переходом карбонатных отложений в терригенные верхнедевонские, фиксируется на глубине 5600–5800 м. Пластовая температура возрастает с глубиной от 343–345 К в верхней части карбонатного массива до 353–355 К в подошве залежи. Пластовое давление в залежи изменяется от 52,0–52,5 МПа у кровли до 59,5–60,0 МПа у подошвы. Результаты термодинамического моделирования приведены в табл. 2.

Моделирование (реконструкция ПГЖС) включает подбор состава палеонефти и палеогаза с последующими PVT-исследованиями

на установке фазовых равновесий. В ходе PVT-исследований проводится растворение палеонефти в палеогазе в массовых соотношениях 50 % жидкой фазы и 50 % газовой, согласно соотношению газообразных и жидких УВ ПГЖС КНГКМ, с последующим переводом полученной смеси при высоких давлениях и температурах в «закритическое» состояние [10]. В таких жестких термодинамических условиях проявляется эффект «термодинамической памяти», когда газожидкостная смесь в камере PVT разделяется (сверху вниз) с распределением газожидкостных характе-

Таблица 2

Термодинамическое моделирование КНГКМ

Камера PVT		Плотность жидкой фазы, т/м ³	Газосодержание, м ³ /м ³	Соответствие газожидкостным параметрам КНГКМ по глубине	Условные запасы жидких УВ, %
зона	уровень отбора				
Верхняя	1	0,762	2526	3600–3900	8
	2	0,781	2460	3900–4300	18
Средняя	3	0,803	1600	4300–4800	30
	4	0,819	1428	4800–5000	18
Нижняя	5	0,846	625	5000–5100	10
	6	0,876	412	5100–5200	16
Палеонефть ароматического типа, плотность – 0,807 т/м ³		Растворение на PVT-установке: давление – 75 МПа; температура – 413 К		Палеогаз, мол. %: C ₁ – 75,7; C ₂ – 5,63; C ₃ – 2,25; C ₄ – 1,1; H ₂ S – 3,85; CO ₂ – 8,89; N ₂ – 1,2	

ристик, близким к распределению реальных ПГЖС КНГКМ.

В отличие от Астраханского на Карачаганском месторождении произошло распределение состава пластовой смеси по толщине. С позиции классической термодинамики для КНГКМ применима модель распределения УВ-компонентов в залежах большей толщины. Согласно этой модели в процессе формирования месторождений с большой толщиной продуктивного пласта происходит гравитационное перераспределение компонентов смеси: более легкие оказываются вверху, более тяжелые перемещаются вниз. При высоком содержании жидких УВ-компонентов образуется нефтяная оторочка. Процесс распределения завершается установлением в залежи термодинамического равновесия. Подобное распределение состава пластовой смеси по разрезу залежи демонстрирует особое состояние газожидкостной системы, которое характеризуется плавным переходом из газообразного состояния в жидкое без фазовых границ. Основные условия:

- наличие аномально высокого пластового давления, когда давление в каждой определенной области залежи превышает давление перехода пластовой смеси в закритическое состояние при пластовой температуре;
- значительная толщина продуктивного пласта, когда в условиях гравитационного поля происходит существенное перераспределение состава пластовой смеси по толщине залежи.

Результаты исследования состава пластового газа и пластовой нефти показывают, что по высоте залежи прослеживается дифференциация УВ-компонентов [10], выражающаяся в существенном утяжелении состава

пластовой смеси в направлении от кровельной части к подошвенной при относительном постоянстве количества неуглеводородных компонентов (сероводорода и углекислого газа). Характерно, что в газоконденсатной части разреза содержание гомологов метана в пластовом газе находится на одном уровне (в среднем 9–11 мол. %), при переходе в область нефтяной оторочки оно увеличивается до 14–17 мол. %. Наиболее выражена дифференциация по высокомолекулярным УВ (C₅₊). Концентрация группы УВ C₅₊ увеличивается с глубиной от 5,36 мол. % (300 г/м³) у кровли пласта до 12–18 мол. % (1500 г/м³) в его подошвенной части. При этом по мере углубления увеличиваются плотность и молекулярная масса стабильного конденсата. Суммарное содержание потенциальных растворителей гомологов метана и неуглеводородных компонентов составляет 14–22 мол. % в газоконденсатной части и 24–26 мол. % в нефтяной.

Закономерность распределения потенциального содержания конденсата в зависимости от гипсометрического положения объекта опробования обосновывалась законом распределения Больцмана. Этот подход дал хорошие результаты при обосновании закономерности распределения C₅₊ по глубине для уникального КНГКМ: при углублении газоконденсатной залежи с 3500 до 5000 м содержание C₅₊ увеличилось более чем в 3 раза – от 300 до 1000 г/м³. Однако на Вуктыльском месторождении содержание C₅₊ при изменении глубины с 2500 до 3400 м увеличилось приблизительно на 20 %. Применительно к основной залежи Оренбургского НГКМ площадью 120×28 км с карбонатными отложениями

пермского и карбонового возрастов толщиной свыше 500 м в интервале глубин 1400–1900 м не отмечено существенных признаков изменения содержания C_{5+} . При этом данные ВолгоУралНИПИгаза свидетельствуют, что содержание углеводородных компонентов (сероводорода, азота, углекислого газа) и углеводородов C_2 – C_4 в пластовой смеси Оренбургского НГКМ колеблется в довольно

значительных пределах. Также не выявлено существенного изменения C_{5+} по разрезу ачимовских отложений на глубинах 3500–3650 м.

Следовательно, при толщинах менее 400–500 м возможна схожесть фактических данных с прогнозными закономерностями распределения содержания C_{5+} , выявленными с использованием закона Больцмана.

Список литературы

1. Зорькин Л.М. Геохимия природных газов нефтегазоносных бассейнов / Л.М. Зорькин, И.С. Старобинец, Е.В. Стадник. – М.: Недра, 1984. – 248 с.
2. Иванов Ю.А. Условия раздельного формирования газоносных и нефтеносных зон в подсольевых отложениях Прикаспийской впадины: обзор. инф. / Ю.А. Иванов, П.М. Ломако, А.А. Клещев // Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭгазпром, 1983. – № 3. – 41 с.
3. Лапшин В.И. Геохимические и термодинамические аспекты прогнозов нефтегазоносности глубокозалегающих палеозойских отложений Прикаспийской впадины / В.И. Лапшин, А.З. Саушин, А.Ф. Ильин и др. // Труды АстраханьНИПИгаз. – 1999. – Вып. 1. – С. 14–28.
4. Мартос В.Н. Особенности фазового состояния пластовых газоконденсатных систем с повышенным содержанием высококипящих УВ / В.Н. Мартос, В.И. Лапшин, Г.П. Былинкин и др. // Геология нефти и газа. – 1990. – № 10. – С. 27–28.
5. Результаты разработки и опробования прямых геохимических методов поисков месторождений нефти и газа. – М.: ВНИИЯГГ, 1971. – Вып. 10. – 195 с.
6. Семенович В.В. Некоторые проблемы нефтегазоносности Прикаспия / В.В. Семенович // Геологические основы создания Прикаспийского нефтегазодобывающего комплекса. – М.: Наука, 1990. – С. 134–142.
7. Соколов В.А. Геохимия природных газов / В.А. Соколов. – М.: Недра, 1971. – 336 с.
8. Старосельский В.И. Этан, пропан, бутан в природных газах нефтеносных бассейнов / В.И. Старосельский. – М.: Недра, 1990. – 186 с.
9. Былинкин Г.П. Моделирование генезиса Карачаганакского месторождения / Г.П. Былинкин // Геология нефти и газа. – 1990. – № 8. – С. 10–13.
10. Лапшин В.И. Термогазодинамические особенности формирования и извлечения пластовых флюидов на Астраханском месторождении: обз. инф. / В.И. Лапшин, Д.В. Изюмченко, В.А. Николаев и др. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – 86 с.

Thermodynamic modelling of bedded fluidal systems forming within deep oil-and-gas-condensate fields

V.I. Lapshin¹, A.N. Volkov², A.A. Konstantinov^{1*}

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninsky District, Moscow Region, 142717, Russian Federation

² Gazprom VNIIGAZ LLC Ukhta Subsidiary, Bld. 1a, Sevastopolskaya street, Ukhta 169300, Russian Federation

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

Abstract. Due to investigation of geological, physical-chemical and thermodynamic characteristics of miscellaneous hydrocarbon gas-liquid systems one can reconstruct the generation provision of bedded fluidal systems and forecast their special features. So, by means of paleo-tectonic, geochemical and thermodynamic methods the processes of generation, migration and accumulation of hydrocarbon and non-hydrocarbon components of bedded fluids in deep fields (namely, Astrakhan, Vuktyl and Karachaganak ones) were studied. As a result, a thermodynamic model was designed. It grounds on:

- a field-shaping chart;
- a principal of separate generation of liquid and gaseous hydrocarbons in the most favorable zones;

- retrospective analysis and reconstruction of paleo-oil and paleo-gas according to physical-chemical and genetic exponents.

Proper thermodynamic modelling finds expression in dissolution of paleo-oils within paleo-gases (at a PVT camera) when gas-condensate systems are converted into a supercritical state under the pressures exceeding 80 MPa and the temperatures more than 423 K. It allows for reproducing real gas-liquid systems.

Distribution pattern for potential content of condensate depending on hypsometric position of an object being appropated grounds on Boltzmann distribution. Such an approach was successfully applied to substantiation of C_{5+} distribution by depths in respect to unique Karachganak field. It is pointed out that, when thickness is less than 400–500 m, factual data will possibly correspond to a forecast of C_{5+} distribution according to Boltzmann Law.

References

1. ZORKIN, L.M., I.S. STAROBINETS, Ye.V. STADNIK. *Geochemistry of natural gases in oil-and-gas-bearing basins* [Geokhimiya prirodnykh gazov neftegazonosnykh basseynov]. Moscow: Nedra, 1984. (Russ.).
2. IVANOV, Yu.A., P.M. LOMAKO, A.A. KLESHCHEV. Provision for separate forming of gas-bearing and oil-bearing zones in subsalt sediments of Caspian Lowland [Usloviya razdelnogo formirovaniya gazonosnykh i neftenosnykh zon v podsolevykh otlozheniyakh Prikaspiyskoy vpadiny]. *Geologiya i razvedka gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy*. Moscow: VNIIEgazprom, 1983, no. 3. (Russ.).
3. LAPSHIN, V.I., A.Z. SAUSHIN, A.F. ILIN et al. Geochemical and thermodynamic aspects of forecasts for oil-and-gas bearing capacity of deep Paleozoic sediments at Caspian Lowland [Geokhimicheskiye i termodinamicheskiye aspekty prognozov neftegazonosnosti glubokozalegayushchikh paleozoyskikh otlozheniy Prikaspiyskoy vpadiny]. *Trudy AstrakhanNIPGaz*. 1999, no. 1, pp. 14–28. (Russ.).
4. MARTOS, V.N., V.I. LAPSHIN, G.P. BYLINKIN et al. Peculiarities in phase state of bedded gas-condensate systems with elevated high-boiling hydrocarbons [Osobennosti fazovogo sostoyaniya plastovykh gazokondensatnykh sistem s povyshennym soderzhaniyem vysokokipyashchikh UV]. *Geologiya nefti i gaza*. 1990, no. 10, pp. 27–28. ISSN 0016-7894. (Russ.).
5. *Results of development and approbation of direct geochemical methods for oil and gas fields prospecting* [Resultaty razrabotki i oprobovaniya pryamykh geokhimicheskikh metodov poiskov mestorozhdeniy nefti i gaza]. Moscow: All-Union Research Institute of Nuclear Geophysics and Geochemistry (VNIIYaGG), 1971, iss. 10. (Russ.).
6. SEMENOVICH, V.V. Some issues of oil-and-gas-bearing capacity of the Caspian Sea region [Nekotoryye problemy neftegazonosnosti Prikaspiya]. In: *Geological principals of Prikaspiyskiy Oil-Gas-Production Complex creation* [Geologicheskiye osnovy sozdaniya Prikaspiyskogo neftegazodobyvayushchego kompleksa]. Moscow: Nauka, 1990, pp. 134–142. (Russ.).
7. SOKOLOV, V.A. *Geochemistry of natural gases* [Geokhimiya prirodnykh gazov]. Moscow: Nedra, 1971. (Russ.).
8. STAROSELSKIY, V.I. *Ethane, propane, butane in natural gases of petroleum-bearing basins* [Etan, propan, butan v prirodnykh gazakh neftenosnykh basseynov]. Moscow: Nedra, 1990. (Russ.).
9. BYLINKIN, G.P. Modelling genesis of Karachganak field [Modelirovaniye genezisa Karachaganakskogo mestorozhdeniya]. *Geologiya nefti i gaza*. 1990, no. 8, pp. 10–13. ISSN 0016-7894. (Russ.).
10. LAPSHIN, V.I., D.V. IZUMCHENKO, V.A. NIKOLAYEV et al. *Thermal and gas-dynamical features of Astrakhan-field bedded fluids generation and extraction* [Termogazodinamicheskiye osobennosti formirovaniya i izvlecheniya plastovykh flyuidov na Astrakhanskom mestorozhdenii]: review. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2010. (Russ.).

УДК 536.22

Прогнозирование коэффициента теплопроводности сложных углеводородных смесей с помощью искусственных нейронных сетей

Б.А. Григорьев¹, И.С. Александров^{2*}, А.А. Герасимов²

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

² Калининградский государственный технический университет, Российская Федерация, 236022, г. Калининград, Советский просп., д. 1

* E-mail: alexandrov_kgrd@mail.ru

Ключевые слова:
теплопроводность,
плотность,
нейронная сеть,
нефть,
газовый конденсат.

Тезисы. На основе надежных экспериментальных данных разработана новая модель на базе искусственных нейронных сетей, применимая для прогнозных расчетов коэффициента теплопроводности сложных углеводородных смесей. Модель описывает избыточную масштабированную теплопроводность и основана на расширенном принципе соответственных состояний. Входными параметрами для нейронной сети являются приведенная температура, приведенная плотность, а также два критерия подобия. Указанные критерии подобия определяются по доступным физико-химическим свойствам – относительной плотности при температуре 20 °С, коэффициенте преломления при той же температуре и молярной массе.

Основу обрабатываемого массива экспериментальных данных составили данные о теплопроводности нефти и газовых конденсатов различных месторождений, их фракций и товарных нефтепродуктов. С использованием указанного массива данных по методу Левенберга – Марквардта произведено обучение двухслойной нейронной сети с обратным распространением ошибки. Для устранения эффекта переобучения сети параллельно проводились процедуры тестирования и проверки (валидации).

В статье сравниваются коэффициенты теплопроводности, рассчитанные обученной нейронной сетью, с имеющимися экспериментальными данными. Результаты сравнения позволяют сделать вывод о хороших экстраполяционных возможностях предлагаемой модели.

Данные о коэффициентах теплопроводности λ сложных углеводородных смесей необходимы при расчете технологических процессов, технологического оборудования, транспортных трубопроводных систем, а также при разработке математических моделей процессов для систем автоматического управления.

Определенная проблематичность экспериментальных исследований теплофизических свойств (ТФС) сложных углеводородных систем, а именно нефтепродуктов и газовых конденсатов, обусловлена их многокомпонентностью (от 20 до 500 индивидуальных веществ), которая осложняет определение точного химического состава таких смесей и, как следствие, разработку надежных методов прогнозного расчета их ТФС на основе информации о свойствах компонентов. Очевидный выход заключается в развитии универсальных прогнозных подходов к созданию методов расчета ТФС нефтепродуктов. Одним из таких подходов можно считать использование искусственных нейронных сетей как универсального алгоритмического аппарата приближения функций многих переменных с помощью линейных операций и суперпозиций функций одной переменной [1]. В настоящее время нейронные сети широко применяются в разных отраслях науки и техники.

Так, нейронная сеть есть специальное формальное устройство, состоящее из искусственных нейронов. Искусственный нейрон (рис. 1) – это преобразовательный элемент, имеющий некоторое количество входов (синапсов), на которые поступают входные сигналы x_i , и один выход (аксон), с которого снимается выходной сигнал y . Каждый синапс имеет вес w_i . Внутри нейрона можно выделить блок суммирования,

определяющий взвешенную сумму всех входных сигналов

$$U = \sum_{i=1}^n w_i x_i, \tag{1}$$

и блок функции активации $F(U) = y$. Таким образом, нейрон функционирует за два такта: 1) суммирование входных сигналов; 2) вычисление y по функции активации.

Функция активации является сигмоидной:

$$F(U) = \frac{1}{1 + e^{-\alpha U}}, \tag{2}$$

где α – параметр наклона сигмоидной функции.

Нейроны образуют нейронные сети путем соединения синапсов с аксонами. Наиболее распространенными и хорошо изученными считаются многослойные сети, состоящие из входного, скрытого и выходного слоев нейронов (рис. 2). Нейроны входного слоя H_{ij} имеют только по одному синапсу. Количество нейронов входного слоя соответствует числу входных переменных сети x_i . Задачей нейронов этого слоя является только распределение входных сигналов по нейронам скрытого слоя, суммирования и вычисления функции активации в них не происходит. Количество нейронов в скрытом слое может быть различным и часто подбирается экспериментально. Входные сигналы последовательно проходят через все нейроны и после преобразований напрямую подаются на выходы. Выходной сигнал y_{ij} каждого j -го нейрона в i -м слое определяется как

$$y_{ii} = F\left(\sum_{k=1}^{n(i-1)} w_{ij}^k y_{i-1,k}\right), \tag{3}$$

где $n(i)$ – число нейронов в i -м слое.

Нейронные сети относятся к классу аппроксиматоров и «черных ящиков», аппроксимирующих некоторые функции вида $y = F(x)$, где x, y – векторы входных и выходных переменных соответственно. Процесс аппроксимации заключается в подборе весовых коэффициентов w_{ij} и называется обучением нейронной сети. Сеть может функционировать в двух режимах:

- 1) эксплуатации, когда на вход подаются сигналы, а на выходе снимаются результаты вычислений;
- 2) обучения, когда происходит корректировка весов таким образом, чтобы выходные сигналы наиболее точно соответствовали

желаемым. От качества обучения зависит точность работы сети в режиме эксплуатации.

Далее в статье показано обучение и моделирование двухслойной нейронной сети с функциями активации сигмоидного типа, предназначенной для прогнозирования коэффициента теплопроводности сложных углеводородных смесей. Обучение осуществлялось по правилу обратного распространения с минимизацией ошибки обучения, которая определяется как

$$E = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{N_{\text{вых}}} (y_i - y_{\text{жел},i})^2, \tag{4}$$

где $y_{\text{жел},i}$ – желаемые (экспериментальные) значения выходных сигналов; $N_{\text{вых}}$ – количество выходных сигналов сети.

Для обучения и тестирования нейронной сети были отобраны следующие экспериментальные значения λ :

1) отраслевой теплофизической лаборатории Грозненского нефтяного института (ОТФЛ ГНИ), полученные в разные годы для 80 углеводородных фракций нефтяного и газоконденсатного происхождения (прямогонных и вторичных) в диапазоне температур 243–673 К

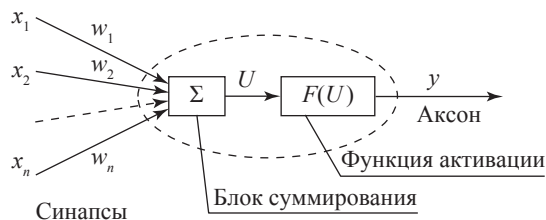


Рис. 1. Структура нейрона

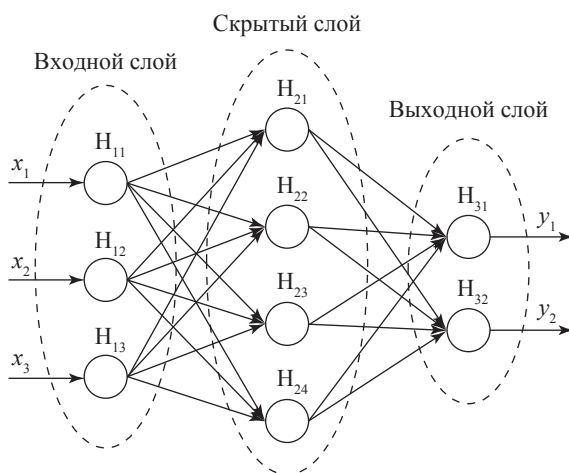


Рис. 2. Слоистая нейронная сеть

при давлениях до 60 МПа [2, 3]. Значения погрешностей для разных экспериментальных установок составляли 1,0–1,3 % при температуре 273 К, 1,8–2,2 % при температуре 523 К и 3,0 % при температуре 673 К;

2) Кубанского государственного технологического университета (КубГТУ), полученные в диапазоне температур 230–470 К при давлениях до 100 МПа [4]. Всего исследованы 13 газовых конденсатов различных месторождений и 23 их прямогонные фракции. Погрешность отдельного измерения λ , по оценке авторов, не превышает $\pm 1,5$ %;

3) Ташкентского автодорожного института (ныне – Ташкентский институт по проектированию, строительству и эксплуатации автомобильных дорог, ТАДИ), полученные в диапазоне температур 250–530 К при давлениях до 40 МПа [5]. Исследованы 10 газовых конденсатов и 18 их прямогонных фракций. Погрешность отдельного измерения λ , по оценке авторов, не превышает $\pm 3,1$ %;

4) полученные В.А. Казаряном [6] методом регулярного режима в диапазоне температур 220–470 К при давлениях до 60 МПа. Исследованы четыре газовых конденсата и шесть прямогонных фракций газового конденсата Вуктыльского месторождения. Погрешность данных не сообщается.

Построение нейронной сети для прогнозирования коэффициента теплопроводности

Обобщенный закон изменения теплопроводности базируется на расширенном принципе соответственных состояний в таких переменных, как приведенная температура и приведенная плотность, и в общем виде представлен следующей зависимостью:

$$\Delta\lambda = f(\tau, \delta, Y, K_w). \quad (5)$$

Здесь приведенная температура $\tau = T/T_\lambda$ (где T – абсолютная температура, К; T_λ – параметр приведения для температуры, см. далее формулу (10), К); приведенная плотность $\delta = \rho/\rho_\lambda$ (где ρ – абсолютная плотность, кг/м³; ρ_λ – параметр

приведения для плотности, кг/м³(см. далее)); Y – характеристический комплекс (см. далее); K_w – фактор Ватсона (см. далее); $\Delta\lambda$, левая часть уравнения (5), представляет собой масштабированную избыточную теплопроводность, которая определяется соотношениями

$$\Delta\lambda = [\lambda(\delta, \tau) - \lambda_0] \Lambda_\lambda, \quad (6)$$

$$\Lambda_\lambda = T^{-\left(\frac{1}{2}\right)} M^{-\left(\frac{1}{6}\right)} \rho^{-\left(\frac{2}{3}\right)}, \quad (7)$$

$$\lambda_0 \cdot 10^3 = \frac{\eta_0}{M} (16,75 + 1,15C_v^\infty), \quad (8)$$

$$\eta_0 \xi = 1,564 \tau^{*0,94}, \quad (9)$$

где λ_0 – теплопроводность разреженного газа, Вт/(м·К); Λ_λ – масштабирующий множитель; η_0 – коэффициент вязкости разреженного газа, мкПа·с; M – средняя молярная масса, кг/кмоль; C_v^∞ – изохорная теплоемкость в состоянии идеального газа, кДж/(кмоль·К) [7]; $\xi = T_k^{1/6} / M^{1/2} / p_k^{2/3}$ (где T_k , К, и p_k , МПа – псевдокритические свойства, а именно температура и давление, смеси); $\tau^* = T/T_k$. Для расчета плотности ρ использовалась авторская методика, базирующаяся на двух обобщенных уравнениях состояния [8].

В качестве точки приведения принята точка на псевдокритической изобаре при фиксированном значении масштабированной теплопроводности $\Delta\lambda = 0,25$, которое подбиралось таким образом, чтобы значение температуры T_λ находилось в пределах экспериментально исследованного диапазона. Определенные по экспериментальным данным значения T_λ аппроксимированы уравнением

$$\frac{T_\lambda}{T_k} = C_0 + C_1 Y + C_2 Y^2 + C_3 (K_w - 10) + C_4 (K_w - 10)^2 + C_5 Y (K_w - 10), \quad (10)$$

где численные значения коэффициентов представлены в табл. 1.

Определяющими критериями подобия в зависимости (5) являются:

$$Y = \frac{100[(n_D^{20})^2 - 1](n_D^{20} - \rho_4^{20})}{M \rho_4^{20} (n_D^{20} + 0,4)}; \quad (11)$$

Таблица 1

Значения коэффициентов уравнения (10)

C_0	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5
0,180689	1,279527	-0,443805	0,032758	0,020290	-0,180112

$$и K_w = 1,2251 \frac{T_{кип.об}^{1/3}}{\rho_{15}^{15}}, \quad (12)$$

где n_D^{20} – показатель преломления при температуре 20 °С; ρ_4^{20} – относительная плотность при той же температуре; $T_{кип.об}$ – средняя объемная температура кипения, ρ_{15}^{15} – относительная плотность при температуре 15 °С.

Для прогнозирования коэффициента теплопроводности в среде программирования MATLAB [9] создана двухслойная нейронная сеть с обратным распространением ошибки (англ. back propagation neural network) (рис. 3, табл. 2). Сеть состоит из двух скрытых слоев по четыре нейрона каждый. Входными нейронами для сети служат τ , δ , Y и K_w .

В качестве обучающей процедуры применялся пошаговый алгоритм Левенберга – Марквардта [10] (шаги называются эпохами, или циклами). В каждом цикле на вход сети подаются все элементы обучающей последовательности, затем вычисляются выходные значения сети, сравниваются с целе-

выми значениями, и вычисляется функционал ошибки. Значения функционала, а также его градиента используются для корректировки весов (см. табл. 2), после чего все действия повторяются. Процесс обучения прекращается, когда выполнено заданное количество циклов либо когда ошибка достигла некоторого малого значения или перестала уменьшаться.

Обучение сети производилось на массиве экспериментальных значений, состоящем из 4661 точки. Для устранения эффекта переобучения сети параллельно проводились процедуры тестирования и проверки (валидации) на базе не участвовавших в обучении сети массивов, построенных по 430 точкам. Среднеквадратичная погрешность описания используемого массива обученной сетью составляет 2,56 %.

Проверка прогнозных возможностей сети осуществлялась с использованием массива экспериментальных данных (4483 точки) о теплопроводности газовых конденсатов,

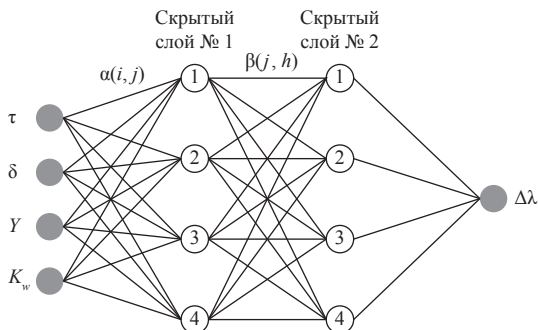


Рис. 3. Архитектура нейронной сети:
 α и β – весовые коэффициенты входных нейронов на скрытых слоях № 1 и № 2 соответственно (см. табл. 2)

Таблица 2

Численные значения весовых коэффициентов в обученной нейронной сети

		$\alpha(i, j)$			
j	i	τ	δ	Y	K_w
1	1	0,4067	0,0200	-1,4577	1,3704
2	2	0,0199	-0,1875	0,1218	0,0193
3	3	0,0725	0,0545	-0,4474	0,7166
4	4	0,1179	0,4488	-1,4209	-1,6435
		$\beta(j, h)$			
h	j	1	2	3	4
1	1	1,5859	-0,4286	1,7722	0,3039
2	2	-0,9959	-0,9154	1,9446	0,6248
3	3	1,2819	-0,5762	1,4439	-1,9572
4	4	0,0222	-2,7683	0,2455	-0,6640

Таблица 3

Результаты сравнения экспериментальных значений λ сложных углеводородных смесей с расчетными значениями, полученными с использованием обученной нейронной сети:

СКО – среднее квадратичное отклонение; СОО – среднее относительное отклонение

Источник данных (вещества)	Массив данных, ед.		Отклонение, %	
	количество веществ	число точек	СКО	СОО
ОТФЛ ГНИ (нефть, нефтяные и газоконденсатные фракции) [2, 3]	80	4661	2,56	1,83
КубГТУ (газовые конденсаты и их фракции) [4]	36	4483	8,31	6,86
ТАДИ (газовые конденсаты и их фракции) [5]	28			
В.А. Казарян (газовые конденсаты и их фракции) [6]	10			

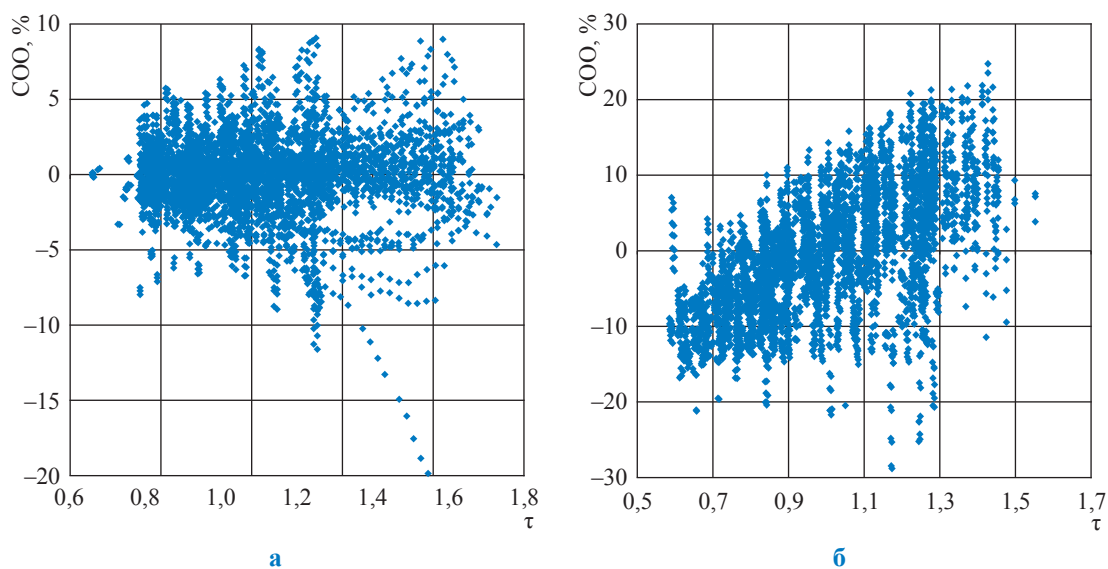


Рис. 4. Сравнение значений теплопроводности сложных углеводородных смесей с расчетными значениями, полученными с использованием обученной нейронной сети: а – нефть, нефтяные и газоконденсатные фракции [2, 3]; б – газовые конденсаты и их фракции [4–6]

ранее не задействованного в процедуре обучения. Указанный массив описывается со средней относительной погрешностью 6,86 %. Существенно бо́льшая погрешность описания объясняется прежде всего не ошибками модели, а большей погрешностью экспериментальных данных КубГТУ, ТАДИ и В.А. Казаряна [4–6] по сравнению с данными ОТФЛ ГНИ [2, 3], включая и погрешности определения физико-химических свойств, используемых для идентификации веществ (табл. 3, рис. 4).

Таким образом, разработана модель на базе искусственных нейронных сетей для прогнозных расчетов коэффициента теплопроводности сложных углеводородных смесей. На основе приведенных в статье сведений можно сделать вывод о том, что предлагаемая модель не только описывает имеющиеся экспериментальные данные с точностью, не уступающей точности современных корреляционных уравнений, но и обладает хорошими прогнозными возможностями.

Список литературы

1. Kolmogorov A.N. On the representation of continuous functions of several variables as a superposition of continuous functions of one variable // Doklady akademii nauk SSSR. – 1957. – Vol. 114. – № 5. – P. 953–956.
2. Григорьев Б.А. Исследование теплофизических свойств нефтей, нефтепродуктов и углеводородов: дис. ... д-ра тех. наук (05.14.05 – Теоретические основы теплотехники) / Б.А. Григорьев. – Грозный: ГНИ, 1979. – 524 с.
3. Богатов Г.Ф. Теплопроводность индивидуальных углеводородов и нефтепродуктов в жидком состоянии: дис. ... д-ра тех. наук (01.04.14 – Теплофизика и молекулярная физика) / Г.Ф. Богатов. – Грозный: ГНИ, 1992. – 424 с.
4. Экспериментальное исследование теплофизических свойств стабильных газовых конденсатов и их фракций в жидкой фазе: отчет о НИР по теме № 112.04.14 / Кубанский государственный технологический университет; рук. А.С. Магомадов. – Краснодар: КубГТУ, 1994. – 171 с.

5. Муталибов А.А. Теплопроводность газовых конденсатов и их фракций / А.А. Муталибов, В.В. Шубин, Г.Н. Махмудов и др. // ГСССД Р 308-89. Таблицы рекомендуемых справочных данных. – М.: ВНИЦ МВ Госстандарта СССР (деп. в ГСССД), 1989. – 40 с.
6. Казарян В.А. Теплофизические свойства индивидуальных углеводородов и газовых конденсатов / В.А. Казарян. – М.: Техника, 2002. – 448 с.
7. Григорьев Б.А. Теплофизические свойства и фазовые равновесия газовых конденсатов и их фракций / Б.А. Григорьев, А.А. Герасимов, Г.А. Ланчаков. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 344 с.
8. Григорьев Б.А. Анализ применения одножидкостной модели для расчета термодинамических свойств многокомпонентных углеводородных смесей на основе фундаментальных уравнений состояния / Б.А. Григорьев, А.А. Герасимов, И.С. Александров // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – 412 с.
9. Медведев В.С. Нейронные сети. MATLAB 6 / В.С. Медведев, В.Г. Потемкин; под общ. ред. В.Г. Потемкина. – М.: Диалог МИФИ, 2002. – 496 с.
10. Hagan M.T. Training feed forward networks with the Marquardt algorithm / M.T. Hagan, M. Menhaj // IEEE Transactions on Neural Networks. – 1994. – Vol. 5. – № 6. – P. 989–993.

Predicting thermal conductivity coefficient of complex hydrocarbon mixtures by means of artificial neural networks

B.A. Grigoryev¹, I.S. Aleksandrov^{2*}, A.A. Gerasimov²

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninsky District, Moscow Region, 142717, Russian Federation

² Kaliningrad State Technical University, Bld. 1, Sovetskiy prospekt, Kaliningrad, 236022, Russian Federation

* E-mail: alexandrov_kgrd@mail.ru

Abstract. Based on reliable experimental data a new artificial neural network model is developed for predicting thermal conductivity coefficients of complex hydrocarbon mixtures. The proposed model describes the residual scaled thermal conductivity and is based on the extended corresponding states principle. The mentioned neural network takes the reduced temperature and reduced density and two criteria of similarity as input parameters. Criteria of similarity are defined by a set of physical properties – the average molar mass, relative density, refractive index.

Broad experimental array of data on thermal conductivity of petroleum and gas condensates from various fields, their fractions and trade products was applied to a fitting procedure. For Levenberg–Marquardt-method training of a two-layer back-propagation neural network a specified experimental data array was used. To eliminate an effect of network retraining it was tested and validated.

Comparison of experimental data and thermal conductivity coefficient values calculated by means of the trained neural network are presented in the article. Results show good extrapolation opportunities of the proposed model.

Keywords: thermal conductivity, density, neural network, oil, gas condensate.

References

1. KOLMOGOROV, A.N. On the representation of continuous functions of several variables as a superposition of continuous functions of one variable. *Doklady akademii nauk SSSR*. 1957, vol. 114, no. 5, pp. 953–956.
2. GRIGORYEV, B.A. *Study on thermophysical properties of oils, petroleum products and hydrocarbons* [Issledovaniye teplofizicheskikh svoystv neftey, nefteproduktov i uglevodorodov]. Dr. of Sci. (Eng.) thesis. Groznyy Petroleum Institute (USSR), 1979. (Russ.).
3. BOGATOV, G.F. *Thermal conductivity of individual hydrocarbons and liquid-state petroleum products* [Teploprovodnost individualnykh uglevodorodov i nefteproduktov v zhidkom sostoyanii]. Dr. of Sci. (Eng.) thesis. Groznyy Petroleum Institute (USSR), 1992. (Russ.).
4. KUBAN STATE TECHNOLOGICAL UNIVERSITY. *Experimental research of thermophysical properties of stable gas condensates and their fractions in liquid phase* [Eksperimentalnoye issledovaniye teplofizicheskikh svoystv stabilnykh gazovykh kondensatov i ikh fraktsiy v zhidkoy faze]: scientific report, theme no. 112.04.14. Research manager A.S. Magomadov. Krasnodar: KubSTU, 1994. (Russ.).

5. MUTALIBOV, A.A., V.V. SHUBIN, G.N. MAKHMUDOV et al. Thermal conductivity of gas condensates and their fractions [Teploprovodnost gazovykh kondensatov i ikh fraktsiy]. In: *GSSSD R 308-89. Tables of recommended reference data*. Deposited in STATE SERVICE FOR STANDARD REFERENCE DATA. Moscow, 1989. (Russ.).
6. KAZARYAN, V.A. *Thermophysical properties of individual hydrocarbons and gas condensates* [Teplofizicheskiye svoystva individualnykh uglevodorodov i gazovykh kondensatov]. Moscow: Tekhnika, 2002. (Russ.).
7. GRIGORYEV, B.A., A.A. GERASIMOV, G.A. LANCHAKOV. *Thermophysical properties and phase equilibria of gas condensates and their fractions* [Teplofizicheskiye svoystva i fazovyye ravnovesiya gazovykh kondensatov i ikh fraktsiy]. Moscow: MPEI Publishers, 2007. (Russ.).
8. GRIGORYEV, B.A., A.A. GERASIMOV, I.S. ALEKSANDROV. Analysis of single-fluid model application for calculating thermodynamic properties of multicomponent hydrocarbon mixtures on the grounds of fundamental equations of state [Analiz primeneniya odnozhidkostnoy modeli dlya rascheta termodinamicheskikh svoystv mnogokomponentnykh uglevodorodnykh smesey na osnove fundamentalnykh uravneniy sostoyaniya]. In: *Actual issues of studying bedded hydrocarbon systems* [Aktualnyye voprosy issledovaniy plastovykh system mestorozhdeniy uglevodorodov]: collected scientific papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2012. (Russ.).
9. MEDVEDEV, V.S. and V.G. POTEKIN (Ed.). *Neural networks. MATLAB 6* [Neyronnyye seti. MATLAB 6]. Moscow: Dialog MIFI, 2002. (Russ.).
10. HAGAN, M.T. and M. MENHAJ. Training feed forward networks with the Marquardt algorithm. *IEEE Transactions on Neural Networks*. 1994, vol. 5, no. 6, pp. 989–993. ISSN 1045-9227.

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ, ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ, ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ И ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ

УДК 543.544:547.2

Исследования коэффициентов чувствительности в процессе хроматографического анализа углеводородных смесей с целью повышения точности определения компонентно-фракционных составов сырья газоконденсатных месторождений

А.Г. Касперович^{1*}, Ю.В. Мамонтова², Т.А. Огибалова³

¹ ООО «Газпром переработка», Российская Федерация, 628408, Ханты-Мансийский АО-Югра, Тюменская область, г. Сургут, ул. Островского, д. 16

² ООО «ТюменНИИгипрогаз», Российская Федерация, 625019, г. Тюмень, ул. Воровского, д. 2

³ ООО «НИПИ НГ «Петон», Российская Федерация, 450071, Республика Башкортостан, г. Уфа, пр. Салавата Юлаева, д.60, корп. 1

* KasperovichAG@gpp.gazprom.ru

Тезисы. Отмечены неоднозначность процедур и отсутствие жестких требований к контролю и обеспечению достоверности измерений в действующих нормативных документах по методикам хроматографического определения компонентно-фракционных составов сырья газоконденсатных месторождений и продуктов его промышленной подготовки и переработки, что создает предпосылки расхождений, наблюдаемых при определении составов сырья в различных лабораториях. Представлен анализ относительных молярных и массовых коэффициентов чувствительности компонентов шифрованных проб газовых и жидких углеводородных смесей по результатам межлабораторных хроматографических исследований, отмечено удовлетворительное соответствие экспериментальных и теоретических значений величин для пламенно-ионизационных детекторов в средней области составов и значительные расхождения для наиболее легких и тяжелых компонентов. Указаны возможные причины этих явлений. Показана необходимость контроля коэффициентов чувствительности на основе периодического анализа стандартных образцов. Обоснована возможность и оценена точность определения коэффициентов чувствительности и молярных масс фракций анализируемых углеводородных смесей методом интерполяции зависимостей коэффициентов чувствительности и молярных масс нормальных алканов (компонентов стандартных образцов) от их температур кипения для средневзвешенного значения температуры кипения фракции. Предложена процедура определения названных величин в процессе интегрирования площадей пиков фракций.

Ключевые слова: компонентно-фракционный состав, групповой состав, государственный стандартный образец, коэффициент чувствительности, молярная масса, температура кипения, время удерживания, хроматографическое определение.

Компонентно-фракционный состав (КФС) углеводородного сырья газоконденсатных месторождений и продуктов его промышленной подготовки и переработки – важнейшая исходная информация, необходимая для адекватного моделирования технологических процессов и выполнения плановых, прогнозных, аналитических и проектных расчетов. Поэтому от достоверности определения КФС зависит качество проектных решений, плановых показателей и программ реконструкции и перспективного развития разработки месторождений, подготовки, транспорта и переработки добываемого сырья.

В настоящее время наиболее распространены и отработаны хроматографические методы определения КФС углеводородных потоков газа и жидких углеводородов (ЖУ) – газового конденсата и продуктов его промышленной подготовки

и переработки [1]. В России эти методы регламентированы рядом нормативных документов¹ (НД). Общим принципом всех действующих в настоящее время НД является определение КФС методом нормализации приведенных площадей пиков компонентов и фракций углеводородов (далее – фракций) с использованием относительных массовых коэффициентов чувствительности. Однако процедуры контроля и обеспечения достоверности определяемых КФС в этих НД подробно не прописаны, потому допускают их неоднозначное толкование. Учитывая высокую сложность и трудоемкость методик, такая ситуация служит потенциальным источником некорректности экспериментальных данных. Дополнительный фактор неопределенности – расхождение нормативных методик обработки хроматограмм, а также способов их реализации в конкретных лабораториях, чему благоприятствуют, в частности, размытые требования ко многим процедурам, например, в СТО Газпром 5.5-2007.

Вследствие перечисленных обстоятельств отмечаются существенные расхождения результатов определений КФС одних и тех же углеводородных потоков в различных лабораториях. Такой вывод можно сделать, в частности, на основе сравнения экспериментальных данных лабораторий обществ ПАО «Газпром» в Западной Сибири по КФС газовых конденсатов северных месторождений. Подтверждают это также и результаты неоднократных определений КФС параллельно отобранных проб конденсатов в разных лабораториях.

Традиционный способ контроля и обеспечения достоверности определений составов газохроматографическими методами базируется на использовании государственных стандартных образцов (далее – эталонов). Его реализация заложена в комплекс национальных стандартов «Газоконденсатная смесь. Определение компонентно-фракционного состава», разработанный в 2015–2017 гг. в ООО «НИПИ НГ «Петон» (части 1–3) с привлечением ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

и ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (часть 4). Однако данное решение не снимает всех имеющихся вопросов в этом отношении.

Прежде всего, приготовление эталонов, достаточно близких по составам к природным ЖУ, содержащим несколько сотен (вероятно, более тысячи) компонентов с нормальными температурами кипения от –200 до +(500–700) °С, практически невозможно. Несмотря на то что в настоящее время в России и за рубежом выпускается ряд смесей углеводородов – имитаторов составов стабильных (СЖУ) и нестабильных (НЖУ) жидких углеводородов, составляемых из углеводородов различных групп с числом атомов углерода (ЧАУ) от 1 (для НЖУ) или 5 (для СЖУ) до 44, такие эталоны лишь отдаленно напоминают природные ЖУ. Поэтому интерпретация хроматограмм эталонов существенно проще, чем хроматограмм природных ЖУ, и не поможет устранить неопределенности последней. Однако анализ эталонов позволяет как минимум контролировать наличие и полноту отклика детектора во всем определяемом при хроматографическом анализе диапазоне фракций.

Второй вопрос заключается в корректности распространения коэффициентов чувствительности нормальных алканов, которые обычно используются для приготовления эталонов, на фракции анализируемых ЖУ, состоящих из углеводородов различных групп. Для оценки вероятных отклонений выполнены расчеты теоретических значений коэффициентов чувствительности индивидуальных углеводородов, относящихся к различным группам, при их хроматографическом анализе с использованием пламенно-ионизационного детектора (ПИД).

Согласно теории хроматографического анализа [2, 3] отношение между массой (m) введенной пробы, массовой долей в пробе поступившего в детектор i -го компонента (w_i , %), абсолютным массовым коэффициентом его чувствительности ($K_{\text{масс},i}$) и откликом ПИД – площадью пика i -го компонента (S_i) – выражается уравнением:

$$\frac{mw_i}{100} = K_{\text{масс},i} S_i \quad (1)$$

В соответствии с принципом действия ПИД [2, 3], предусмотренного в настоящее время абсолютным большинством методик определений составов углеводородных смесей, сигнал детектора пропорционален массе сжигаемого углерода. Соответственно, S_i можно выразить

¹ См. в том числе: СТО Газпром 5.5-2007. Конденсат газовый нестабильный. Методика определения компонентно-фракционного и группового углеводородного состава; СТО Газпром 5.40-2011. Пластовый газ. Определение компонентно-фракционного состава; СТО ТюменНИИгипрогаз 02-04-2009. Нестабильные жидкие углеводороды. Методы определения компонентно-фракционного состава.

как произведение массы углерода в i -м компоненте на коэффициент пропорциональности C_d , являющийся постоянным параметром конкретного детектора. Масса углерода равна произведению массы углеводорода на массовую долю в нем углерода, которая равна отношению суммарной атомной массы углерода (произведение ЧАУ (n_{C_i}) и атомной массы углерода) к молярной массе углеводорода M_i . Отсюда уравнение (1) можно преобразовать в следующий вид:

$$\frac{mw_i}{100} = K_{\text{масс.}i} C_d \frac{mw_i n_{C_i} \cdot 12}{100 M_i}. \quad (2)$$

Далее после несложных преобразований уравнения (2) получим выражение для расчета абсолютного массового коэффициента чувствительности:

$$K_{\text{масс.}i} = \frac{1}{C_d} \frac{M_i}{n_{C_i} \cdot 12}. \quad (3)$$

Поскольку коэффициент пропорциональности C_d и атомная масса углерода-12 – величины постоянные, при использовании метода нормализации из уравнения (3) их можно исключить и вычислять абсолютные (условно) массовые коэффициенты чувствительности как отношение молярной массы компонента к ЧАУ

в нем: $\frac{M_i}{n_{C_i}}$. Соответственно, выбрав компонент

сравнения, можно рассчитать и относительные массовые коэффициенты чувствительности индивидуальных углеводородов.

Кроме массовых коэффициентов чувствительности индивидуальных углеводородов не сложно получить и значения соответствующих молярных коэффициентов. Подставив выражение для расчета количества молей углеводорода (равное отношению его массы к молярной массе) в уравнения (1) и (2), после несложных преобразований получим выражение, связывающее абсолютные массовые и абсолютные молярные ($K_{\text{мол.}i}$) коэффициенты чувствительности:

$$K_{\text{мол.}i} = \frac{K_{\text{масс.}i}}{M_i}. \quad (4)$$

На основе выражений (1)–(4) проведены расчеты теоретических значений относительных молярных и массовых коэффициентов чувствительности для присутствующих в хроматографических базах индивидуальных углеводородов. Полученные значения систематизированы по группам углеводородов и представлены в зависимости от температур кипения на рис. 1 и 2.

Можно отметить, что для нормальных алканов и их изомеров, а также нафтенов коэффициенты чувствительности достаточно близки. Максимальные отклонения от коэффициентов чувствительности нормальных алканов характерны для ароматических углеводородов, но для большинства компонентов этой группы они не превышают 10 %. Соответственно, для анализируемых фракций систематическая ошибка коэффициентов чувствительности будет тем выше, чем больше ароматических углеводородов входит в состав ЖУ. Однако в большинстве газовых конденсатов содержание

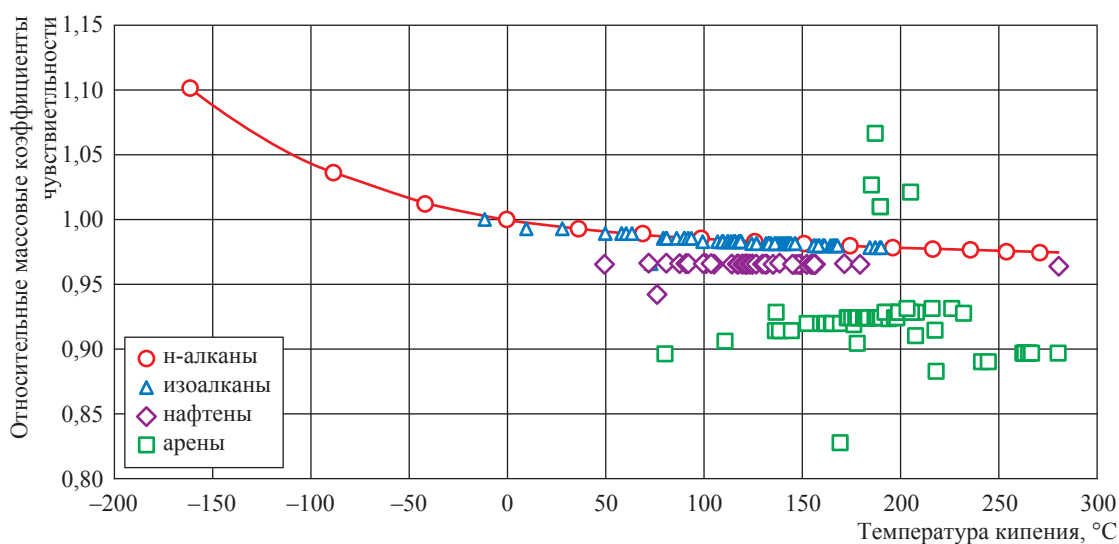


Рис. 1. Теоретические значения относительных по н-бутану массовых коэффициентов чувствительности индивидуальных углеводородов

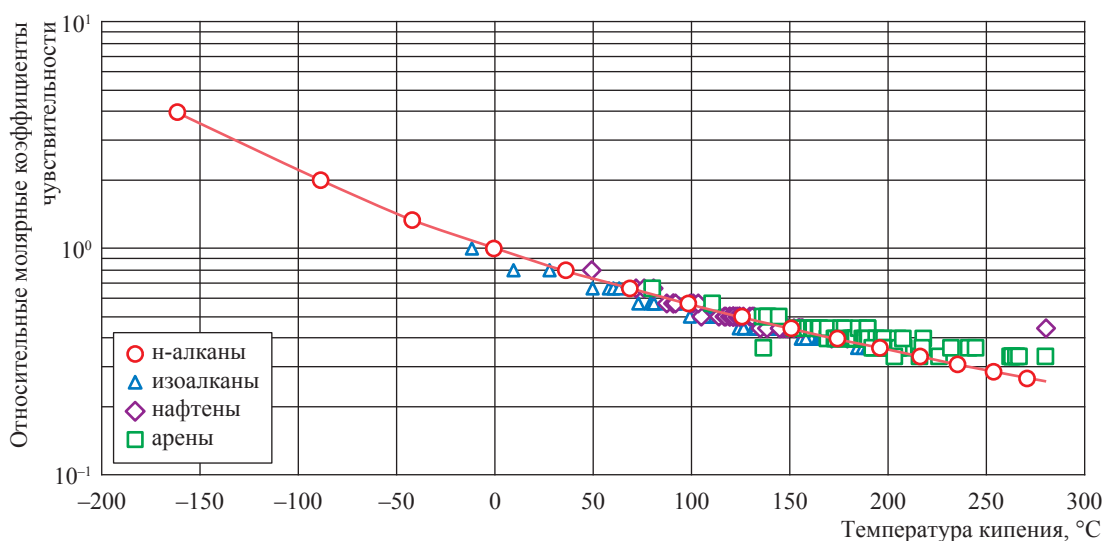


Рис. 2. Теоретические значения относительных по н-бутану молярных коэффициентов чувствительности индивидуальных углеводородов

ароматических углеводородов относительно невелико.

В ракурсе контроля и обеспечения достоверности хроматографически определяемых КФС важнейшим вопросом является анализ соответствия фактических величин коэффициентов чувствительности компонентов теоретическим значениям (см., например, рис. 1, 2). С этой целью в ходе разработки упомянутого ранее национального стандарта впервые в отечественной практике проведены широкомаштабные межлабораторные экспериментальные исследования (МЭИ) с участием 12 независимых химико-аналитических лабораторий, научно-исследовательских институтов и производителей хроматографического оборудования. Участниками МЭИ выполнены серии хроматографических измерений составов шифрованных проб имитаторов газов сепарации (ГС) и дегазации (ГД), нестабильного газового (НГК) и дегазированного (ДК) конденсатов, состоящих из нормальных алканов, углеводородных компонентов и серосодержащих соединений. Результаты МЭИ представляют собой обобщенные данные о площадях и высотах пиков и содержании компонентов для шифрованных проб разного состава, полученные разными лабораториями, на разных хроматографах, при различных условиях хроматографического анализа и различными лаборантами. По этим данным и паспортным составам шифрованных проб рассчитаны коэффициенты чувствительности компонентов. Их значения,

кроме отбракованных явно выпавших результатов (причины вылетов являются предметом отдельного анализа), систематизированные по видам проб, представлены на рис. 3 и 4 в сравнении с теоретическими величинами.

Очевидно, что практически для всего ряда компонентов (кроме метана и наиболее тяжелых углеводородов) экспериментально полученные коэффициенты чувствительности удовлетворительно совпадают с теоретическими значениями (отклонения не превышают 10 %). Можно отметить также вполне приемлемое совпадение между собой коэффициентов чувствительности, полученных для всех видов проб (опять же кроме тяжелых углеводородов).

Причинам резких вылетов экспериментальных коэффициентов для метана рациональных объяснений на данном этапе не найдено. Это тема отдельного анализа, желательно с повторением эксперимента.

Вероятной причиной существенных завышений коэффициентов чувствительности тяжелых компонентов является их неполное испарение, из-за которого часть этих компонентов не попадает в колонку из узла ввода пробы и, следовательно, не достигает детектора. В результате экспериментально определяемые содержания соответствующих тяжелых фракций в ЖУ будут существенно занижены. На предотвращение таких ситуаций как раз и нацелен периодический анализ эталонов.

Еще одним важным вопросом достоверности определения КФС является вычисление

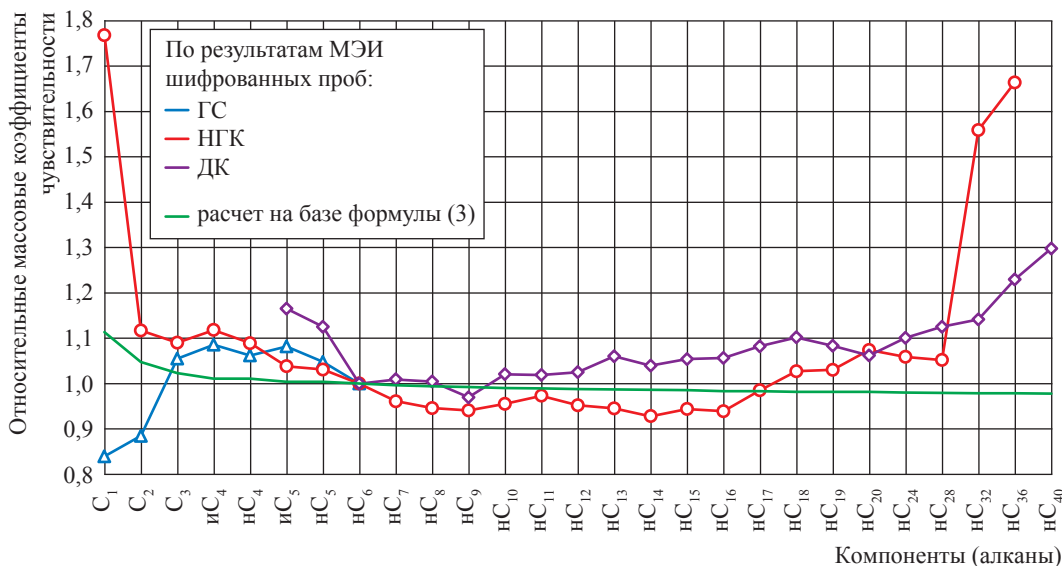


Рис. 3. Относительные по н-гексану массовые коэффициенты чувствительности

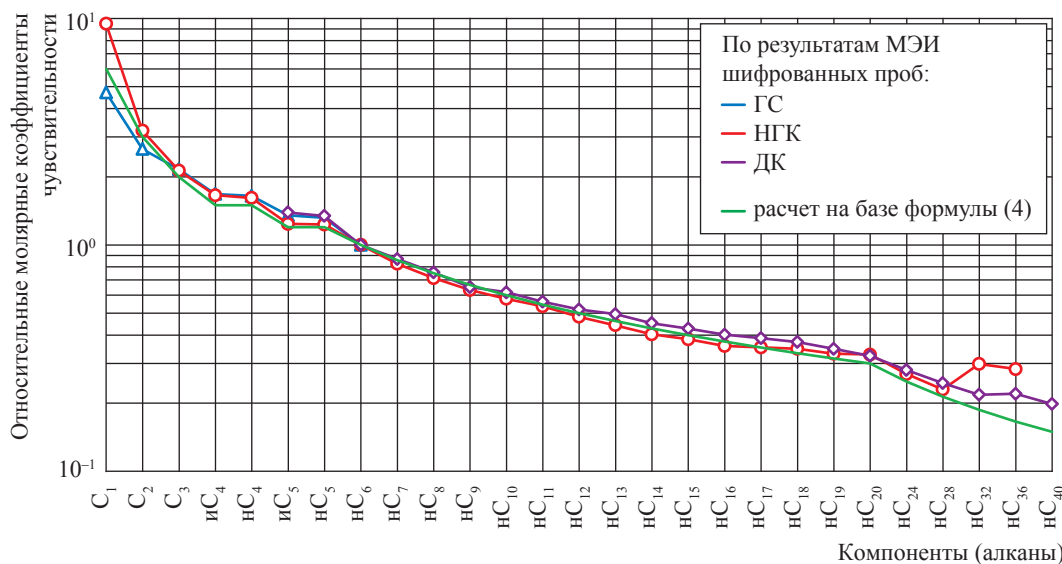


Рис. 4. Относительные по н-гексану молярные коэффициенты чувствительности

коэффициентов чувствительности для фракций анализируемых проб. Исходя из представленных закономерностей приемлемым по точности способом является интерполяция зависимостей коэффициентов чувствительности н-алканов от температур их кипения для среднего значения температуры кипения фракций. Причем данный подход легко реализуется и для фракций, сформированных по ЧАУ, температурный диапазон которых ограничен температурами кипения нормальных алканов предыдущей и анализируемой фракций согласно общепринятой разметке хроматограмм для таких фракций.

Температуры кипения компонентов эталонов являются справочными величинами, и построение указанных зависимостей с целью последующей интерполяции сложности не представляет. Среднюю температуру кипения фракции наиболее корректно определять по средневзвешенному значению температур кипения входящих в нее компонентов. Однако для этого нужно знать индивидуальный состав фракций, который идентифицируется только до компонентов с ЧАУ ≤ 10 (температуры кипения до 180 °С). В то же время при обработке хроматограмм можно реализовать достаточно

простой способ итерационного определения средневзвешенной температуры кипения фракции по средневзвешенному времени удерживания интегральной площади ее пика. Это следует из общепринятого способа разметки хроматограмм на фракции, которая производится по устанавливаемой зависимости времени удерживания компонентов от их температур кипения: каждой температуре кипения соответствует определенное время удерживания. Следовательно,

подобрав итерационно на шкале времени удерживания точку, в которой интегральная площадь пика делится пополам, получаем средневзвешенное значение времени удерживания для фракции, для которого по установленной зависимости с помощью интерполяции находим средневзвешенную температуру кипения фракции.

Описанная процедура определения средневзвешенного времени удерживания для фракций по выполненной разметке хроматограмм может

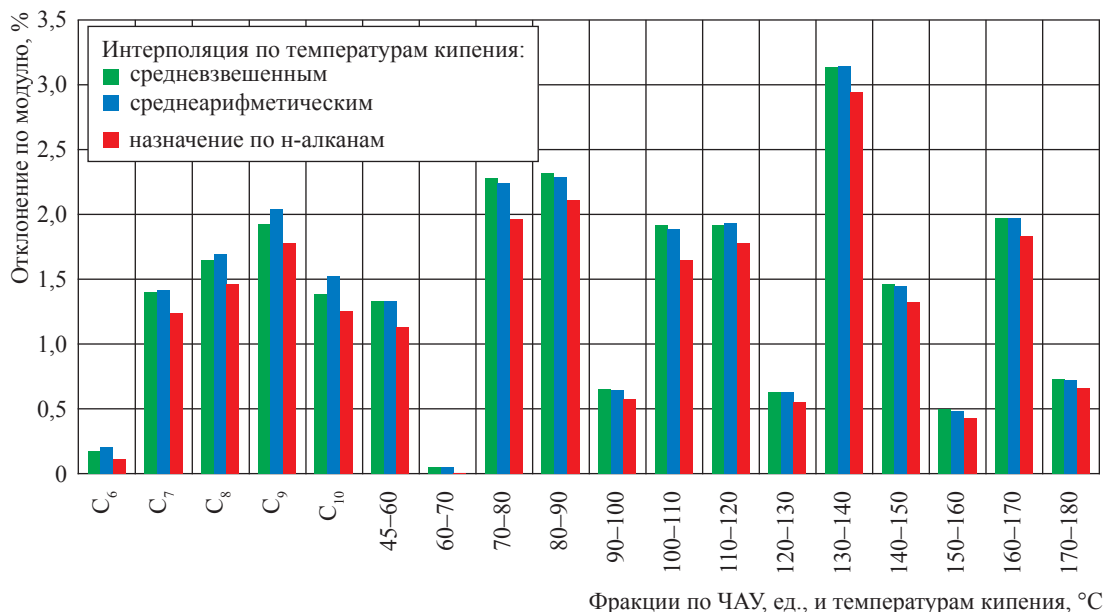


Рис. 5. Сравнение массовых относительных по н-бутану коэффициентов чувствительности узких фракций углеводородов с «истинными» значениями

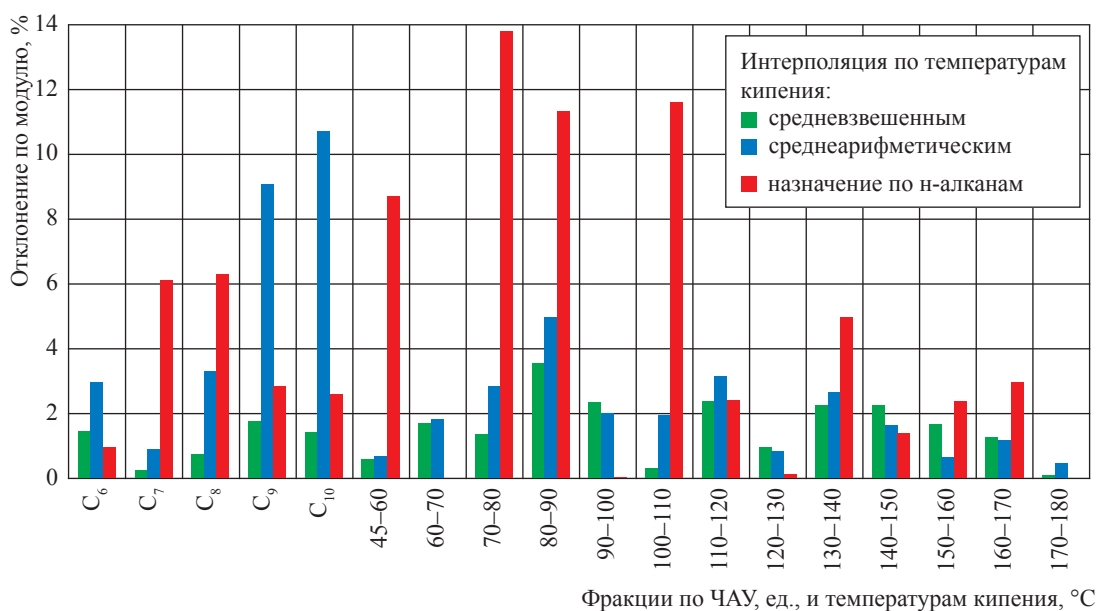


Рис. 6. Сравнение молярных относительных по н-бутану коэффициентов чувствительности узких фракций углеводородов с «истинными» значениями

быть включена в стандартное программное обеспечение интегратора. При ее отсутствии осуществление такого поиска проблематично. В этом случае придется допустить использование среднеарифметических температур кипения фракций по их номинальным диапазонам.

Для проверки корректности вышеизложенных положений по экспериментально полученным индивидуальным составам бензиновой фракции сырья Уренгойского завода по подготовке конденсата к транспорту (ЗПКТ) рассчитаны «истинные» (средневзвешенные) температуры кипения и относительные по н-бутану коэффициенты чувствительности узких фракций, ранжированных по температурам кипения и ЧАУ. Для сравнения коэффициенты чувствительности этих же фракций вычислены методом интерполяции зависимости коэффициентов чувствительности нормальных алканов от их температур кипения по среднеарифметическим и средневзвешенным температурам кипения фракций, а также их отклонения от «истинных» значений. Кроме того, рассчитаны отклонения от «истинных» значений для коэффициентов чувствительности, «присвоенных» фракциям по входящим в них нормальным алканам (рис. 5, 6).

На представленных диаграммах (см. рис. 5, 6) очевидно приемлемое (преимущественно в пределах 2 %) совпадение массовых коэффициентов чувствительности, вычисленных всеми опробованными способами, со средневзвешенными значениями. Для молярных коэффициентов минимальные отклонения от «истинных» значений дает интерполяция

по средневзвешенным температурам кипения, максимальные – присвоение фракциям значений коэффициентов, полученных для нормальных алканов, входящих в эти фракции. При этом для фракций, выделенных по температурам кипения, результаты интерполяции по среднеарифметическим и средневзвешенным значениям температур кипения достаточно близки, однако для фракций по ЧАУ ошибки интерполяции по среднеарифметическим значениям температур кипения существенно выше.

Наряду с определением КФС весьма важное значение имеет корректное установление молярной массы фракций. Через эту величину связаны КФС, выраженные в молярной и массовой долях, а также молярный и массовый коэффициенты чувствительности. Молярная масса необходима и для всех термодинамических расчетов.

На рис. 7 представлены зависимости молярных масс углеводородов различного строения от температур кипения.

Представленная диаграмма свидетельствует о зависимости молярных масс фракций от их группового состава. Для легких фракций (ЧАУ ≤ 10 , температуры кипения не выше 180 °С) современная хроматография позволяет определить индивидуальные (и групповые) составы, по которым легко рассчитать «истинные» значения молярных масс классическим аддитивным способом. Для более тяжелых фракций такой возможности не существует, а имеющиеся экспериментальные и расчетные методы определения молярных масс

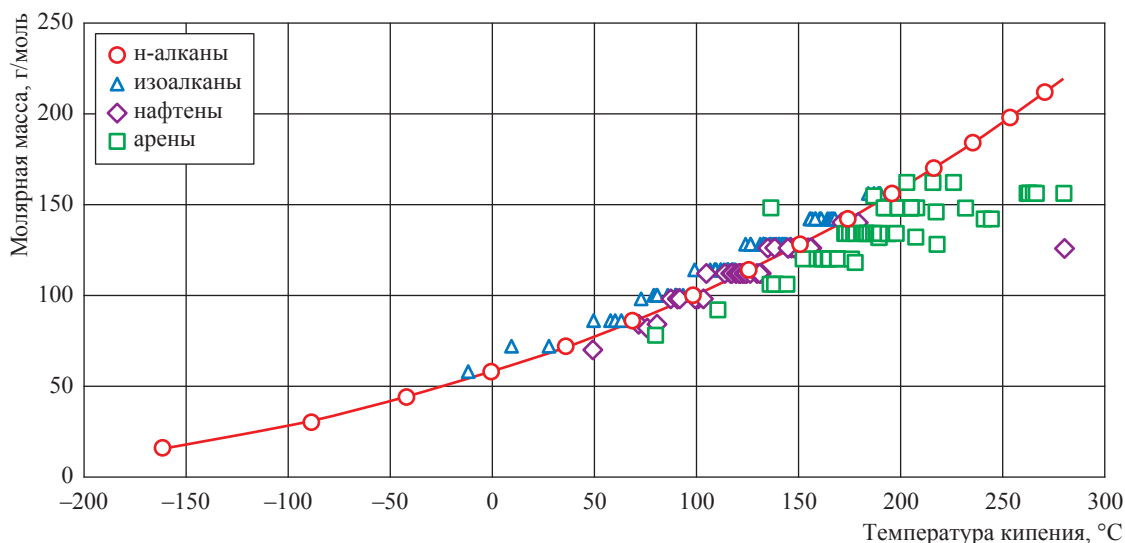


Рис. 7. Молярные массы индивидуальных углеводородов различного строения

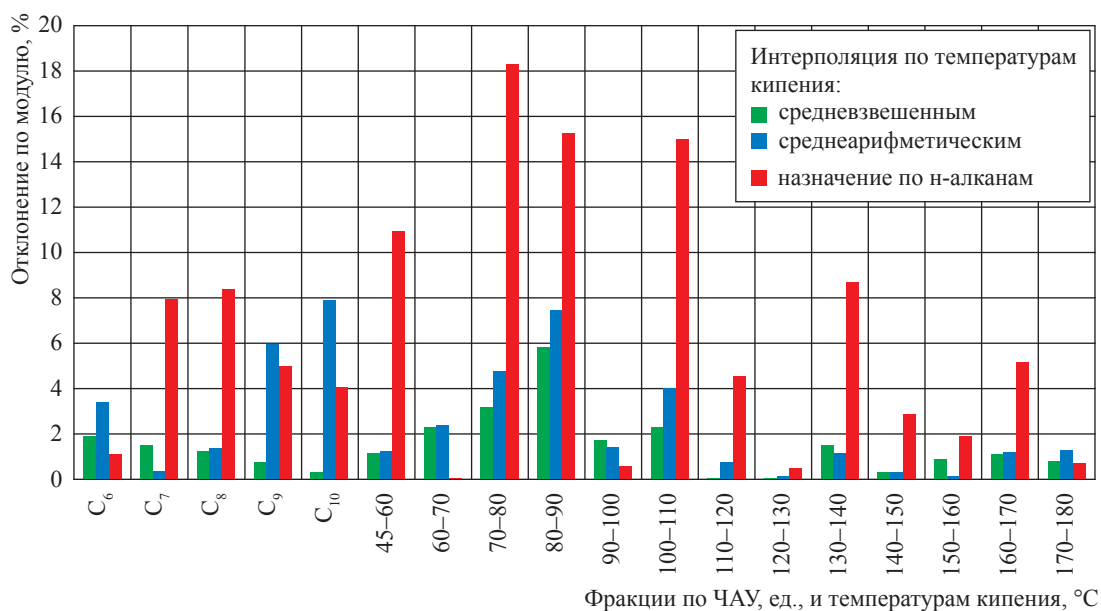


Рис. 8. Сравнение молярных масс фракций углеводородов с «истинными» значениями

недостаточно точны. При этом для измерения или расчета (по другим свойствам) молярных масс фракций необходимо их физически выделить в достаточном объеме, что осуществимо только методом ректификации. Однако эффективность ректификационного фракционирования на порядки уступает эффективности разделения при хроматографии. В результате состав ректификационных фракций существенно «размыт» (пределы кипения обычно в пять-семь и более раз превышают номинальные) по сравнению с практически «идеальным» составом хроматографических фракций.

Естественно, полученные для ректификационных фракций свойства можно лишь условно распространять на хроматографические фракции. Поэтому для определения молярной массы хроматографических фракций необходимы методы, базирующиеся на хроматографии (например, хромато-масс-спектрометрии). Возможна разработка и специальных экспериментально-расчетных способов. Учитывая, что такие ресурсы у большинства лабораторий отсутствуют, можно временно рекомендовать простой и доступный метод установления молярных масс фракций интерполяцией зависимости молярных масс нормальных алканов от их температур кипения для средневзвешенного значения температур кипения фракций, что логично следует из разнознакового отклонения от их тренда молярных масс различных групп углеводородов (см. рис. 7).

Для проверки возможности применения предложенной экспресс-методики и оценки ее вероятных ошибок проведены сравнения значений молярных масс легких фракций сырья Уренгойского ЗПКТ, вычисленных по индивидуальному составу фракций («истинные» значения) и интерполяционными методами для средневзвешенных и среднеарифметических значений температур кипения фракций (рис. 8).

Очевидно, что наиболее высокую точность обеспечивает интерполяция по средневзвешенным температурам кипения. Для температурных фракций соизмеримую точность обеспечивает и интерполяция по среднеарифметическим температурам кипения, но для фракций, выделенных по ЧАУ, ее применение значительно повышает погрешность расчетов. Присвоение же фракциям молярных масс входящих в них нормальных алканов неприемлемо, поскольку приводит к грубым ошибкам почти для всех фракций.

Таким образом, на основании изложенных сведений можно утверждать, что для повышения достоверности хроматографических определений КФС ЖУ необходимо:

1) периодически проводить контрольный анализ стандартных образцов (эталонных) для проверки коэффициентов чувствительности компонентов во всем рабочем диапазоне температур кипения определяемых фракций;

2) коэффициенты чувствительности и молярные массы фракций анализируемых ЖУ определять методом интерполяции зависимостей коэффициентов чувствительности и молярных масс компонентов эталонов от их температур кипения по средневзвешенным температурам кипения фракций;

3) средневзвешенные температуры кипения фракций определять интерполяцией зависимости времени удержания нормальных алканов эталона от их температур кипения для средневзвешенного значения времени удержания фракций, которое соответствует точке на временной шкале хроматограммы, делящей пополам площадь интегрального пика фракции.

Список литературы

1. Арыстанбекова С.А. Современные методы газохроматографического анализа нестабильного газового конденсата / С.А. Арыстанбекова, А.Б. Волынский, И.А. Прудников. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – 180 с.
2. Сакодынский К.И. Аналитическая хроматография / К.И. Сакодынский, В.В. Бражников, С.А. Волков и др. – М.: Химия, 1993. – 464 с.
3. Гиошон Ж. Количественная газовая хроматография для лабораторных анализов и промышленного контроля: в 2 ч. / Ж. Гиошон, К. Гийемен; пер. с англ. – М.: Мир, 1991. – Ч. I. – 582 с.

Studying the sensitivity coefficients during chromatographic analysis of hydrocarbon mixtures aimed at improving determination of the component-fractional compositions of the raw gas condensates

A.G. Kasperovich¹*, Y.V. Mamontova², T.A. Ogibalova³

¹ Gazprom Pererabotka LLC, Bld. 1, Ostrovskogo street, Surgut, Tyumen Region, Khanty-Mansi Autonomous Area – Yugra, 628408, Russian Federation

² TyumenNIIgiprogaz LLC, Bld. 2, Vorovskogo street, Tyumen, 625019, Russian Federation

³ SRDI Oil&Gas «Peton», Bld. 60, Est. 1, prospekt Salavata Yulayeva, Ufa, Republic Bashkortostan, 450071, Russian Federation

* KasperovichAG@gpp.gazprom.ru

Abstract. The ambiguity of the procedures and the lack of strict measurement-accuracy requirements in the actual regulations for chromatographic determination of component-fractional composition regarding raw gas condensates and their commercial products create prerequisites for volatility of raw-material compositions measured in different laboratories.

The analysis of the relative molar and mass sensitivity coefficients for components in encrypted samples of gas and liquid hydrocarbon mixtures according to the results of inter-laboratory chromatographic studies revealed a satisfactory agreement between the experimental and theoretical values for the flame ionization detectors in the middle range of compositions and their considerable divergence for most light and heavy components. Possible reasons for these phenomena are indicated.

Necessity to control sensitivity coefficients based on periodic analysis of reference materials is shown. Possibility to find out sensitivity coefficients and molar masses of analyzed hydrocarbon fractions by interpolating correlations between sensitivity coefficients and molar masses of normal alkanes (being the components of reference materials) and their boiling points according to average boiling points is substantiated with estimation of measurements' accuracy. Procedure for determination of named values during integration of fraction peak areas is suggested.

Keywords: component-fractional structure, hydrocarbon type content, certified reference material, sensitivity coefficients, molar mass, boiling point, retention time, chromatographic determination.

References

1. ARYSTANBEKOVA, S.A., A.B. VOLYNSKIY, I.A. PRUDNIKOV. *Modern methods for gas-chromatographic analysis of a volatile gas condensate* [Sovremennyye metody gazokhromatograficheskogo analiza nestabilnogo gazovogo kondensata]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2011. (Russ.).
2. SAKODYNSKIY, K.I., V.V. BRAZHNIKOV, S.A. VOLKOV et al. *Analytic chromatography* [Analiticheskaya khromatografiya]. Moscow: Khimiya, 1993. (Russ.).
3. GUIOCHON, Georges and Claude L. GUILLEMIN. *Quantitative gas chromatography for laboratory analysis and on-line control* [Kolichestvennaya gazovaya khromatografiya dlya laboratornykh analizov i promyshlennogo kontrolya]: in 2 pts. Translated from English. Moscow: Mir, 1991, pt. I. (Russ.).

УДК 550.832:550.8.014

Исследование влияния термобарических условий на характер связи параметра насыщения с остаточной водонасыщенностью

О.В. Иселидзе¹, А.В. Дахнов^{1*}, Е.Б. Григорьев¹, И.Б. Крюкова¹

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

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

Ключевые слова:
термобарические условия, параметр насыщения, остаточная водонасыщенность.

Тезисы. Важной задачей исследования керн является получение интерпретационных моделей, обеспечивающих количественную обработку данных геофизических исследований скважин. Удельное электрическое сопротивление горной породы – одна из основных характеристик, используемых для количественного изучения петрофизических свойств коллекторов нефти и газа по геофизическим данным.

В 1965 г. В.М. Добрынин отметил, что нефтенасыщенные гидрофильные, проницаемые, слабо заглинизированные песчаники под действием всестороннего обжатия увеличивают свое удельное сопротивление практически на ту же величину, что и водонасыщенные. В целях изучения влияния термобарических условий на величину параметра насыщения проведены экспериментальные исследования на образцах пород-коллекторов (песчаники), имеющих открытую пористость 13,9–23,9 %. Эксперименты проводились в несколько этапов при постоянном поровом давлении, а эффективное давление менялось ступенчато от 2 до 37 МПа. Полученные экспериментальные результаты позволили построить зависимости между коэффициентом остаточной водонасыщенности и параметром насыщения в атмосферных условиях и при температуре и эффективном давлении. Экспериментально показано, что связь между коэффициентом остаточной водонасыщенности и параметром насыщения в атмосферных условиях может использоваться для интерпретации данных электрометрии скважин.

Одна из задач исследования керн – разработка интерпретационных моделей, обеспечивающих количественную обработку данных геофизических исследований скважин (ГИС). Так, с точки зрения изучения по геофизическим данным свойств пластов-коллекторов нефти и газа крайне важна такая характеристика, как удельное электрическое сопротивление (УЭС) горной породы: обычно рассматривают зависимости между УЭС и коэффициентами объемной влажности или пористости, УЭС и коэффициентами нефтегазонасыщенности или остаточной водонасыщенности [1]. Для того чтобы считать полученные связи интерпретационными моделями, необходимо проводить исследования с моделированием пластовых условий (эффективного давления, температуры).

Характер насыщения пород оценивается по связи параметра насыщения P_n (альтернативное название – коэффициент увеличения сопротивления) с коэффициентом водонасыщенности. Параметр P_n показывает, во сколько раз возрастает величина УЭС нефтенасыщенной породы ($\rho_{\text{нп}}$) по сравнению с ее УЭС при 100%-ном насыщении водой ($\rho_{\text{вп}}$) [2]:

$$P_n = \rho_{\text{нп}} / \rho_{\text{вп}} \quad (1)$$

В лабораторных исследованиях за $\rho_{\text{нп}}$ принимают величину УЭС частично водонасыщенных образцов горных пород.

В основе оценки характера насыщения отложений по данным ГИС лежит типовая зависимость P_n от коэффициента остаточной водонасыщенности $K_{\text{во}}$. В.Н. Дахновым показано [2], что эта зависимость должна удовлетворять уравнению вида $P_n = 1/K_{\text{во}}^n$, причем показатель n изменяется в диапазоне от 1,73 до 4,33. Однако последующие работы разных исследователей и в том числе В.Н. Дахнова [3]

подтвердили факт изменения n в широком диапазоне. Установлено, что в большом диапазоне изменения $K_{во}$ зависимость $P_n = f(K_{во})$ точнее описывается уравнением $P_n = a_n / K_{во}^n$, где a_n – коэффициент, варьирующийся в узких пределах (обычно от 0,6 до 1). Также выявлены факторы, влияющие на величину n , а именно: степень гидрофильности (гидрофобности) поверхности зерен коллектора, его структура и наличие проводящих включений. В связи с этим показатель n предложено называть показателем смачиваемости [4].

Отмечено, что влияние термобарических условий на вид связи $P_n = f(K_{во})$ изучено недостаточно [2]. Немногочисленные исследования этого вопроса дают противоречивую информацию. Следует напомнить, что в настоящее время для межзерновых терригенных и карбонатных коллекторов (чистых и слабглинистых) влиянием термобарических условий на связь $P_n = f(K_{во})$ пренебрегают. Однако в глинистых терригенных и сложных карбонатных коллекторах (как с рассеянной, так и со слоистой глинистостью), имеющих трещины, термобарические условия могут существенно влиять на характер зависимости $P_n = f(K_{во})$. При этом эффективное давление $P_{эф}$ и температура в данном случае оказывают противоположное действие, поэтому их суммарное влияние может быть меньше сепаратного влияния каждого из них.

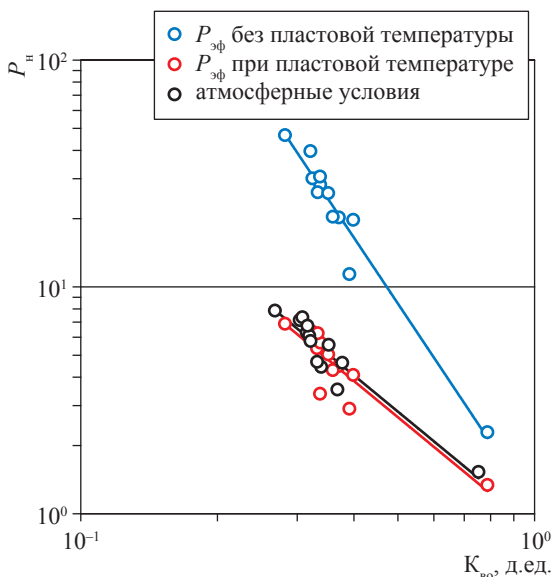


Рис. 1. Зависимость параметра насыщения от коэффициента остаточной водонасыщенности для исследованных образцов горных пород

В целях изучения влияния термобарических условий на величину P_n проведены экспериментальные исследования на образцах пород-коллекторов (песчаники) с открытой пористостью от 13,9 до 23,9 %. Поскольку исследовались частично водонасыщенные образцы, для сохранения объема остаточной воды в образце поровое давление не подавалось. Эксперименты проводились в несколько этапов при постоянном поровом давлении: на первом этапе моделировались атмосферные условия; на втором – пластовые, т.е. $P_{эф}$ и температура; на третьем этапе эксперименты проводились при $P_{эф}$ без создания пластовой температуры. На втором и третьем этапах $P_{эф}$ менялось ступенчато от 2 до 37 МПа, основная часть исследований выполнена на установке высокого давления ПУМА-650 при $P_{эф} = 37$ МПа. Полученные экспериментальные результаты позволили построить зависимость $P_n = f(K_{во})$ (рис. 1).

Анализ рис. 1 показывает, что зависимость $P_n = f(K_{во})$ в атмосферных условиях практически не меняется при наличии эффективного давления в совокупности с пластовой температурой. Поэтому с достоверностью аппроксимации R^2 ее можно описать степенным уравнением

$$P_n = bK_{во}^{-1,65}, \tag{2}$$

где коэффициент b составляет 0,85 в пластовых условиях ($R^2 = 0,84$) и 0,90 ($R^2 = 0,91$) –

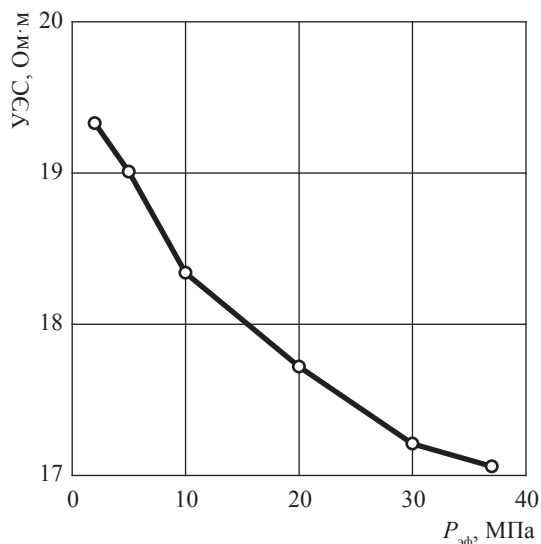


Рис. 2. Зависимость УЭС от эффективного давления частично водонасыщенных образцов (без создания пластовой температуры)

в атмосферных. В обоих случаях показатель степени $n = -1,65$.

Тем не менее рис. 1 практически подтверждает разностороннее влияние эффективно-го давления и температуры на образцы исследованных горных пород. Видно, что применительно к пластовым условиям при эффективном давлении, но без изменения температуры и порового давления тренд P_n расположен значительно выше. По мнению авторов, это объясняется тем, что при увеличении $P_{эф}$ снижается пористость, изменяется структура порового пространства, увеличиваются извилистость поровых каналов и степень уплотненности. При этом происходит частичное сужение поровых каналов, могут меняться размеры и формы зерен, в результате чего показатель степени n увеличивается.

В ходе исследования образцов горных пород замечено, что $P_{эф}$ по-разному (в зависимости от литолого-минералогического состава

пород) влияет на величину УЭС (без учета влияния температуры) (рис. 2). Незначительное снижение УЭС объясняется тем, что с увеличением $P_{эф}$ от 2 до 37 МПа при постоянном поровом давлении объем остаточной воды в образце не меняется, но уменьшается объем порового пространства, в результате чего доля остаточной воды возрастает в единице объема пор, что приводит к уменьшению УЭС частично водонасыщенных образцов.

Таким образом, на исследованной коллекции ядра определено влияние термобарических условий на корреляцию P_n и $K_{во}$. Подтверждено предположение В.М. Добрынина о том, что пластовые условия не изменяют характера зависимости $P_n = f(K_{во})$ и в первом приближении можно пользоваться соответствующим уравнением, полученным для атмосферных условий.

Список литературы

1. Добрынин В.М. Физические свойства нефтегазовых коллекторов в глубоких скважинах / В.М. Добрынин. – М.: Недра, 1965. – 163 с.
2. Дахнов В.Н. Каротаж скважин. Интерпретация каротажных диаграмм / В.Н. Дахнов. – М.: Гостоптехиздат, 1941. – 496 с.
3. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород / В.Н. Дахнов. – М.: Недра, 1975. – 344 с.
4. Вендельштейн Б.Ю. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов / Б.Ю. Вендельштейн, Р.А. Резванов. – М.: Недра, 1978. – 318 с.

Study of thermobaric conditions impact to correlation of saturation factor and residual water saturation

O.V. Iselidze¹, A.V. Dakhnov^{1*}, Ye.B. Grigoryev¹, I.B. Kryukova¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Est. 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

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

Abstract. Construction of interpretation models providing quantitative processing of geophysical well research data is an important task for core examination. Specific electric resistivity of a rock is one of the main characteristics used for quantitative studying of petrophysical properties of oil and gas reservoirs according to geophysical data.

In 1965, V.M. Dobrynin mentioned that petroleum-saturated, hydrophilous, poorly muddled up sandstones being under the action of all-round clogging will increase their specific resistivity nearly like water-saturated ones. In order to study impact of thermobaric conditions to the value of saturation factor the experimental tests were carried out using reservoir rock (sandstones) samples with open porosity of 13,9–23,9 %. The tests had several stages. Pore pressure stayed constant, but effective pressure stepped from 2 up to 37 МПа. Acquired experimental results allowed for drawing correlations between residual water saturation and saturation factor in atmospheric conditions and in conditions of increased temperature and effective pressure. It is shown experimentally that such correlation in atmospheric conditions could be applied for interpretation of well logging data.

Keywords: thermobaric conditions, saturation factor, residual water saturation.

References

1. DOBRYNIN, V.M. *Physical properties of oil-and-gas reservoirs in deep wells* [Fizicheskiye svoystva neftegazovykh kollektorov v glubokikh skvazhinakh]. Moscow: Nedra, 1965. (Russ.).
2. DAKHNOV, V.N. *Well logging. Interpretation of well-logging records* [Karotazh skvazhin. Interpretatsiya karotazhnykh diagramm]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1941. (Russ.).
3. DAKHNOV, V.N. *Geophysical methods for determination of collecting properties and oil-and-gas saturation of rocks* [Geofizicheskiye metody opredeleniya kollektorskikh svoystv i neftegazonasyscheniya gornyx porod]. Moscow: Nedra, 1975. (Russ.).
4. VENDELSHTEYN, B.Yu., R.A. REZVANOV. *Geophysical methods for determination of oil-and-gas reservoirs' parameters* [Geofizicheskiye metody opredeleniya parametrov neftegazovykh kollektorov]. Moscow: Nedra, 1978. (Russ.).

УДК 622.27:550.84

Обоснование выбора агента вытеснения нефти при разработке нефтегазоконденсатных месторождений офшорной зоны

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

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

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

Ключевые слова: агент вытеснения нефти, модель пласта, коэффициент вытеснения, физическое моделирование.

Тезисы. Статья посвящена методологии выбора агента вытеснения при разработке нефтегазовых месторождений офшорной зоны в условиях естественных ограничений на обеспечение промысла вытесняющими флюидами. Эффективность применения агента воздействия, а также режима вытеснения нефти обоснована детальными лабораторными исследованиями на моделях пласта конкретного месторождения. Сформулированы основные предложения по технологическим мероприятиям, направленным на повышение коэффициента извлечения нефти на нефтегазоконденсатных месторождениях офшорной зоны.

Для эффективной разработки нефтяных месторождений уже на стадии проектирования важно правильно подобрать необходимую технологию извлечения максимально возможного количества нефти, насыщающей пласт. В настоящее время в промышленной практике с целью повышения коэффициента нефтеотдачи широко используют технологии вытеснения нефти водой и различными газами. При этом еще не получено окончательного ответа, каким образом проводить вытеснение для достижения максимального коэффициента извлечения нефти (КИН). Очередность закачки вытесняющих флюидов, их состав, цикличность, а также длительность воздействия каждым вытесняющим агентом в цикле являются предметом тщательных исследований.

Особенно остро стоит проблема выбора агента вытеснения нефти для нефтегазоконденсатных (НГК) месторождений офшорной зоны в условиях естественных ограничений на обеспечение шельфового промысла вытесняющими флюидами. В этой связи весьма актуально проведение лабораторных экспериментов по определению наиболее эффективных агента и технологии вытеснения нефти из пласта при конкретных термобарических условиях шельфового месторождения.

При использовании активного агента для вытеснения нефти КИН находится по формуле [1]:

$$\text{КИН} = K_{\text{выт}} K_{\text{охв}},$$

где $K_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения нефти, полученный по данным лабораторного эксперимента в соответствии с ОСТ 39-195-86¹; $K_{\text{охв}}$ – коэффициент охвата – технологический параметр, зависящий от особенностей коллектора, свойств пластовых и закачиваемых флюидов, а также конкретной схемы разбуривания нефтяной залежи (определяется на месторождении путем анализа имеющегося геологического, гидродинамического материала, результатов геофизических исследований скважин и т.д.).

Далее на основании экспериментальных результатов формулируются научно обоснованные рекомендации по подбору и эффективному использованию вытесняющих агентов для увеличения КИН. Из всего многообразия жидких и газообразных агентов для экспериментальных исследований были выбраны такие, которые легко полу-

¹ ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – М.: Миннефтепром, 1986.

чить в достаточном количестве непосредственно на шельфовом промысле. В качестве основных агентов воздействия рассматриваются минерализованная вода, азот и газ сепарации.

Краткое описание экспериментального оборудования и методики измерений

Методической основой подготовки образцов и флюидов к испытанию и проведения экспериментальных работ по вытеснению нефти агентами послужил ОСТ 39-195-86. Метод предусматривает определение полноты извлечения флюида (нефти), которым насыщен единичный или составной образец породы за счет фильтрации через него агента вытеснения до полного прекращения выноса нефти из модели пласта (МП). Для определения $K_{\text{выт}}$ применялась специальная фильтрационная установка, созданная по заказу ООО «Газпром ВНИИГАЗ» фирмами Terratek и Temco (США) [2–4].

В состав измерительной установки входят следующие основные узлы: механическая система, обеспечивающая подачу жидкого или газообразного агента в МП (система высокоточных насосов); кернодержатель; блок аккумуляторов для содержания жидкостей и газов; система, измеряющая количество выходящих флюидов; система термостатирования; система управления, контроля и регистрации данных. В качестве вспомогательных могут быть использованы системы измерения перепада давления на МП и вязкости флюидов. Для исследований применяется кернодержатель гидростатического типа (двухосевого обжима) длиной до 100 см, выполненный в стальном корпусе. Блок аккумуляторов представляет собой два сосуда высокого давления, в которые предварительно заправляются необходимые флюиды, подаваемые далее с помощью насосов на вход кернодержателя. Постоянное давление в цепи фильтрации поддерживается регулятором противодействия 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, при этом колебания объемной скорости насосов не превышают $\pm 0,03$ % заданной величины. Все основные элементы установки двухфазной фильтрации (насосы, кернодержатель, вискозиметр и т.д.) размещены в термощкафу, который обеспечивает точное поддержание темпера-

туры в интервале 5–150 °С с погрешностью $\pm 0,1$ °С. Управление установкой полностью автоматизировано.

Исходный керновый материал представляет собой выбуренные параллельно напластованию цилиндрические образцы правильной формы длиной около 3–5 см и диаметром около 3 см. Перед измерениями образцы подвергаются экстракции спиртобензольной смесью (соотношение компонентов 1:3), затем высушиванию до постоянной массы при температуре 102–105 °С. Составная МП формируется в соответствии со значением абсолютной проницаемости по газу, измеренным предварительно на каждом единичном образце. По ОСТ 39-195-86, порядок компоновки образцов принимается таким, чтобы каждый последующий образец имел меньшую проницаемость в направлении вытеснения нефти.

Минимальная длина МП $L_{\text{мин}}$, мм, для удовлетворения критериям подобия определяется в соответствии с ОСТ 39-195-86 по формуле

$$L_{\text{мин}} = 1000 \sqrt{k_{\text{абс}} m}, \quad (1)$$

где $k_{\text{абс}}$ – абсолютная проницаемость, мкм²; m – пористость, д.ед.

Процесс вытеснения начинается в момент запуска измерительного насоса, подающего агент вытеснения в МП. Подача флюида осуществляется с постоянной объемной скоростью $v_{\text{об}}$, выбираемой исходя из ожидаемых скоростей фильтрации воды при принятой системе разработки месторождения. Линейная скорость закачки $v_{\text{лин}}$ при испытании для случая вытеснения нефти агентом принимается из расчета не превышения 1 м/сут. В нашем случае $v_{\text{об}}$ составляла 0,1 см³/мин, что соответствует $v_{\text{лин}} \approx 1$ м/сут.

Нагнетание агента при выбранной объемной скорости осуществляется до полного исчезновения нефти в вытесненной продукции. Обычно в соответствии с ОСТ 39-195-86 требуется прокачка агента в количестве не менее трех-пяти объемов пор пустотного пространства.

Принят следующий порядок измерений $K_{\text{выт}}$: 1) определяется количество вышедшей нефти; 2) проводится пересчет количества вытесненной нефти на пластовые условия; 3) дополнительно рассчитывается количество нефти в подводящих трубках и «мертвых» объемах системы; 4) определяется нефтенасыщенность порового пространства МП на момент конца

испытания. Тогда, зная начальный поровый объем МП, заполненный нефтью, можно рассчитать коэффициент вытеснения нефти соответствующим агентом.

Вытесненная нефть на выходе установки поступает в мерную бюретку, где ее объем регистрируется при комнатных условиях. Далее объем нефти при комнатных условиях приводится к пластовым условиям в соответствии с формулой

$$V_n = \theta V_{n_лаб}, \quad (2)$$

где V_n – объем нефти, вытесненной из образца, приведенный к пластовым условиям; θ – объемный коэффициент нефти (находится по данным термодинамических исследований нефти); $V_{n_лаб}$ – объем нефти, вытесненный из МП при комнатных условиях (атмосферное давление, температура опыта).

Коэффициент вытеснения подсчитывается по формуле

$$K_{\text{выт}} = \frac{V_n}{V_{\text{пор}} - V_{\text{во}}}, \quad (3)$$

где $V_{\text{пор}}$ – открытый поровый объем МП; $V_{\text{во}}$ – объем остаточной воды МП.

Относительная погрешность измерений $K_{\text{выт}}$ нефти определяется по формуле

$$\frac{\Delta K_{\text{выт}}}{K_{\text{выт}}} = \frac{\Delta V_n}{V_n} + \frac{\Delta V_{\text{пор}}}{V_{\text{пор}}} + \frac{\Delta V_{\text{во}}}{V_{\text{во}}}, \quad (4)$$

где ΔV_n , $\Delta V_{\text{пор}}$, $\Delta V_{\text{во}}$ – погрешности измерений объемов воды, порового пространства и остаточной воды соответственно, приведенные к условиям эксперимента. При определении коэффициента вытеснения нефти агентом вытеснения допускается относительная погрешность не выше $\pm 0,05$.

Подготовка моделей пласта месторождения

Керновый материал (цилиндры диаметром 30 мм и длиной ≈ 30 мм) подбирается и высверливается непосредственно из образцов полномасштабного керна разведочной скважины (рис. 1). Все высверленные цилиндры до эксперимента проходят цикл экстрагирования нефти и первоначальных стандартных измерений пористости и проницаемости по газу. Образцы-цилиндры (всего 30 шт.) представлены в основном мелкозернистыми алевроитово-глинистыми песчаниками с минералогической плотностью от 2,61 до 2,65 г/см³ (табл. 1).

Все образцы механически обработаны для придания им правильной цилиндрической формы, после чего измерены их линейные размеры и поровый объем. Результаты этих измерений, а также порядок формирования моделей пласта представлены в табл. 2.

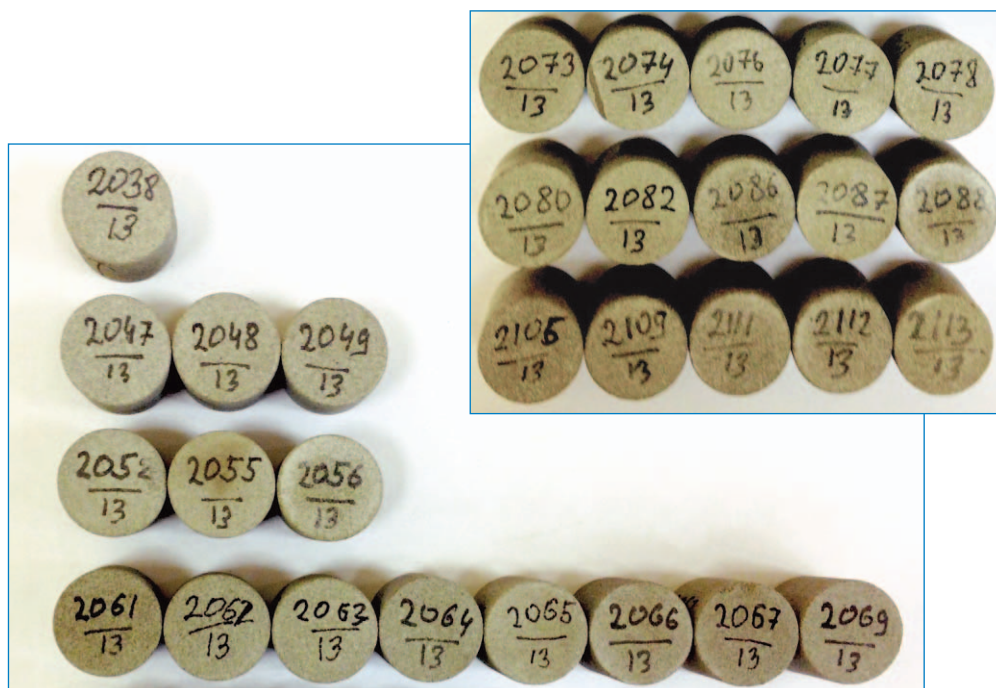


Рис. 1. Отобранные образцы месторождения (фото в дневном свете, вспышка)

Таблица 1

**Образцы продуктивного горизонта шельфового месторождения,
подготовленные для определения коэффициента $K_{\text{выт}}$**

№ п/п	Лаб. номер	Глубина отбора, м	Литология	Минералогическая плотность, г/см ³
1	2038/13	2867,61	Песчаник мелкозернистый	2,64
2	2047/13	2864,56	Песчаник средне-мелкозернистый	2,62
3	2048/13	2864,99	Песчаник средне-мелкозернистый	2,63
4	2049/13	2865,26	Песчаник средне-мелкозернистый	2,63
5	2052/13	2869,26	Песчаник средне-мелкозернистый	2,62
6	2055/13	2870,24	Песчаник мелкозернистый, алевритистый	2,63
7	2056/13	2870,58	Песчаник мелкозернистый, алевритистый	2,63
8	2061/13	2871,96	Песчаник мелкозернистый, алевритистый	2,63
9	2062/13	2872,32	Песчаник мелкозернистый, алевритистый	2,64
10	2063/13	2872,60	Песчаник мелкозернистый, алевритистый	2,64
11	2064/13	2873,06	Песчаник мелкозернистый, алевритистый	2,64
12	2065/13	2873,29	Песчаник мелкозернистый, алевритистый	2,63
13	2066/13	2873,55	Песчаник мелкозернистый, алевритистый	2,64
14	2067/13	2873,94	Песчаник мелкозернистый, алевритистый	2,64
15	2069/13	2874,63	Песчаник мелкозернистый, алевритистый	2,63
16	2073/13	2876,03	Песчаник мелкозернистый, алевритистый	2,62
17	2074/13	2876,28	Песчаник мелкозернистый, алевритистый	2,62
18	2076/13	2876,94	Песчаник мелкозернистый, алевритистый	2,63
19	2077/13	2877,23	Песчаник мелкозернистый, алевритистый	2,65
20	2078/13	2877,63	Песчаник мелкозернистый, алевритистый	2,63
21	2080/13	2878,25	Песчаник мелкозернистый, алевритистый	2,63
22	2082/13	2878,98	Песчаник мелкозернистый, алевритистый	2,64
23	2086/13	2880,33	Песчаник мелкозернистый, алевритистый	2,63
24	2087/13	2880,66	Песчаник мелкозернистый, алевритистый	2,63
25	2088/13	2881,07	Песчаник мелкозернистый, алевритистый	2,63
26	2106/13	2886,52	Песчаник мелкозернистый, алевритистый	2,63
27	2109/13	2887,96	Песчаник мелкозернистый, алевритистый	2,62
28	2111/13	2888,63	Песчаник мелкозернистый, алевритистый	2,62
29	2112/13	2889,12	Песчаник мелкозернистый, алевритистый	2,61
30	2113/13	2889,27	Песчаник мелкозернистый, алевритистый	2,61

Таблица 2

Характеристики моделей пласта, сформированных для измерения $K_{\text{выт}}$

Лаб. номер образца	Проницаемость по азоту k_{N_2} , мД	$V_{\text{пор}}$, см ³	Длина, см	Диаметр, см	Пористость, %	Остаточная водонасыщенность $S_{\text{вог}}$, %
МП 1. Вытеснение нефти водой						
2112/13	176,80	4,6458	2,983	2,993	22,81	30,74
2078/13	143,10	4,1634	2,986	2,993	22,52	31,11
2076/13	136,40	4,6288	2,982	2,992	22,40	29,82
2061/13	135,70	4,6903	2,981	2,995	22,66	30,87
2086/13	128,10	4,5854	2,985	2,993	22,08	30,96
2052/13	122,10	4,4941	2,983	2,995	22,48	30,83
2106/13	120,00	4,7236	2,983	2,99	22,82	31,01
2074/13	113,20	4,2295	2,79	2,991	22,24	30,99
МП 1	121,14	36,1609	23,67	2,993	22,50	30,79
МП 2. Вытеснение нефти газом сепарации						
2047/13	225,50	4,2449	2,77	2,996	22,33	30,69
2038/13	175,90	4,4757	2,981	2,975	22,00	31,03
2056/13	156,70	4,6860	2,98	2,995	22,64	31,14
2113/13	154,10	4,3234	2,825	2,986	22,22	30,81
2109/13	140,40	4,5247	2,984	2,992	22,02	30,95

Окончание табл. 2

Лаб. номер образца	Проницаемость по азоту k_{N_2} , мД	$V_{пор}$, см ³	Длина, см	Диаметр, см	Пористость, %	Остаточная водонасыщенность $S_{во}$, %
2088/13	133,40	4,5489	2,983	2,994	21,95	30,97
2111/13	112,00	4,5834	2,984	2,994	22,13	30,78
2065/13	108,80	4,5023	2,93	2,994	22,21	31,01
МП 2	135,22	35,8892	23,44	2,991	22,19	30,93
МП 3. Вытеснение нефти азотом						
2049/13	213,20	4,0593	2,73	2,996	23,68	31,24
2048/13	175,60	4,4683	2,981	2,996	23,44	30,92
2069/13	157,00	4,5606	2,865	2,995	23,37	30,73
2087/13	137,00	4,5838	2,985	2,994	22,41	30,56
2064/13	135,40	4,6971	2,985	2,995	22,93	31,17
2067/13	117,10	3,8739	2,525	2,992	22,58	30,64
2073/13	115,90	4,6598	2,98	2,993	22,82	31,16
2066/13	107,50	4,2329	2,72	2,992	23,04	30,75
МП 3	130,50	35,1357	22,77	2,994	23,03	30,90

Создание остаточной водонасыщенности $S_{во}$

Сухие цилиндрические образцы зерна с известными поровым объемом и абсолютной проницаемостью взвешиваются, затем насыщаются модельной пластовой водой до 100 % под вакуумом в эксикаторе и снова взвешиваются. Водонасыщенность каждого образца доводится при комнатных условиях до требуемой $S_{во} \approx 31$ % методом капиллярной вытяжки и последовательного взвешивания образцов.

Приготовленные таким образом образцы помещаются в керосин для заполнения оставшегося порового пространства керосином. Далее из подготовленных образцов формируется МП, которую помещают в кернодержатель. С помощью установки фильтрации в МП создают пластовые термобарические условия и осуществляют вначале кратковременную фильтрацию керосина, а затем – длительную фильтрацию нефти в объеме не менее трех-пяти поровых объемов. В результате проделанных операций МП готова для проведения основного эксперимента по вытеснению нефти жидкими и газообразными агентами.

В эксперименте перепад давления на составной МП устанавливается не менее 2 кПа, а длины моделей пласта превышают $L_{мин}$, рассчитанную в соответствии с критериями подобия модельного эксперимента и реальной фильтрации в нефтяной залежи НК месторождения офшорной зоны.

Эффективность агентов вытеснения, как правило, оценивается по результатам фильтрационного эксперимента – определения коэффициента вытеснения нефти различными

флюидами. Очень важно при этом, чтобы для всех экспериментов вытеснения параметры флюидально-коллекторной системы были одинаковыми, а именно: во всех экспериментах совершенно идентичными должны быть фильтрационно-емкостные свойства МП, $S_{во}$, физико-химические свойства нефти и вытесняющих агентов. Указанные требования выполняются строгим поддержанием пластовых условий, соответствующих нефтяной оторочке месторождения, созданием одной и той же $S_{во}$ для всех МП, а также использованием во всех экспериментах составных МП с практически одинаковыми фильтрационно-емкостными свойствами ($k_{аос} = 107-225$ мкм², $m = 22-23$ %).

Подготовка флюидов для фильтрационных экспериментов

Характеристики нефти шельфового месторождения. Для опытов по измерению коэффициентов вытеснения нефти различными агентами применяли рекомбинированную пробу нефти (РПН), созданную на основе оригинального образца нефти месторождения офшорной зоны. Для создания модели нефти использовались усредненные данные по глубинным пробам, полученные при испытании скважин. В табл. 3 представлены средние по результатам физико-химических исследований образцов нефти параметры. Видно, что сепарированная нефть имеет плотность порядка 856 кг/м³, молекулярную массу порядка 192–194 и в соответствии с классификацией по ГОСТ Р 51858-2006 относится к типу

Таблица 3

Основные результаты исследований глубинных проб пластовой нефти

Проба нефти	Параметр	Средняя характеристика
1. Пластовая нефть	Давление насыщения, МПа, при температуре: <ul style="list-style-type: none"> • 125,0 °С • 72,5 °С • 20,0 °С 	28,11 26,40 23,29
	Коэффициент сжимаемости при пластовой температуре, $1 \cdot 10^{-4}$ МПа ⁻¹	28,02
	Температурный коэффициент: <ul style="list-style-type: none"> • объемного расширения, $1 \cdot 10^{-4}$ °С⁻¹ • давления насыщения, МПа °С⁻¹ 	11,05 0,0464
	Вязкость, мПа·с: <ul style="list-style-type: none"> • при пластовом давлении • при давлении насыщения 	0,42 0,42
	Плотность при пластовом давлении, г/см ³	0,647
	Температура насыщения нефти парафином, °С	12
	2. Стандартная сепарация	Газосодержание, м ³ /м ³ или м ³ /т, или кг/т
Потенциальное газосодержание, м ³ /м ³ или м ³ /т		197,5 или 230,8
Выход дегазированной нефти на пластовую, кг/т или кг/м ³		838,7 или 542,6
Объемный коэффициент		1,577
Коэффициент растворимости, м ³ /(м ³ ·МПа) или м ³ /(т·МПа)		6,14 или 7,18
Плотность: <ul style="list-style-type: none"> • газа, кг/м³ • дегазированной нефти, г/см³ 		0,953 0,8558
3. Дифференциальное разгазирование	Газосодержание, м ³ /м ³ или м ³ /т	175,5 или 204,1
	Объемный коэффициент	1,572
	Плотность газа, кг/м ³	0,944
	Плотность дегазированной нефти, г/см ³	0,8601

средних нефтей, т.е. является высокосмолистой, парафинистой и обладает кинематической вязкостью 7,79–9,53 мм²/с.

Усредненные параметры по составу газа, выделившегося при стандартной сепарации глубинных проб, приведены в табл. 4.

Методика создания РПН. На основе образца безводной разгазированной нефти шельфового месторождения создана РПН в соответствии с методикой, разработанной и опробованной в ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Для создания РПН необходимо знать компонентный состав натурального нефтяного газа (согласно табл. 4) и иметь в наличии:

- натуральный образец разгазированной нефти с предварительно исследованными физико-химическими свойствами;
- индивидуальные образцы чистых углеводородов для моделирования нефтяного газа;
- электронные весы;
- свободные чистые емкости.

В аккумулятор помещается определенное количество разгазированной нефти m_n , доста-

точное для проведения одного эксперимента или серии экспериментов. Значение m_r в *граммах* определяется разницей масс соответствующей емкости до и после загрузки в нее нефти. Далее по известному составу натурального нефтяного газа (см. табл. 4) рассчитывается состав модельного газа таким образом, чтобы он был максимально приближен к составу натурального нефтяного газа. При этом необходимо соблюдать следующие условия:

- наличия в модельном газе основных компонент натурального газа (азот N₂ или диоксид углерода CO₂ загружаются в том же количестве, что и в натуральном газе, при условии их содержания в нем более 0,5 мол. %);
- равенства молярных масс модельного и натурального нефтяных газов;
- равенства молярных масс фракции C₅₊ для модельного и натурального нефтяных газов.

Затем при известном *газосодержании* пластовой нефти (см. табл. 3), определенном при стандартной сепарации, рассчитывается

Таблица 4

Компонентный состав выделившегося газа по результатам стандартной сепарации нефти

№ компонента	Компонент	Среднее содержание, мол. %
1	CH ₄	77,7833
2	C ₂ H ₆	6,9033
3	C ₃ H ₈	5,3137
4	iC ₄ H ₁₀	1,6180
5	nC ₄ H ₁₀	2,3810
6	neoC ₅ + iC ₅ H ₁₂	1,1100
7	nC ₅ H ₁₂	0,7850
8	C ₆ H ₁₄	0,9313
9	C ₇ H ₁₆	0,1640
10	C ₈ H ₁₈	0,0091
11	C ₉ H ₂₀	0,0016
12	He	0,0000
13	H ₂	0,0023
14	N ₂	0,1170
15	CO ₂	2,8803
Всего		100,0

количество газа в молях n_r , необходимое для приготовления РПН при пластовых условиях:

$$n_r = \frac{V_r^{20}}{R \cdot 293,15 \cdot Z}, \quad V_r^{20} = \Gamma m_n, \quad (5)$$

где Γ – газосодержание нефти, м³/т; V_r^{20} – объем газа при стандартных условиях, л; R – универсальная газовая постоянная; Z – коэффициент сжимаемости. Z определяется для модельного нефтяного газа по справочным таблицам термодинамических характеристик или рассчитывается с использованием программ термодинамического моделирования фазового состояния углеводородных смесей.

После расчета n_r , необходимого для создания РПН, вычисляют массу фракции C₅₊ в граммах. Рассчитанное количество фракции C₅₊ приготавливают в отдельной емкости, последовательно загружая в нее компоненты фракции. После тщательного перемешивания полученная смесь заливается в аккумулятор (содержащий разгазированную нефть в количестве m_n).

Затем в аккумулятор подают индивидуальные газообразные компоненты (метан, азот, диоксид углерода, пропан и бутаны) с помощью измерительного высокоточного насоса. Загрузка газообразных компонентов осуществляется по объему при выбранном давлении и комнатной температуре. Давление загрузки метана и азота выбирается в зависимости от баллонного давления и необходимого пластово-

го давления в конкретном эксперименте, давление загрузки для диоксида углерода составляет 100 бар и для легких углеводородов – 200 бар (при этих давлениях они гарантированно находятся в жидком состоянии). Приготовленная таким образом РПН выдерживается в ячейке рекомбинации (с перемешиванием) или подается в специальный аккумулятор, находящийся под давлением и при температуре опыта.

В табл. 5 приведен состав модельного нефтяного газа, созданного для получения РПН, который хорошо согласуется с составом оригинального газа (см. табл. 4).

Физико-химические свойства агентов вытеснения. В качестве агентов вытеснения выступали газообразный азот (N₂), газ сепарации (ГС) и модель пластовой воды. Азот для опытов выбирался особой чистоты². ГС моделировался по результатам стандартной сепарации пробы нефти в соответствии с табл. 5. В качестве пластовой воды использовался раствор NaCl в дистиллированной воде в концентрации 23 г/л. Подготовленные флюиды для вытеснения нефти подавались с помощью насосов в соответствующие аккумуляторы фильтрационной установки, где выдерживались при давлении и температуре опыта не менее суток.

² См. ГОСТ 9293-74. Азот газообразный и жидкий. Технические условия (с изм. 1–3).

Таблица 5

Состав модельного пластового нефтяного газа

№ компонента	Компонент	Содержание, мол. %
1	CH ₄	77,8486
2	C ₂ H ₆	6,9256
3	C ₃ H ₈	5,3329
4	iC ₄ H ₁₀	0
5	nC ₄ H ₁₀	4,0115
6	neoC ₅ + iC ₅ H ₁₂	0
7	nC ₅ H ₁₂	1,8950
8	C ₆ H ₁₄	0,9313
9	C ₇ H ₁₆	0,164
10	C ₈ H ₁₈	0,0091
11	C ₉ H ₂₀	0,0016
12	He	0
13	H ₂	0
14	N ₂	0
15	CO ₂	2,8803
Всего		100,0

Экспериментальные исследования проводились при пластовых термобарических условиях, характерных для НГК месторождения офшорной зоны: пластовая температура – 125 °С; пластовое давление – 28,1 МПа; горное давление – 64 МПа. Значения динамической сдвиговой вязкости агентов вытеснения и РПН при указанных пластовых условиях приведены в табл. 6.

Видно, что вязкость воды, используемой для вытеснения, приблизительно равна вязкости нефти и почти на порядок превышает вязкость газообразных агентов (азота и газа сепарации). С учетом довольно хороших фильтрационных свойств МП ($k_{абс} > 0,1$ мкм²) следует ожидать наибольшую эффективность вытеснения нефти именно водой. Вместе с тем результаты лабораторного эксперимента по вытеснению нефти из МП перечисленными агентами приводят к несколько другому выводу.

Таблица 6

Динамическая вязкость агентов вытеснения нефти, а также самой РПН при пластовых условиях, мПа·с

N ₂	0,0260
ГС	0,0255
H ₂ O	0,2140
РПН	0,252

Результаты измерений K_{выт}

Вытеснение азотом

На рис. 2 представлен график зависимости коэффициента вытеснения нефти азотом из МП 1 (см. табл. 2) от накопленного объема закачанного в модель газа. Видим, что кривая вытеснения нефти азотом имеет характерную форму. Начальный участок кривой, характеризующийся линейной зависимостью K_{выт} от прокачанного объема, соответствует поршневому вытеснению нефти азотом. Далее следует некоторая нелинейная область, соответствующая началу прорыва азота через модель, и, наконец,

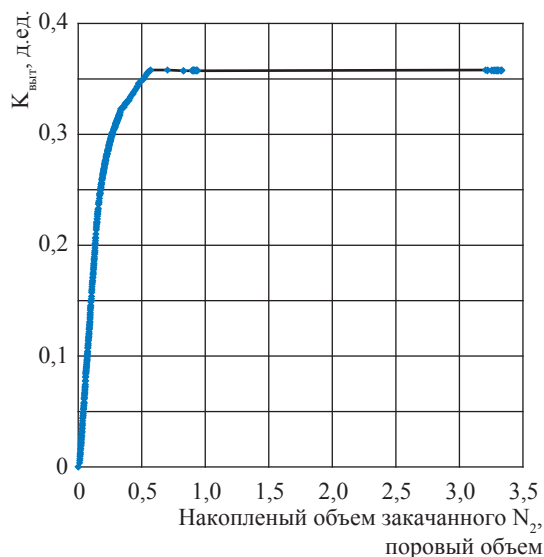


Рис. 2. Зависимость K_{выт} от объема закачанного азота для МП 1 (см. табл. 2)

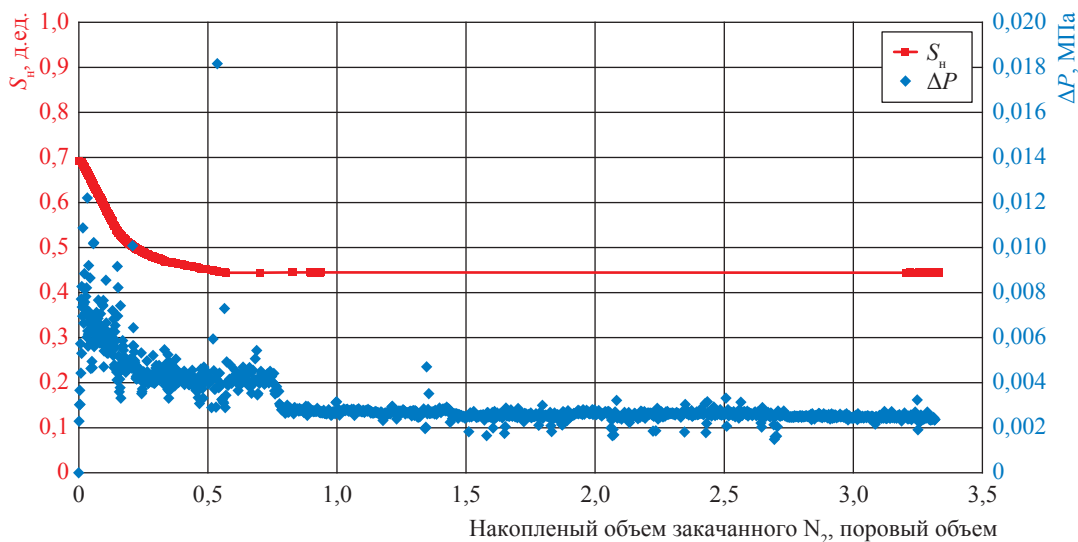


Рис. 3. Зависимость S_n и перепада давления ΔP от объема закачанного азота для МП 1 (см. табл. 2)

последний почти линейный участок, соответствующий стационарному случаю, когда нефть на выходе МП не появляется и через модель фильтруется только газ.

Всего в эксперименте для вытеснения нефти из модели пласта прокачано порядка 3,5 поровых объемов азота. Процесс вытеснения длится около 20 ч при скорости прокачки азота 3,5 м/сут. Видно (см. рис. 2), что максимальный коэффициент вытеснения нефти азотом, полученный на МП 1, равен 36 %. Заметим также, что для МП 1 прорыв азота наступает при накопленном объеме закачанного газа порядка 0,6 объемов пор.

Рис. 3 показывает, что нефтенасыщенность S_n МП 1 плавно уменьшается, достигая предельного значения 45 %. Таким образом, после применения технологии вытеснения нефти азотом в модели пласта остается до 45 % открытого порового пространства, заполненного нефтью.

Вытеснение газом сепарации

На рис. 4 представлен график зависимости коэффициента вытеснения нефти газом сепарации из МП 2 (см. табл. 2) от накопленного объема закачанного в модель ГС. Видим, что кривая вытеснения нефти газом сепарации имеет несколько отличную форму по сравнению с опытом вытеснения нефти азотом. Так, вытеснение нефти не прекращается даже при прокачке 4,5 поровых объемов газа сепарации. Процесс вытеснения продолжается более 27 ч и не достигает линейного участка (нефть продолжает

появляться на выходе МП). Максимально достигнутый $K_{\text{выт}} = 79,2\%$ имеет тенденцию роста при продолжении вытеснения нефти газом сепарации (прорыв газа так и не наступил). Всего в эксперименте для вытеснения нефти из МП 2 было закачано 4,5 поровых объема ГС при скорости прокачки 3,56 м/сут.

Рис. 5 в свою очередь показывает, что S_n МП 2 плавно уменьшается, достигая предельного значения 15 %. Таким образом, после применения технологии вытеснения нефти газом сепарации в модели пласта остается всего

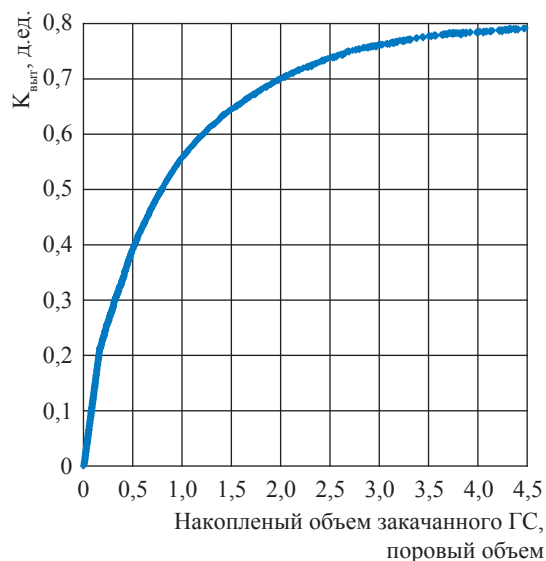


Рис. 4. Зависимость $K_{\text{выт}}$ от объема закачанного ГС для МП 2 (см. табл. 2)

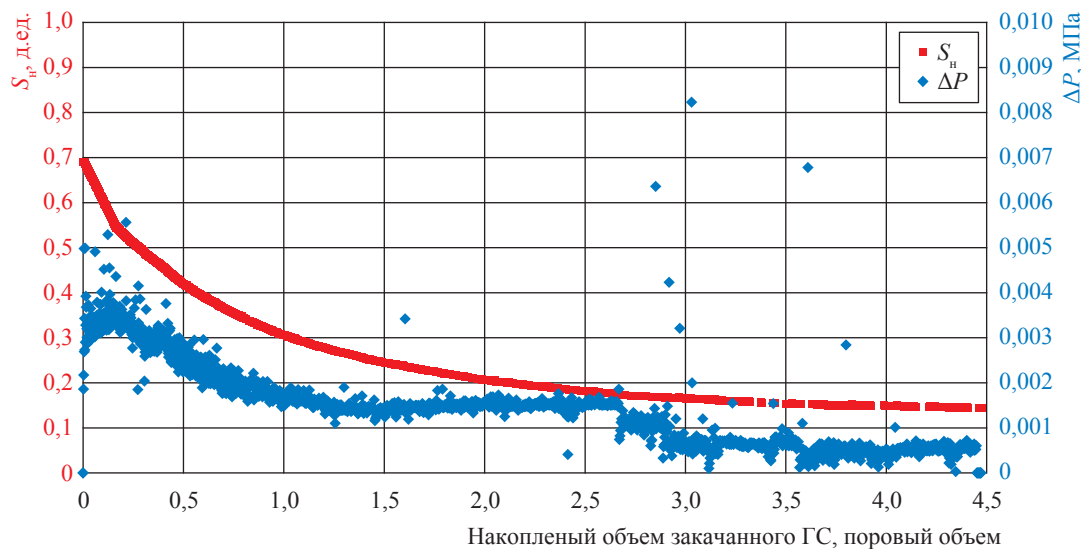


Рис. 5. Зависимость S_n и ΔP от объема закачанного ГС для МП 2 (см. табл. 2)

лишь 15 % открытого порового пространства, заполненного нефтью.

Сравнивая ΔP на моделях пласта при вытеснении нефти азотом и ГС (см. рис. 3, 5), нетрудно заметить, что сопротивление фильтрационному потоку в случае азота значительно больше, чем для случая вытеснения нефти газом сепарации. Это означает, что приемистость скважин при закачке ГС будет значительно лучше, чем при закачке азота.

Вытеснение водой

На рис. 6 представлен график зависимости коэффициента вытеснения нефти из МП 3 (см. табл. 2) от накопленного объема закачанной в модель воды. Кривая вытеснения нефти водой аналогична кривой вытеснения ее азотом. Начальный участок кривой, характеризующийся линейной зависимостью $K_{\text{выт}}$ от прокачанного объема, соответствует поршневому вытеснению нефти водой. Далее следует некоторая нелинейная область, соответствующая началу прорыва воды через модель, и, наконец, последний почти линейный участок, соответствующий стационарному случаю, при котором нефть на выходе модели не появляется, и через МП фильтруется только вода. Нетрудно заметить, что в случае вытеснения нефти водой прорыв воды наступает уже при прокачке 0,4 поровых объемов агента.

Процесс вытеснения продолжается около 18 ч. Максимально достигнутый $K_{\text{выт}} = 69\%$. Всего в эксперименте для вытеснения нефти

из МП 3 было закачано три поровых объема воды при скорости прокачки 3,42 м/сут.

Рис. 7 показывает, что нефтенасыщенность МП 3 плавно уменьшается, достигая предельного значения 21,4 %. Таким образом, после применения технологии вытеснения нефти водой в модели пласта остается всего лишь 21,4 % открытого порового пространства, заполненного нефтью.

Сравнивая ΔP на моделях пласта при вытеснении нефти азотом, ГС и водой, нетрудно заметить, что сопротивление фильтрационному потоку в случае воды приблизительно

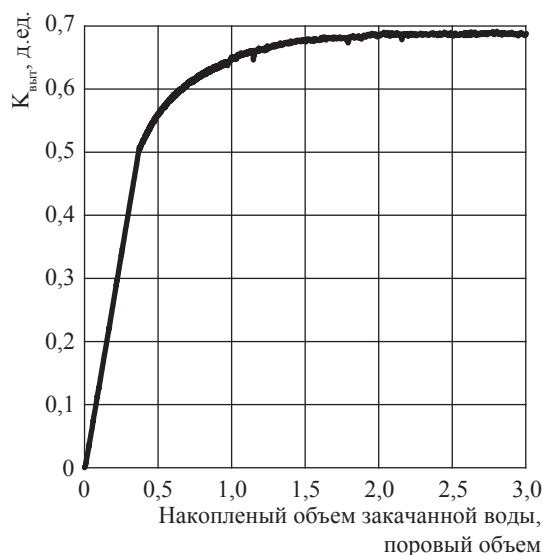


Рис. 6. Зависимость $K_{\text{выт}}$ от объема закачанной воды для МП 3 (см. табл. 2)

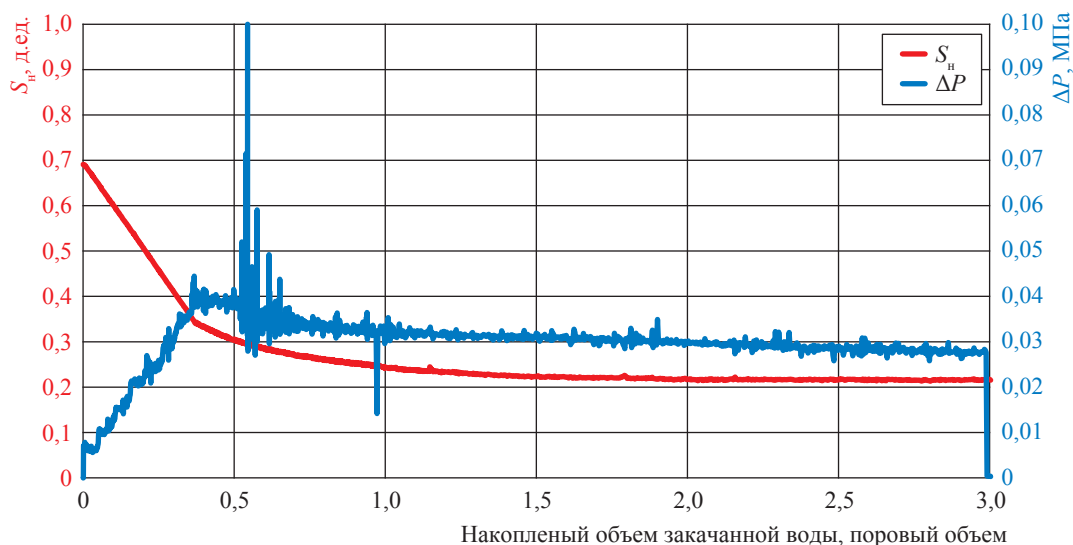


Рис. 7. Зависимость S_n и ΔP от объема закачанной воды для МП 3 (см. табл. 2)

в 15 раз больше, чем в случаях азота и ГС. При этом наибольший $K_{\text{выт}}$ характерен для ГС.

Обобщение экспериментальных результатов по вытеснению нефти различными агентами

На рис. 8 представлены обобщенные результаты экспериментальных исследований на моделях пласта НГК месторождения офшорной зоны при остаточной водонасыщенности 31 %. Видно, что максимальный (79,2 %) $K_{\text{выт}}$ может быть получен при использовании в качестве

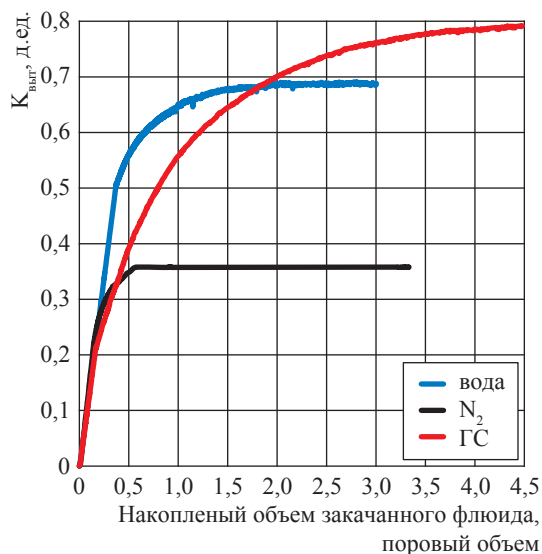


Рис. 8. Зависимости коэффициентов вытеснения нефти различными агентами при пластовых условиях (пластовая температура – 125 °С; давление, МПа: пластовое – 28,1; горное – 64; $S_{\text{во}} = 31\%$)

агента вытеснения ГС, а наименьший (36 %) – при использовании азота. Можно предположить, что в случае использования ГС реализуется механизм смешивающегося вытеснения нефти. Следовательно, повышая давление закачки ГС, можно добиться еще большего $K_{\text{выт}}$.

Вместе с тем необходимо заметить, что для достижения предельного коэффициента вытеснения в случае использования ГС нужно прокачать более 4,5 поровых объемов агента, в то время как при использовании азота и минерализованной воды – всего 0,6 и 0,4 поровых объема соответственно. Следовательно, объемные затраты ГС как агента будут значительно превосходить объемные затраты на закачку азота и воды. Тем не менее проведенные исследования показывают, что энергетические затраты на закачку ГС самые низкие (см. ΔP на рис. 3, 5, 7).

Таким образом, окончательный выбор оптимального агента вытеснения может быть сделан только после оценки экономической эффективности закачки различных вытесняющих агентов и сопоставления ее с технологической эффективностью. На основании полученных результатов можно также сделать предположение об эффективности использования технологии водогазового воздействия, а именно режима попеременной закачки ГС и пластовой воды. Конкретный выбор коэффициента цикличности, очередности закачки и относительных объемов закачиваемой воды и ГС должен основываться на результатах дополнительных лабораторных экспериментов.

Совершенно очевидно, что вывод об эффективности применения того или иного агента воздействия, а также режима вытеснения нефти должен основываться на детальных лабораторных исследованиях или опытно-промышленных испытаниях. В настоящей статье показано, что основные предложения по технологическим мероприятиям повышения КИН НГК месторождений офшорной зоны можно сделать уже по результатам лабораторных работ. Так:

1) в качестве индивидуальных агентов для закачки в нефтяной пласт следует по возможности использовать ГС или пластовую воду. Закачка в пласт индивидуального азота мало эффективна по причине низкого значения $K_{\text{выт}}$;

2) закачка в нефтяной пласт ГС предпочтительна с точки зрения величины $K_{\text{выт}}$, а также приемистости скважин, однако может оказаться менее рентабельной по сравнению с закачкой пластовой воды в силу больших объемов используемого при этом ГС;

3) в целях достижения максимального вытесняющего эффекта и обеспечения режима смешивающего вытеснения закачку ГС нужно производить при давлениях, по возможности максимально превышающих пластовое давление;

4) для усиления технико-экономического эффекта предлагаемой технологии повышения КИН оправдано также проведение лабораторных испытаний циклического водогазового воздействия (комбинация ГС с пластовой водой).

Список литературы

1. Крылов А.П. Состояние теоретических работ по проектированию разработки нефтяных месторождений и задачи по улучшению этих работ / А.П. Крылов // Опыт разработки нефтяных месторождений: сб. – М.: Гостоптехиздат, 1957. – С. 116–139.
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. Relative permeability coreflooding system with data acquisition and control system: operating and instruction manual. – Tulsa: Temco Inc., 1995.
4. Троицкий В.М. Обоснование выбора агентов вытеснения нефти при разработке нефтегазоконденсатных месторождений Восточной Сибири по результатам экспериментальных исследований / В.М. Троицкий, С.Г. Рассохин, А.Г. Соколов и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 2(18). – С. 98–105.

Substantiation of miscible agent selection while developing offshore oil-and-gas-condensate fields

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

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

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

Abstract. An article reveals a procedure for selecting miscible agent during development of oil-and-gas-condensate fields located in offshore zones in conditions of natural limitations for field provision with displacing fluids. Efficacy of agent and oil-displacement regime application is substantiated by detailed laboratory tests using stratum models of a particular field. Basic engineering measures aimed at oil recovery factor improvement are suggested in relation to offshore oil-and-gas-condensate fields.

Keywords: miscible agents, model of a stratum, displacement factor, physical modelling.

References

1. KRYLOV, A.P. State of theoretical studies on designing of petroleum fields' development and tasks for their improvement [Sostoyaniye teoreticheskikh rabot po proyektirovaniyu razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy i zadachi po uluchsheniyu etikh rabot]. In: *Practice of petroleum fields' development* [Opyt razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy]: collected papers. Moscow: Gostoptekhizdat, 1957, pp. 116–139. (Russ.).
2. TER-SARKISOV, R.M., V.A. NIKOLAYEV, S.G. RASSOKHIN et al. Computer-based plants for multiphase filtration and their application at development of methods for rising of condensate recovery [Kompyuterizirovannyye ustanovki mnogofaznoy filtratsii i ikh primeneniye pri razrabotke metodov povysheniya kondensatootdachi]. In: *Rising hydrocarbon recovery of a stratum within a gas-condensate field* [Povysheniye uglevodorodotdachi plasta gazokondensatnykh mestorozhdeniy]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 1998, pp. 27–38. (Russ.).
3. TEMCO INC. *Relative permeability coreflooding system with data acquisition and control system: operating and instruction manual*. Tulsa: Temco Inc., 1995.
4. TROITSKIY, V.M., S.G. RASSOKHIN, A.G. SOKOLOV et al. Justification of the choice of oil displacement agents for development of oil/gas/condensate fields in Eastern Siberia on the basis of experimental study results [Obosnovaniye vybora agentov vytesneniya nefi pri razrabotke neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy Vostochnoy Sibiri po rezultatam eksperimentalnykh issledovaniy]. *Vesti gazovoy nauki*. Actual problems of research of stratal hydrocarbon systems [Aktualnyye voprosy issledovaniy plastovykh system mestorozhdeniy uglevodorodov]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014, no. 2(18), pp. 98–105. ISSN 2306-8949. (Russ.).

УДК 622.276.6:622.031

Экспериментальная оценка эффективности воздействия загущенных кислотных растворов на карбонатные породы продуктивного пласта при интенсификации притока углеводородов

А.Ф. Соколов^{1*}, С.Г. Рассохин¹, В.М. Троицкий¹, А.В. Мизин¹, В.П. Ваньков¹,
А.Е. Алеманов¹, О.М. Монахова¹

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

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

Тезисы. Представлены результаты экспериментального исследования влияния на фильтрационные характеристики представительных образцов карбонатных пород бурового раствора на полимерной основе; обрабатывающего кислотного раствора; водного раствора полимера, используемого в качестве отклоняющей системы; раствора гелированной полимером кислоты и кислотной эмульсии на углеводородной основе.

Дана оценка эффективности воздействия загущенными кислотными растворами на загрязненную фильтратом бурового раствора породу пласта; выявлены существенные изменения фильтрационно-емкостных свойств породы пласта; визуализированы изменения поровой структуры образца породы после воздействия технологическими жидкостями; количественно оценены размеры вновь сформированных фильтрационных каналов.

В процессе активной разработки месторождений углеводородов закономерно снижается продуктивность эксплуатационных скважин, в связи с чем приобретают актуальность вопросы повышения эффективности разработки месторождений за счет применения новых технологий добычи. Это комплексная инженерно-технологическая задача. И для ее решения в том числе необходимо изучать влияние свойств технологических жидкостей на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) породы призабойной зоны скважин.

Так, на экспериментальном оборудовании в составе системы двухфазной фильтрации и компьютеризированного томографа (далее – томограф) изучалась¹ динамика изменения фильтрационных характеристик представительных образцов карбонатных пород нефтегазоконденсатного месторождения под влиянием нескольких технологических жидкостей, а именно: бурового раствора на полимерной основе; обрабатывающего кислотного раствора; водного раствора полимера и раствора гелированной полимером кислоты, используемых в качестве отклоняющей системы; газированной кислотной эмульсии на углеводородной основе [1–3].

Касательно карбонатных коллекторов самым распространенным способом обработки призабойной зоны пласта с целью интенсификации притока углеводородов является кислотная обработка. Наибольшее практическое применение на месторождениях в этом отношении нашли соляная кислота и ее смеси с органическими кислотами, нейтральными жидкостями и газами². Глубина обработки призабойной зоны определяется глубиной проникновения кислотного раствора до полной нейтрализации кислоты в результате взаимодействия с породой пласта [4, 5].

Для экспериментальных исследований выбран 15%-ный раствор соляной кислоты (как наиболее распространенный состав при обработке карбонатных коллекторов)

Ключевые слова: карбонатная порода, фильтрационно-емкостные свойства породы, загущенный кислотный раствор, фильтрационный канал, компьютерная томография.

¹ См. ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях.

² См. СТО Газпром 2-3.3-080-2006. Инструкция по кислотному воздействию на призабойную зону газовой скважины. – М.: ИРЦ Газпром, 2006. – 34 с.

с добавками присадок (гидрофобизаторы, гидрофилизаторы, ингибиторы, замедлители скорости реакции, загустители, гидрофобные эмульсии). В роли объектов исследования (моделей пласта) выступили образцы породы, представляющие собой известняки массивные, однородные, органогенные, без ясно выраженной слоистости, с содержанием кальция 84,8–92,0 %, доломита 6,0–13,1 % (табл. 1).

Оценку эффективности воздействия загущенных кислотных растворов на ФЕС карбонатной породы продуктивного пласта, загрязненного фильтратом бурового раствора, и визуализацию процессов растворения породы пласта с применением томографа выполняли в следующей последовательности (см. далее стадии эксперимента):

1) закачка бурового раствора с оценкой влияния на ФЕС продуктивного пласта (модели 1–3);

2) воздействие на модель пласта, загрязненную фильтратом бурового раствора, обрабатывающим кислотным раствором с массовой долей HCl 15,0 % с целью создания фильтрационных каналов (модели 1, 2);

3) закачка в модель пласта раствора гелированной полимером кислоты в качестве отклоняющей системы с пластической вязкостью 70,0 мПа·с (модель 1);

4) поочередная закачка в пласт водного раствора полимера полисахаридного типа (массовая доля – 0,4 %, пластическая вязкость – 70 мПа·с) в качестве отклоняющей системы и обрабатывающего кислотного раствора (модель 2 и составная модель из образцов 2, 4);

5) воздействие на модель пласта газированной кислотной эмульсией на углеводородной основе (модель 3 и составная модель из образцов 3, 4).

На первой стадии экспериментов на образцах породы 1–3 исследовали изменение ФЕС

при нагнетании бурового раствора полимер-коллоидного типа плотностью 1,17 г/см³, пластической вязкостью 24,0 мПа·с и общей минерализацией 169,35 г/дм³. В качестве пластового газа применялась модель газа сепарации плотностью 0,8 кг/м³ и вязкостью 0,011 мПа·с. Модели пласта насыщались модельным пластовым газом с учетом термобарических условий (температура – 25 °С; давление, МПа: пластовое – 13,0, горное – 23,0). Остаточной водонасыщенности в образцах не создавалось. Буровой раствор закачивался в насыщенные пластовым газом модели пласта с постоянной репрессией в направлении, обратном направлению, моделирующему приток углеводородов в скважину. На выходе из испытуемого образца давление поддерживалось модельным пластовым газом на уровне 13,0 МПа. Фильтрат бурового раствора (после выдержки в течение суток в модели пласта при пластовых условиях) вытесняли пластовым газом в направлении притока углеводородов в скважину.

Фазовые проницаемости для модельного пластового газа в направлении, моделирующем приток углеводородов в скважину, были измерены после удаления фильтрационной корки потоком обрабатывающего кислотного раствора вдоль торца моделей пласта. Восстановление проницаемости для образцов породы 1, 2 и 3 составило 5,9; 6,7 и 3,7 % соответственно (табл. 2).

Эксперименты по исследованию влияния фильтрата бурового раствора на проницаемость натуральных образцов породы выявили значительные изменения проницаемости: для модельного пластового газа фазовая проницаемость снизилась в 17–29 раз по сравнению с начальной. В результате фильтрации бурового раствора дисперсная фаза бурового раствора образовала на торцевой части испытуемого образца фильтрационную корку, а дисперсионная

Таблица 1

Основные данные о моделях пласта

№ модели (образца)	Масса*, г	Диаметр, мм	Длина, мм	Объем, см ³	Пористость (гелий), %	Объем пор, см ³	Абсолютная проницаемость**, мД	Плотность породы объемная, г/см ³	Плотность породы минералогическая, г/см ³
1	49,0772	29,60	30,3	20,85	10,37	2,12	1,006	2,30	2,68
2	48,2027	29,50	29,9	20,42	12,05	2,47	1,652	2,36	2,68
3	48,2091	29,55	29,6	20,22	12,35	2,50	1,347	2,38	2,71
4	51,0069	29,45	30,00	20,42	12,15	2,48	0,76	2,50	2,80

* Сухой образец.

**Азот, атмосферные условия.

среда – зону проникновения фильтрата бурового раствора.

Результаты экспериментальных исследований по изучению влияния буровых растворов полимер-коллоидного типа на проницаемость пород с низкими ФЕС свидетельствуют о необходимости изучения реологических свойств растворов и разработки их рецептур для интенсифицирующих обработок скважин с целью снижения негативного влияния на ФЕС призабойной зоны пласта.

На второй стадии работ с целью интенсификации притока углеводородов в скважину исследовали влияние загущенных кислотных растворов на ФЕС породы продуктивного пласта, предварительно сформировав в образцах фильтрационные каналы с помощью обрабатывающего кислотного раствора с массовой долей HCl 15,0 %. Механизм действия

загущенных кислотных растворов, используемых в качестве отклоняющей системы, заключается в кольматации крупных пор (фильтрационных каналов), образовавшихся в результате предыдущих кислотных обработок призабойной зоны скважин, продуктами расслоения растворов (например, полимерным гелем и кислотным раствором) и создании дополнительной сети фильтрационных каналов.

В результате закачки в испытуемый образец 1 обрабатывающего кислотного раствора в количестве одного объема пор (цикл 1) образовались каверны (фильтрационный канал) глубиной до 5–5,5 мм (по данным томографических исследований). Фазовая проницаемость испытуемого образца для модельного пластового газа в направлении, моделирующем приток углеводородов в скважину, составила 0,05 мД (табл. 3). Закачка обрабатывающего

Таблица 2

Влияние фильтрата бурового раствора полимер-коллоидного типа на фильтрационные характеристики моделей пласта

Параметр	Модель пласта		
	№ 1	№ 2	№ 3
Пористость (по гелию), %	10,37	12,05	12,35
Начальная проницаемость образца для модельного газа (пласт. условия), мД	0,68	1,20	0,94
Закачанный объем пор бурового раствора, д.ед.	3,00	3,00	3,00
Объемная скорость закачки, см ³ /мин	0,016	0,024	0,048
Средняя линейная скорость проникновения фильтрата бурового раствора, м/сут	0,33	0,42	0,81
Репрессия на пласт, МПа	2,80	2,90	2,90
Время выдержки модели пласта с буровым раствором, ч	24	24	24
Толщина фильтрационной корки, мм	0,28	–	–
Перепад давления, при котором произошел прорыв фильтрационной корки, МПа	1,28	2,00	0,45
Фазовая проницаемость для модельного газа, мД	0,04	0,08	0,035
Восстановление проницаемости, %	5,90	6,70	3,70

Таблица 3

Результаты исследования воздействия обрабатывающего кислотного раствора и раствора гелированной полимером кислоты на ФЕС породы пласта (модель 1)

Параметр	Цикл закачки обрабатывающего кислотного раствора		Цикл (№ 3) закачки раствора гелированной полимером кислоты
	№ 1	№ 2	
Фазовая проницаемость образца для модельного газа (пласт. условия), мД	0,05	Образовался фильтрационный канал	Увеличился размер фильтрационного канала
Объем закачанного обрабатывающего кислотного раствора, см ³	2,12	4,50	2,12
Закачанный объем пор, д.ед.	1,00	2,10	1,00
Объемная скорость закачки, см ³ /мин	0,25	0,10	1,00
Пластовое давление, МПа	13,00	13,00	13,00
Репрессия на пласт, МПа	1,37	2,00	0,00
Пластическая вязкость раствора, мПа·с	–	–	70,00
Пористость, %	–	–	14,07
Потеря массы, г	–	–	1,92

кислотного раствора с постоянной объемной подачей 1,0 см³/мин в количестве двух объемов пор (цикл 2) привела к формированию сквозного фильтрационного канала.

На третьей стадии экспериментов в испытываемый образец 1 был закачан один поровый объем раствора гелированной полимером кислоты в качестве отклоняющей системы с постоянной объемной подачей раствора 1,0 см³/мин (см. цикл 3 в табл. 3). Превышения входного давления по сравнению с пластовым в эксперименте не зафиксировано.

Сканирование испытываемого образца в радиальной плоскости с помощью томографа после закачки одного порового объема раствора гелированной полимером кислоты выявило изменение геометрических размеров сквозного канала в образце в сторону увеличения без формирования дополнительных фильтрационных каналов. По окончании экспериментов пористость испытываемого образца возросла на 3,7 % по сравнению с первоначальной величиной. Потеря массы образца после воздействия обрабатывающего кислотного раствора и последующей обработки раствором гелированной полимером кислоты составила 3,9 %.

Четвертая стадия экспериментов. На модели пласта 2, загрязненной фильтратом бурового раствора, исследовали воздействие обрабатывающего кислотного раствора и эффективность поочередной закачки в пласт водного раствора полимера полисахаридного типа (пластическая вязкость – 70 мПа·с) в качестве отклоняющей системы и обрабатывающего кислотного раствора. Закачку обрабатывающего кислотного раствора производили в четыре этапа порциями по 0,5 объема пор с объемной подачей на уровне 0,25 см³/мин.

В результате закачки обрабатывающего кислотного раствора (табл. 4, см. циклы 1, 2) произошло снижение фазовой проницаемости с 0,08 до 0,06 мД, связанное с загрязнением порового пространства продуктами реакции обрабатывающего кислотного раствора с образцом породы. Очередные порции обрабатывающего кислотного раствора привели к увеличению фазовой проницаемости до 0,12 мД (цикл 3) и в дальнейшем к прорыву кислотного обрабатывающего раствора через образец породы. Фазовая проницаемость для пластового газа по окончании закачки кислотного раствора не измерялась из-за высокой проницаемости образца.

Сканирование образца по окончании 4-го цикла закачки кислотного раствора показало наличие сформировавшегося фильтрационного сквозного канала неправильной формы раскрытостью около 1,5–4 мм. В результате воздействия на образец породы обрабатывающим кислотным раствором произошло увеличение пористости на 2,77 %. Потеря массы составила 2,80 % исходной массы образца породы.

Поочередную закачку водного раствора полимера и обрабатывающего кислотного раствора осуществляли в четыре цикла на составной модели пласта, установив за образцом породы 2 образец 4. Потери массы образцов 2 и 4 составили 7,8 и 0,19 % соответственно. Пористость образца 4 увеличилась на 0,87 % (табл. 5).

Сканирование образцов по окончании четвертого цикла поочередной закачки водного раствора полимера и обрабатывающего кислотного раствора выявило увеличение геометрических размеров фильтрационного канала. Снижение фазовой проницаемости для модельного пластового газа связано с продвижением

Таблица 4

Результаты исследования воздействия обрабатывающего кислотного раствора на породу пласта, в том числе на ФЕС пласта (модель 2)

Параметр	Цикл закачки обрабатывающего кислотного раствора			
	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4
Фазовая проницаемость образца для модельного газа (пласт. условия), мД	–	0,06	0,12	Образовался фильтрационный канал
Объем закачанного обрабатывающего кислотного раствора, см ³	1,235	1,235	1,235	1,235
Закачанный объем пор, д.ед.	0,50	0,50	0,50	0,50
Объемная скорость закачки, см ³ /мин	0,10	0,25	0,25	0,25
Репрессия на пласт, МПа	0,27	0,28	0,33	0,80
Пористость, %	–	–	–	14,82
Потеря массы, г	–	–	–	1,36

Таблица 5

Результаты исследования воздействия водного раствора полимера и обрабатывающего кислотного раствора на ФЭС породы пласта (составная модель из образцов 2, 4)

Параметр	Цикл поочередной закачки водного раствора полимера и кислотного обрабатывающего раствора			
	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4
Фазовая проницаемость модели для модельного газа (пласт. условия), мД	–	–	–	0,04
Объем закачанного водного раствора полимера, см ³	1,45	1,4	1,4	0,7
Закачанный объем пор водного раствора полимера, д.ед.	0,3	0,29	0,29	0,145
Объемная скорость закачки водного раствора полимера, см ³ /мин	0,25–0,1	0,2	0,1	0,1
Репрессия на пласт, МПа	0,22	1,0	1,0	0,9
Время стабилизации давления на входе в модель пласта после закачки водного раствора, мин	35	100	105	175
Давление после стабилизации на входе в модель пласта после закачки водного раствора, МПа	13,0	13,0	13,5	13,5
Объем закачанного обрабатывающего кислотного раствора, см ³	0,66	1,2	1,0	1,0
Закачанный объем пор обрабатывающего кислотного раствора, д.ед.	0,135	0,25	0,21	0,21
Объемная скорость закачки обрабатывающего кислотного раствора, см ³ /мин	0,2	0,2	0,1	0,1
Репрессия на пласт, МПа	0,21	0,24	0,15	0,30
Время стабилизации давления на входе в модель пласта после закачки кислотного раствора, мин	18	58	53	212
Давление после стабилизации на входе в модель пласта после закачки кислотного раствора, МПа	13,00	13,00	13,05	13,05
Потеря массы, г	–	–	–	3,52

продуктов реакции обрабатывающего кислотного раствора с породой продуктивного пласта и водного раствора полимера полисахаридного типа по длине модели пласта.

Пятая стадия работ. Исследование воздействия газированной кислотной эмульсии на углеводородной основе на модель пласта 3, загрязненную фильтратом бурового раствора, проводили в два этапа. В ходе приготовления углеводородной эмульсии в обрабатывающий кислотный раствор при перемешивании были введены углеводородная жидкость (стабильный конденсат), поверхностно-активные вещества, ингибиторы солеотложения, замедляющие скорость взаимодействия кислоты с породой и увеличивающие охват пласта воздействием. Устойчивость эмульсии при закачке в модель пласта достигалась газированием азотом.

На первом этапе закачку газированной кислотной эмульсии на углеводородной основе с объемной подачей на уровне 0,25 см³/мин в количестве 0,5 объема пор производили в направлении фильтрации бурового раствора; давление на входе превысило пластовое на 1,0 МПа. Томографические съемки поперечных и продольных сечений в образце по окончании закачки 0,5 объема пор газированной кислотной эмульсии на углеводородной основе выявили

формирование двух фильтрационных каналов одинакового сечения от входного торца образца на глубину приблизительно 7–8 мм, которые объединились в один фильтрационный канал сложной конфигурации, представленный на выходе двумя каналами. Одновременно сформировался третий фильтрационный канал меньшего сечения на глубину приблизительно 12 мм.

На втором этапе перед проведением испытания использовали модель пласта, составленную из двух образцов породы: за образцом 3 был установлен (после предварительной подготовки) образец 4. Такой методический прием позволил исследовать влияние углеводородной жидкости, входящей в состав кислотной эмульсии на углеводородной основе, на проницаемость породы при продвижении эмульсии вглубь пласта. Фазовая проницаемость составной модели пласта для модельного пластового газа оказалась равной 0,82 мД.

Через составную модель пласта произведены 10 циклов закачки газированной кислотной эмульсии суммарным объемом 4,43 объема пор (табл. 6). Закачка кислотной эмульсии на углеводородной основе в указанном количестве способствовала увеличению размеров ранее сформированных фильтрационных каналов (см. ранее этап 1), росту пористости

Таблица 6

Результаты исследования воздействия кислотной эмульсии на углеводородной основе на ФЕС продуктивного пласта (составная модель из образцов 3, 4)

Параметр	Цикл закачки кислотной эмульсии на углеводородной основе									
	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5	№ 6	№ 7	№ 8	№ 9	№ 10
Фазовая проницаемость образца для модельного газа (пласт. условия), мД	–	–	–	0,04	0,03	–	–	0,1	0,1	0,05
Закачанный объем пор кислотной эмульсии на углеводородной основе, д.ед.	0,25	0,49	0,74	0,86	1,23	1,43	1,55	2,67	3,45	4,43
Объемная скорость закачки кислотной эмульсии на углеводородной основе, см ³ /мин	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Репрессия на пласт, МПа	0,05	0,1	0,05	0,23	0,3	0,15	0,19	0,12	0,12	0,19
Время стабилизации давления на входе в модель пласта, мин	–	–	–	180	19	23	54	310	13	41
Давление после стабилизации на входе в модель пласта, МПа	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,1	13,0	13,0	13,0

образца 3 приблизительно на 30 %. У образца 4, наоборот, произошло снижение пористости на 11,7 %. Объем пор составной модели пласта увеличился на 6,7 %. Потеря массы образца 3 в процессе эксперимента составила 6,9 %, масса образца 4 увеличилась на 0,35 %. Превышение давления на входе в модель пласта по сравнению с пластовым в процессе закачки эмульсии варьировалось в интервале 0,05–0,19 МПа.

Результаты эксперимента свидетельствуют о загрязнении призабойной зоны скважины продуктами реакции взаимодействия газированной кислотной эмульсии на углеводородной основе с породой пласта в результате удерживания пористой средой продуктов реакции и части углеводородов, в том числе конденсата; фазовая проницаемость для модельного пластового газа резко снизилась. Насыщение ближайшей к скважине зоны пласта углеводородами может быть существенной, поскольку через эту зону прокачивается огромный объем

эмульсии в пересчете на объемы пор призабойной зоны.

Для увеличения проницаемости пласта, обработанного газированной кислотной эмульсией на углеводородной основе, необходимо дополнительно обрабатывать призабойную зону технологическими жидкостями для очистки ее от загрязняющих веществ. Например, перед фронтом кислотной эмульсии на углеводородной основе предварительно закачать технологическую жидкость (растворитель), которая при восстановлении притока углеводородов в скважину проэкстрагирует породу пласта и удалит загрязняющие вещества из призабойной зоны скважины.

Сравнительный анализ результатов воздействия загущенных кислотных растворов на ФЕС пласта при прочих равных условиях показал высокую эффективность раствора газированной кислотной эмульсии на углеводородной основе при интенсификации карбонатных пород продуктивных пластов.

Список литературы

1. Operating and instruction manual for relative permeability coreflooding system with data acquisition and control system. – Tulsa: Temco Inc., 1995.
2. Saner S. A review of computer tomography and petrophysical applications / S. Saner. – Salt Lake City, 1994.
3. 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: сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 1998. – С. 27–38.
4. Уилкинсон У.Л. Неньютоновские жидкости: пер. с англ. / У.Л. Уилкинсон. – М.: Мир, 1964. – 216 с.
5. Wang Y. The optimum injection rate for matrix acidizing of carbonate formations / Y. Wang, A.D. Hill, R.S. Schechter. – SPE 25578. – Houston, Texas: SPE, 1993.

Experimental assessment of effectiveness in respect to exposure of thickened acid baths to carbonate rocks of a productive layer aimed at intensification of hydrocarbon inflow

A.F. Sokolov^{1*}, S.G. Rassokhin¹, V.M. Troitskiy¹, A.V. Mizin¹, V.P. Vankov¹, A.Ye. Alemanov¹,
O.M. Monakhova¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Est. 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

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

Abstract. The paper presents results of tests aimed at studying changes in filtration properties of representative carbonate rock samples being affected by a polymer-based drilling fluid, an acid bath, an aqueous polymer solution used as a deflection system, a solution of a polymer-geled acid and an emulsified hydrocarbon-based acid. Performance of thickened acid solutions exposure to a reservoir rock spoiled with filtrate of a drilling fluid is estimated. Therefore essential changes in rock porosity and permeability are revealed and visualized. Dimensions of newly formed filtration channels are assessed quantitatively.

Keywords: carbonate rock, rock porosity and permeability, thickened acid bath, filtration channel, computer-aided tomography.

References

1. TEMCO INC. *Operating and instruction manual for relative permeability coreflooding system with data acquisition and control system*. Tulsa, 1995.
2. SANER, S. *A review of computer tomography and petrophysical applications*. Salt Lake City, 1994.
3. TER-SARKISOV, R.M., V.A. NIKOLAYEV, S.G. RASSOKHIN et al. Computer-based plants for multiphase filtration and their application at development of methods for rising of condensate recovery [Kompyuterizirovannyye ustanovki mnogofaznoy filtratsii i ikh primeneniye pri razrabotke metodov povysheniya kondensatootdachi]. In: *Rising hydrocarbon recovery of a stratum within a gas-condensate field* [Povysheniye uglevodorodootdachi plasta gazokondensatnykh mestorozhdeniy]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 1998, pp. 27–38. (Russ.).
4. WILKINSON, W.L. *Non-Newtonian fluids*. Translated from Engl. Moscow: Mir, 1964. (Russ.).
5. WANG, Y., A.D. HILL, R.S. SCHECHTER. *The optimum injection rate for matrix acidizing of carbonate formations*. SPE 25578. Houston, Texas: SPE, 1993.

УДК 536.22

Корреляция вязкости и теплопроводности n-тетрадекана в диапазоне температур от тройной точки до 700 К и при давлениях до 100 МПа

Б.А. Григорьев¹, И.С. Александров^{2*}, А.А. Герасимов²

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

² Калининградский государственный технический университет, Российская Федерация, 236022, г. Калининград, Советский просп., д. 1

* E-mail: alexandrov_kgrd@mail.ru

Ключевые слова:

вязкость, теплопроводность, плотность, температура, нормальные алканы.

Тезисы. Нормальный тетрадекан является компонентом природного газа и газовых конденсатов, а также входит в состав моторных топлив как моделирующий ингредиент. Кроме этого, указанный n-алкан используется при производстве синтетических жирных кислот, а также в других процессах. Широкое применение n-алканов в промышленности требует наличия достоверных данных об их теплофизических свойствах.

В статье приводятся уравнения, разработанные на основе надежных экспериментальных данных в переменных «температура – плотность» для расчета вязкости и теплопроводности n-тетрадекана и применимые в диапазоне температур от тройной точки до 700 К и при давлениях до 100 МПа. Для расчета плотности n-тетрадекана использовалось обобщенное фундаментальное уравнение состояния для n-алканов, составленное авторами ранее. Количество слагаемых в корреляционных уравнениях, а также коэффициенты и показатели степени определялись с использованием нелинейной оптимизационной процедуры. Подобный метод разработки уравнений для расчета коэффициентов переноса позволяет находить глобальный минимум оптимизируемого функционала при достаточно ограниченном наборе экспериментальных данных. Различными ограничениями, накладываемыми на поверхность состояния в виде неравенств при оптимизации формы уравнений, контролировались знаки производных вязкости и теплопроводности вдоль линии насыщения, а также вдоль различных изотерм.

Сравнение рассчитанных согласно полученным уравнениям значений вязкости и теплопроводности с имеющимися экспериментальными данными, а также соответствующие расчетные диаграммы состояния позволяют сделать вывод о хороших экстраполяционных возможностях предлагаемых уравнений. Уравнения корректно воспроизводят поверхность состояния и позволяют рассчитывать теплофизические свойства со средней относительной погрешностью (доверительная вероятность 0,95) $\pm 2\%$ для вязкости и $\pm 1,5\%$ для теплопроводности.

Нормальный тетрадекан является компонентом природного газа и газовых конденсатов, а также входит в состав моторных топлив как моделирующий ингредиент. Кроме этого, данный n-алкан используется при производстве синтетических жирных кислот, а также в других процессах. Широкое применение n-алканов в промышленности требует наличия достоверных данных об их теплофизических свойствах. Наряду с этим сведения о теплофизических свойствах чистых веществ и их растворов представляют и большой научный интерес.

Надежным источником достоверной информации, в частности, о вязкости и теплопроводности веществ в широкой области параметров состояния является эксперимент. Однако восполнить дефицит экспериментальной информации о теплофизических свойствах углеводородов на основе только опытных данных невозможно по причине ограниченности экспериментальных исследований из-за растущих трудовых и материальных затрат. Один из выходов заключается в развитии исследований, приводящих к созданию универсальных методов расчета теплофизических свойств технически важных углеводородов. Далее в статье представлены уравнения для расчета коэффициентов динамической вязкости и теплопроводности нормального тетрадекана.

Уравнение состояния

Ранее авторами разработано обобщенное фундаментальное уравнение состояния (ОФУС) для n-алканов [1], которое позволяет обрабатывать данные о коэффициентах переноса в переменных «температура – плотность» в диапазоне температур от тройной точки до 700 К и при давлениях до 100 МПа. ОФУС описывает безразмерную свободную энергию Гельмгольца $a(T, \rho)$ как функцию приведенной температуры τ и приведенной плотности δ :

$$\frac{a(T, \rho)}{RT} = \frac{a^0(T, \rho) + a^r(T, \rho)}{RT} = \alpha^0(\tau, \delta) + \alpha^r(\tau, \delta), \tag{1}$$

где $\alpha^0(\tau, \delta)$ – идеальная часть энергии Гельмгольца; $\alpha^r(\tau, \delta)$ – избыточная часть энергии Гельмгольца; $\delta = \rho/\rho_r$ и $\tau = T_r/T$ (ρ_r, T_r – опорные значения (параметры приведения) плотности ρ и абсолютной термодинамической температуры T соответственно, которые, как правило, принимают равными критическим параметрам вещества ρ_k, T_k); $R = 8,314472$ Дж/(моль·К) – универсальная газовая постоянная.

Идеальная часть определяется соотношением

$$\alpha^0(\tau, \delta) = \frac{h_r^0 \tau}{RT_k} - \frac{s_r^0}{R} - 1 + \ln \frac{\delta \tau_0}{\delta_0 \tau} - \frac{\tau}{R} \int_{\tau_0}^{\tau} \frac{c_p^0}{\tau^2} d\tau + \frac{1}{R} \int_{\tau_0}^{\tau} \frac{c_p^0}{\tau} d\tau, \tag{2}$$

где $\delta_0 = \rho_0/\rho_k$ – приведенная идеальноегазовая плотность при давлении $P_0 = 101325$ Па и температуре $T_0 = 298,15$ К (ρ_0 – плотность идеального газа при P_0 и T_0); $\tau_0 = T_k/T_0$; h_r^0 – идеальноегазовая энтальпия в опорной точке; s_r^0 – идеальноегазовая энтропия в опорной точке; c_p^0 – изобарная теплоемкость в состоянии идеального газа.

Для описания избыточной (конфигурационной) части использована оптимизированная функциональная форма уравнения, которая применялась для индивидуальных n-алканов [2]:

$$\alpha^r(\tau, \delta) = \sum_{i=1}^6 n_i \tau^i \delta^{d_i} + \sum_{i=7}^{14} n_i \tau^i \delta^{d_i} \exp(-\delta^{p_i}). \tag{3}$$

Коэффициенты n_i ОФУС определяются следующим соотношением:

$$n_i = c_{1i} + c_{2i} \omega + c_{3i} \omega^{c_{4i}}, \tag{4}$$

где ω – фактор ацентричности; c_{ji} – числовые коэффициенты [1].

Таблица 1

Показатели степени и коэффициенты уравнения состояния (3) для n-тетрадекана

i	n_i	t_i	d_i	p_i
1	0,1015886872329·10 ²	0,686	1	0
2	-0,2639116883937·10 ¹	1,034	1	0
3	-0,1033480014946·10 ²	0,858	1	0
4	0,3778149713779·10 ⁻¹	0,832	3	0
5	0,4687429219956·10 ⁻³	0,494	7	0
6	-0,2638191738943	1,120	2	0
7	0,1071597917722·10 ¹	1,163	1	1
8	0,1780471923058·10 ¹	2,474	1	1
9	0,3948412668300·10 ¹	1,138	2	1
10	0,4461840394200	0,778	5	1
11	-0,7975118551435	4,555	1	2
12	-0,8031915620998	1,147	1	2
13	-0,3155882260332	4,450	4	2
14	-0,2680280631700·10 ⁻¹	2,565	2	3

С учетом ранее представленных соотношений [1] критические свойства и фактор ацентричности n-тетрадекана составили: $\omega = 0,6555$; $\rho_k = 1,12092$ моль/л; $T_k = 692,36$ К; критическое давление $P_k = 1,599$ МПа. Коэффициенты и показатели степени уравнения (3) для n-тетрадекана представлены в табл. 1.

Уравнение вязкости n-тетрадекана

На базе теоретически обоснованного уравнения [3] предлагается новая корреляция, в которой коэффициент динамической вязкости чистого вещества η представлен в виде суммы вязкости разреженного газа и остаточной вязкости:

$$\eta(\rho, T) = \eta^0(T)[1 + B_\eta(T)\rho] + \Delta\eta(\rho, T), \tag{5}$$

где $\eta^0(T)$ – вязкость разреженного газа при нулевой плотности; $B_\eta(T)$ – второй вязкостный вириальный коэффициент; $\Delta\eta(\rho, T)$ – остаточная вязкость плотного флюида.

Вязкость $\eta^0(T)$, мкПа·с, определяется по уравнениям

$$\eta^0(T) = \frac{0,021357(MT)^{1/2}}{\sigma^2 s_\eta^*(T^*)}, \tag{6}$$

$$\ln s_\eta^* = \sum_{i=0}^2 a_i (\ln T^*)^i, \tag{7}$$

где M – масса киломоля, кг/кмоль; T, K ; σ – линейный масштабный параметр потенциала Леннарда – Джонса, нм; s_η^* – приведенный эффективный интеграл столкновений, аппрокси-

мированный уравнением (7); $T^* = k_B T / \varepsilon$ – приведенная температура (где ε/k_B – энергетический масштабный параметр потенциала Леннарда – Джонса, К). Масштабные параметры потенциала взаимодействия определялись методом Чанга с соавторами [4]:

$$\sigma = 0,0809V_k^{1/3} \text{ и } \varepsilon/k_B = T_k/1,2593, \quad (8)$$

где V_k – критический объем, см³/моль. Коэффициенты уравнения (7) определены по экспериментальным данным Люстерника, Жданова [5] (табл. 2).

При низкой плотности наблюдается линейная зависимость вязкости от плотности. Температурная зависимость учитывается вириальным коэффициентом $B_\eta(T)$, л·моль⁻¹, для которого используется теоретически обоснованная корреляция, полученная для леннард-джонсовского флюида [6]:

$$B_\eta(T) = N_A \sigma^3 B_\eta(T^*), \quad (9)$$

где $N_A = 6,0221415 \cdot 10^{23}$ моль⁻¹ – число Авогадро.

Для расчета температурной зависимости $B_\eta^*(T^*)$ в диапазоне приведенной температуры $0,5 \leq T^* \leq 100$ предлагается следующая корреляция (табл. 3) [9]:

$$B_\eta^*(T^*) = \sum_{j=0}^8 b_j (T^*)^j. \quad (10)$$

При повышенной плотности остаточная вязкость описывается слагаемым $\Delta\eta(\rho, T)$, которое представляет собой полином от двух пе-

ременных δ и τ (см. ранее формулу (1)), а также слагаемым, учитывающим функцию свободного объема. Методом пошагового регрессионного анализа получена оптимальная форма уравнения для расчета остаточной вязкости (табл. 4, 5):

$$\Delta\eta(\rho, T) = \sum_{j=2}^3 \sum_{k=1}^2 \alpha_{jk} \frac{\delta^j}{\tau^k} + c_1 \delta \left[\frac{1}{\delta_0 - \delta} - \frac{1}{\delta_0} \right]. \quad (11)$$

Функция δ_0 (см. табл. 5) описывается уравнением

$$\delta_0 = c_2 + c_3 \tau^{1/2} + c_4 \tau. \quad (12)$$

Таблица 4

Значения коэффициентов уравнения (11)

j	k	α_{jk}
2	1	$-0,21978480 \cdot 10^{-1}$
3	1	$-0,39273840 \cdot 10^{-2}$
2	2	$0,15606571 \cdot 10^{-1}$
3	2	$-0,66286401 \cdot 10^{-2}$

Таблица 5

Значения коэффициентов уравнения (12)

i	c_i
1	0,46933926
2	$0,246606 \cdot 10^1$
3	$0,240890 \cdot 10^1$
4	$-0,512910$

Результаты сравнения экспериментальных данных с расчетными согласно уравнению (5) представлены в табл. 6 и на рис. 1. На рис. 2 показана диаграмма «вязкость – температура», рассчитанная по уравнению (5).

Основу обрабатываемого массива составили экспериментальные данные Керамиди [11], полученные в жидкой фазе на капиллярном вискозиметре с погрешностью 1,5 %.

Уравнение теплопроводности н-тетрадекана

Для описания теплопроводности использовалась форма уравнения, предложенная Леммоном и Якобсеном [25]:

$$\lambda(\rho, T) = \lambda^0(T) + \lambda^{изб}(\delta, \tau) + \lambda^к(\delta, \tau), \quad (13)$$

где $\lambda^0(T)$ – теплопроводность разреженного газа при нулевой плотности; $\lambda^{изб}(\delta, \tau)$ – избыточная теплопроводность; $\lambda^к(\delta, \tau)$ – флуктуационная добавка, учитывающая критическую аномалию теплопроводности.

Таблица 2

Параметры уравнений (6) и (7) для расчета вязкости разреженного газа

a_0	a_1	a_2	σ , нм	ε/k_B , К
0,4217629	-0,6448924	0,09114596	0,77878	549,8

Таблица 3

Значения коэффициентов уравнения (10)

j	b_j	t_j
0	-19,572881	0,00
1	219,73999	-0,25
2	-1015,3226	-0,50
3	2471,0125	-0,75
4	-3375,1717	-1,00
5	2491,6597	-1,25
6	-787,26086	-1,50
7	14,085455	-2,50
8	-0,34664158	-5,50

Таблица 6

Результаты сравнения экспериментальных данных о вязкости n-тетрадекана с рассчитанными по уравнению (5) значениями: COO – среднее относительное отклонение

Год	Источник данных	Число точек	Диапазон параметров эксперимента		COO, %
			T, K	P, МПа	
1949	Гиллер [8]	10	279,15–293,15	0,101	0,732
1964	Голубев [9]	10	283,15–373,15	0,101	1,346
1968	Анонимус [10]	4	293,15–373,15	0,101	0,363
1972	Керамиди [11]	47	288,05–524,41	0,1–49,0	1,908
1973	Люстерник [5]	21	298,15–773,1	0,101	0,111
1986	Дуколомбиер [12]	28	293,15–373,074	0,1–100,0	1,754
1987	Вейкфилд [13]	3	318,15–338,15	0,101	0,555
1988	Вейкфилд [14]	4	303,15–308,15	0,101	0,657
1989	Кнапстад [15]	20	293–423,94	0,101	0,493
1990	Асфур [16]	3	293,15–298,15	0,101	0,405
1994	Аминабхави [17]	3	298,15–318,15	0,101	4,577
2002	Гарсия [18]	4	288,15–318,15	0,101	1,502
2003	Наяк [19]	3	298,15–308,15	0,101	3,283
2007	Хернадес-Галван [20]	40	313,2–393,2	0,69–60,0	3,218
2007	Кнозе [21]	7	283,15–313,15	0,101	0,869
2010	Занг [22]	4	293,15–313,15	0,101	1,074
2014	Лиу [23]	5	293,15–313,15	0,101	0,624
2017	Лунинг [24]	9	293,15–373,15	0,101	0,982

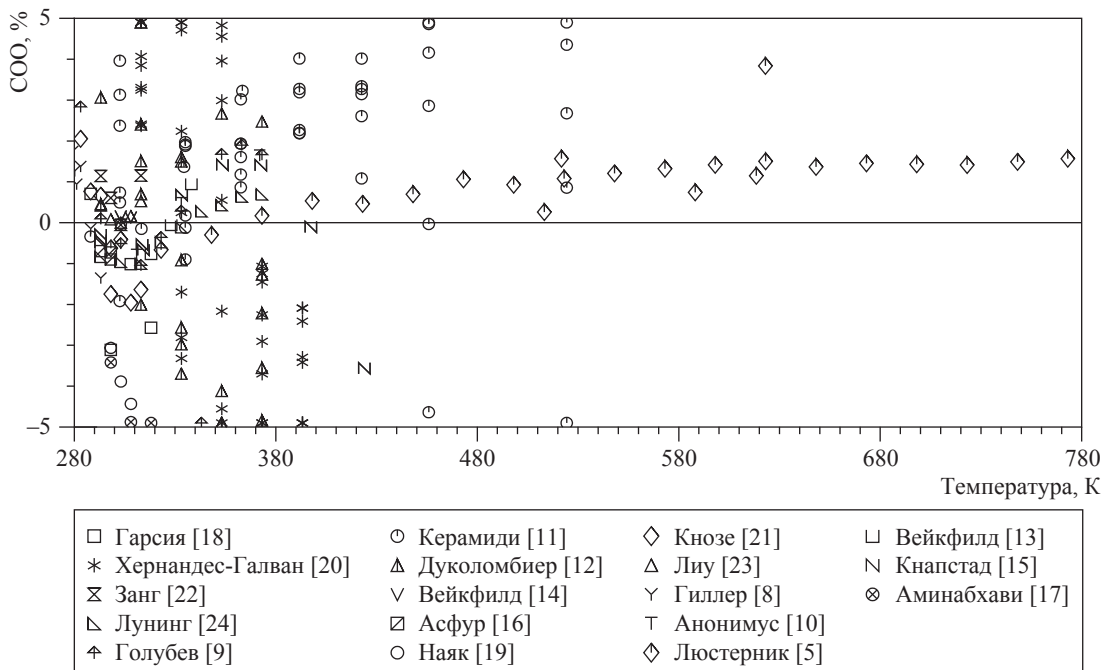


Рис. 1. Сравнение значений вязкости n-тетрадекана, рассчитанных по уравнению (5), с экспериментальными данными различных авторов

Теплопроводность разреженного газа Избыточная теплопроводность аппроксимирована уравнением

$$\lambda^0(T) = N_1 \left[\frac{\eta^0(T)}{1 \text{ мкПа} \cdot \text{с}} \right] + N_2 \tau^{\tau_2} + N_3 \tau^{\tau_3}, \quad (14)$$

$$\lambda^{\text{изб}}(\delta, \tau) = \sum_{i=4}^n N_i \tau^{\tau_i} \delta^{d_i} \exp(-\delta^{\delta_i}). \quad (15)$$

где $\eta^0(T)$ определяется из уравнений (6), (7).

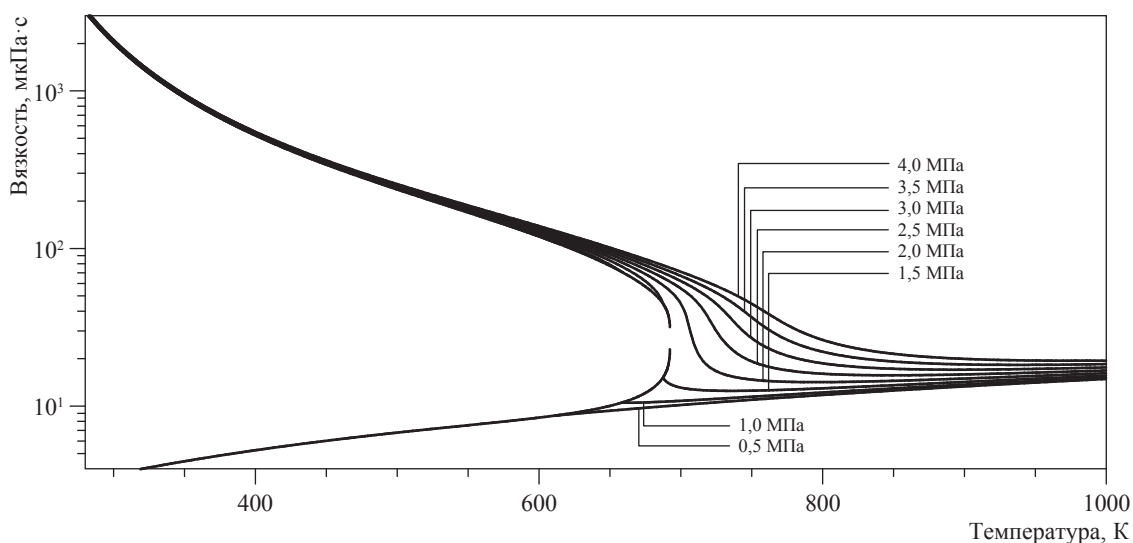


Рис. 2. Диаграмма состояния «вязкость – температура» для н-тетрадекана, рассчитанная по уравнению (5)

Коэффициенты и показатели степени (табл. 7) при температуре и плотности уравнений (14) и (15) подбирали методом случайного поиска с возвратом при неудачном шаге [25]. Данный метод позволяет находить глобальный минимум оптимизируемого функционала при достаточно ограниченном наборе экспериментальных данных. Применялся аддитивный критерий оптимальности – минимизируемый функционал, который образуется путем сложения выходных параметров, преобразованных в безразмерные слагаемые. Для этого вводятся нормирующие множители – весовые коэффициенты. Минимизируемый функционал содержит слагаемые, ответственные за точность аппроксимации экспериментальных данных, а также ограничения, накладываемые в виде неравенств. Ограничения позволяют контролировать знаки производных вдоль различных изолиний и обеспечивают «физиче-

скую» форму поверхности состояния, тем самым улучшая экстраполяционные возможности уравнения. При разработке уравнения контролировались знаки производных вязкости вдоль линии насыщения, а также вдоль различных изотерм.

Для описания критической аномалии теплопроводности Олхови и Зенгерс [26] разработали кроссоверное уравнение, применимое в широкой окрестности критической точки «жидкость – газ»:

$$\lambda^*(\delta, \tau) = \rho c_p \frac{k_B R_0 T}{6\pi \xi \eta(T, \rho)} (\tilde{\Omega} - \tilde{\Omega}_0), \quad (16)$$

где

$$\tilde{\Omega} = \frac{2}{\pi} \left[\left(\frac{c_p - c_v}{c_p} \right) \tan^{-1} \left(\frac{\xi}{q_D} \right) + \frac{c_v}{c_p} \left(\frac{\xi}{q_D} \right) \right]; \quad (17)$$

$$\tilde{\Omega}_0 = \frac{2}{\pi} \left\{ 1 - \exp \left[\frac{-1}{\left(\frac{\xi}{q_D} \right)^{-1} + \frac{1}{3} \left(\frac{\xi}{q_D} \right)^2 \frac{\rho_k}{\rho}} \right] \right\}. \quad (18)$$

Корреляционная длина ξ определяется как

$$\xi = \xi_0 \left[\frac{\tilde{\chi}(T, \rho) - \tilde{\chi}(T_r, \rho) \frac{T_r}{T}}{\Gamma} \right]^{v/\gamma}, \quad (19)$$

где

$$\tilde{\chi}(T, \rho) = \frac{P_k \rho}{\rho_k^2} \left(\frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_T. \quad (20)$$

Таблица 7

Коэффициенты и показатели степени уравнений (14) и (15)

i	N_i	t_i	d_i	l_i
1	41,21960126	–	–	–
2	–18,52869769	2,29329	–	–
3	23,16821773	2,20827	–	–
4	–0,527026601306·10	–1,23012	1	–
5	0,128232604026·10 ²	–0,22626	2	–
6	–0,456678504658·10 ^{–2}	–7,63129	2	1
7	–0,152781494425·10 ²	–5,06535	7	2
8	0,328024415218·10 ²	–5,19051	6	2

Таблица 8

Сравнение экспериментальных данных о теплопроводности n-тетрадекана с рассчитанными по уравнению (13) значениями

Год	Источник	Число точек	Диапазон параметров эксперимента		COO, %
			T, К	P, МПа	
1957	Сакиадис [27]	7	316,46–348,12	0,101	1,497
1963	Мухамедзянов [28]	10	296,37–456,28	0,101	6,002
1967	Тарзиманов [29]	9	548,98–686,37	0,101	0,781
1970	Тарзиманов [30]	9	548,91–686,3	0,090	0,724
1972	Мустафаев [31]	247	307,79–677,65	0,1–49,0	0,834
1973	Мустафаев [32]	13	547,31–653,61	0,101	1,012
1974	Мустафаев [33]	16	547,31–677,6	0,101	1,149
1983	Каладо [34]	21	301,29–367,29	0,101	0,712
1985	Вада [35]	5	284,25–362,63	0,101	1,251
1990	Тарзиманов [36]	20	300–520	5–50	3,974
1992	Богатов [37]	60	302,68–457,23	0,1–49,13	1,089

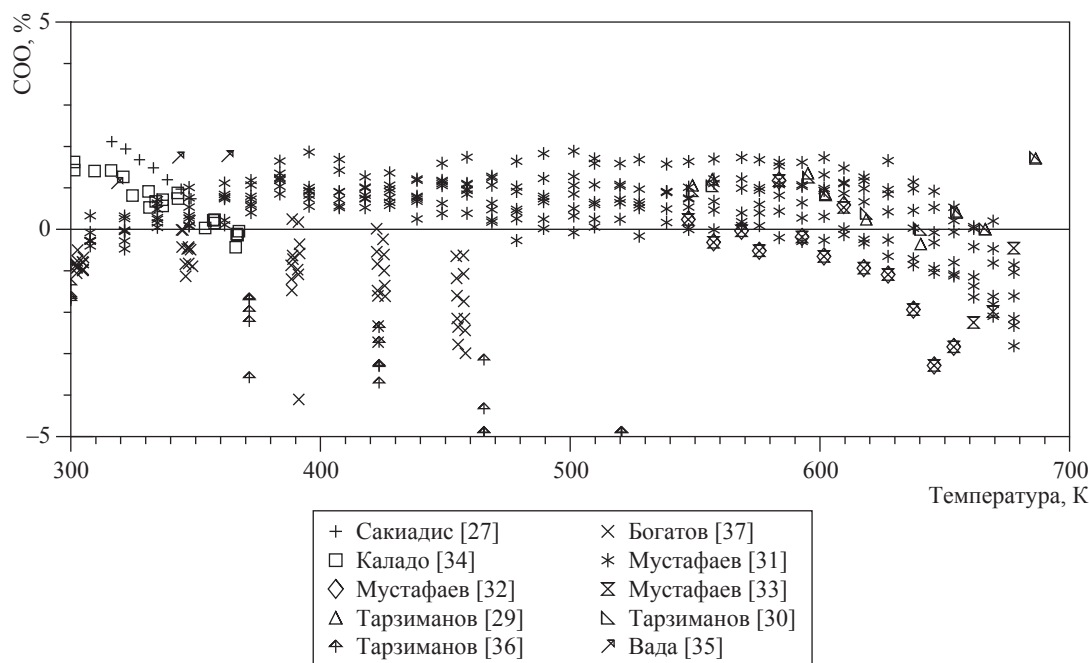


Рис. 3. Сравнение значений теплопроводности n-тетрадекана, рассчитанных по уравнению (13), с экспериментальными данными различных авторов

В уравнениях (16)–(20): $R_0 = 1,03$ – универсальная амплитуда; $\nu = 0,63$, $\gamma = 1,239$ – критические индексы; температура в опорной точке $T_r = 1,5T_k$; параметр обрезания $q_D = 0,708$ нм; параметры, принятые как константы, $\xi_0 = 0,194$ нм и $\Gamma = 0,0496$. Изобарная c_p и изохорная c_V теплоемкости, а также частная производная от плотности по давлению в уравнении (20) определялись по уравнению состояния (1). Поскольку теплопроводность n-тетрадекана не исследована в критической области, то расчет критической аномалии носит оценочный характер и слагае-

мое λ^* в уравнении (13) может не учитываться при расчете теплопроводности вдали – за пределами критической области.

Результаты сравнения экспериментальных данных с расчетами по уравнению (13) представлены в табл. 8 и на рис. 3. На рис. 4 показана диаграмма «теплопроводность – температура» для n-тетрадекана, рассчитанная по уравнению (13). Широкодиапазонные измерения коэффициента теплопроводности n-тетрадекана выполнены Богатовым [37]. В жидкой фазе при температурах до 457 К измерения проводились

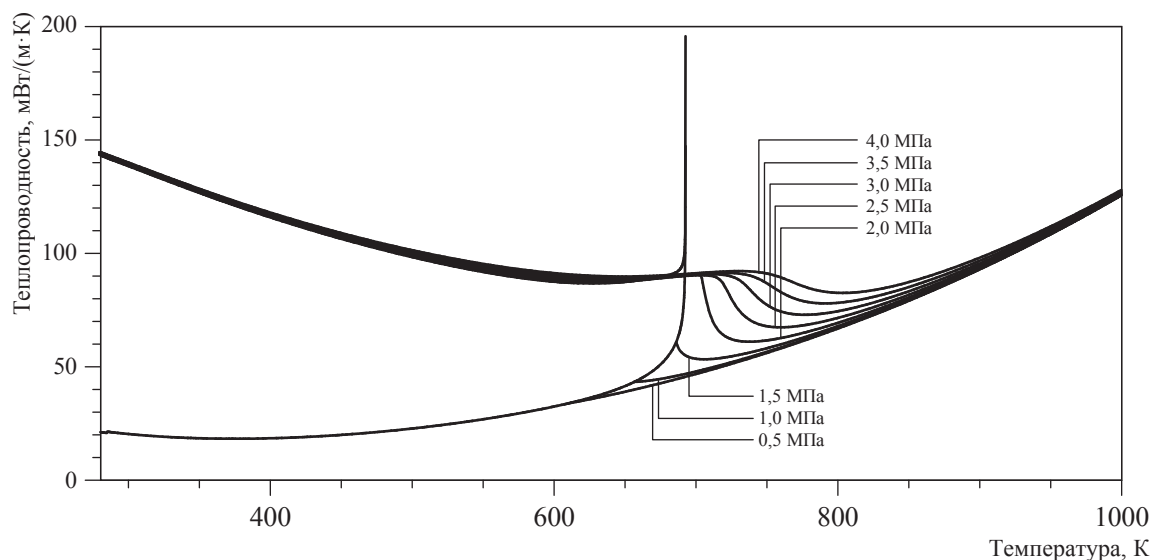


Рис. 4. Диаграмма состояния «теплопроводность – температура» для *n*-тетрадекана, рассчитанная по уравнению (13)

на установке, реализующей стационарный метод нагретой проволоки. Вероятная погрешность отдельного измерения теплопроводности, по оценке автора [37], не превышает 1,5 %. В работе Мустафаева [31] использовался метод монотонного разогрева. Погрешность данных оценивается величиной $\pm 2,0$ %. Данные остальных авторов, представленных в табл. 8, использовались для оценки точности разработанного уравнения.

Таким образом, в результате обработки имеющихся экспериментальных данных получены интерполяционные уравнения, описывающие коэффициент динамической вязкости и коэффициент теплопроводности *n*-тетрадекана в диапазоне температур от тройной точки до 700 К при давлениях до 100 МПа с вероятной относительной погрешностью (доверительная вероятность 0,95) ± 2 % для вязкости и $\pm 1,5$ % для теплопроводности соответственно.

Список литературы

1. Aleksandrov I. Generalized fundamental equation of state for the normal alkanes (C_5-C_{50}) / I. Aleksandrov, A. Gerasimov, B. Grigoryev // *Int. J. Thermophys.* – 2013. – V. 34. – P. 1865–1905.
2. Sun L. Universal equation of state for engineering application: algorithm and application / L. Sun, J.E. Ely // *Fluid Phase Equilibria.* – 2004. – V. 222–223. – P. 107–118.
3. Huber M.L. Transport properties of *n*-dodecane / M.L. Huber, A. Laesecke, R. Perkins // *Energy & Fuels.* – 2004. – V. 18. – P. 968–975.
4. Chung T.H. Generalized multiparameter correlation for nonpolar and polar fluid transport properties / T.H. Chung, L. Ajlan, L.L. Lee et al. // *Ind. Eng. Chem. Res.* – 1988. – V. 27. – P. 671–679.
5. Люстерник В.Е. Вязкость углеводородов метанового, этиленового и ацетиленового ряда в газовой фазе / В.Е. Люстерник, А.Г. Жданов // *Теплофизические свойства веществ и материалов.* – М.: Изд-во стандартов, 1973. – Вып. 3. – С. 95–114.
6. Reinwater J.C. Second viscosity and thermal-conductivity virial coefficients of gases: extension to low reduced temperature / J.C. Reinwater, D.G. Friend // *Phys. Rev.* – 1987. – V. A36. – P. 4062–4066.
7. Vogel E. Reference correlation of the viscosity of propane / E. Vogel, C. Küchenmeister, E. Bich et al. // *J. Phys. Chem. Ref. Data.* – 1998. – V. 27. – P. 947–970.
8. Giller E.B. Viscosity of normal paraffins near the freezing point / E.B. Giller, H.G. Drickamer // *Ind. Eng. Chem.* – 1949. – V. 41. – P. 2067.
9. Голубев И.Ф. Вязкость предельных углеводородов / И.Ф. Голубев, Н.А. Агаев. – Баку: Азернешр, 1964. – 161 с.

10. Anonymous R. Properties of hydrocarbon of high molecular weight / R. Anonymous // *Am. Pet. Inst. Res. Proj.* 42. – Pennsylvania: PSU, 1968.
11. Керамиди А.С. Экспериментальное исследование динамической вязкости жидких парафиновых углеводородов и нефтепродуктов: дис. ... канд. тех. наук / А.С. Керамиди; Одесский технологический институт холодильной промышленности. – Одесса, 1972.
12. Ducoulombier D. Pressure (1–1000 bars) and temperature (20–100 degree C) dependence of the viscosity of liquid hydrocarbons / D. Ducoulombier, H. Zhou, C. Boned et al. // *J. Phys. Chem.* – 1986. – V. 90. – P. 1692.
13. Wakefield D.L. Viscosities of nonelectrolyte liquid mixtures. Pt. I: N-hexadecane + n-octane / D.L. Wakefield, K.N. Marsh // *Int. J. Thermophys.* – 1987. – V. 8. – P. 649–662.
14. Wakefield D.L. Viscosities of nonelectrolyte liquid mixtures. Pt. III: Selected binary and quaternary mixtures / D.L. Wakefield // *Int. J. Thermophys.* – 1988. – V. 9. – P. 365–381.
15. Knapstad B. Viscosity of pure hydrocarbons / B. Knapstad, P.A. Skjolsvik, H.A. Oye // *J. Chem. Eng. Data.* – 1989. – V. 34. – P. 37–43.
16. Asfour A.A. Kinematic viscosity-composition data for eight binary systems containing toluene or ethylbenzene and C₈–C₁₆ n-alkanes at 293.15 and 298.15 K / A.A. Asfour, M.H. Siddique // *J. Chem. Eng. Data.* – 1990. – V. 35. – P. 199.
17. Aminabhavi T.M. Densities, viscosities, refractive indices, and speeds of sound of the binary mixtures of bis(2-methoxyethyl)ether with nonane, decane, dodecane, tetradecane, and hexadecane at 298.15, 308.15, and 318.15 K / T.M. Aminabhavi, B. Gopalkrishna // *J. Chem. Eng. Data.* – 1994. – V. 39. – P. 529–534.
18. Garcia B. Thermophysical behavior of methylbenzoate + n-alkanes mixed solvents. Application of cubic equations of state and viscosity models / B. Garcia, R. Alcalde, S. Aparicio et al. // *Ind. Eng. Chem. Res.* – 2002. – V. 41. – P. 4399–4408.
19. Nayak J.N. Density, viscosity, refractive index, and speed of sound in the binary mixtures of tri-n-butylamine + triethylamine + tetrahydrofuran + tetradecane + tetrachloroethylene + pyridine, or + trichloroethylene at (298.15, 303.15, and 308.15) K / J.N. Nayak, M.I. Aralaguppi, U.S. Toti et al. // *J. Chem. Eng. Data.* – 2003. – V. 48. – P. 1483–1488.
20. Hernandez-Galvan M.A. Liquid viscosities of benzene, n-tetradecane, and benzene + n-tetradecane from 313 to 393 K and pressures up to 60 MPa: experiment and modeling / M.A. Hernandez-Galvan, F. Garcia-Sanchez, R. Macias-Salinas // *Fluid Phase Equilibria.* – 2007. – V. 262. – P. 51–60.
21. Knothe G. Kinematic viscosity of biodiesel components (fatty acid alkyl esters) and related compounds at low temperatures / G. Knothe, K.R. Steidley // *Fuel.* – 2007. – V. 86. – P. 2560–2567.
22. Zhang L. Densities and viscosities of binary mixtures of exo-tetrahydrodicyclopentadiene with n-undecane or n-tetradecane at T = (293.15 to 313.15) K / L. Zhang, Y. Guo, H. We et al. // *J. Chem. Eng. Data.* – 2010. – V. 55. – P. 4108–4113.
23. Liu H. Excess molar volumes and viscosities of binary systems of butylcyclohexane with n-alkanes (C₇ to C₁₄) at T = 293.15 K to 313.15 K / H. Liu, L. Zhu // *Chem. Eng. Data.* – 2014. – V. 59. – P. 369–375.
24. Luning Prak D. Density, viscosity, speed of sound, bulk modulus, surface tension, and flash point of binary mixtures of butylbenzene + linear alkanes (n-decane, n-dodecane, n-tetradecane, n-hexadecane, or n-heptadecane) at 0.1 MPa / D. Luning Prak, B. Lee, J. Cowart et al. // *J. Chem. Eng. Data.* – 2017. – V. 62. – P. 169–187.
25. Lemmon E.W. Viscosity and thermal conductivity equations for nitrogen, oxygen, argon, and air / E.W. Lemmon, R.T. Jacobsen // *Int. Jour. of Thermophysics.* – 2004. – V. 25. – № 1. – P. 21–69.
26. Olchowy G.A. A simplified representation for the thermal conductivity of fluids in the critical region / G.A. Olchowy, J.V.A. Sengers // *Int. J. Thermophys.* – 1989. – V. 10. – P. 417–426.
27. Sakiadis B.C.C. Studies of thermal conductivity of liquids: Pt. III / B.C.C. Sakiadis, J. Coates // *AIChE J.* – 1957. – V. 3. – P. 121.
28. Мухамедзянов Г.К., Усманов А.Г., Тарзиманов А.А. // *Известия вузов. Нефть и газ.* – 1963. – № 6. – С. 75–79.
29. Тарзиманов А.А. Экспериментальное исследование теплопроводности паров нормальных углеводородов при температурах до 40 °С / А.А. Тарзиманов, В.Е. Маширов // *Теплоэнергетика.* – 1967. – № 12. – С. 67–69.
30. Тарзиманов А.А. Экспериментальное определение коэффициента теплопроводности паров n-алканов, спиртов и кислот / А.А. Тарзиманов, В.Е. Маширов // *Теплофизические свойства веществ и материалов.* – 1970. – Вып. 2. – С. 183–193.
31. Мустафаев Р.А. // *Известия вузов. Нефть и газ.* – 1972. – № 15. – С. 20–32.
32. Мустафаев Р.А. // *Известия вузов. Нефть и газ.* – 1973. – № 16. – С. 71–74.

33. Мустафаев Р.А. Экспериментальное исследование теплопроводности углеводородов в жидкой и паровой фазах / Р.А. Мустафаев // ТВТ. – 1974. – № 12. – С. 883–887.
34. Calado J.C.G. Thermal conductivity of five hydrocarbons along the saturation line / J.C.G. Calado, J.M.N.A. Fareleira, C.A. Nieto de Castro // *Int. J. Thermophys.* – 1983. – V. 4. – P. 193–208.
35. Wada Y. Measurements and correlation of the thermal conductivity of liquid n-paraffin hydrocarbons and their binary and ternary mixtures / Y. Wada, Y. Nagasaka, A. Nagashima // *Int. J. Thermophys.* – 1985. – V. 6. – P. 251–265.
36. Тарзиманов А.А. Теплопроводность жидких n-алканов и 1-алкенов, не искаженная радиационным переносом энергии / А.А. Тарзиманов, Р.А. Шарафутдинов, Ф.Р. Габитов // *Инженерно-физический журнал.* – 1990. – № 59. – С. 662–667.
37. Богатов Г.Ф. Теплопроводность индивидуальных углеводородов и нефтепродуктов в жидком состоянии: дис. ... д-ра тех. наук: 01.04.14 – Теплофизика и молекулярная физика / Г.Ф. Богатов. – Грозный: ГНИ, 1992. – 424 с.

Correlation of viscosity and thermal conductivity of n-tetradecane over a temperature range from the triple point to 700 K with pressures up to 100 MPa

B.A. Grigoryev¹, I.S. Aleksandrov^{2*}, A.A. Gerasimov²

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Est. 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

² Kaliningrad State Technical University, Bld. 1, Sovetskiy prospekt, Kaliningrad, 236022, Russian Federation

* E-mail: alexandrov_kgrd@mail.ru

Abstract. The normal tetradecane is a component of natural gas and gas condensates, and a part of motor fuels acting there as a modeling ingredient. Additionally, this substance is used in production of synthetic fatty acids, as well as in other processes. The widespread use of n-alkanes in industry requires a reliable data on their thermophysical properties.

The paper reveals equations of viscosity and thermal conductivity of n-tetradecane, which were developed in the “temperature–density” variables on the basis of the reliable experimental data. The suggested equations are applicable over a temperature range from the triple point to 700 K and at pressures up to 100 MPa. For density calculation the generalized fundamental equation of state for n-alkanes developed by the authors earlier was used. The coefficients, exponents and the number of terms in the correlating equations are determined using a non-linear optimization procedure. An applied method allows for finding the global minimum of the optimized functional for a limited set of experimental data. During the fitting of the equations, the signs of viscosity and thermal conductivity derivatives along the saturation line and different isotherms were monitored. This was realized by applying various constraints that were imposed on the state surface in the form of inequalities during the optimization procedure.

The paper presents results of comparison with available experimental data, as well as state diagrams calculated on the basis of mentioned equations. The diagrams show good extrapolation behavior of the suggested equations and correctness in reproduction of the state surface. Estimated uncertainties calculated using the new equation do not exceed 2 % in respect to viscosity, and 1,5 % regarding thermal conductivity.

Keywords: viscosity, thermal conductivity, density, temperature, normal alkanes.

References

1. ALEKSANDROV, I., A. GERASIMOV, B. GRIGORYEV. Generalized fundamental equation of state for the normal alkanes (C₅–C₅₀). *Int. J. Thermophys.* 2013, vol. 34, pp. 1865–1905. ISSN 0195-928X.
2. SUN, L. and J.E. ELY. Universal equation of state for engineering application: algorithm and application. *Fluid Phase Equilibria*. 2004, vol. 222–223, pp. 107–118. ISSN 0378-3812.
3. HUBER, M.L., A. LAESECKE, and R. PERKINS. Transport properties of n-dodecane. *Energy & Fuels*, 2004, vol. 18, pp. 968–975. ISSN 0887-0624.
4. CHUNG, T.H., L. AJLAN, L.L. LEE et al. Generalized multiparameter correlation for nonpolar and polar fluid transport properties. *Ind. Eng. Chem. Res.* 1988, vol. 27, pp. 671–679. ISSN 0888-5885.
5. LYUSTERNIK, V.Ye. and A.G. ZHDANOV. Viscosity of hydrocarbons within methane, ethylene and acetylene families being in gas phase [Vyazkost uglevodorodov metanovogo, etilenovogo i atsetilenovogo ryada v gazovoy faze]. *Teplofizicheskiye svoystva veshchestv i materialov*. Moscow: Izdatelstvo standartov, 1973, iss. 3, pp. 95–114. (Russ.).

6. REINWATER, J.C. and D.G. FRIEND. Second viscosity and thermal-conductivity virial coefficients of gases: Extension to low reduced temperature. *Phys. Rev.* 1987, vol. A36, pp. 4062–4066. ISSN 1050-2947.
7. VOGEL, E., C. KÜCHENMAISTER, E. BICH et al. Reference correlation of the viscosity of propane. *J. Phys. Chem. Ref. Data.* 1998, vol. 27, pp. 947–970. ISSN 1529-7845.
8. GILLER, E.B. and H.G. DRICKAMER. Viscosity of normal paraffins near the freezing point. *Ind. Eng. Chem.* 1949, vol. 41, pp. 2067. ISSN 0888-5885.
9. GOLUBEV, I.F. and N.A. AGAYEV. *Viscosity of saturates* [Vyazkost predelnykh uglevodorodov]. Baku: Azerneshr, 1964. (Russ.).
10. ANONYMOUS, R. Properties of hydrocarbon of high molecular weight. In: *Am. Pet. Inst. Res. Proj. 42.* Pennsylvania: PSU, 1968.
11. KERAMIDI, A.S. *Experimental research of dynamic viscosity of liquid paraffins and petroleum products* [Eksperimentalnoye issledovaniye dinamicheskoy vyazkosti zhidkikh parafinovykh uglevodorodov i nefteproduktov]. Cand. of Sci. (Eng.) thesis. Odessa technological institute for refrigeration industry, 1972. (Russ.).
12. DUCOULOMBIER, D., H. ZHOU, C. BONED et al. Pressure (1–1000 bars) and temperature (20–100 degree C) dependence of the viscosity of liquid hydrocarbons. *J. Phys. Chem.* 1986, vol. 90, pp. 1692. ISSN 1089-5639.
13. WAKEFIELD, D.L. and K.N. MARSH. Viscosities of nonelectrolyte liquid mixtures. Pt. I: N-hexadecane + n-octane. *Int. J. Thermophys.* 1987, vol. 8, pp. 649–662. ISSN 0195-928X.
14. WAKEFIELD, D.L. Viscosities of nonelectrolyte liquid mixtures. Pt. III: Selected binary and quaternary mixtures. *Int. J. Thermophys.* 1988, vol. 9, pp. P. 365–381. ISSN 0195-928X
15. KNAPSTAD, B., P.A. SKJOLSVIK, H.A. OYE. Viscosity of pure hydrocarbons. *J. Chem. Eng. Data.* 1989, vol. 34, pp. 37–43. ISSN 0021-9568.
16. ASFOUR, A.A. and M.H. SIDDIQUE. Kinematic viscosity-composition data for eight binary systems containing toluene or ethylbenzene and C₈–C₁₆ n-alkanes at 293.15 and 298.15 K. *J. Chem. Eng. Data.* 1990, vol. 35, pp. 199. ISSN 0021-9568.
17. AMINABHAVI, T.M. and B. GOPALKRISHNA. Densities, viscosities, refractive indices, and speeds of sound of the binary mixtures of bis(2-methoxyethyl)ether with nonane, decane, dodecane, tetradecane, and hexadecane at 298.15, 308.15, and 318.15 K. *J. Chem. Eng. Data.* 1994, vol. 39, pp. 529–534. ISSN 0021-9568.
18. GARCIA, B., R. ALCALDE, S. APARICIO et al. Thermophysical behavior of methylbenzoate + n-alkanes mixed solvents. Application of cubic equations of state and viscosity models. *Ind. Eng. Chem. Res.* 2002, vol. 41, pp. 4399–4408. ISSN 1520-5045.
19. NAYAK, J.N., M.I. ARALAGUPPI, U.S. TOTI et al. Density, viscosity, refractive index, and speed of sound in the binary mixtures of tri-n-butylamine + triethylamine + tetrahydrofuran + tetradecane + tetrachloroethylene + pyridine, or + trichloroethylene at (298.15, 303.15, and 308.15) K. *J. Chem. Eng. Data.* 2003, vol. 48, pp. 1483–1488. ISSN 0021-9568.
20. HERNANDEZ-GALVAN, M.A., F. GARCIA-SANCHEZ, R. MACIAS-SALINAS. Liquid viscosities of benzene, n-tetradecane, and benzene + n-tetradecane from 313 to 393 K and pressures up to 60 MPa: experiment and modeling. *Fluid Phase Equilibria.* 2007, vol. 262, pp. 51–60. ISSN 0378-3812.
21. KNOTHE, G. and K.R. STEIDLEY. Kinematic viscosity of biodiesel components (fatty acid alkyl esters) and related compounds at low temperatures. *Fuel.* 2007, vol. 86, pp. 2560–2567. ISSN 0016-2361.
22. ZHANG, L., GUO, H. WE et al. Densities and viscosities of binary mixtures of exo-tetrahydrodicyclopentadiene with n-undecane or n-tetradecane at T = (293.15 to 313.15) K. *J. Chem. Eng. Data.* 2010, vol. 55, pp. 4108–4113. ISSN 0021-9568.
23. LIU, H. and L. ZHU. Excess molar volumes and viscosities of binary systems of butylcyclohexane with n-alkanes (C₇ to C₁₄) at T = 293.15 K to 313.15 K. *J. Chem. Eng. Data.* 2014, vol. 59, pp. 369–375. ISSN 0021-9568.
24. LUNING PRAK, D., B. LEE, J. COWART et al. Density, viscosity, speed of sound, bulk modulus, surface tension, and flash point of binary mixtures of butylbenzene + linear alkanes (n-decane, n-dodecane, n-tetradecane, n-hexadecane, or n-heptadecane) at 0.1 MPa. *J. Chem. Eng. Data.* 2017, vol. 62, pp. 169–187. ISSN 0021-9568.
25. LEMMON, E.W. and R.T. JACOBSEN. Viscosity and thermal conductivity equations for nitrogen, oxygen, argon, and air. *Int. Jour. of Thermophys.* 2004, vol. 25, no. 1, pp. 21–69. ISSN 0195-928X.
26. OLCHOWY, G.A. and J.V.A. SENGERS. A simplified representation for the thermal conductivity of fluids in the critical region. *Int. J. Thermophys.* 1989, vol. 10, pp. 417–426. ISSN 0195-928X.
27. SAKIADIS, B.C.C. and J. COATES. Studies of thermal conductivity of liquids: Pt. III. *AIChE J.* 1957, vol. 3, pp. 121. ISSN 0001-1541.
28. MUKHAMEDZYANOV, G.K., A.G. USMANOV, A.A. TARZIMANOV. *Izvestiya vuzov. Neft i gaz.* 1963, no. 6, pp. 75–79. ISSN 0445-0108. (Russ.).
29. TARZIMANOV, A.A. and V.Ye. MASHIROV. Experimental study of heat conductivity of n-hydrocarbons' vapors at temperatures up to 40°C [Eksperimentalnoye issledovaniye parov normalnykh uglevodorodov pri temperaturakh do 40 °C]. *Teploenergetika.* 1967, no. 12, pp. 67–69. ISSN 0040-3636. (Russ.).

30. TARZIMANOV, A.A. and V.Ye. MASHIROV. Test determination of heat-conductivity factor for n-alkane, spirit and acid vapors [Eksperimentalnoye opredeleniye koeffitsienta teploprovodnosti parvo n-alkanov, spirtov i kislot]. *Teplofizicheskiye svoystva veshchestv i materialov*. 1970, iss. 2, pp. 183–193. (Russ.).
31. MUSTAFAYEV, R.A. *Izvestiya vuzov. Neft i gaz*. 1972, no. 15, pp. 20–32. ISSN 0445-0108. (Russ.).
32. MUSTAFAYEV, R.A. *Izvestiya vuzov. Neft i gaz*. 1973, no. 16, pp. 71–74. ISSN 0445-0108. (Russ.).
33. MUSTAFAYEV, R.A. Experimental study of heat conductivity for hydrocarbons in fluidal and vapor states [Eksperimentalnoye issledovaniye teploprovodnosti uglevodorodov v zhidkoy i parovoy fazakh]. *Teplofizika vysokikh temperatur*. 1974, no. 12, pp. 883–887. ISSN 0040-3644. (Russ.).
34. CALADO, J.C.G., J.M.N.A. FARELEIRA, C.A. NIETO DE CASTRO. Thermal conductivity of five hydrocarbons along the saturation line. *Int. J. Thermophys.* 1983, vol. 4, pp. 193–208. ISSN 0195-928X.
35. WADA, Y., Y. NAGASAKA, A. NAGASHIMA. Measurements and correlation of the thermal conductivity of liquid n-paraffin hydrocarbons and their binary and ternary mixtures. *Int. J. Thermophys.* 1985, vol. 6, pp. 251–265. ISSN 0195-928X.
36. TARZIMANOV, A.A., R.A. SHARAFUTDINOV, F.R. GABITOV. Heat conductivity of liquid n-alkanes and 1-alkens doesn't distorted by radiative energy transfer [Teploprovodnost zhidkikh n-alkanov i 1-alkenov, ne iskazhennaya radiatsionnym perenosom energii]. *Inzhenerno-fizicheskiy zhurnal*. 1990, no. 59, pp. 662–667. ISSN 0021-0285. (Russ.).
37. BOGATOV, G.F. *Heat conductivity of individual hydrocarbons and petroleum products in liquid state* [Teploprovodnost individualnykh uglevodorodov i nefteproduktov v zhidkom sostoyanii]. Dr. of Sci. (Eng.) thesis. Groznyy Petroleum Institute, 1992. (Russ.).

УДК [622.031:553.98]:621.386.8

Изменения структуры порового пространства коллекторов талахского горизонта при переходе от атмосферных условий к пластовым

В.С. Жуков^{1*}, В.В. Моторыгин¹, Ю.Г. Пименов², А.А. Абросимов²

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

² РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина (национальный исследовательский университет), Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, к. 1

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

Аннотация. Образцы коллектора талахского горизонта вендского возраста Восточной Сибири были исследованы методом рентгеномографии с использованием рентгеновского томографа SkyScan 1172. Также определены значения пористости и скорости распространения упругих продольных и поперечных волн при моделировании пластовых условий на установке ПУМА-650.

В процессе освоения и разработки залежей углеводородов, особенно истощенных, возникает потребность определять характер влияния различных видов пористости (межзерновой и трещинной) на структуру порового пространства. Так, проведено сопоставление величины межзерновой и трещинной пористости горных пород по данным о скоростях упругих продольных волн и данным обработки результатов рентгеновской томографии. Отмечены уменьшение количества и емкости пор большого диаметра и рост числа и емкости пор малого диаметра, происходящие при росте эффективного давления. Причина в том, что крупные поры дробятся и за счет смыкания узких мест появляются более мелкие поры. Показано качественное соответствие значений трещинной пористости и емкости пор коэффициенту формы, не превышающему 0,3. Оценено влияние эффективного напряжения на изменение межзерновой и трещинной пористости при переходе от пластовых к атмосферным условиям. Результаты исследований могут быть использованы как при подсчете запасов, так и при подготовке проектов разработки месторождений. Использование рентгеновской микротомографии и анализ зависимости пористости и скоростей продольных упругих волн от эффективного напряжения позволили показать трансформацию структуры порового пространства и оценить изменения как межзерновой, так и трещинной пористости исследованных горных пород.

Ключевые слова: пористость, пластовые условия, рентгеновская микротомография, структура порового пространства, трещинная пористость, межзерновая пористость, скорости упругих волн.

Пористость считается наиболее важным параметром горных пород как при подсчете запасов, так и при подготовке проекта разработки месторождений углеводородов. Межзерновые поры типичны для терригенных коллекторов. Трещинные полости характерны для пород любого генезиса, подвергшихся значительным тектоническим напряжениям и длительным геологическим процессам. Каверны и пустоты выщелачивания типичны для большинства карбонатных пород [1]. Для нефтегазовой отрасли актуальной проблемой является определение открытой пористости и, в частности, оценка в ней доли трещинной емкости. Программы гидродинамического моделирования процессов разработки месторождений предусматривают наличие данных о трещинной пористости, представляя общую пористость (K_n) как сумму двух компонент: межзерновой и трещинной емкости. Далее показаны результаты исследования изменений структуры емкостного/порового пространства (межзерновой и трещинной пористости).

Объект исследований. Исследованы образцы коллектора талахского горизонта вендского возраста Восточной Сибири, представленные мелко-, средне- и крупнозернистыми слоистыми песчаниками. Открытая пористость в атмосферных условиях составляла 4,5–12,1 %, газопроницаемость изменялась от 1,6 до 19,1 мД. Структура порового пространства образцов в атмосферных условиях была исследована прямым неразрушающим методом рентгеномографии (РТ) в системах 2D и 3D с использованием рентгеновского томографа SkyScan 1172. На этих же образцах горных пород проводились определения пористости, скорости распространения упругих

продольных и поперечных волн при моделировании пластовых условий на установке ПУМА-650.

Параметры трещинной пористости, выявляемой при таком подходе, определяются условиями проведения исследований. Характерный размер (и длина, и диаметр) исследуемых цилиндрических образцов составлял 30 мм, и длина одиночных трещин ориентировочно не может превышать 15 мм, так как при большей длине трещины образец длиной 30 мм неминуемо разрушится. Отношение раскрытия трещины к ее длине обычно не превышает 0,001. Таким образом, оценка максимального раскрытия трещин, выявляемых по этой методике, не превышает 15 мкм при длине не более 15 мм.

Результаты исследований. Исследование структуры порового пространства на рентгено-томографе SkyScan показало, что в изученных образцах песчаников максимальные размеры пор, формирующих их емкость, достигают значений 563,5 (обр. № 522), 5360,6 (обр. № 574), 8613,6 (обр. № 527) мкм, которые не превышают 15 мм, т.е. оценки максимальной длины трещин. Минимальный размер пор оценивается в границах 8,9–10 мкм.

Ориентация пор изменяется в широком диапазоне: от 2,24° до 179,5° к оси цилиндрических образцов (горизонталь рентгеновских томограмм ориентировали параллельно слоистости песчаников), т.е. представлены поры

и трещины, вытянутые практически во всех направлениях. Другая немаловажная характеристика порового пространства – это коэффициент формы поры K_{ϕ} , представляющий отношение длин ее короткой и длинной осей: для изометричных пор (сфер) K_{ϕ} будет приближаться к 0,8–1, а для щелевидных (трещин) – стремиться к минимальным значениям 0–0,2. Обусловлено это тем, что трещины, как известно, имеют вытянутую форму. Коэффициент формы пор исследованных образцов изменялся от 0,8 до 0,1, т.е. поровое пространство содержит как изометричные, так и вытянутые поры.

Особенности структуры порового пространства образцов отражаются в распределении пор по форме и ориентации. Например, для обр. № 522 характерен $K_{\phi} = 0,4–0,7$. В то же время для продолговатых пор этого образца характерна ориентация, близкая к 90°, т.е. они вытянуты в направлении, перпендикулярном оси образца.

В отличие от обр. № 522 величина K_{ϕ} обр. № 527 (рис. 1) и № 574 достигает и меньших значений (0,1), которые более характерны для трещин. В этих образцах ориентация пор матрицы, имеющих K_{ϕ} от 0,8 до 0,3, изменяется в широких пределах от одного-двух до 179 градусов (см. рис. 1а). Это может говорить о хаотичности распределения вытянутости пор, которое сформировалось в течение длительного (600 млн лет) геологического периода начиная с вендского возраста и заканчивая настоящим

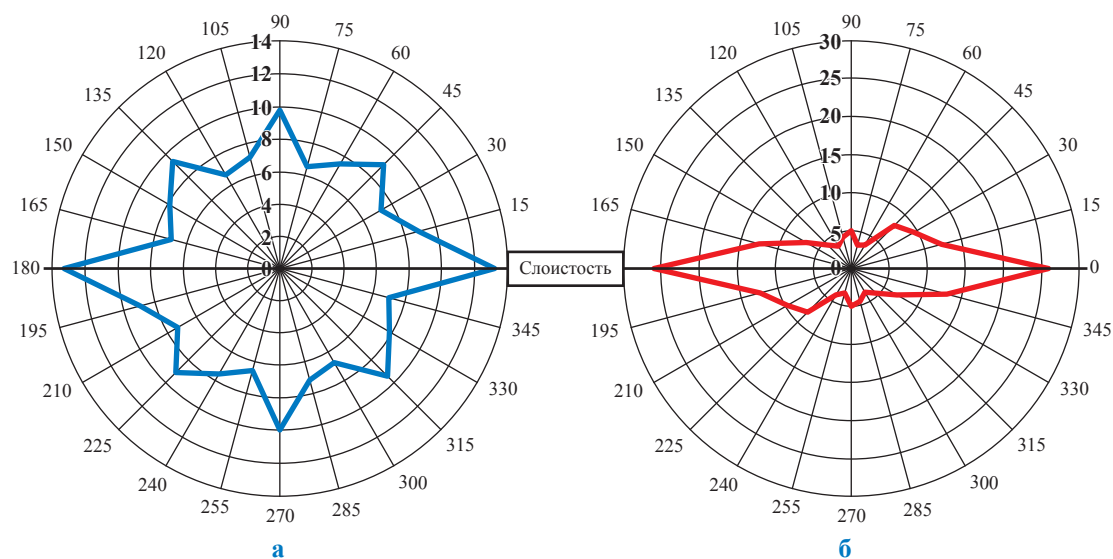


Рис. 1. Ориентация пор в образце № 527, град.:

а – матрица ($K_n = 7,55\%$, $K_{\phi} = 0,4–1,0$); б – трещины ($K_n = 1,15\%$, $K_{\phi} = 0,1–0,3$):
цифры полужирного начертания – количество трещин, ориентированных вдоль азимутальных направлений

временем. В то же время трещины ориентированы преимущественно по наслоению (см. рис. 16) и характеризуются вытянутыми порами/полостями с $K_{\phi} = 0,1-0,3$.

Практические потребности учета изменений, сопровождающих процессы разработки месторождений углеводородов в режиме истощения или при снижении пластового давления, вызывают необходимость прогнозировать

изменение структуры порового пространства – числа и размеров пор – с увеличением эффективного давления. Исходным материалом для выработки такого подхода послужили результаты лабораторных исследований на образцах горных пород при увеличении эффективного давления, которые были сопоставлены с результатами рентгеномографических исследований этих же образцов.

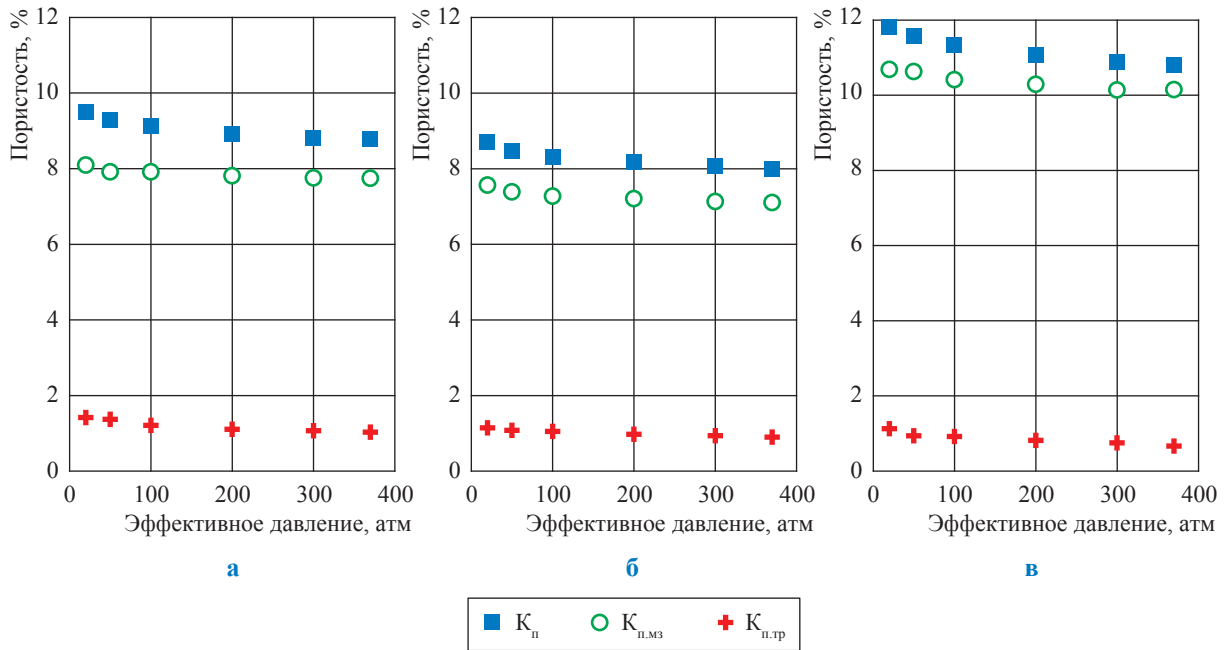


Рис. 2. Изменение $K_{п}$ и двух ее составляющих ($K_{п.мз}$ и $K_{п.тр}$) с ростом эффективного давления на образцах: а – № 522; б – № 527; в – № 574

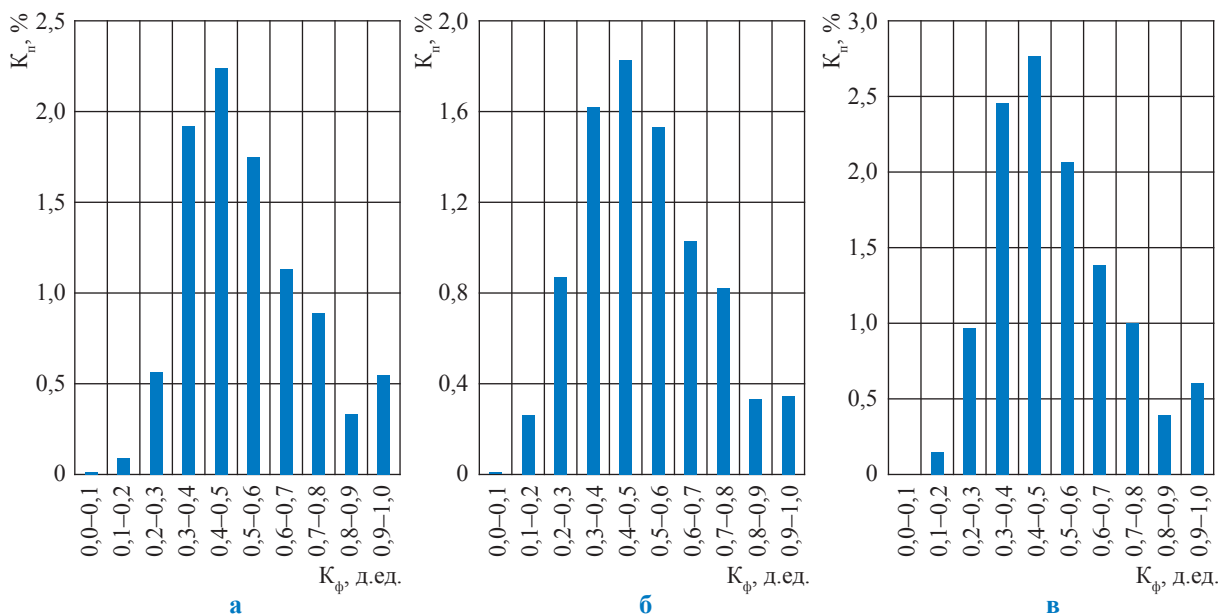


Рис. 3. Емкость пор разной формы: а – обр. № 522 ($K_{п.тр}$, %: 0,96 по РТ и 1,42 по $V_{пр}$); б – обр. № 527 ($K_{п.тр}$, %: 1,15 по РТ и 1,14 по $V_{пр}$); в – обр. № 574 ($K_{п.тр}$, %: 1,13 по РТ и 1,12 по $V_{пр}$)

Известно, что при усилении всестороннего сжатия пород увеличиваются и скорости продольных волн [2–5]. Происходит это, во-первых, вследствие более плотной упаковки зерен в терригенных осадочных породах и, во-вторых, из-за закрытия части имеющихся трещин. Эти предпосылки обусловили выбор скорости продольных волн в породе с «нулевой пористостью», определяемой при моделировании пластовых условий. По данным о величине пористости и скорости продольной волны в этих образцах были определены и величины двух компонент пористости – межзерновой и трещинной [6–9]. Так, с ростом эффективного напряжения снижается общая (открытая) пористость K_n и уменьшаются, но уже в разной

степени, обе ее компоненты – межзерновая $K_{н.мз}$ и трещинная $K_{н.тр}$ пористости (рис. 2).

Распределение $K_{ф}$ пор и соответствующей им емкости для исследованных образцов представлено на рис. 3. Видно, что значения пористости для вытянутых пор с коэффициентом формы менее 0,3 (0,96 %, 1,15 %, 1,13 %) довольно близки трещинной пористости образцов (1,42 %, 1,14 %, 1,12 %), определенной по данным о скорости продольной волны $V_{пр}$ (см. рис. 2). Полученные результаты показывают, что только трещинная пористость обр. № 522 несколько ниже.

Более внимательный анализ структуры порового пространства – с привлечением результатов анализа рентгеномтограмм (рис. 4) –

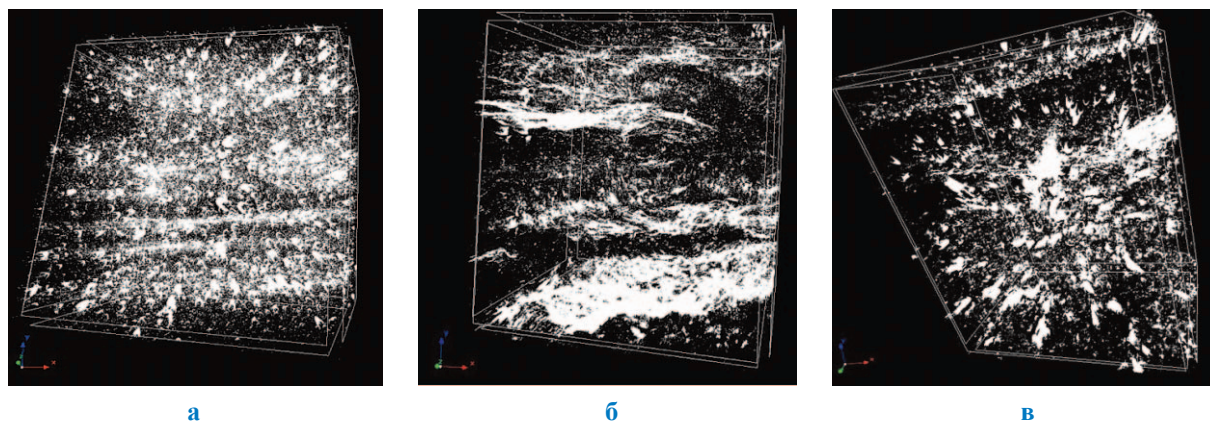


Рис. 4. Рентгеномтограммы объема порового пространства исследованных образцов (см. экспликацию к рис. 3)

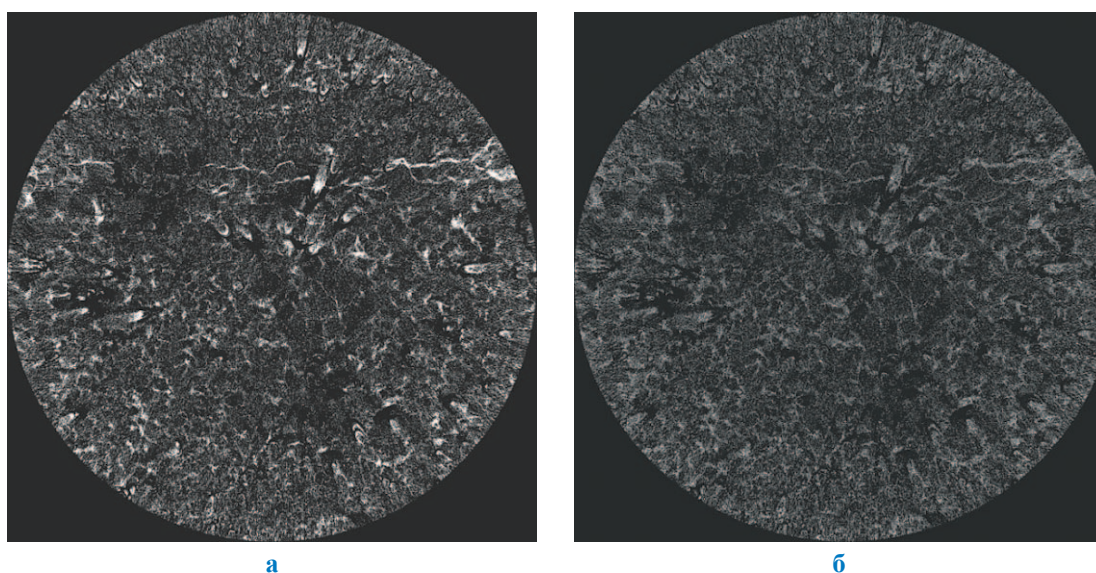


Рис. 5. Рентгеновские томограммы обр. № 574: а – полученная при атмосферных условиях ($K_n = 11,8$ %); б – рассчитанная для пластовых условий при эффективном давлении 370 атм ($K_n = 10,8$ %). Абсолютное снижение пористости $\Delta K_n = 1$ %

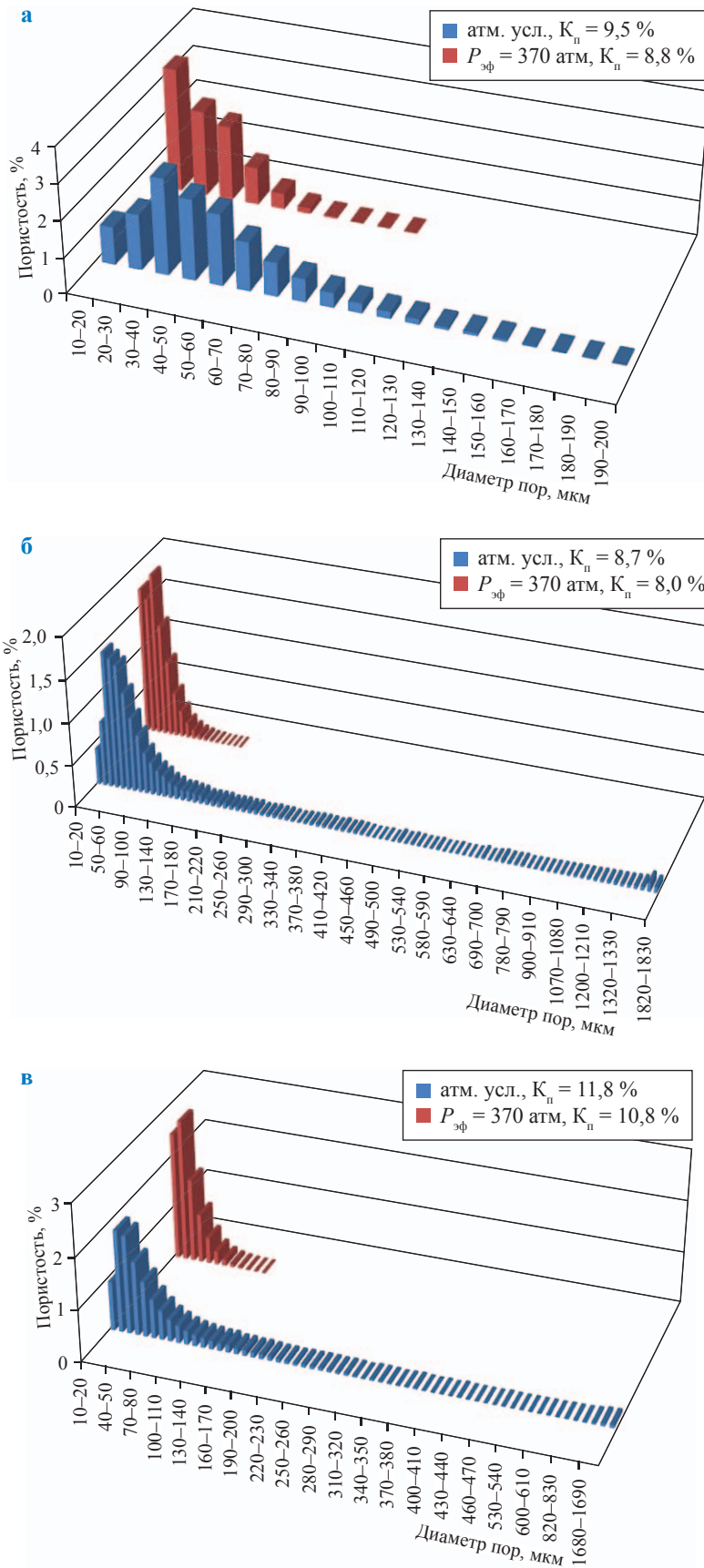


Рис. 6. Распределения пор в исследованных образцах (а – № 522; б – № 527; в – № 574) по размеру и емкости, полученные при атмосферных условиях и рассчитанные для пластовых условий при эффективном давлении 370 атм

показывает, что в обр. № 522 поры относительно равномерно заполняют все пространство. Но некоторые совокупности пор – светлые зоны, вытянутые по плоскости $Z-X$, возможно, не получили отражения в результатах расчета трещинной пористости по данным рентгеномографии. Такие сложнопостроенные вытянутые зоны пор повлияли на скорости упругих волн в образце, так как могли частично войти в емкость пор с K_{ϕ} 0,8–1,0, тем самым занизив величину емкости пор с K_{ϕ} не более 0,3. Следует обратить внимание и на то, что для продолговатых пор этого образца характерна ориентация, близкая к 90° , т.е. они вытянуты в направлении, перпендикулярном оси образца, что и вызвало снижение скорости продольных волн, а также привело к некоторому завышению величины трещинной пористости по сравнению с результатами рентгеномографических исследований.

Анализируя влияние структуры трещинной пористости на скорость продольных волн, можно отметить, что трещины, ориентированные субпараллельно или близко к направлению оси изучаемых цилиндрических образцов, будут оказывать минимальное влияние на снижение скорости. В этом случае продольная волна пройдет по скелету породы и не пересечет пространство между стенками трещин, заполненное пластовой жидкостью. А трещины, расположенные под другими углами, особенно – близкими к направлениям, перпендикулярным к оси образцов, окажут максимальное воздей-

ствие на скорости продольных упругих волн, так как путь прохождения продольной волны через жидкую (а не через твердую) фазу – пластовую жидкость – при этом будет максимальным.

В то же время на рентгеномограммах обр. № 527 и № 574 (см. рис. 4б, в) видны широкие светлые зоны повышенной пористости, которые пересекались упругими волнами и получили одинаковое отражение как в результатах обработки данных рентгеномографии, так и в результатах расчета трещинной пористости по данным о скоростях продольных волн. Для этих образцов совпадение значений трещинной пористости почти идеальное.

На рис. 5 приведены томограммы одного из образцов в атмосферных условиях, а также расчетные томограммы при давлении 37 МПа, отражающие процесс уменьшения объема или смыкания пор при эффективном напряжении с учетом результатов лабораторного моделирования пластовых условий.

Статистическая обработка томограмм позволила получить распределение пор по размеру и емкости как в атмосферных условиях, так и в условиях, моделирующих пластовые при эффективном давлении $P_{\text{эф}} = 370$ атм (рис. 6). Видно, что во всех трех образцах при переходе от атмосферных к пластовым условиям уменьшается количество и емкость пор большого диаметра и растут число и емкость пор малого диаметра. Этот процесс не означает полного закрытия крупных пор. Более вероятно, что поры

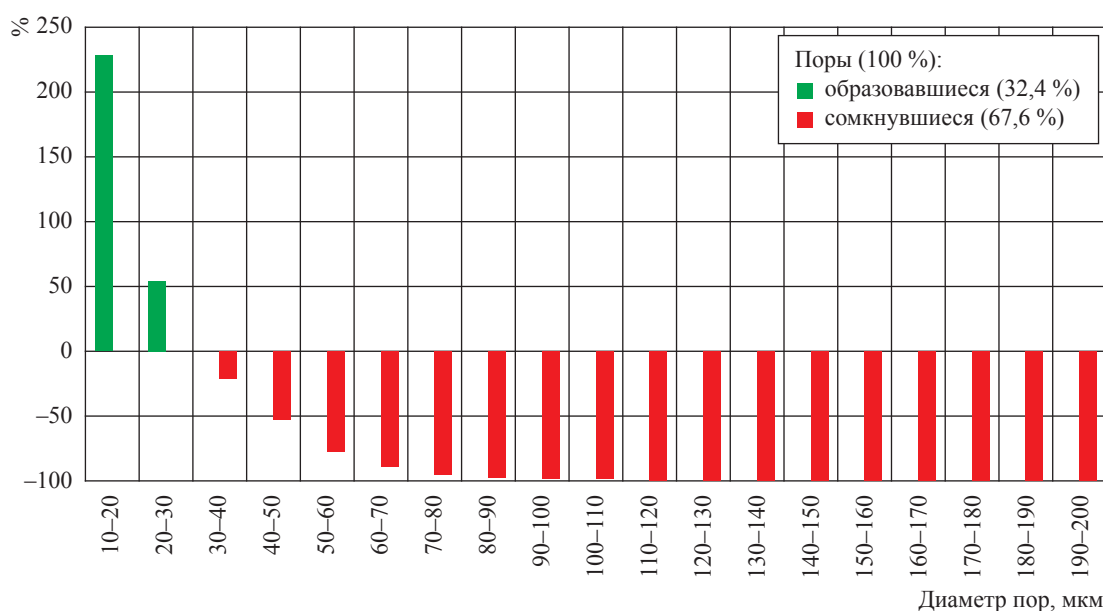
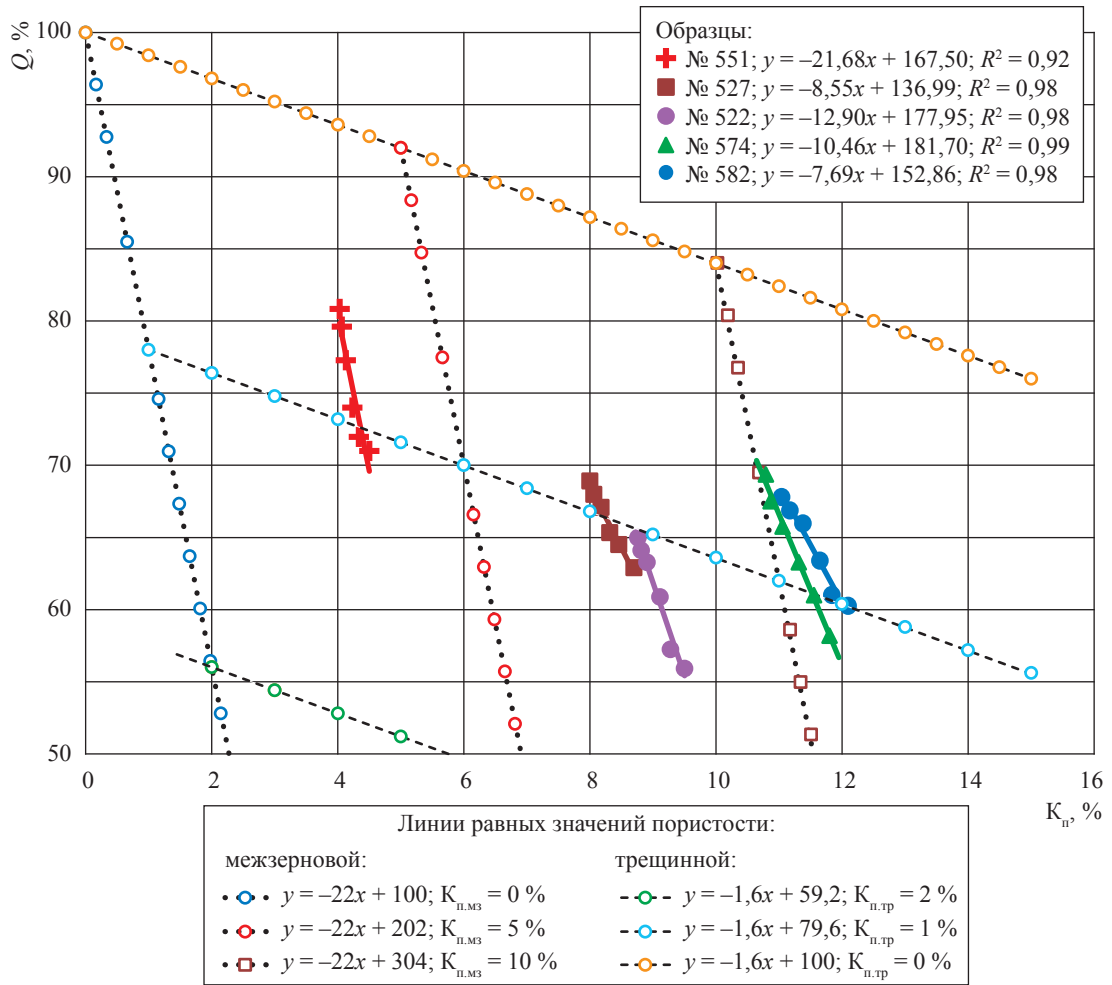
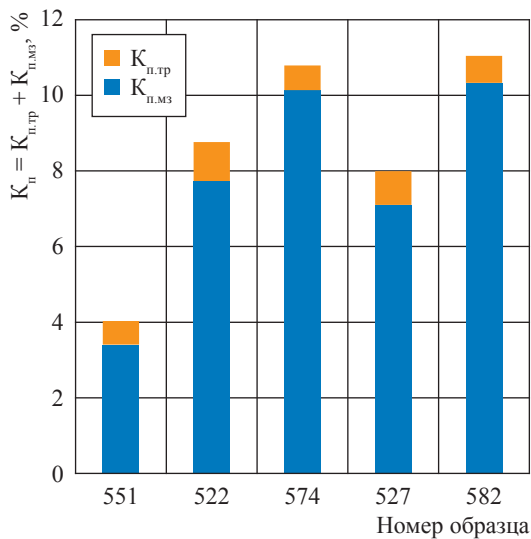


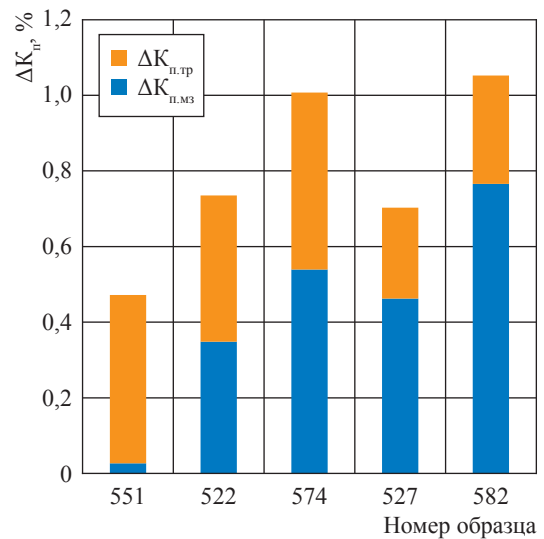
Рис. 7. Относительное распределение количества вновь образовавшихся и сомкнувшихся пор в зависимости от диаметра пор для обр. № 522



а



б



в

Рис. 8. Изменение структуры порового пространства исследованных образцов при переходе от атмосферных условий к пластовым условиям при $P_{эф} = 370$ атм: а – измерение добротности образцов при переходе от атмосферных условий к пластовым; б – пористость образцов, исследованных в условиях, моделирующих пластовые; в – измерение пористости образцов при переходе от атмосферных условий к условиям, моделирующим пластовые

несколько изменяют свою форму и за счет смыкания узких мест и появления новых пережимов крупные поры дробятся, в результате чего появляются новые более мелкие поры (рис. 7).

Для исследования изменений структуры порового пространства коллекторов талахского горизонта при переходе от атмосферных условий к пластовым можно использовать зависимость добротности от пористости [6–9]. В данном случае добротность (Q) – это отношение измеренной скорости продольной волны в образце ($V_{\text{пр.изм}}$) к ее скорости в минеральном скелете ($V_{\text{пр.ск}}$), которое характеризует интегральное воздействие пор и трещин на породу [6]:

$$Q = 100(V_{\text{пр.изм}} / V_{\text{пр.ск}}). \quad (1)$$

Согласно выражению (1) при 100%-ной добротности порода не имеет ни трещин, ни пор. Снижение добротности будет отражать наличие пористости ($K_{\text{п.мз}}$) и трещиноватости ($K_{\text{п.тр}}$) в породе. Влияние этих двух типов пористости, т.е. межзерновой пористости и трещинной пустотности, на скорости распространения упругих волн различно.

На рис. 8 приведены линии с разным наклоном, отражающие крайние состояния горных пород: в породе имеются только поры и в породе имеются только трещины. Реальные горные породы, для которых имеются сведения и о поровой, и о трещинной пористости, будут размещаться в области, ограниченной сверху линией уравнения (2) и слева линией уравнения (3):

$$Q = 1,6 K_{\text{п.мз}} + 100; \quad (2)$$

$$Q = 22,0 K_{\text{п.тр}} + 100. \quad (3)$$

В зависимости от значений $K_{\text{п}}$ и Q можно определить величины трещинной и поровой пористости, используя линии равной поровой пористости ($K_{\text{п.мз}} = 0,0 \dots 10,0 \%$) и равной трещинной пористости ($K_{\text{п.тр}} = 0,0 \dots 2,0 \%$).

С учетом предположения одновременно наличия пор и трещин в породе зависимость добротности от общей пористости выглядит следующим образом¹:

$$Q = 100 - 1,6 K_{\text{п.мз}} - 22 K_{\text{п.тр}}. \quad (4)$$

¹ Аналогичная зависимость приводится в работе «Распространение волн и границы раздела в породах» [6].

Изменения структуры порового пространства коллектора при переходе от атмосферных условий к пластовым можно представить в виде зависимости добротности от пористости. На рис. 8а приведены результаты исследований пяти образцов талахского горизонта. И так как коэффициент наклона линии изменения пористости образца № 551 равен $-21,68$ и наиболее близок к коэффициенту наклона линии изменения трещинной пористости ($-22,0$) то, очевидно, что наибольшие изменения трещинной пористости происходили в образце № 551. Также видно, что наименьшие изменения трещинной пористости отмечены в образце № 582, для которого коэффициент наклона линии зависимости добротности от пористости составляет $-7,69$. В случае изменения только межзерновой пористости эта величина составила бы $-1,6$. Построенные гистограммы отражают изменение пористости каждого из образцов и вклад каждого из видов пористости (межзерновой и трещинной) в это изменение (см. рис. 8б, в).

Выявлено, что при переходе горных пород от атмосферных к пластовым условиям отмечается уменьшение количества и емкости пор большого диаметра и рост числа и емкости пор малого диаметра. Обусловлено это тем, что крупные поры дробятся и за счет смыкания узких мест появляются более мелкие поры. Показано качественное соответствие значений $K_{\text{п.тр}}$ емкости пор при $K_{\text{ф}} \leq 0,3$. Оценено влияние эффективного напряжения при переходе от атмосферных к пластовым условиям на изменения межзерновой пористости и трещинной пустотности. Выявленные закономерности изменения пористости и двух ее компонент могут быть использованы как при подсчете запасов, так и при подготовке проектов разработки месторождений.

Список литературы

1. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – М.:ВНИГНИ; Тверь: НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 259 с.
2. Авчян Г.М. Петрофизика осадочных пород в глубинных условиях / Г.М. Авчян, А.А. Матвеев, З.Б. Стефанкевич. – М.: Недра, 1979. – 224 с.

3. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород / В.Н. Дахнов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1985. – 310 с.
4. Кузьмин Ю.О. Современная геодинамика и вариации физических свойств горных пород / Ю.О. Кузьмин, В.С. Жуков. – М.: Издательство МГГУ, 2004. – 262 с.
5. Рыжов А.Е. Динамика изменений физических свойств образцов продуктивных пород при разработке месторождений нефти и газа / А.Е. Рыжов, В.С. Жуков, О.В. Иселидзе и др. // Разработка месторождений углеводородов: сб. науч. тр. – М.: ВНИИГАЗ, 2008. – С. 154–168.
6. Туранк К. Распространение волн и границы раздела в породах / К. Туранк, Д. Фурментро, А. Денни // Механика горных пород применительно к проблемам разведки и добычи нефти: сб. / перевод с англ. и фр. под ред. В. Мори и Д. Фурментро. – М.: Мир, 1994. – С. 176–184.
7. Жуков В.С. Оценка трещиноватости коллекторов по скорости распространения упругих волн / В.С. Жуков // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.: сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 148–152. – (Вести газовой науки).
8. Жуков В.С. Оценка трещиноватости коллекторов по данным о скорости распространения продольной волны на примере одного из месторождений Восточной Сибири / В.С. Жуков, О.В. Иселидзе // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.: сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 153–157. – (Вести газовой науки).
9. Жуков В.С. Оценка трещиноватости коллекторов Оренбургского месторождения по данным о скорости распространения продольной волны / В.С. Жуков, О.В. Иселидзе // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. в 2 ч. / под ред. Б.А. Григорьева. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – Ч. 1. – С. 175–182.

Changes of porous space structure in reservoirs of Tala horizon at transition from atmospheric conditions to in-situ ones

V.S. Zhukov^{1*}, V.V. Motorygin¹, Yu.G. Pimenov², A.A. Abrosimov²

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Est. 15, Proyecktiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

² Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Bld. 65, Est. 1, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russian Federation

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

Abstract. Few Vendian samples of a Tala horizon reservoir from Eastern Siberia were studied using X-ray tomograph SkyScan 1172. Values of porosity and velocities of elastic longitudinal and transverse waves' propagation were measured during simulation of in-situ conditions in PUMA-650 setting.

In course of mastering and development of hydrocarbon deposits, especially the exhausted ones, there is necessity to distinct ways in which various types of porosity (namely, cracking and inter-grain porosities) affect a structure of a porous space. So, values of fracture and inter-grain porosities of rocks were compared according to data on velocities of elastic longitudinal waves, and results of X-ray tomography.

It is pointed out that when effective pressure grows, quantity and capacity of large-diameter pores decrease, and vice versa quantity and capacity of small-diameter pores increase. It is caused by fragmentation of large pores and closure of narrow places being a reason for origination of small pores. Qualitative conformity of cracking porosity and capacity with a form factor being less than 0,3 is demonstrated. The impact of effective stress to changes of inter-grain porosity at changing from in-situ to atmospheric conditions is estimated. Results of this research could be applied both for calculation of reserves, and for preparation of field-development projects. Application of X-ray microtomography and analysis of dependencies for porosity and velocities of longitudinal elastic waves subject to effective stress made it possible to show changes in the structure of porous space and to estimate varieties of inter-grain and fracture porosities of studied rocks.

Keywords: porosity, in-situ conditions, X-ray microtomography, structure of porous space, cracking porosity, inter-grain porosity, velocity of elastic waves.

References

1. PETERSILYE, V.I., V.I. POROSKUN, G.G. YATSENKO, eds. *Recommended practice of calculating geological reserves of petroleum and gas using volumetric method* [Metodicheskiye rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefli i gaza obemnym metodom]. Moscow: VNIGNI; Tver: Tvergeofizika, 2003. (Russ.).
2. AVCHAN, G.M., A.A. MATVEYENKO, Z.B. STEFANKEVICH. *Petrophysics of sedimentary rocks in subsurface conditions* [Petrofizika osadochnykh porod v glubinykh usloviyakh]. Moscow: Nedra, 1979. (Russ.).
3. DAKHNOV, V.N. *Geophysical methods for determination of reservoir properties and oil-and-gas saturation of rocks* [Geofizicheskiye metody opredeleniya kollektorskikh svoystv i nefregazonasyshcheniya gornykh porod]. 2d ed., revised and suppl. Moscow: Nedra, 1985. (Russ.).
4. KUZMIN, Yu.O. and V.S. ZHUKOV. *Recent geodynamics and physical properties variations of rocks* [Sovremennaya geodinamika i variatsii fizicheskikh svoystv gornykh porod]. Moscow: Moscow State University Publishers, 2004. (Russ.).
5. RYZHOV, A.Ye., V.S. ZHUKOV, O.V. ISELIDZE et al. Dynamics of changes in physical properties of productive rock samples at development of oil and gas fields [Dinamika izmeneniy fizicheskikh svoystv obraztsov produktivnykh porod pri razrabotke mestorozhdeniy nefli i gaza]. In: *Development of hydrocarbon fields* [Razrabotka mestorozhdeniy uglevodorodov]: collected papers. Moscow: VNIIGAZ, 2008, pp. 154–168. (Russ.).
6. TURANK, K., D. FOURMAINTRAUX, and A. DENIS. Wave propagation and discontinuities in the rocks. In: *Rock mechanics applied to the problems of oil prospecting and production*. Moscow: Mir, 1994, pp. 176–184. (Russ.) (Translation of: *Mecanique des roches appliquee aux problemes d'exploration de production petrolieres*, Bousens, 1993).
7. ZHUKOV, V.S. Estimation of reservoir fissuring by velocity of elastic wave transmission [Otsenka treshchinovatosti kollektorov po skorosti rasprostraneniya uprugikh voln]. In: *Vesti gazovoy nauki. Problems of resource support of gas-producing regions of Russia up to 2030* [Problemy resursnogo obespecheniya gazodobyvayushchikh rayonov Rossii do 2030 g.]: collected papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2012, pp. 148–152. (Russ.).
8. ZHUKOV, V.S. and O.V. ISELIDZE. Estimation of reservoir fissuring according to data on velocity of elastic wave transmission on example of a field located in Eastern Siberia [Otsenka treshchinovatosti kollektorov po dannym o skorosti rasprostraneniya prodolnoy volny na primere odnogo iz mestorozhdeniy Vostochnoy Sibiri]. In: *Vesti gazovoy nauki. Problems of resource support of gas-producing regions of Russia up to 2030* [Problemy resursnogo obespecheniya gazodobyvayushchikh rayonov Rossii do 2030 g.]: collected papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2012, pp. 153–157. (Russ.).
9. ZHUKOV, V.S. and O.V. ISELIDZE. Estimation of reservoir fissuring at Orenburgskoye field according to data on velocity of elastic wave transmission [Otsenka treshchinovatosti kollektorov Orenburgskogo mestorozhdeniya po dannym o skorosti rasprostraneniya prodolnoy volny]. In: *Actual issues of studying reservoir systems of hydrocarbon fields* [Aktualnyye voprosy issledovaniy plastovykh system mestorozhdeniy uglevodorodov]: collected papers in 2 pts. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2011, pt. 1, pp. 175–182. (Russ.).

УДК 533.735

Термодиффузия в бинарных газовых системах $\text{CH}_4\text{-CO}_2$ и $\text{H}_2\text{-N}_2$ при различных значениях термодинамических параметров

В.Р. Белалов^{1*}, А.Ф. Богатырёв¹, Е.Б. Григорьев², О.А. Макеенкова¹, А.Д. Козлов³

¹ Филиал ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «МЭИ» в г. Смоленске, Российская Федерация, 214013, г. Смоленск, Энергетический пр-д, д. 1

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

³ ФГУП «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы», Российская Федерация, 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

* E-mail: Tfs209@yandex.ru

Тезисы. При расчете тепломассообменных процессов в газовых смесях актуальна задача определения коэффициентов транспортных свойств газовых смесей при различных значениях термодинамических параметров. В статье экспериментально и расчетным путем исследуются термодиффузионные постоянные (ТДП) в двух газовых смесях $\text{CH}_4\text{-CO}_2$ и $\text{H}_2\text{-N}_2$ в интервале давлений 0,1–15,0 МПа при температурах холодной области 260–310 К, горячей – 400–800 К.

В системе $\text{CH}_4\text{-CO}_2$ зависимость ТДП от состава газовой смеси при всех температурах и давлениях является линейной. При этом с ростом давления наблюдается смена характера этой зависимости: при малых давлениях она растет с увеличением концентрации легкого компонента, а затем падает; с ростом давления зависимость меняет знак. ТДП системы газов $\text{H}_2\text{-N}_2$ во всем исследуемом интервале температур и давлений остается постоянной, но растет при увеличении концентрации водорода.

В работе также выполнен расчет ТДП по ранее предложенной полуэмпирической формуле. Для обеих смесей газов расчет и эксперимент согласуются в пределах ошибки эксперимента.

Для расчета тепломассообменных процессов применительно к технологиям добычи, транспорта и переработки природного газа необходимо знать транспортные свойства природных газов [1–3]. Чтобы рассчитать молекулярный массоперенос, необходимы данные о диффузионных и термодиффузионных характеристиках в широком диапазоне термодинамических параметров [4–6]. Очень часто диффузия и термодиффузия оказывают слабое влияние на процесс тепломассообмена, однако при определенных термодинамических параметрах, например при некоторых фазовых превращениях и осаждении различных материалов из газовой фазы, указанные процессы могут стать возмущающим фактором [4, 7, 8].

Ранее авторами экспериментально изучено термодиффузионное разделение в ряде бинарных газовых систем различного состава, входящих в природные газы [9, 10]. Исследование проведено в интервале давлений 0,1–6 МПа при различных температурах холодной и горячей областей газовой смеси.

Результаты эксперимента и теоретических расчетов

Далее предлагаются экспериментальные и теоретические результаты исследования зависимости термодиффузионных характеристик двух пар газов, а именно $\text{CH}_4\text{-CO}_2$ и $\text{H}_2\text{-N}_2$, от состава газовой смеси, температуры и давления (табл. 1).

Обычно для описания массопереноса в неизотермических условиях используют так называемую термодиффузионную постоянную (ТДП) $\alpha_{T_{ij}}$, которая, как показывает

Ключевые слова:

термодиффузионная постоянная, газ, бинарная смесь, давление, эксперимент, расчет.

Таблица 1

Результаты исследования термодиффузии в бинарных системах $\text{CH}_4\text{-CO}_2$ и $\text{H}_2\text{-N}_2$

Система газов	Интервал давлений p , МПа	Температура области газа, К		Интервал объемных долей легкого компонента	Число экспериментальных точек	Интервал отклонения экспериментальных данных от расчетных
		холодной (T_1)	горячей (T_2)			
$\text{CH}_4\text{-CO}_2$	0,1–6,0	280, 300, 310	400, 450, 500, 800	0,140–0,900	96	0–3,4
$\text{H}_2\text{-N}_2$	0,1–15,0	260, 300	400, 500	0,135–0,870	78	0–2,7

Таблица 2

Термодиффузионное разделение Δc_i и термодиффузионная постоянная $\bar{\alpha}_{T_{ij}}$ газовой системы $\text{CH}_4\text{-CO}_2$ при различных концентрациях, температурах холодной области и давлениях

Объемная доля легкого компонента	$\Delta c_i \cdot 10^2$			отклонение расчета от эксперимента, %	Результаты измерений $\bar{\alpha}_{T_{ij}}$
	эксперимент	расчет по формуле (4)			
$p = 0,1 \text{ МПа}, T_1 = 280 \text{ К}, T_2 = 500 \text{ К}$					
0,140	0,60	0,61	+1,6	0,099	
0,300	1,27	1,25	-1,6	0,104	
0,460	1,53	1,54	+1,3	0,106	
0,590	1,57	1,56	-0,6	0,112	
0,740	1,32	1,30	-1,5	0,118	
0,900	0,64	0,63	-1,6	0,121	
$p = 0,3 \text{ МПа}, T_1 = 280 \text{ К}, T_2 = 500 \text{ К}$					
0,140	1,10	1,08	-1,8	0,158	
0,300	1,82	1,84	+1,1	0,149	
0,460	2,10	2,13	+1,4	0,145	
0,590	2,02	2,03	+0,5	0,144	
0,740	1,57	1,59	+1,3	0,142	
0,900	0,72	0,73	+1,4	0,138	
$p = 0,3 \text{ МПа}, T_1 = 300 \text{ К}, T_2 = 500 \text{ К}$					
0,140	0,89	0,87	-2,2	0,144	
0,300	1,52	1,50	-1,3	0,142	
0,460	1,74	1,76	+1,1	0,140	
0,590	1,71	1,70	-0,6	0,138	
0,740	1,35	1,34	-0,7	0,137	
0,900	0,62	0,62	0,0	0,135	

опыт, более слабо зависит от температуры и состава разреженной смеси, чем термодиффузионное отношение k_T :

$$\alpha_{T_{12}} = \frac{D_{12}^T}{D_{12}c_1c_2} = \frac{k_T}{c_1c_2}, \quad (1)$$

где D_{12}^T – бинарный коэффициент термодиффузии; D_{12} – коэффициент взаимной диффузии; c_1 и c_2 – объемные доли соответственно компонентов 1 и 2 исходной газовой смеси.

Экспериментально значение ТДП вычисляется [7] по формуле

$$\bar{\alpha}_{T_{ij}} = \frac{\ln q_{ij}}{\ln(T_2/T_1)}, \quad (2)$$

где $q_{ij} = (c_i/c_j)^{T_1} / (c_i/c_j)^{T_2}$ – коэффициент разделения; $(c_i/c_j)^{T_1}$ и $(c_i/c_j)^{T_2}$ – отношения объемных долей компонентов в соответствующих областях газа.

Обычно ТДП находят с помощью так называемого двухколбового аппарата, который представляет собой две колбы объемами V_1 и V_2 , соединенные между собой трубкой, температуры которых T_1 и T_2 поддерживаются постоянными. Как было показано [11–14], при определенных значениях геометрического параметра $f = (V_1T_2)/(V_2T_1)$, а именно при $f = 1$, значение $\bar{\alpha}_{T_{ij}}$ можно вычислить через термодиффузионное разделение:

$$\bar{\alpha}_{T_{ij}} = \frac{\frac{\Delta c_i}{c_i} - \frac{\Delta c_j}{c_j}}{\ln \frac{T_2}{T_1}} = \frac{\Delta c_{ij}}{c_i c_j \ln \frac{T_2}{T_1}}, \quad (3)$$

где $\Delta c_{ij} = |\Delta c_i^{T_1}| = |\Delta c_j^{T_2}|$ – термодиффузионное разделение в бинарной смеси газов; c_i и c_j – объемные доли компонентов i и j в первоначальной смеси газов (до разделения). Значение термодиффузионного разделения $\Delta c_i^{T_1}$ (т.е. при температуре T_1) берется со знаком «плюс», а значение $\Delta c_j^{T_2}$ – со знаком «минус».

Измерительная установка позволяла за счет изменения балластных емкостей поддерживать геометрический фактор f в пределах 0,5–1,0 [15]. Такое значение f дает основание полагать, что полное разделение Δc_{ij} не зависит от геометрии установки в пределах погрешности эксперимента, и позволяет рассчитывать $\bar{\alpha}_{T_{ij}}$ по формуле (3), используя результаты измерений Δc_{ij} [9, 10–13].

На основе ранее проведенных исследований в рамках элементарной кинетической теории предложена полуэмпирическая формула для расчета термодиффузионного разделения [9, 10, 16, 17]:

$$\Delta c_1 = \frac{\Delta c_1^{T_1} V_1 T_2 Z^{T_1} + \Delta c_1^{T_2} V_2 T_1 Z^{T_2}}{V_1 T_2 Z^{T_1} + V_2 T_1 Z^{T_2}};$$

$$\Delta c_1^{T_i} = \left(1 - \frac{a}{2}\right) c_1^{T_i} c_2^{T_i} \times$$

$$\times \frac{\sqrt{m_2 Z_1^{T_i}} - \sqrt{m_1 Z_2^{T_i}}}{c_1^{T_i} \sqrt{m_1 Z_2^{T_i}} + c_2^{T_i} \sqrt{m_2 Z_1^{T_i}}} \ln \frac{T_2 Z^{T_2}}{T_1 Z^{T_1}};$$

$$Z^{T_i} = \frac{Z_1^{T_i} Z_2^{T_i}}{Z_1^{T_i} c_2^{T_i} + Z_2^{T_i} c_1^{T_i}}, \quad (4)$$

где $Z_1^{T_i}$ и $Z_2^{T_i}$ – сжимаемости чистых компонентов газовой смеси при соответствующих температуре и давлении; $c_1^{T_i}$ и $c_2^{T_i}$ – объемные доли 1-го и 2-го компонентов смеси при соответствующих температуре и давлении; m_1 и m_2 – массы молекул газов – компонентов смеси; a – эмпирическая константа, определяемая исходя из экспериментов в разреженных газах [10, 12, 16].

В табл. 2 и на рис. 1 и 2 приведена часть результатов экспериментальных исследований термодиффузии в бинарной системе газов $\text{CH}_4\text{--CO}_2$ в зависимости от состава, давления и температур холодной и горячей областей газовых смесей. Видно, что при $p = 0,1$ МПа экспериментальные значения $\bar{\alpha}_{T_{ij}}$ при различных T_1 и T_2 для соответствующих смесей газов

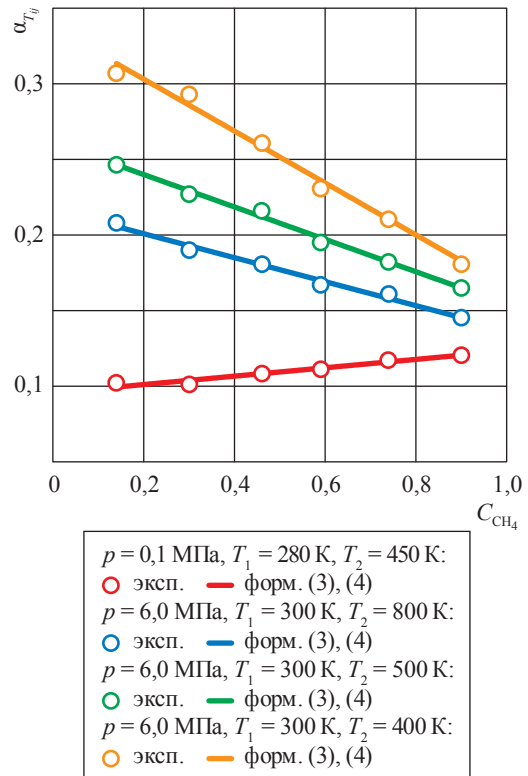


Рис. 1. Зависимость ТДП системы $\text{CH}_4\text{--CO}_2$ от состава газовой смеси при различных давлениях и температурах

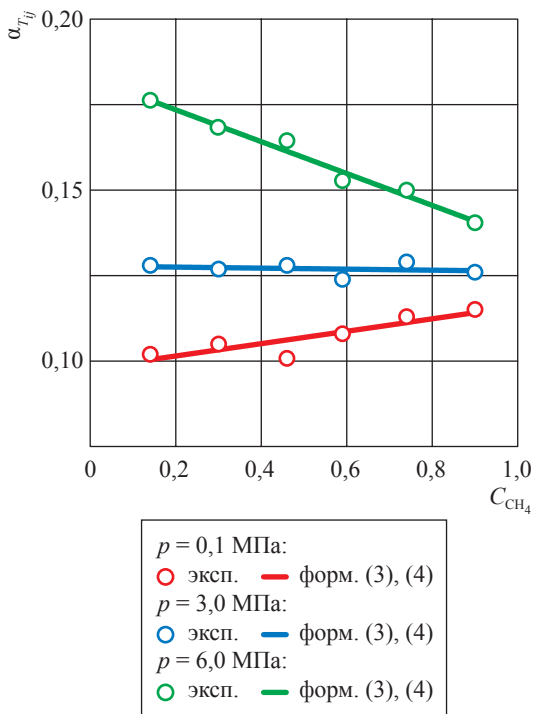


Рис. 2. Зависимость ТДП системы $\text{CH}_4\text{--CO}_2$ от состава газовой смеси при $T_1 = 310$ К, $T_2 = 800$ К и различных давлениях

Таблица 3

Средние экспериментальные и расчетные значения ТДП системы H_2-N_2 в интервалах температур холодной области 260–300 К, горячей области 400–500 К и давлений 0,1–15,0 МПа

$\alpha_{T_y} \cdot 10^3$	Объемная доля H_2					
	0,135	0,290	0,445	0,580	0,755	0,870
Эксперимент	227 ± 4	244 ± 3	264 ± 3	289 ± 5	339 ± 4	393 ± 2
Расчет	225 ± 3	240 ± 3	261 ± 2	290 ± 2	340 ± 3	393 ± 3

системы CH_4-CO_2 совпадают в пределах экспериментальной ошибки 2–3 %. Аналогичное согласие наблюдается и при других давлениях (3,0; 6,0 МПа) и температурах ($T_1 = 280-310$ К и $T_2 = 400-800$ К). При $p = 0,1$ МПа $\bar{\alpha}_{T_y}$ увеличивается с ростом концентрации легкого компонента. С увеличением давления знак зависимости ТДП от концентрации легкого компонента изменяется на противоположный, т.е. $\bar{\alpha}_{T_y}$ убывает с ростом концентрации легкого компонента. Также при фиксированном значении c_i в случае снижения T_1 и T_2 величина $\bar{\alpha}_{T_y}$ возрастает с ростом давления.

Следует отметить, что зависимость $\bar{\alpha}_{T_y}$ от концентрации легкого компонента носит линейный характер вне зависимости от значений параметров T_1 , T_2 и p в исследуемом интервале температур и давлений. Аналогичная зависимость от температуры и давления также наблюдается в системах N_2-CO_2 , $CO-CO_2$ и $CH_4-nC_4H_{10}$ [10, 17].

Авторами также проведено экспериментальное исследование шести бинарных смесей H_2-N_2 при $T_1 = 300$ К и $T_2 = 400$ К в интер-

вале давлений 0,1–12,5 МПа и $T_2 = 500$ К в интервале давлений 0,1–15,0 МПа. Кроме того, исследовано термодиффузионное разделение при $T_1 = 260$ К и $T_2 = 600$ К и давлениях 0,1 и 6,0 МПа. Как оказалось, для этой системы газов при указанных температурах и давлениях для всех исследованных концентраций $\bar{\alpha}_{T_y}$ не зависит от значений p , T_1 и T_2 . На рис. 3 и в табл. 3 представлены экспериментальные средние значения $\bar{\alpha}_{T_y}$ при шести вариантах концентрации легкого компонента для 13 измерений, выполненных при различных температурах и давлениях. На рис. 3 также представлен расчет ТДП по формулам (3) и (4) при этих же температурах и давлениях.

Как видно, средние экспериментальные и расчетные значения ТДП неплохо согласуются в пределах погрешности эксперимента и расчета.

Таким образом, рис. 1–3 и табл. 2, 3 свидетельствуют, что ТДП для различных пар газов по-разному зависит от давления и температуры.

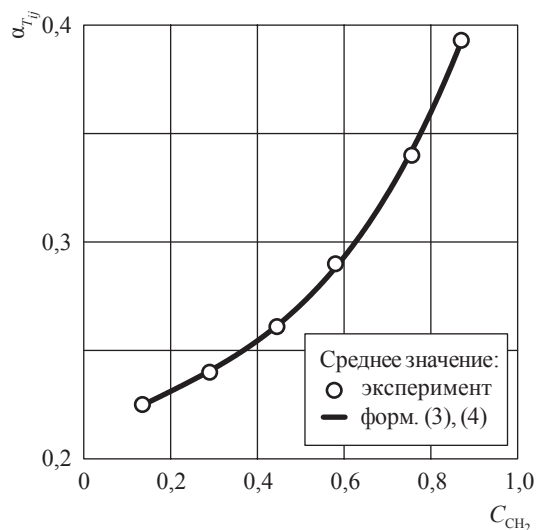


Рис. 3. Зависимость средней величины ТДП системы H_2-N_2 от объемной доли H_2 при различных давлениях и температурах

Список литературы

1. Сургучев М.Л. Физико-химические процессы в нефтегазовых пластах / М.Л. Сургучев. – М.: Недра, 1984. – 217 с.
2. Кузнецов М.А. Состояние теплофизических исследований пластовых систем / М.А. Кузнецов, П.О. Овсянников, Е.Б. Григорьев // Актуальные вопросы исследования пластовых систем месторождений углеводородов: сб. в 2 ч. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – Ч. 2. – С. 69–81. – (Вести газовой науки).
3. Николаев В.А. Физические основы разработки месторождений углеводородов / В.А. Николаев. – Ижевск: ИКИ, 2013. – 312 с.
4. Григорьев Б.А. Теплофизические свойства и фазовые равновесия газовых конденсатов и их фракций / Б.А. Григорьев, А.А. Герасимов, Г.А. Ланчаков. – М.: Изд. дом МЭИ, 2007. – 344 с.

5. Михайлов Н.Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов / Н.Н. Михайлов. – М.: Недра, 1992. – 270 с.
6. Доценко В.В. Геохимия газа. Происхождение нефти и газа / В.В. Доценко. – Ростов н/Д.: Ростовский университет, 2001. – 39 с.
7. Шашков А.Г. Фактор термодиффузии газовых смесей / А.Г. Шашков, А.Ф. Золотухина, В.Б. Василенко. – Минск: Белорусская наука, 2007. – 239 с.
8. Шеберстов Е.В. Особенности массопереноса в коллекторах сланцевого газа и задачи математического моделирования / Е.В. Шеберстов // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследования пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 52–59.
9. Белалов В.Р. Зависимость термодиффузионного разделения некоторых природных бинарных смесей газов от давления / В.Р. Белалов, А.Ф. Богатырёв // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследования пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – № 3 (11). – С. 255–264.
10. Богатырёв А.Ф. Термодиффузия в бинарных смесях умеренно-плотных газов / А.Ф. Богатырёв, В.Р. Белалов, М.А. Незовитина // Инженерно-физический журнал. – 2013. – Т. 86. – № 5. – С. 1148–1154.
11. Bogatyrev A.F. Experimental study of thermal diffusion in multicomponent gaseous systems / A.F. Bogatyrev, O.A. Makeenkova, M.A. Nezovitina // International Journal of Thermophysics. – 2015. – V. 36. – № 4. – P. 633–647.
12. Богатырёв А.Ф. Термодиффузия в разреженных трехкомпонентных газовых системах / А.Ф. Богатырёв, Е.Б. Григорьев, О.А. Макеенкова // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28). – С. 50–55.
13. Белалов В.Р. Особенности термодиффузионного разделения в умеренно-плотных бинарных газовых системах / В.Р. Белалов, А.Д. Козлов // Естественные и технические науки. – 2015. – № 10 (88). – С. 101–104.
14. Bogatyrev A.F. Effect of thermodiffusive separation of components on heat transfer in multicomponent gas mixtures / A.F. Bogatyrev, Y.I. Zhavrin, N.D. Kosov et al. // Heat Transfer. Sov. Res. – 1978. – V. 10. – № 2. – P. 38–42.
15. Богатырёв А.Ф. Термодиффузионное разделение в плотных трехкомпонентных газовых системах / А.Ф. Богатырёв, М.А. Незовитина // Научное обозрение. – 2012. – № 2. – С. 123–128.
16. Богатырёв А.Ф. Методика расчета характеристик молекулярного массопереноса в неизотермических условиях в умеренно-плотных газовых системах / А.Ф. Богатырёв, В.Р. Белалов // Изв. высш. учебн. зав. Проблемы энергетики. – 2011. – № 3–4. – С. 49–52.
17. Белалов В.Р. Термодиффузия в смеси CH_4 – $n\text{C}_4\text{H}_{10}$ при различных концентрациях, давлениях и температурах / В.Р. Белалов, А.Ф. Богатырёв, О.А. Макеенкова // Энергетика, информатика, инновации – 2016: сб. тр. VI Международной научно-технической конференции. – 2016. – Т. 1. – С. 76–78.

Thermal diffusion in binary gas systems CH_4 – CO_2 and H_2 – N_2 at different values of thermodynamic parameters

V.R. Belalov^{1*}, A.F. Bogatyrev¹, E.B. Grigoryev², O.A. Makeenkova¹, A.D. Kozlov³

¹ Smolensk Branch of National Research University “Moscow Power Engineering Institute”, Bld. 1, Energeticheskiy proyezd, Smolensk, 1 214013, Russian Federation

² Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Est. 15, Projektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

³ VNIIMS, Bld. 46, Ozernaya Str., Moscow, 119361, Russian Federation

* E-mail: Tfs209@yandex.ru

Abstract. Knowledge of the transport properties' coefficients of gaseous mixtures at different values of thermodynamic parameters is an actual problem as applied to calculation of heat and mass transfer processes in gas mixtures. This paper experimentally and theoretically investigates thermal diffusion factors (TDFs) in two gas mixtures: CH_4 – CO_2 and H_2 – N_2 at cold area temperature of 260–310 K, and hot area temperature of 400–800 K in the pressure range of 0.1–15.0 MPa.

Dependence between CH_4 – CO_2 system TDF and a gas-mixture composition at all temperatures and pressures is linear. At the same time while the pressure increases the change in TDF/composition dependence is observed.

For small pressure values it increases with increasing of light component concentration, and then falls. With increasing pressure the sign of dependence changes.

TDF of H_2-N_2 mixtures within all investigated temperature and pressure ranges remains constant, and its value increases with increasing of hydrogen concentration. The paper also shows TDF calculation made using a previously proposed semi-empirical formula. For both gas mixtures calculation results coincide with experiment within the respective limits of experimental error.

Keywords: thermal diffusion factor, gases, binary mixtures, pressure, experiment, calculation.

References

1. SURGUCHEV, M.L. *Physical-and-chemical processes in oil-gas strata* [Fiziko-khimicheskiye processy v neftegazovykh plastakh]. Moscow: Nedra, 1984. (Russ.).
2. KUZNETSOV, M.A., P.O. OVSYANNIKOV and Ye.B. GRIGORYEV. State of thermal physic studies of reservoir systems [Sostoyaniye teplofizicheskikh issledovaniy plastovykh sistem]. In: *Vesti gazovoy nauki*. Actual issues of hydrocarbon-field reservoir systems research [Aktualnyye voprosy issledovaniya plastovykh sistem mestorozhdeniy uglevodorodov] collected papers in 2 pts.: Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2011, pt. 2, pp. 69–81. (Russ.).
3. NIKOLAYEV, V.A. *Physical principals of hydrocarbon fields' development* [Fizicheskiye osnovy razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov]. Izhevsk: "IKI" Publishers, 2013. (Russ.).
4. GRIGORYEV, B.A., A.A. GERASIMOV and G.A. LANCHAKOV. *Thermal-physic properties and phase equilibria of gas condensates and their fractions* [Teplofizicheskiye svoystva i fazovyye ravnovesiya gazovykh kondensatov i ikh fraktsiy]. Moscow: MPEI Publishers, 2007. (Russ.).
5. MIKHAYLOV, N.N. *Residual oil-and-gas saturation of strata being developed* [Ostatochnoye nasyshcheniye razrabatyvayemykh plastov]. Moscow: Nedra, 1992. (Russ.).
6. DOTSENKO, V.V. *Gas geochemistry. Origin of petroleum and gas* [Geokhimiya gaza. Proiskhozhdeniye nefti i gaza]. Rostov-na-Donu: Rostov State University, 2001. (Russ.).
7. SHASHKOV, A.G., A.F. ZOLOTUKHINA and V.B. VASILENKO. *Factor of thermal diffusion in gas mixtures* [Faktor termodiffuzii gazovykh smesey]. Minsk: Belorusskaya nauka, 2007. (Russ.).
8. SHEBERSTOV, Ye.V. Features of mass transfer in collectors of shale gas and problems of mathematical modelling [Osobennosti massoperenosa v kollektorakh slantseвого gaza i zadachi matematicheskogo modelirovaniya]. *Vesti gazovoy nauki*: Actual issues in research of stratal hydrocarbon systems. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015, no. 4(24), pp. 52–59. ISSN 2306-8949. (Russ.).
9. BELALOV, V.R. and A.F. BOGATYREV. Correlation between pressure and thermal diffusion in some natural binary mixtures [Zavisimost termodiffuzionnogo razdeleniya nekotorykh prirodnykh binarnykh smesey ot davleniya]. *Vesti gazovoy nauki*: Actual issues in research of stratal hydrocarbon systems. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2012, no. 3(11), pp. 255–264. ISSN 2306-8949. (Russ.).
10. BOGATYREV, A.F., V.R. BELALOV and M.A. NEZOVITINA. Thermal diffusion in binary mixtures of mildly solid gases [Termodiffuziya v binarnykh smesyakh umerenno plotnykh gazov]. *Inzhenerno-fizicheskiy zhurnal*. 2013, vol. 86, no. 5, pp. 1148–1154. ISSN 0021-0285. (Russ.).
11. BOGATYREV, A.F., O.A. MAKEENKOVA and M.A. NEZOVITINA. Experimental study of thermal diffusion in multicomponent gaseous systems. *International Journal of Thermophysics*. 2015, vol. 36, no. 4, pp. 633–647. ISSN 0195-928X.
12. BOGATYREV, A.F., Ye.B. GRIGORYEV and O.A. MAKEENKOVA. Thermal diffusion in rarefied ternary gas systems [Termodiffuziya v razrezhennykh trekhkomponentnykh gazovykh sistemakh]. *Vesti gazovoy nauki*: Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016, no. 4(28), pp. 50–55. ISSN 2306-8949. (Russ.).
13. BELALOV, V.R. and A.D. KOZLOV. Peculiarities of thermal-diffusion separation in mildly solid binary gaseous systems [Osobennosti termodiffuzionnogo razdeleniya v umerenno-plotnykh binarnykh gazovykh sistemakh]. *Yestestvennyye i tekhnicheskiye nauki*. 2015, no. 10(88), pp. 101–104. ISSN 1684-2626. (Russ.).
14. BOGATYREV, A.F., Y.I. ZHAVRIN, N.D. KOSOV et al. Effect of thermodiffusive separation of components on heat transfer in multicomponent gas mixtures. *Heat Transfer. Sov. Res.* 1978, vol. 10, no. 2, pp. 38–42.
15. BOGATYREV, A.F. and M.A. NEZOVITINA. Thermal-diffusion separation in solid ternary gaseous systems [Termodiffuzionnoye razdeleniye v plotnykh trekhkomponentnykh gazovykh sistemakh]. *Nauchnoye obozreniye*. 2012, no. 2, pp. 123–128. ISSN 1815-4972. (Russ.).
16. BOGATYREV, A.F. and V.R. BELALOV. Procedure for calculating molecular mass transfer parameters in non-isothermal conditions of mildly solid gaseous systems [Metodika rascheta kharakteristik molekulyarnogo massoperenosa v neizotermicheskikh usloviyakh v umerenno-plotnykh gasovykh sistemakh]. *Izvestiya vuzov. Problemy energetiki*. 2011, no. 3–4, pp. 49–52. ISSN 1998-9903. (Russ.).
17. BELALOV, V.R., A.F. BOGATYREV and O.A. MAKEENKOVA. Thermal diffusion in a $CH_4-nC_4H_{10}$ mixture at different concentrations, pressures and temperatures [Termodiffuziya v smesi $CH_4-nC_4H_{10}$ pri razlichnykh kontsentratsiyakh, davleniyakh i temperaturakh]. In: *Energetika, informatika, innovatsii*: proc. of international conf. 2016, no. VI, vol. 1, pp. 76–78. (Russ.).

УДК 533.735

Особенности термодиффузионного разделения в разреженных трехкомпонентных газовых системах

О.А. Макеенкова^{1*}, В.Р. Белалов¹, А.Ф. Богатырёв¹

¹ Филиал ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «МЭИ» в г. Смоленске, Российская Федерация, 214013, г. Смоленск, Энергетический пр-д, д. 1

* E-mail: Tfs209@yandex.ru

Тезисы. С применением полученных ранее соотношений теоретически рассмотрены вопросы равенства нулю термодиффузионного разделения (ТДР) промежуточного по массе молекул компонента в трехкомпонентных разреженных газовых системах.

Экспериментальное исследование ТДР в трехкомпонентных газовых системах показало, что в зависимости от состава газовой смеси промежуточным по массе молекул компонентом могут обогащаться то холодная, то горячая области смеси. Существует также вероятность равенства нулю разделения этого компонента. Из полученных ранее соотношений, описывающих ТДР в трехкомпонентных системах, выведено уравнение, позволяющее находить состав смеси, при котором разделение промежуточного компонента равно нулю.

Так, исследованы четыре 3-компонентные системы газов: H_2-CH_4-Ar , $N_2-Ar-CO_2$, $H_2-CO-CO_2$ и $H_2-N_2-CO_2$. Для них получены составы смеси, соответствующие нулевому разделению промежуточного по массе молекул компонента. Экспериментальная проверка названного условия проведена для четырех-шести составов смеси каждой из рассматриваемых систем. В пределах погрешности эксперимента наблюдается согласие с расчетом.

Ключевые слова: термодиффузионное разделение, трехкомпонентная газовая система, эксперимент, расчет, нулевое разделение одного из компонентов.

Ряд научных исследований термодиффузионного разделения в трехкомпонентных газовых системах [1–13] показал, что при определенных составах газовых смесей термодиффузионные постоянные (ТДП) могут быть положительными, отрицательными или равными нулю. Определим ТДП через разность составов в горячей и холодной областях [4–7]:

$$\alpha_{T_{ij}}^{mlt} = \frac{\Delta x_i/x_i - \Delta x_j/x_j}{\ln(T_2/T_1)}, \quad (1)$$

где разделения Δx_i , Δx_j – разности мольных долей соответственно компонентов i и j в горячей и холодной областях газовой смеси; x_i , x_j – мольные доли компонентов i и j в исследуемой смеси газов до разделения; T_1 и T_2 – температуры холодной и горячей областей смеси соответственно. При этом если компонентом i обогащается горячая область, то Δx_i берется со знаком «плюс», если холодная – то со знаком «минус».

Согласно формуле (1) значение ТДП определяется величинами Δx_i и Δx_j , а также тем, какой из компонентов обогащает горячую и холодную области газовой смеси.

Для бинарных смесей газов выполняется соотношение [5, 7]:

$$\Delta x_i = x_i^2 \sum_{i=1, i \neq j}^n \frac{\Delta x_{ij}}{x_{ij}^2}, \quad (2)$$

где Δx_{ij} – разница составов между горячей и холодной областей бинарной смеси газов, образовавшаяся в результате термодиффузионного разделения; x_{ij} , x_i – мольные доли компонента i до термодиффузионного разделения в бинарной и трехкомпонентной смесях газов соответственно, при условии, что

$$x_i/x_j = x_{ij}/x_{ji}; \Delta x_{ij} = -\Delta x_{ji}; x_1 + x_2 + x_3 = 1. \quad (3)$$

Значение Δx_{ij} может быть найдено по полуэмпирической формуле [5–7]:

$$\Delta x_{ij} = x_{ij} x_{ji} \left(1 - \frac{a_{ij}}{2} \right) \frac{\sqrt{m_j} - \sqrt{m_i}}{x_{ij} \sqrt{m_i} + x_{ji} \sqrt{m_j}} \ln \frac{T_2}{T_1}, \quad (4)$$

где m_i, m_j – массы молекул газов сорта i и j соответственно; $a_{ij} = A_{ij}x_{ij} + B_{ij}$ – полуэмпирическая постоянная для данной смеси газов, вычисляемая исходя из результатов экспериментов по термодиффузионному разделению. Для ряда систем коэффициенты A_{ij} и B_{ij} определены [6, 7, 14].

В бинарных смесях газов легким по массе молекул компонентом практически всегда обогащается горячая область, а тяжелым – холодная. Тогда в соответствии с формулой (2) в трехкомпонентной системе легким компонентом будет обогащаться горячая область, наиболее тяжелым – холодная. Промежуточным по массе

молекул компонентом в зависимости от соответствующих значений Δx_{ij} могут обогащаться как горячая, так и холодная области газовой смеси. Следовательно, для трехкомпонентных смесей определенного состава термодиффузионное разделение промежуточного по массе молекул компонента может быть равно нулю.

Определим состав трехкомпонентных смесей, для которых термодиффузионное разделение среднего компонента будет равно нулю. Наиболее легкому по массе молекул компоненту присвоим индекс 1, среднему – 2 и тяжелому – 3. В этом случае из уравнения (2), используя выражение для разделения бинарной смеси

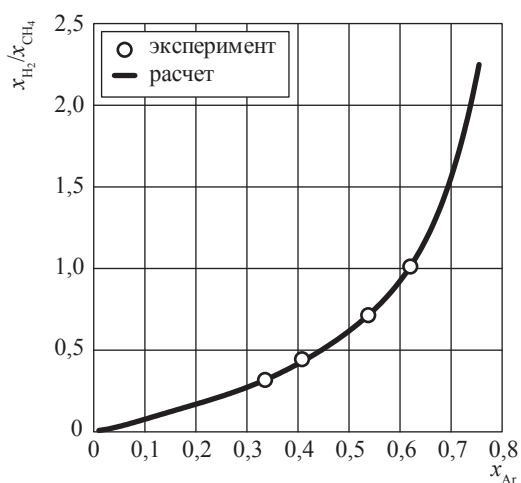


Рис. 1. Составы трехкомпонентной газовой смеси H_2-CH_4-Ar , при которых термодиффузионное разделение среднего по массе молекул компонента равно нулю

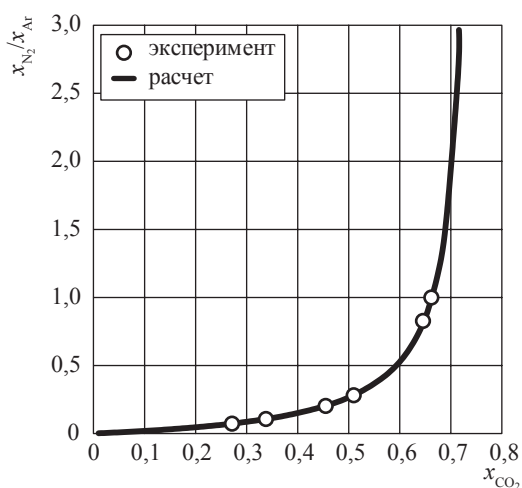


Рис. 2. Составы трехкомпонентной газовой смеси $N_2-Ar-CO_2$, при которых термодиффузионное разделение среднего по массе молекул компонента равно нулю

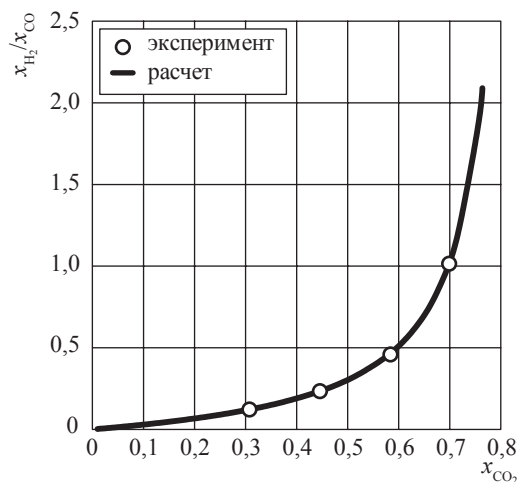


Рис. 3. Составы трехкомпонентной газовой смеси $H_2-CO-CO_2$, при которых термодиффузионное разделение среднего по массе молекул компонента равно нулю

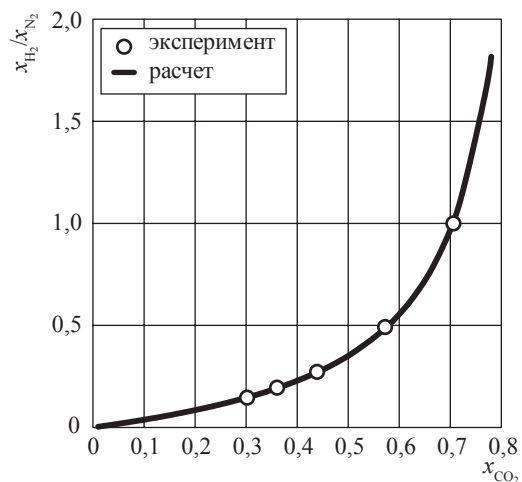


Рис. 4. Составы трехкомпонентной газовой смеси $H_2-N_2-CO_2$, при которых термодиффузионное разделение среднего по массе молекул компонента равно нулю

Экспериментальные данные об изменениях составов газовых смесей между горячей и холодной областями в трехкомпонентных газовых системах, когда разделение 2-го (среднего по массе молекул) компонента стремится к нулю, при $T_1 = 280$ К, $T_2 = 800$ К

x_1/x_2	$x_1 \cdot 10^2$	$x_2 \cdot 10^2$	$x_3 \cdot 10^2$	$\Delta x_1 \cdot 10^2$	$\Delta x_2 \cdot 10^2$	$\Delta x_3 \cdot 10^2$
H₂-CH₄-Ar						
0,321	16,16	50,34	33,50	3,44	-0,01	-3,43
0,442	18,14	41,03	40,83	4,01	-0,05	-3,96
0,707	19,18	27,12	53,70	4,47	0,01	-4,48
1,008	19,15	19,00	61,85	4,57	0,00	-4,57
N₂-Ar-CO₂						
0,071	4,83	68,02	27,15	0,40	0,01	-0,41
0,105	6,27	59,71	34,02	0,49	0,01	-0,50
0,199	9,07	45,60	45,33	0,64	0,00	-0,64
0,284	10,86	38,22	50,92	0,72	0,00	-0,72
0,827	16,05	19,40	64,55	0,88	0,00	-0,88
0,999	17,01	17,02	65,97	0,91	0,01	-0,92
H₂-CO-CO₂						
0,121	7,47	61,74	30,79	1,70	0,03	-1,73
0,232	10,46	45,11	44,43	2,29	0,02	-2,31
0,455	13,09	28,78	58,13	2,74	0,02	-2,76
1,012	15,17	15,00	69,83	3,07	0,01	-3,08
H₂-N₂-CO₂						
0,144	8,77	60,92	30,31	1,86	0,03	-1,89
0,191	10,27	53,78	35,95	2,17	0,00	-2,17
0,272	12,00	44,12	43,88	2,52	-0,01	-2,51
0,492	14,11	28,67	57,22	2,93	-0,01	-2,92
1,003	14,72	14,68	70,60	3,03	0,00	-3,03

Δx_{ij} в виде (4), можно легко получить следующее соотношение:

$$\left(1 - M(k+1) - \frac{A_2}{A_1} N(\sqrt{m_2} + k\sqrt{m_1})\right) x_3^2 + \left(M(k+1) - 2 - \frac{A_2}{A_1} N\left(\frac{\sqrt{m_2}}{k} + \sqrt{m_1}\right)\right) x_3 + 1 = 0, \quad (5)$$

где $A_1 = \left(1 - \frac{a_{21}}{2}\right)$; $A_2 = \left(1 - \frac{a_{23}}{2}\right)$; $a_{12} = A_{12}x_{12} + B_{12}$; $a_{23} = A_{23}x_{23} + B_{23}$; $k = x_1/x_2 = x_{12}/x_{21}$;

$$M = \frac{\sqrt{m_3}}{\sqrt{m_2}}; N = \frac{\sqrt{m_3} - \sqrt{m_2}}{\sqrt{m_2}(\sqrt{m_2} - \sqrt{m_1})}$$

Таким образом, для того чтобы определить мольную долю тяжелого компонента x_3 , при которой изменение мольной доли среднего по массе компонента будет равно нулю, необходимо решить уравнение (5). В свою очередь рассчитать состав смеси, в которой $\Delta x_2 = 0$, можно подстановкой полученного значения x_3 в последнюю формулу условия (3). С учетом того, что $x_1/x_2 = k$, значения x_1 и x_2 являются решением получившейся системы уравнений.

Так, с использованием формулы (5) для четырех систем газов вычислены составы газовых смесей, при которых $\Delta x_2 = 0$. Рассмотрены следующие газовые системы: H₂-CH₄-Ar; H₂-N₂-CO₂; N₂-Ar-CO₂ и H₂-CO-CO₂. По полученным данным для каждой системы газов составлены от четырех до шести смесей, в которых согласно расчетам $\Delta x_2 = 0$. С использованием специальной установки [6] в этих смесях измерено термодиффузионное разделение (рис. 1–4, таблица).

Приведенные данные свидетельствуют, что в пределах ошибок эксперимента и расчета полученные значения хорошо согласуются. Следует также отметить, что при составах смеси газов, «лежащих» на графиках (см. рис. 1–4) выше кривых, средним компонентом будет обогащаться горячая область; при составах смеси, попадающих в область, расположенную ниже кривой, – холодная. Анализ приведенных данных показывает, что соотношения (1)–(5) позволяют на основе результатов исследования термодиффузии в бинарных смесях газов рассчитывать области обогащения трехкомпонентной смеси каждым из газов.

Список литературы

1. Deb S.K. Temperature dependence of thermal diffusion factors in ternary mixtures / S.K. Deb, A.K. Barua // *Phys. Fluids*. – 1967. – V. 10. – № 5. – P. 992–994.
2. Ghosh A.K. Thermal diffusion in multicomponent gas mixtures / A.K. Ghosh, A.K. Batabyal, A.K. Barua // *J. Chem. Phys.* – 1967. – V. 47. – № 10. – P. 3704–3707.
3. Laranjeira M.F. Experimental and theoretical thermal diffusion factors in gaseous mixture: III. Ternary mixtures / M.F. Laranjeira, J. Kistemaker // *Physica*. – 1960. – V. 26. – № 6. – P. 431–439.
4. Bogatyrev A.F. Effect of thermodiffusive separation of components on heat transfer in multicomponent gas mixtures / A.F. Bogatyrev, Y.I. Zhavrin, N.D. Kosov et al. // *Heat Transfer. Sov. Res.* – 1978. – V. 10. – № 2. – P. 38–42.
5. Богатырёв А.Ф. Исследование молекулярного массопереноса в многокомпонентных газовых системах в неизотермических условиях / А.Ф. Богатырёв, О.А. Куликова // *Известия вузов. Проблемы энергетики*. – 2013. – № 3–4. – С. 127–130.
6. Bogatyrev A.F. Experimental study of thermal diffusion in multicomponent gaseous systems / A.F. Bogatyrev, O.A. Makeenkova, M.A. Nezovitina // *International Journal of Thermophysics*. – 2015. – V. 36. – № 4. – P. 633–647.
7. Богатырёв А.Ф. Температурная и концентрационная зависимости термодиффузионного разделения в трехкомпонентных газовых системах / А.Ф. Богатырёв, О.А. Макеенкова, М.А. Незовитина // *Инженерно-физический журнал*. – 2014. – Т. 87. – № 5. – С. 1205–1214.
8. Незовитина М.А. Зависимость термодиффузионной постоянной смеси двух газов от добавки третьего / М.А. Незовитина, А.Ф. Богатырёв, О.А. Макеенкова // *Инженерно-физический журнал*. – 2016. – Т. 89. – № 3. – С. 728–735.
9. Богатырёв А.Ф. Особенности термодиффузионного разделения в бинарной системе H_2-CH_4 с добавками Ne и Ar / А.Ф. Богатырёв, О.А. Макеенкова, М.А. Незовитина и др. // *Естественные и технические науки*. – 2014. – № 4. – С. 23–24.
10. Богатырёв А.Ф. Измерение и расчет термодиффузионного разделения в трехкомпонентных газовых системах / А.Ф. Богатырёв, О.А. Куликова // *Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований месторождений углеводородов*. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 36–40.
11. Bogatyrev A.F. Thermal diffusion in H_2-CH_4 , H_2-N_2 and N_2-CO_2 gas mixtures with addition of third component / A.F. Bogatyrev, M.A. Kucherenko, O.A. Makeenkova et al. // *JP Journal of heat and mass transfer*. – 2016. – V. 13. – № 4. – P. 533–546.
12. Makeenkova O.A. Thermal diffusion factor of gas mixtures H_2-CH_4 and H_2-N_2 with addition of Ar and CO_2 / O.A. Makeenkova, V.R. Belalov, A.F. Bogatyrev // *Наука и технологии*. – 2016. – № 2. – С. 37–45.
13. Богатырёв А.Ф. Влияние состава газовой смеси на термодиффузию в трехкомпонентных системах / А.Ф. Богатырёв, О.А. Макеенкова, М.А. Незовитина // *Вестник Казанского технологического университета*. – 2014. – Т. 17. – № 19. – С. 191–193.
14. Богатырёв А.Ф. Термодиффузия в разреженных трехкомпонентных газовых системах / А.Ф. Богатырёв, Е.Б. Григорьев, О.А. Макеенкова // *Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований месторождений углеводородов*. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28). – С. 50–55.

Features of thermal diffusion separation in rarefied ternary gas systems

O.A. Makeenkova^{1*}, V.R. Belalov¹, A.F. Bogatyrev¹

¹ Smolensk Branch of National Research University “Moscow Power Engineering Institute”, Bld. 1, Energeticheskii proyezd, Smolensk, 1 214013, Russian Federation

* E-mail: Tfs209@yandex.ru

Abstract. Vanishing of thermal diffusion separation (TDS) in respect to an intermediate (in molecular weight) component in the rarefied ternary gas systems is investigated theoretically using previously obtained relations. Experimental study of the thermal diffusion separation in the ternary gas systems showed that, depending on the

composition of the gas mixture, an intermediate component may enrich both cold and hot areas of a mixture. Separation of the component may also be equal to zero. Using previously obtained relations for TDS in the ternary systems, a new equation is established. It allows for finding mixture compositions when separation of an intermediate component equals to zero.

So, four ternary systems were studied, namely: H_2-CH_4-Ar , $N_2-Ar-CO_2$, $H_2-CO-CO_2$ and $H_2-N_2-CO_2$, and mixture compositions corresponding to the zero division of the intermediate component were obtained for them. Concerning every investigated system this condition was experimentally verified in respect to few (from 4 to 6) gas compositions. Within experimental error the results agreed with calculations.

Keywords: thermal diffusion separation, ternary gas system, experiment, calculation, zero division of one of the components.

References

1. DEB, S.K. and A.K. BARUA. Temperature dependence of thermal diffusion factors in ternary mixtures. *Phys. Fluids*. 1967, vol. 10, no. 5, pp. 992–994. ISSN 1070-6631.
2. GHOSH, A.K., A.K. BATABYAL and A.K. BARUA. Thermal diffusion in multicomponent gas mixtures. *J. Chem. Phys.* 1967, vol. 47, no. 10, pp. 3704–3707. ISSN 1089-5639.
3. LARANJEIRA, M.F. and J. KISTEMAKER. Experimental and theoretical thermal diffusion factors in gaseous mixture. Pt. III. Ternary mixtures. *Physica*. 1960, vol. 26, no. 6, pp. 431–439.
4. BOGATYREV, A.F., Y.I. ZHAVRIN, N.D. KOSOV et al. Effect of thermodiffusive separation of components on heat transfer in multicomponent gas mixtures. *Heat Transfer. Sov. Res.* 1978, vol. 10, no. 2, pp. 38–42.
5. BOGATYREV, A.F. and O.A. KULIKOVA. Investigation of molecular mass transfer in multicomponent gaseous systems being in non-isothermal conditions [Issledovaniye molekulyarnogo massoperenosa v mnogokomponentnykh gazovykh sistemakh v neizotermicheskikh usloviyakh]. *Izvestiya vuzov. Problemy energetiki*. 2013, no. 3–4, pp. 127–130. ISSN 1998-9903. (Russ.).
6. BOGATYREV, A.F., O.A. MAKEENKOVA and M.A. NEZOVITINA. Experimental study of thermal diffusion in multicomponent gaseous systems. *International Journal of Thermophysics*. 2015, vol. 36, no. 4, pp. 633–647. ISSN 0195-928X.
7. BOGATYREV, A.F., O.A. MAKEENKOVA and M.A. NEZOVITINA. Temperature and concentration dependencies for thermal-diffusion separation in ternary gas systems [Temperaturnaya i kontsentratsionnaya zavisimosti termodiffuzionnogo razdeleniya v trekhkomponentnykh gazovykh sistemakh]. *Inzhenerno-fizicheskiy zhurnal*. 2014, vol. 87, no. 5, pp. 1205–1214. ISSN 0021-0285. (Russ.).
8. NEZOVITINA, M.A., A.F. BOGATYREV and O.A. MAKEENKOVA. Dependence of thermal-diffusion constant for binary gas mixture from a third gas additive [Zavisimost termodiffuzionnoy postoyannoy smesi dvukh gazov ot dobavki tretyego]. *Inzhenerno-fizicheskiy zhurnal*. 2016, vol. 89, no. 3, pp. 728–735. ISSN 0021-0285. (Russ.).
9. BOGATYREV, A.F., O.A. MAKEENKOVA and M.A. NEZOVITINA. Features of thermal-diffusion separation in a binary H_2-CH_4 system with Ne and Ar additives [Osobennosti termodiffuzionnogo razdeleniya v binarnoy sisteme H_2-CH_4 s dobavkami Ne i Ar]. *Yestestvennyye i tekhnicheskiye nauki*. 2014, no. 4, pp. 23–24. ISSN 1684-2626. (Russ.).
10. BOGATYREV, A.F. and O.A. KULIKOVA. Measurements and calculations of thermal diffusion separation in ternary gaseous systems [Izmereniye i raschet termodiffuzionnogo razdeleniya v trekhkomponentnykh gazovykh sistemakh]. *Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013, no. 1(12), pp. 36–40. ISSN 2306-8949. (Russ.).
11. BOGATYREV, A.F., M.A. KUCHERENKO, O.A. MAKEENKOVA et al. Thermal diffusion in H_2-CH_4 , H_2-N_2 and N_2-CO_2 gas mixtures with addition of third component. *JP Journal of heat and mass transfer*. 2016, vol. 13, no. 4, pp. 533–546. ISSN 0973-5763.
12. MAKEENKOVA, O.A., V.R. BELALOV, A.F. BOGATYREV. Thermal diffusion factor of gas mixtures H_2-CH_4 and H_2-N_2 with addition of Ar and CO_2 . *Nauka i tekhnologii*. 2016, no. 2, pp. 37–45.
13. BOGATYREV, A.F., O.A. MAKEENKOVA and M.A. NEZOVITINA. Impact of gaseous composition to thermal diffusion in ternary gas systems [Vliyaniye sostava gazovoy smesi na termodiffuziyu v trekhkomponentnykh sistemakh]. *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta*. 2014, vol. 17, no. 19, pp. 191–193. ISSN 1998-7072. (Russ.).
14. BOGATYREV, A.F., Ye.B. GRIGORYEV and O.A. MAKEENKOVA. Thermal diffusion in rarefied ternary gas systems [Termodiffuziya v razrezhennykh trekhkomponentnykh gazovykh sistemakh]. *Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016, no. 4(28), pp. 50–55. ISSN 2306-8949. (Russ.).

УДК 622.27:550.84

Экспериментальные исследования ингибиторов гидратообразования на основе хлоридов двухвалентных металлов

А.А. Тройникова^{1*}, В.А. Истомин¹, В.Г. Квон¹, С.И. Долгаев¹, М.В. Генкин²,
С.Н. Игумнов², Т.В. Розарёнова²

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

² АО «ОХК «УРАЛХИМ», Российская Федерация, 123112, г. Москва, наб. Пресненская, д. 6, стр. 2

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

Ключевые слова: ингибитор гидратообразования, электролит, хлорид магния, хлорид кальция, термодинамические параметры, кинетические параметры, методика экспериментальных исследований.

Тезисы. На российских месторождениях в качестве ингибитора гидратообразования зачастую применяется метанол, но авторам статьи представляется целесообразным вернуться к поиску оптимальных с точки зрения технико-экономического обоснования ингибиторов, анализируя при этом как термодинамический, так и кинетический аспекты их действия. Альтернативой метанолу могут стать ингибиторы-электролиты.

С целью определения термодинамических и кинетических параметров ингибитора гидратообразования на основе хлоридов магния и кальция разработаны методики проведения термодинамических и кинетических исследований. Для различных концентраций ингибитора гидратообразования на основе солей – хлоридов магния и кальция – в растворе установлены термодинамические параметры условий гидратообразования и показано, что термодинамические ингибиторы – электролиты – являются также и кинетическими ингибиторами (при одинаковом значении движущей силы).

Необходимость предупреждения процесса гидратообразования в трубопроводах обусловлена рисками возникновения технологических осложнений вследствие отложения газовых гидратов в технологической цепочке. Принципиально образование газовых гидратов возможно в призабойной зоне пласта (для залежей с термобарическим режимом, близким к гидратному), в стволах эксплуатационных и разведочных скважин (особенно при газодинамических исследованиях), при дросселировании на устье эксплуатационных скважин, в системах промыслового сбора газа (шлейфы кустов скважин, коллекторы, внутрипромысловые газопроводы и конденсатопроводы), перед установками подготовки газа при уравнивании давлений различных шлейфов, непосредственно на установках комплексной подготовки газа, на станциях подземного хранения газа.

Основной метод предупреждения образования газовых гидратов – использование антигидратных реагентов (ингибиторов гидратообразования). В качестве ингибиторов гидратообразования и/или гидратоотложения в настоящее время на газовых и газоконденсатных месторождениях применяются реагенты как термодинамического, так и кинетического действия. На месторождениях Российской Федерации сейчас преимущественно используется термодинамический ингибитор метанол (и только на некоторых объектах – этиленгликоль). Тем не менее в шестидесятые-семидесятые годы прошлого века на южных месторождениях применяли в основном концентрированный раствор хлорида кальция, однако с освоением северных месторождений по технологическим соображениям было принято решение заменить его метанолом [1, 2].

При переходе сеноманских залежей месторождений Западной Сибири на позднюю стадию разработки (имеют место водопроявления скважин и «обводнение» шлейфов и коллекторов) удельный расход метанола постепенно возрастает. Поэтому представляется целесообразным поиск оптимальных с технико-экономической точки зрения ингибиторов гидратообразования с учетом как термодинамического, так и кинетического аспектов их действия. По мнению авторов, в настоящее время разумно вернуться к анализу возможности эффективного использования ингибиторов-

электролитов применительно к системам сбора газа месторождений, находящихся на поздней и заключительной стадиях разработки. С этой целью проведены экспериментальные исследования образцов ингибитора гидратообразования, основными компонентами которого являются соли хлоридов кальция и магния, взятые в соотношении, примерно соответствующем составу эвтектики для тройной системы $\text{CaCl}_2\text{-MgCl}_2\text{-H}_2\text{O}$. Смешанный ингибитор такого состава ранее не предлагался к практическому использованию, и в технической литературе не имеется каких-либо сведений о его термодинамических и кинетических свойствах как антигидратного реагента. Поэтому была поставлена задача экспериментального исследования растворов данного реагента как ингибитора гидратообразования (включая термодинамику и кинетику образования и разложения гидратов, а также коррозионную активность и прочие характеристики).

Хорошо известно, что электролиты являются термодинамическими ингибиторами гидратообразования. Поэтому при планировании экспериментов по изучению термодинамических свойств рассматриваемого состава ингибитора гидратообразования анализировались имеющиеся научные данные об антигидратной активности растворов электролитов. Прежде всего, это данные о равновесных условиях

процесса образования гидрата метана в чистой воде [3, 4]. Далее были изучены данные о сдвиге температурной кривой гидратообразования в присутствии хлорида кальция и хлорида магния различных концентраций [5, 6]. На основании собранных сведений определены оценочные равновесные термобарические параметры кривой гидратообразования в растворах исследуемого ингибитора различной концентрации. Следующим шагом к проведению лабораторных исследований по изучению свойств ингибитора гидратообразования на основе смеси хлоридов магния и кальция стала разработка методики проведения кинетических и термодинамических экспериментов.

Лабораторные исследования проводились на установке для изучения газовых гидратов Sonar (рис. 1). Гидратная камера (реактор) со смотровым окном предназначена для исследования синтеза и разложения газовых гидратов при давлениях до 15 МПа в широком диапазоне температур. Управление процессами в гидратной камере осуществляется контроллерной системой и специализированной компьютерной программой. Погрешность измерений входного потока газа составляет 0,8 % измеряемой величины. Для поддержания заданных барических условий использовалась совокупность управляемых контроллером электромагнитных клапанов, обеспечивающих

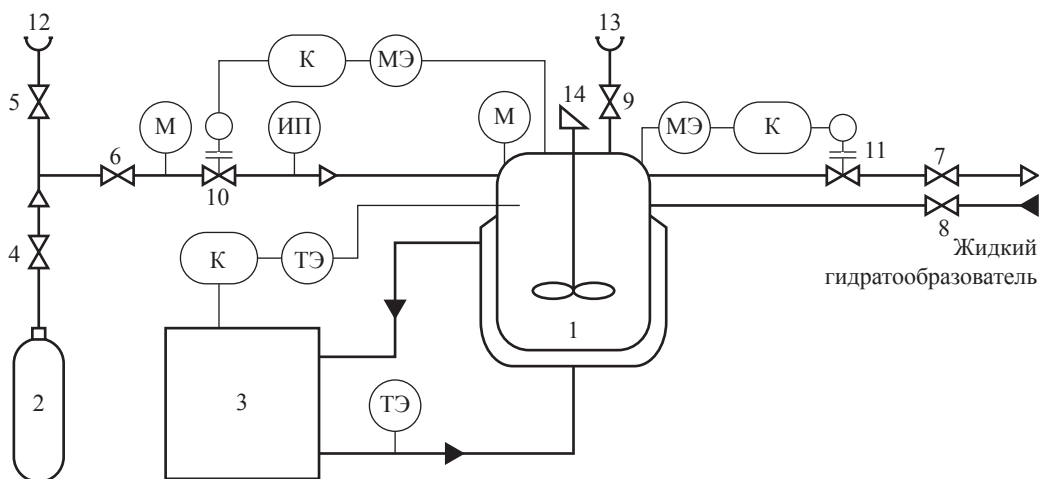


Рис. 1. Принципиальная схема экспериментальной установки для изучения кинетики гидратообразования: 1 – гидратная камера высокого давления с рубашкой Sonar фирмы Ptemex; 2 – баллон с гидратообразующим газом; 3 – система регулирования температуры процесса (термостат); 4–9 – запорные вентили; 10, 11 – вентили регулирующие (регуляторы-измерители давления); 12, 13 – выходы в атмосферу; 14 – привод мешалки; ИП – измеритель потока; К – контроллер; М – манометр аналоговый; МЭ – манометр электронный; ТЭ – термометр электронный (термометр сопротивления)

высокую точность регулирования давления за счет подачи газа.

Методика проведения экспериментов по изучению термодинамических условий процесса гидратообразования в присутствии ингибитора на основе солей кальция и магния заключалась в следующем. В гидратную камеру вводились 100 г раствора исследуемого ингибитора заданной концентрации. При постоянном перемешивании происходило насыщение раствора ингибитора газом-гидратообразователем (метаном) в течение суток при температуре 273,15 К и давлении 2,5 МПа. Необходимость насыщения обусловлена стремлением сократить индукционный период, чтобы ускорить последующий синтез гидрата. По истечении суток осуществлялся синтез гидрата при температуре 273,15 К и давлении 10,0 МПа. Эксперимент по синтезу гидрата прекращался, когда общий объем поглощенного на процесс гидратообразования газа составил ~ 3000 мл (образовывалось ~ 15 г гидрата). По окончании синтеза гидрата перекрывался клапан напуска газа, задавалась температура эксперимента по определению равновесного значения давления гидратообразования в растворе ингибитора заданной концентрации, давление P в системе сбрасывалось до значения на 1–2 МПа ниже предполагаемо-

го (предварительно оцененного) равновесного давления.

В результате проведенных исследований получены экспериментальные данные. Так, на рис. 2 показаны сдвиги температуры (ΔT) кривой гидратообразования в растворах ингибитора на основе хлоридов магния и кальция относительно кривой образования гидрата метана в чистой воде. Можно отметить, что $\Delta T \approx 21$ К при концентрации водного ингибитора в растворе 22,9 масс. %, в то время как для достижения подобного эффекта в случае применения метанола потребовались более высокие концентрации.

Получена аналитическая зависимость, на основании которой можно рассчитать ΔT в кельвинах для растворов ингибитора различной концентрации, и определить равновесное значение термобарических параметров для любых концентраций ингибитора в растворе:

$$\Delta T_{\text{ингибитора}} = 5,25709 \cdot 10^{-4}(100 - X)^3 - 0,11535(100 - X)^2 + 7,09404(100 - X) - 81,5872,$$

где X , масс. % – концентрация активных компонентов ингибитора в растворе.

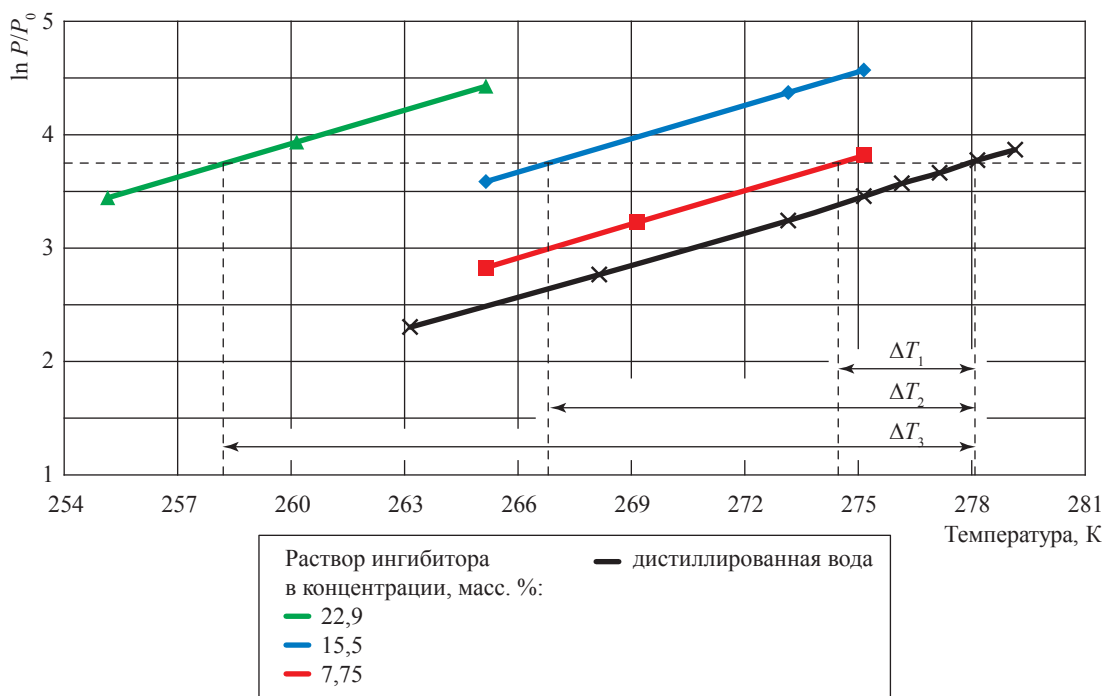


Рис. 2. Равновесные кривые гидрата метана при различной концентрации водного раствора ингибитора на основе хлоридов магния и кальция: P_0 – стандартное атмосферное давление (0,101 МПа)

В рамках изучения новых ингибиторов планируется исследовать влияние различных концентраций реагента на скорость процесса гидратообразования. Благодаря наличию в составе экспериментальной установки (см. рис. 1) системы поддержания давления и средств измерений параметров потока возможно проведение кинетических исследований процесса гидратообразования при использовании ингибиторов.

Кинетические исследования отличаются от термодинамических методикой проведения эксперимента. Методика изучения влияния ингибиторов на скорость процесса подразумевает введение в камеру 100 г раствора ингибитора заданной концентрации, после чего камера термостатируется до температуры проведения эксперимента. С целью насыщения метаном водной фазы создается давление газа в камере приблизительно на 0,05 МПа ниже расчетного равновесного давления образования гидрата при температуре эксперимента. Насыщение газом осуществляется при работающей мешалке. Далее задается необходимое давление газогидратообразователя и, после достижения теплового равновесия, проводится эксперимент. После связывания в гидрат $\sim 6 \text{ дм}^3$ газа (в пересчете на стандартные условия) эксперимент прекращается.

Температурные условия проведения кинетических экспериментов варьировались в диапазоне 274,15–280,15 К. Давление газа менялось от 7,0 до 15,2 МПа. Условия проведения экспериментов с растворами-электролитами выбирались исходя из фиксированной движущей силы процесса, которая выбрана как отношение энергий Гиббса при экспериментальных и равновесных условиях [7]. В результате получены кинетические кривые при различных термобарических условиях, отражающие количество связанного метана в процессе гидратообразования с течением времени (рис. 3). Видно, что скорость процесса гидратообразования даже при небольших концентрациях ингибитора в растворе замедляется в несколько раз. Таким образом, исследуемый состав является не только термодинамическим, но и кинетическим ингибитором гидратообразования.

На основании полученных результатов исследований можно сделать качественный вывод о том, что хлориды магния и кальция служат не только термодинамическими, но и ки-

нетическими ингибиторами гидратообразования: при одинаковой движущей силе процесса и увеличении концентрации ингибитора в водном растворе скорость гидратообразования резко уменьшается. Влияние хлоридов магния и кальция на скорость процесса гидратообразования соответствует ранее полученным результатам использования хлорида натрия в качестве ингибитора, которые также подтверждают, что электролиты являются кинетическими ингибиторами гидратообразования [7].

В ходе экспериментов по изучению кинетики гидратообразования в растворах ингибитора на основе хлоридов магния и кальция проводилась фотосъемка образующихся кристаллов газового гидрата метана. Обнаружено, что разноформенные гидратные частицы, полученные в ингибиторе-электролите, совпадают по форме с частицами гидрата, полученного в чистой воде без добавок ингибитора (рис. 4). На основании фотоснимков гидратных частиц можно заключить, что в соляных растворах при большой движущей силе процесса вероятность формирования плотного гидратного конгломерата довольно высока.

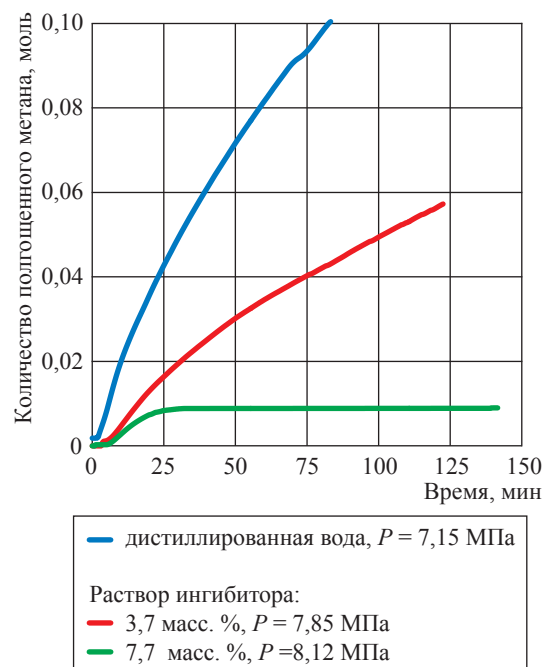


Рис. 3. Кинетические кривые гидратообразования в растворе ингибитора-электролита при $f/f_{\text{равн}} = 2$ и температуре 274,15 К

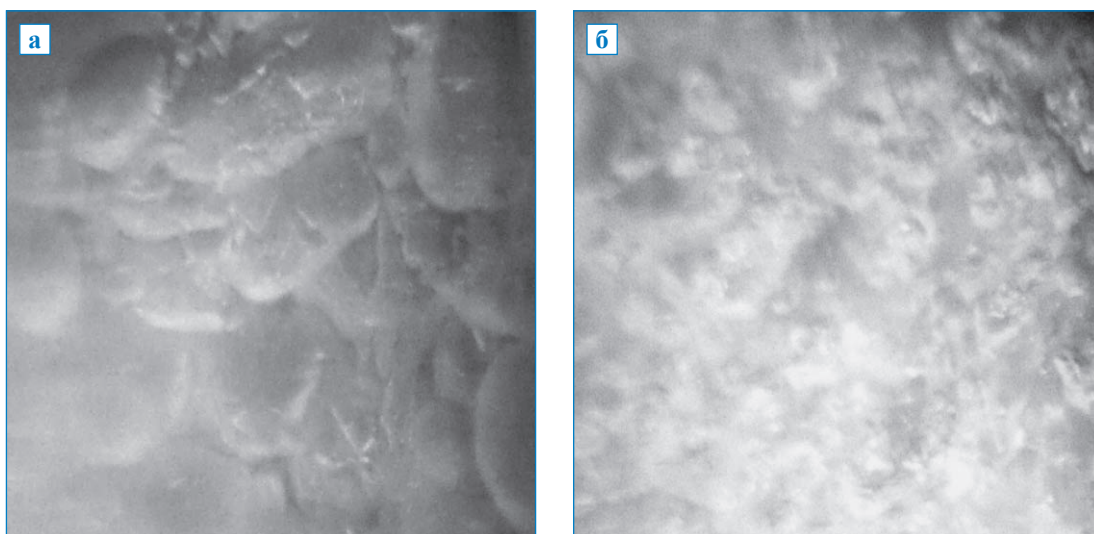


Рис. 4. Гидратные частицы, полученные в процессе образования в растворе хлоридов магния и кальция при концентрации ингибитора 7,7 масс. % и температуре 274,15 К (а) и в дистиллированной воде при 274,15 К (б)

Таким образом, в рамках экспериментов по изучению ингибиторов-электролитов разработаны методики проведения термодинамических и кинетических исследований. Для различных концентраций ингибитора гидратообразования на основе хлоридов магния и кальция в растворе определены термобарические условия гидратообразования и подтверждено, что, будучи термодинамическими ингибиторами, электролиты на осно-

ве хлоридов магния и кальция являются также и кинетическими ингибиторами (при фиксированном значении движущей силы процесса гидратообразования). Использование ингибитора-электролита представляется авторам целесообразным на месторождениях Западной Сибири в качестве альтернативы метанолу, но только после проведения предварительных промысловых испытаний.

Список литературы

1. Хорошилов В.А. Использование растворов хлористого кальция в качестве антигидратных ингибиторов / В.А. Хорошилов, В.И. Самин // Газовая промышленность. – 1964. – № 5.
2. Андриященко Ф.К. Растворы электролитов как антигидратные ингибиторы / Ф.К. Андриященко, В.П. Васильченко, В.И. Шагайденко. – Харьков: Вища школа, 1973. – 36 с.
3. Истомин В.А. Газовые гидраты в природных условиях / В.А. Истомин, В.С. Якушев. – М.: Недра, 1992. – 236 с.
4. Gayet P. Experimental determination of methane hydrate dissociation curve up to 55 MPa by using a small amount of surfactant as hydrate promoter / P. Gayet, C. Dicharry, G. Marion et al. // Chemical Engineering Science. – 2005.
5. Kharrat M. Experimental determination of stability conditions of methane hydrate in aqueous calcium chloride solutions using high pressure differential scanning calorimetry / M. Kharrat, D. Dalmazzone // J. Chem. Thermodyn. – 2003. – № 35. – P. 1489–1505.
6. Kang S.P. Phase equilibria of methane and carbon dioxide hydrates in the aqueous $MgCl_2$ solutions / S.P. Kang, M.K. Chun, H. Lee // Fluid Phase Equilib. – 1998. – № 147. – P. 229–238.
7. 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: Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 2 (18). – С. 83–89.

Experimental research of hydrate inhibitors containing chlorides of bivalent metals

A.A. Troynikova^{1*}, V.A. Istomin¹, V.G. Kvon¹, S.I. Dolgayev¹, M.V. Genkin², S.N. Igumnov²,
T.V. Rozarenova²

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Est. 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

² URALCHEM JSC, Bld. 6, Est. 2, Presnenskaya naberezhnaya, Moscow, 123112, Russian Federation

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

Abstract. The most common hydrate inhibitor in Russian field hydrocarbon production is methanol. Nevertheless, it seems reasonable to renew feasibility search of optimal inhibitors studying both their thermodynamic and kinetic behavior. Electrolytic inhibitors could be competitors for methanol.

In order to determine thermodynamic and kinetic parameters of hydrate inhibitors being aqueous solutions of magnesium and calcium chlorides some corresponding test procedures were developed. Thermobaric conditions of hydrate generation were ascertained in respect to various magnesium and calcium chlorides concentrations in the inhibitor solution. It is shown that such thermodynamic inhibitors as electrolytes could also be the kinetic ones in case of driver force values equality.

Keywords: hydrate inhibitor, electrolyte, magnesium chloride, calcium chloride, thermodynamic parameters, kinetic parameters, test procedure.

References

1. KHOROSHILOV, V.A. and V.I. SAMIN. Application of calcium chloride solutions as anti-hydrate inhibitors [Ispolzovaniye rastvorov khloridistogo kaltsiya v kachestve antigidratnykh ingibitorov]. *Gazovaya promyshlennost'*. 1964, no. 5. ISSN 0016-5581. (Russ.).
2. ANDRYUSHCHENKO, F.K., V.P. VASILCHENKO and V.I. SHAGAYDENKO. *Electrolyte solutions as anti-hydrate inhibitors* [Rasvory elektrolitov kak antigidratnyye ingibitory]. Kharkov: Vishcha shkola, 1973. (Russ.).
3. ISTOMIN, V.A. and V.S. YAKUSHEV. *Gas hydrates in natural environment* [Gazovyye hidraty v prirodnykh usloviyakh]. Moscow: Nedra, 1992. (Russ.).
4. GAYET, P., C. DICHARRY, G. MARION et al. Experimental determination of methane hydrate dissociation curve up to 55 MPa by using a small amount of surfactant as hydrate promoter. *Chemical Engineering Science*. 2005. ISSN 0009-2509.
5. KHARRAT, M. and D. DALMAZZONE. Experimental determination of stability conditions of methane hydrate in aqueous calcium chloride solutions using high pressure differential scanning calorimetry. *J. Chem. Thermodyn.* 2003, no. 35, pp. 1489–1505. ISSN 0021-9614.
6. KANG, S.P., M.K. CHUN, H. LEE. Phase equilibria of methane and carbon dioxide hydrates in the aqueous MgCl₂ solutions. *Fluid Phase Equilib.* 1998, no. 147, pp. 229–238. ISSN 0378-3812.
7. 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: Actual problems of research of stratal hydrocarbon systems*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014, no. 2(18), pp. 83–89. ISSN 2306-8949. (Russ.).

УДК 622.031:539.217.5

Феноменологический подход к анализу экспериментальных данных о газопроницаемости в пористых средах. Истинная причина эффекта Клинкенберга

В.М. Троицкий

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

Ключевые слова: газопроницаемость, фильтрация, эффект Клинкенберга, закон Дарси, уравнения Форхгеймера, объемная вязкость газов, релаксация вязкости.

Тезисы. На основании результатов обширных измерений коэффициента абсолютной газопроницаемости в пористых средах и их глубокого анализа предлагается феноменологическая картина процессов фильтрации, позволяющая правильно идентифицировать причину расхождения экспериментальных данных с теорией, в том числе противоречия эксперимента гипотезе Клинкенберга о проскальзывании газа.

Показана неоднозначность определения газопроницаемости пористых сред в лабораторных условиях при различных фильтрационно-емкостных свойствах керна и используемых градиентах давления. Выделены три основные зоны фильтрации, характеризующиеся совершенно различными значениями газопроницаемости, и в частности – зона «сверхпроводимости породы», наличие которой можно объяснить исключительно с позиции существования и релаксации объемной вязкости газа при фильтрации.

Абсолютная газопроницаемость горных пород является важнейшей характеристикой для нефтегазовой отрасли. По существу, этот параметр определяет как извлекаемые запасы углеводородного сырья, так и технологии добычи нефти и газа, а также дебиты и продуктивность скважин. В связи с этим коэффициент проницаемости изучается практически всеми лабораториями по исследованию керна, и его измерения входят в перечень обязательных¹.

В соответствии с ГОСТ 26450.2-85 «Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной проницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации» коэффициент абсолютной газопроницаемости определяется по формуле Дарси, которая справедлива для ламинарного течения и имеет ограничения в применении как «снизу» – при малых скоростях фильтрации, так и «сверху» – при больших скоростях фильтрации. Нарушение закона Дарси в плотных коллекторах, как правило, связывают с проявлением эффекта Клинкенберга (проскальзывания) [1]. В этом случае для получения истинного значения газопроницаемости вводят поправку на «скольжение» газа по поровым каналам [2]. Нарушение закона Дарси в хорошо проницаемых коллекторах при высоких расходах многие авторы, например Ф.И. Котяхов [3], объясняют проявлением турбулизации фильтрационного потока, приводящей к дополнительным потерям давления, пропорциональным квадрату скорости фильтрации. В этом случае, как правило, для описания фильтрационного потока используют нелинейное двучленное уравнение Форхгеймера [4].

В настоящей статье на основании глубокого анализа результатов обширных измерений коэффициента абсолютной проницаемости в пористых средах предлагается феноменологическая картина процессов фильтрации, позволяющая правильно идентифицировать причину расхождения экспериментальных результатов с теорией, в частности, объяснить противоречие эксперимента гипотезе Клинкенберга о проскальзывании газа.

¹ См. Р Газпром 112-2012. Отбор, комплексные исследования и хранение кернового материала месторождений углеводородов и подземных хранилищ газа.

Общие положения

При определении абсолютной газопроницаемости ($K_{абс}$) образцов горных пород общепринятым является использование классического закона Дарси:

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

где Q – объемный расход газа через образец; ΔP – перепад давления на образце; F – площадь фильтрации (сечение) образца; L – длина образца; μ – динамическая сдвиговая вязкость фильтруемого газа.

Многочисленные исследования газопроницаемости [2–9] показывают, что даже при ламинарном потоке газа возникают отклонения от закона Дарси как в области низких давлений, так и в области высоких давлений. Основными причинами отклонений считаются скольжение газа, особенно заметное в области низких давлений и малых проницаемостей, и потеря давления, пропорциональная квадрату расхода газа в области больших перепадов давления². В соответствии с рекомендациями ГОСТ 26450.2-85 для того, чтобы исключить влияние указанных отклонений на результаты эксперимента, $K_{абс}$ необходимо определять при режимах, обеспечивающих линейность связи «расход – перепад давления». Другими словами, режим измерений должен выбираться в области прямолинейного участка зависимости

$$Q = f(\Delta P). \quad (2)$$

В этом случае наклон экспериментальной зависимости (2) пропорционален подвижности флюида $\Pi = K_{абс}/\mu$, что дает возможность при известных геометрических размерах образца и динамической сдвиговой вязкости газа μ рассчитать абсолютную проницаемость образца породы $K_{абс}$. Основные недостатки такого подхода к расчету газопроницаемости:

1) наличие на экспериментальной кривой зависимости (2) по крайней мере трех линейных участков с различными наклонами. Зачастую экспериментатор не знает, на каком линейном участке он находится, в то время как наклоны таких участков сильно отличаются. На рис. 1 показана характерная зависимость (2) для фильтрации газа в пористой среде, экспериментально подтвержденная в сверхнизко-

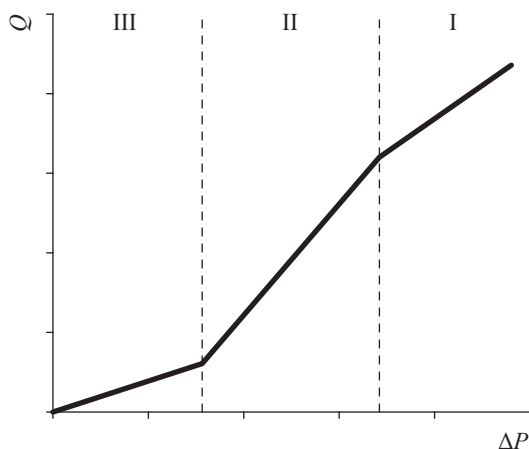


Рис. 1. Зависимость (2), характерная для образцов пористой породы

проницаемых коллекторах при низких градиентах давлений [10–12]. Видно, что на экспериментальной кривой³ существуют по крайней мере три линейных участка с различными наклонами – зоны фильтрации I, II, III;

2) необходимость расчета $K_{абс}$ в предположении монотонного (практически линейного) увеличения μ при увеличении давления, в то время как вязкость газа в условиях пористой среды может вести себя нелинейно и, в частности, релаксировать. Соответственно, μ газов при различных давлениях либо измеряется с большой погрешностью вискозиметром, либо рассчитывается с помощью моделирующих термодинамических симуляторов. Например, для расчета вязкости азота используются симулятор NIST REFPROP и уравнение состояния Гельмгольца в редакции Р. Спана и В. Вагнера. При этом в диапазоне давлений от 1 до 6 бар (обычно используемый диапазон средних давлений при измерениях газопроницаемости) μ увеличивается всего на 0,3 % [13], в то время как значения подвижности Π могут отличаться на различных участках кривой зависимости (2) в несколько раз (см. рис. 1).

Эффект проскальзывания газа (эффект Клинкенберга)

Первым на отклонение зависимости (2) от линейности в области низких давлений указал Л. Клинкенберг [1], предложивший объяснять обнаруженный эффект скольжением газа в тонких капиллярах. Если в соответствии с уравнением Дарси (1) значение $K_{абс}$ должно быть

² См. ГОСТ 26450.2-85. Приложение 4.

³ Реальная экспериментальная кривая $Q_{эсп} = f(\Delta P)$ имеет сглаженную S-образную форму без резких изломов и точку перегиба во II зоне.

постоянным при изменении среднего давления (P_{cp}), то многочисленные результаты экспериментов [2–8] указывают на уменьшение $K_{абс}$ при росте давления. Путем геометрических построений зависимости $K_{абс}$ от величины $1/P_{cp}$, обратной давлению, экспериментальные данные приводились к линейной кривой, и на пересечении этой кривой с осью ординат находилась так называемая «истинная» проницаемость по газу $K_{абс}^{\infty}$ (тождественно равная абсолютной проницаемости образца породы по жидкости в области больших давлений [2]). При этом измеренное в лаборатории значение $K_{абс}$ и найденное из геометрических построений значение $K_{абс}^{\infty}$ связаны друг с другом простым соотношением

$$K_{абс} = K_{абс}^{\infty} + \frac{b}{P_{cp}}, \quad (3)$$

где b – поправка Клинкаберга на скольжение газа. Таким образом, зная поправку b и располагая хотя бы одним измеренным значением газопроницаемости $K_{абс}$ при конкретном давлении P_{cp} , экспериментатор мог определить «истинное» значение газопроницаемости $K_{абс}^{\infty}$ по уравнению (3).

Казалось бы, проблема влияния эффекта скольжения газа на конечную величину газопроницаемости изящно решена. В связи с этим начиная с 1941 г. последующие научные исследования ведутся в основном в направлении нахождения эмпирических корреляционных зависимостей для поправки b Клинкаберга, причем применительно как к фильтрации газов, так и к фильтрации жидкостей [14, 15].

Несоответствие экспериментальных закономерностей фильтрации газа в пористой среде и теории проскальзывания Клинкаберга

По мере накопления экспериментальных результатов измерений газопроницаемости (1941–2017 гг.) становится все более очевидным, что поведение фильтрационных закономерностей в пористых средах невозможно объяснить только с позиций проскальзывания газа (эффекта Клинкаберга). Известны следующие основные возражения против применения гипотезы проскальзывания газа в пористых средах:

1) эффект проскальзывания должен существовать только для газа (отсутствие прилипания газа на поверхности капилляров). Тем

не менее проявление эффекта проскальзывания обнаружено также и при фильтрации жидкостей (воды, нефти);

2) снижение газопроницаемости при увеличении перепада давления характерно не только для слабопроницаемых пород, в которых проявляется эффект Клинкаберга, а длина свободного пробега газа λ сравнима с характерным размером пор r_0 (числа Кнудсена $Kn = \lambda/r_0 \sim 1$), но и для высокопроницаемых пород, когда $\lambda \ll r_0$ ($0,001 < Kn < 1$);

3) существуют многочисленные свидетельства [8, 16] невозможности приведения экспериментальных результатов по газопроницаемости к линейной зависимости (3);

4) зависимость (2), следующая из закона Дарси (1), не соответствует экспериментальной зависимости $Q_{эксп} = f(\Delta P)$.

Последнее противоречие является самым очевидным. Действительно, на основании закона Дарси (1) и гипотезы Клинкаберга (о проскальзывании газа) для горных пород характерно снижение газопроницаемости при увеличении перепада давления [8, 16]. В этом случае подвижность газа Π должна уменьшаться с увеличением давления. Однако в соответствии с экспериментом Π , наоборот, растет при увеличении давления (напомним, что изменения μ незначительны).

Феноменологический подход к объяснению экспериментальных закономерностей фильтрации газа в пористой среде

Как отмечалось ранее, наклон экспериментальной зависимости (2) характеризует подвижность флюида $\Pi = K_{абс}/\mu$, и это дает возможность при известных геометрических размерах образца и динамической сдвиговой вязкости газа μ рассчитать абсолютную проницаемость образца породы $K_{абс}$. На рис. 2 схематично показана зависимость Π от ΔP , полученная в соответствии с кривой на рис. 1. Так, по результатам экспериментальных исследований зависимости $Q_{эксп} = f(\Delta P)$ (см. рис. 1) и с учетом слабого изменения μ (всего на 0,3 % в исследуемом диапазоне давлений [13]) для образца керна можно получить значения газопроницаемости $K_{абс}$, отличающиеся в несколько раз. Возникает закономерный вопрос: на каком линейном участке из трех, представленных на рис. 1, 2, необходимо производить расчет $K_{абс}$? Очевидно, что при увеличении ΔP экспериментатор может оказаться на любом участке кривой зависимости

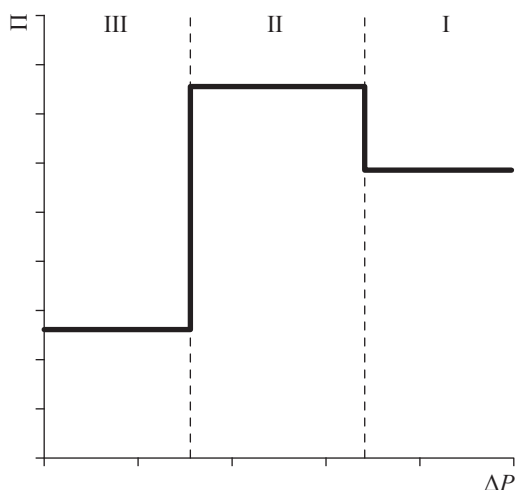


Рис. 2. Характерная зависимость подвижности газа Q от ΔP , полученная из экспериментальной зависимости $Q_{\text{эксп}} = f(\Delta P)$ (см. рис. 1)

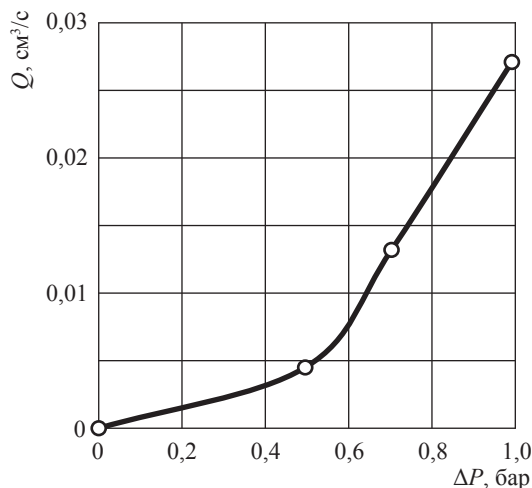


Рис. 3. Кривая зависимости $Q_{\text{эксп}} = f(\Delta P)$ для стандартного образца керна ЧНГКМ № 686/14 проницаемостью по азоту порядка 0,01 мД. Здесь и далее на рис. 4–8: давление обжима – 10 бар; температура комнатная; давление на выходе образца атмосферное

$Q = f(\Delta P)$, а значит, и получить различные значения газопроницаемости $K_{\text{абс}}!$

На рис. 3–9⁴ приведены экспериментальные зависимости, полученные на стандартных единичных образцах (диаметром $D_{\text{обр}} = 30$ мм и длиной $L_{\text{обр}} \approx 30\text{--}35$ мм) керна различной газопроницаемости из скважин Чаяндинского (ЧНГКМ) и Южно-Киринского нефтегазоконденсатных месторождений. Видно, что, измеряя расходы газа через стандартные образцы керна с различными фильтрационно-емкостными свойствами в диапазоне изменения ΔP от 0,2 до 1,2 бар (обычно используемый диапазон давлений), экспериментатор попадает либо в переходную зону между III и II участком (см. рис. 3–5), либо на участок II (см. рис. 6–8), либо на участок I (см. рис. 9).

Напомним, что резкое различие наклонов графика зависимости $Q = f(\Delta P)$ в областях II и III участков невозможно объяснить с позиций гипотезы Клинкенберга [1]. Действительно, согласно гипотезе Клинкенберга при переходе из третьей зоны во вторую с повышением давления величина Q должна уменьшаться за счет эффекта проскальзывания (напомним, что при незначительном увеличении давления μ практически постоянна, т.е. растет малозаметно), в то время как в эксперименте (см. рис. 2) наблюдается совершенно противоположная кар-

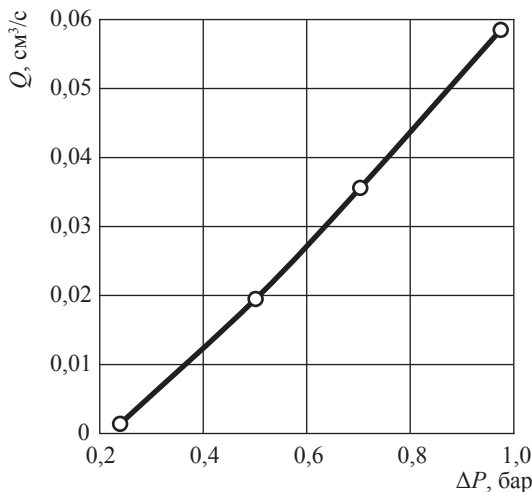


Рис. 4. Кривая зависимости $Q_{\text{эксп}} = f(\Delta P)$ для стандартного образца керна ЧНГКМ № 684/14 проницаемостью по азоту порядка 0,2 мД

тина: при переходе из III во II зону с повышением давления Q растет.

Этот эффект можно объяснить исходя из предположения резкого снижения сопротивления пористой среды фильтрационному потоку газа при увеличении давления. В условиях неизменности структуры порового пространства такое снижение сопротивления (аналог сверхпроводимости породы) может быть обусловлено только падением вязкости газа.

⁴ Результаты, представленные на рис. 3–8, получены А.В. Дахновым, на рис. 9 – В.П. Ваньковым.

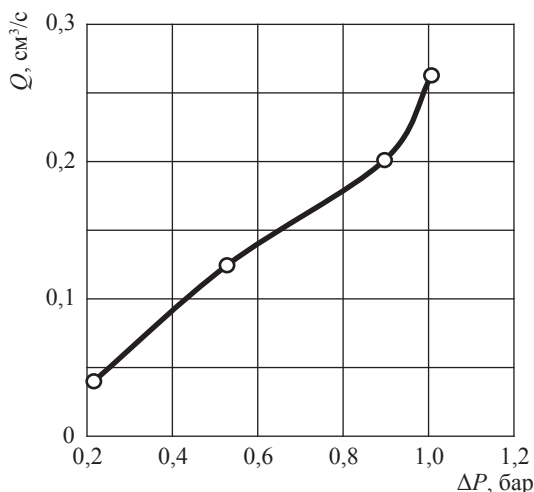


Рис. 5. Кривая зависимости $Q_{\text{жсп}} = f(\Delta P)$ для стандартного образца ядра ЧНГKM № 579/14 проницаемостью по азоту порядка 1,2 мД

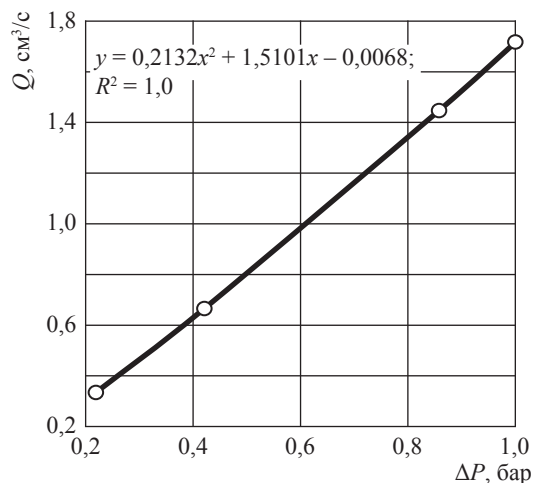


Рис. 6. Кривая (ветвь вогнутой параболы) зависимости $Q_{\text{жсп}} = f(\Delta P)$ для стандартного образца ядра ЧНГKM № 575/14 проницаемостью по азоту порядка 10 мД: R^2 – коэффициент детерминации

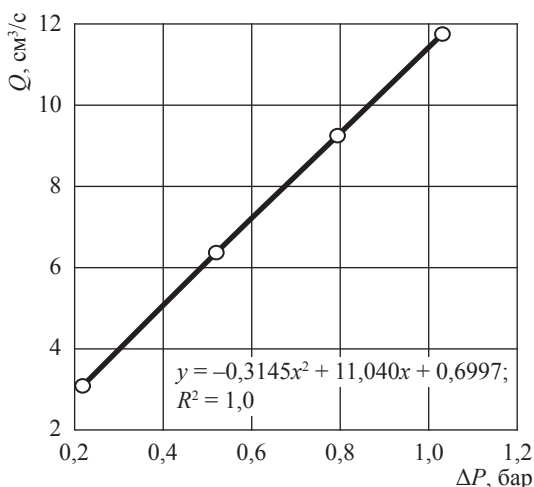


Рис. 7. Кривая (ветвь выпуклой параболы) зависимости $Q_{\text{жсп}} = f(\Delta P)$ для стандартного образца ядра ЧНГKM № 624/14 проницаемостью по азоту порядка 70 мД

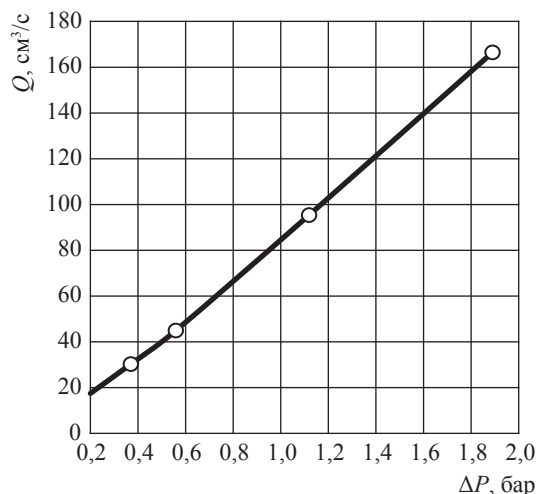


Рис. 8. Кривая (S-образной формы с точкой перегиба при ΔP порядка 1 бар) зависимости $Q_{\text{жсп}} = f(\Delta P)$ для стандартного образца ядра ЧНГKM № 457 проницаемостью по азоту порядка 450 мД

Отмеченные противоречия могут быть интерпретированы с позиций существования при фильтрации флюидов через пористую среду второго коэффициента вязкости жидкостей и газов, а именно – объемной вязкости η_v [17–20]. Объемная вязкость, как правило, проявляется при процессах адиабатического сжатия и разгрузки [17–20]. На сегодняшний день существует единственный проверенный способ ее определения – ультразвуковой. Обычно [19, 20] значение η_v существенно (иногда в 2000 раз) превосходит μ . Кроме того, при до-

стижении определенной частоты сжатия/разрежения объемная вязкость начинает релаксировать [20].

На рис. 10 показана феноменологическая картина поведения η_v и μ с ростом давления при фильтрации газа через образец сухого ядра. При переходе из III во II зону фильтрации при увеличении давления частота сжатия/разрежения газа (f) при фильтрации через пористую среду может достичь частоты релаксации (резонансной частоты) (f_n) объемной вязкости. В эксперименте это будет проявляться резким

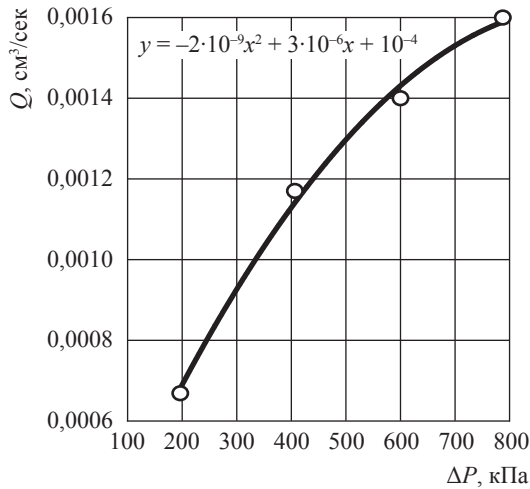


Рис. 9. Кривая (сплошная выпуклая) зависимости $Q_{\text{эксп}} = f(\Delta P)$ для модели пласта (покрышки) Южно-Кириинского НГКМ, которая характеризуется абсолютной проницаемостью по азоту порядка 0,001 мД:
 давление обжима – 37 МПа; $D_{\text{обр}} = 30$ мм;
 $L_{\text{обр}} = 154,55$ мм; температура комнатная;
 давление на выходе образца атмосферное

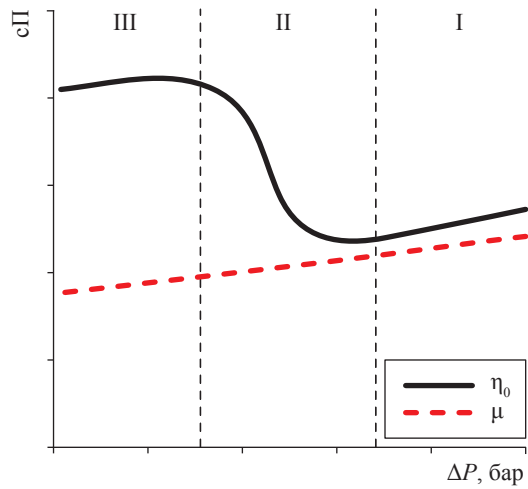


Рис. 10. Поведение объемной и динамической сдвиговой вязкости газа при изменении перепада давления в пористой среде

увеличением наклона кривой $Q = f(\Delta P)$ при переходе из III во II зону фильтрации (см. рис. 1).

При фильтрации газа (жидкости) через пористую среду происходит его (ее) периодическое адиабатическое сжатие/разрежение (рис. 11). Картина во многом аналогична распространению ультразвука в газе (жидкости) [19, 20]. Отличие заключается только в относительности движения: в случае пористой среды газ (жидкость) двигается через периодическую структуру, а в случае распространения ультразвука в газе (жидкости) периодическая волна сжатия/разрежения распространяется в неподвижной среде (газе или жидкости в объеме). Из теории и практики ультразвуковых исследований [19, 20] хорошо известно, что на поглощение звука в жидкой или газообразной средах влияет не только динамическая сдвиговая, но и (в большей мере) объемная вязкость. Причем η_v превосходит μ иногда в тысячи раз и имеет частотную зависимость, т.е. релаксирует.

Таким образом, предлагаемая феноменологическая картина поведения η_v и μ газа (см. рис. 10) при его фильтрации через пористую структуру и изменении ΔP выглядит вполне реалистично и позволяет объяснить противоречия и нестыковки современной подземной гидродинамики.

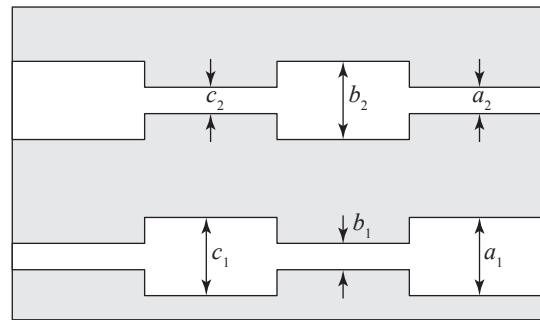


Рис. 11. Модель пористой среды из капиллярных трубок (по Вилли и Гарднеру) [2]

Еще раз про объемную вязкость жидкостей и газов

При феноменологическом выводе уравнений гидродинамики [17–19] появляются сразу два коэффициента вязкости. Для случая сжимаемой жидкости (газа) уравнение движения Навье – Стокса принимает следующий вид:

$$\rho \left(\frac{\partial v_i}{\partial t} + v_k \frac{\partial v_i}{\partial x_k} \right) = \frac{\partial p}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_k} \left\{ \mu \left(\frac{\partial v_i}{\partial x_k} + \frac{\partial v_k}{\partial x_i} - \frac{2}{3} \delta_{ik} \frac{\partial v_l}{\partial x_l} \right) \right\} + \frac{\partial}{\partial x_k} \left(\eta_v \frac{\partial v_l}{\partial x_l} \delta_{ik} \right), \tag{4}$$

где ρ – плотность флюида; p – давление; v – скорость; δ_{ik} – дельта Кронекера.

При условии постоянства μ и η_v (отсутствия релаксации) уравнение (4) сводится к векторной форме:

$$\rho \left(\frac{\partial \vec{v}}{\partial t} + (\vec{v} \nabla) \vec{v} \right) = -\nabla p + \mu \Delta \vec{v} + \left(\eta_v + \frac{\mu}{3} \right) \nabla \operatorname{div} \vec{v}. \quad (5)$$

Обычно к векторному уравнению движения (5) добавляют уравнение неразрывности

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla(\rho \vec{v}) = 0. \quad (6)$$

В середине XIX в. Стокс [21] выдвинул гипотезу, что в формуле (4) величиной η_v , связанной со сжатием флюида, можно пренебречь в большинстве существующих на то время инженерных задач, так как среда при движении считалась либо несжимаемой, либо слабо сжимаемой. Сам Стокс не считал, что это предположение следует распространять на все задачи и течения флюидов. Вслед за Стоксом на протяжении почти двух веков указанная гипотеза применялась при решении подавляющего количества гидродинамических задач. При этом не принимались в расчет ни молекулярное строение флюидов (жидкостей или газов), ни конкретные характеристики и типы течения.

Впервые на необходимость учета объемной вязкости жидкостей и газов при интерпретации результатов по поглощению ультразвука указал Тисса [22] в 1942 г. Экспериментально полученные им коэффициенты поглощения ультразвука в жидкостях и газах во много раз превосходили теоретические значения, следующие из уравнений Навье – Стокса и предположения отсутствия η_v .

Напомним, что величина η_v феноменологически характеризует процесс диссипации энергии при объемных деформациях среды (ситуация, реализуемая как при фильтрации через поровую среду, так и при распространении ультразвука). В отличие от обычной динамической сдвиговой вязкости μ , характеризующей необратимую передачу энергии поступательного движения жидкости или газа от одних слоев к другим, объемная вязкость η_v отражает квазиравновесный обмен энергией между поступательными и внутренними степенями свободы в каждой молекуле вещества (под внутренними степенями свободы молекулярных газов принимаются обычно колебательные и вращательные степени свободы). Для такого обменного молекулярного процесса существует резонансная частота f_p , зависящая от природы газа, дав-

ления и температуры. При повышении частоты воздействия f (частоты сжатия/разрежения газа в пористой среде или частоты ультразвука в объеме жидкости/газа, см. ранее) может возникнуть явление релаксации (стремления к новому равновесному значению) объемной вязкости η_v , при котором обменные процессы между поступательными и внутренними степенями свободы газа (жидкости) не будут успевать за f . Феноменологически это проявляется в релаксации η_v во II зоне (см. рис. 10).

Таким образом, учет объемной вязкости и ее релаксации позволяет устранить расхождения эксперимента и теоретических представлений не только в физической акустике, но также и при фильтрации флюидов в пористых средах, т.е. там, где имеют место процессы диссипации энергии при объемных деформациях флюидов (см. рис. 11).

В настоящее время интерес к параметру η_v не утихает [23, 24]. Вместе с тем во многих прикладных инженерных задачах (например, при расчете трибологических характеристик упругогидродинамической смазки контакта или в задачах внешней аэродинамики при расчете обтекания тел различной формы) коэффициент объемной вязкости η_v зачастую полагается равным нулю. Аналогично в подземной гидродинамике при решении задач фильтрации жидкостей и газов коэффициент η_v даже не упоминается в методике экспериментальных измерений важнейшего параметра газопроницаемости $K_{абс}$. При этом сама геометрия течения (см. рис. 11) флюидов в пористой среде предполагает наличие периодических случайных процессов сжатия/разрежения газа, а значит, и передачу энергии от внешних степеней свободы к внутренним, а также появление объемной вязкости и ее релаксацию при изменении скорости фильтрации с увеличением ΔP .

Напомним, что в первоначальном виде уравнение Дарси (1) получено для фильтрации воды через песчаные фильтры и не содержало параметра μ (вязкость воды принималась равной 1), а также не предполагало эффектов сжатия/разрежения воды (жидкость считалась несжимаемой). В дальнейшем без достаточного теоретического обоснования уравнение Дарси было распространено на фильтрацию газов и других жидкостей (например, нефтей) простым введением параметра динамической сдвиговой вязкости μ флюидов. По мнению автора, определять величину абсолют-

ной газопроницаемости, которая должна характеризовать структуру порового пространства и поэтому быть инвариантной к типу фильтруемого флюида, посредством ее расчета через вязкость – это все равно, что отмерять отрез на платье с помощью кривого аршина. Вязкость газов и жидкостей – как динамическая сдвиговая, так и объемная – сама по себе является предметом многочисленных научных исследований. Поведение коэффициентов μ и η_v в различных термодинамических условиях до сих пор до конца не понято, но это не означает, что η_v не нужно учитывать в конкретной инженерной задаче, например задаче фильтрации газа через поровую среду.

Заметим, что структура поровой среды (см. рис. 11) может быть аппроксимирована любой геометрической формой, например формой чередования сообщающихся объемных пор и тонких капилляров разного размера. Главным при этом является то, что флюид при фильтрации через поровую среду испытывает периодические адиабатические сжатия/разрежения, а значит, создаются условия проявления объемной вязкости и ее релаксации.

Покажем элементарным расчетом, что частота f при фильтрации через поровую среду увеличивается при увеличении ΔP и находится в диапазоне, в котором обычно наблюдается релаксация объемной вязкости для газов [19, 20]. В качестве модели поровой среды выберем единственный цилиндрический керновый образец стандартных размеров 30×35 мм.

Из курса петрофизики и многочисленных экспериментальных исследований хорошо известно [2, 3, 5, 6], что в реальной поровой среде существует распределение пор по размерам. Характерный размер (радиус) пор r_0 зависит от пористости m и абсолютной проницаемости $K_{абс}$ среды и может быть найден либо по формуле [14]

$$r_0 = 2\sqrt{2} \sqrt{\frac{K_{абс}}{m}}, \quad (7)$$

где r_0 и $K_{абс}$ представлены в системе СИ, m – в долях единицы, либо по формуле Г.Ф. Требина [5]

$$d = 5,714 \sqrt{\frac{K_{абс}}{m}}, \quad (8)$$

где диаметр $d = 2r_0$ берется в микронах, $K_{абс}$ – в дарси, m – в долях единицы. Расчеты по формулам (7) и (8) дают практически одинаковые результаты.

В качестве газа фильтрации выберем традиционно используемый для измерения газопроницаемости инертный газ азот. Очевидно, что характерное время пробега газа через единичную пору/сужение

$$t_{хар} = \frac{d}{v_{\phi}}, \quad (9)$$

где $v_{\phi} = Q/F$ – скорость фильтрации (см. формулу (1)). Примем интервал изменения перепада давления ΔP на образце керна от 0,025 до 0,1 МПа (традиционный интервал при стандартных измерениях газопроницаемости), а значение динамической сдвиговой вязкости азота $\mu = 0,01745$ мПа·с (при комнатной температуре 21 °С и атмосферном давлении 0,101 МПа). Напомним, что в выбранном интервале давлений μ изменяется незначительно.

Оценим $t_{хар}$ для стандартных образцов керна различной проницаемости и пористости. Поскольку значение пористости обычно изменяется в пределах $0,1 < m < 0,3$, выберем для удобства расчета среднюю пористость $m = 0,2$. Тогда из уравнения (9) можно получить оценочно $t_{хар}$, а значит, и частоту периодических сжатий/разрежений газа при фильтрации через поровую среду ($f \approx 2\pi/t_{хар}$). В таблице приведены результаты таких оценочных расчетов.

Видно, что f с увеличением ΔP растет и достигает килогерцовых значений (по крайней мере в коллекторах с проницаемостью более 1 мД). Вполне естественно ожидать, что при перепадах давления $\Delta P > 0,1$ МПа частота f попадет в килогерцовый диапазон даже для низкопроницаемых (< 1 мД) коллекторов. Из практики ультразвуковых исследований [19, 20] известно, что именно в этом диапазоне частот ультразвука проявляет себя объемная вязкость η_v , значение которой к тому же снижается (релаксирует к новому значению) при увеличении частоты воздействия (для случая фильтрации газа в пористой среде – при увеличении ΔP).

Как уже отмечалось, в реальной поровой среде существует распределение пор по размерам. Однако даже в этом случае физика происходящих явлений будет аналогичной: при периодических сжатиях/разрежениях газа при фильтрации в пористой среде существуют условия как появления объемной вязкости в зоне III, так и ее релаксации в зоне II (см. рис. 1–2). При этом картина фильтрации газа через реальную поровую среду (с распределением пор по размерам) будет напоминать

**Характерные частоты f , Гц, при фильтрации азота через стандартные
(30×35 мм, $m = 0,2$) образцы керна различной газопроницаемости в условиях
комнатной температуры и атмосферного давления при перепадах давления**

$K_{абс}$, мД	d , мкм	ΔP , МПа		
		0,025	0,05	0,1
0,01	0,02	63	126	251
0,1	0,063	199	397	794
1	0,2	628	1256	2512
10	0,63	1985	3969	7938
100	2	6280	12560	25120
1000	6,3	19845	39690	79379

картину распространения акустических волн (с широким спектром частот) в объеме газа. Напомним, что объяснить появление избыточного поглощения ультразвука в этом случае невозможно без учета η_v .

Еще раз про эффект Клинкенберга

О том, что газы при движении через капилляры ведут себя иначе, чем жидкости, стало известно около 150 лет назад [25]. Если для жидкостей характерно прилипание молекул в пограничном слое к стенке (вследствие более сильного взаимодействия с ней), то применительно к газам такого прилипания не наблюдается (газы скользят вдоль стенки). В этом случае скорость течения газа в тонком капилляре всегда выше, чем этого можно ожидать исходя из уравнения Гагена – Пуазейля.

Элементарный расчет согласно кинетической теории газов [7] показывает, что поправка на скольжение может играть роль только в условиях, когда радиус капилляра r_0 приблизительно равен средней длине свободного пробега λ газовой молекулы или составляет величину того же порядка:

$$Kn = \frac{\lambda}{r_0} \sim 1. \quad (10)$$

Считается, что при $Kn > 1$ (т.е. при $\lambda > r_0$) понятие вязкости газа теряет смысл, а газовые молекулы движутся в направлении снижения ΔP по законам диффузии (закон Фика). При $Kn < 1$ (т.е. при $\lambda < r_0$) используются феноменологические уравнения переноса, уравнения Навье – Стокса и приближения сплошной среды [17, 18, 26].

Длину свободного пробега молекул газа можно оценить по формуле [27]

$$\lambda = \frac{1}{\sqrt{2}pd_m^2n}, \quad (11)$$

где $n = P/kT$ (k – постоянная Больцмана; T – абсолютная температура, К); d_m – эффективный диаметр молекул, м. Тогда расчет по формуле (11) для азота ($d_m = 0,3 \cdot 10^{-3}$ мкм) в лабораторных условиях ($T = 290$ К, $P = 0,1$ МПа) даст значение $\lambda = 0,1$ мкм. Это означает, что для пористых сред с характерным радиусом пор r_0 порядка 0,1 мкм и ниже ($K_{абс} < 1$ мД) фильтрация азота происходит по законам диффузии. В этом случае с ростом давления λ и коэффициент диффузии $D \sim \lambda$ уменьшаются пропорционально ($\sim 1/P$), а скорость фильтрации газа становится обратно пропорциональной квадратному корню из молекулярного веса [7]. Таким образом, в фильтрационных экспериментах на тонких трубках при обычных давлениях и в разреженных газах возможен вариант зависимостей расхода Q от обратного давления $1/P$, аналогичных тем, которые впервые получил Клинкенберг [1] (см. ранее).

Используя формулу (7), легко показать, что при комнатных условиях, в которых обычно производятся стандартные измерения газопроницаемости, практически все типы коллекторов проницаемостью от 1 мД и выше удовлетворяют условию $Kn \leq 1$ и, значит, позволяют использовать приближения сплошной среды для газа (рост избыточного давления в лабораторном эксперименте от 0,02 до 0,15 МПа уменьшает λ , а значит, лишь улучшает соотношение $Kn \leq 1$).

Показано [14, 28], что, используя формулу Гагена – Пуазейля для капилляра радиусом r_0 и условие «неприлипания» газа на стенках (движение со скольжением), можно получить выражение для эффективной проницаемости газа в виде

$$K_{абс} = \frac{r_0^2}{8} \left(1 + \frac{4c\lambda}{r_0} \right), \quad c \approx 1, \quad (12)$$

которое по форме аналогично уравнению Клинкенберга (3). Выражения (3) и (12) показывают, что учет скольжения приводит к появлению 2-го слагаемого, а значит, и к увеличению $K_{абс}$ с уменьшением давления.

Вместе с тем теоретические зависимости типа (3), (12), учитывающие скольжение газа и качественно правильно описывающие экспериментальные результаты при малых давлениях, совершенно не могут объяснить явления резкого увеличения расхода газа в образцах керна при повышении давления. Действительно, с увеличением давления вклад второго члена в формулах (3), (12) в значение газопрооницаемости уменьшается (см. формулу (11)). Это означает, что газопрооницаемость также должна уменьшаться при возрастании давления. В этом случае невозможно объяснить явление резкого увеличения подвижности газа $\Pi = K_{абс}/\mu$ при переходе из зоны фильтрации III в зону II при увеличении давления (см. рис. 1, 2).

Создается впечатление, что эффект скольжения газа существует, но его вклад в наблюдаемые молекулярные процессы при фильтрации газа явно незначителен. По-видимому, эффект скольжения молекул полностью гасится другим более мощным молекулярным процессом, к тому же противоположно направленным по отношению к давлению. Можно предположить, что ниже фильтрационной зоны III (см. рис. 1) существует еще одна зона IV, в которой возможно проявление эффекта Клинкенберга. Это зона очень малых расходов в плотных коллекторах (см. рис. 9).

Предлагаемый в настоящей работе феноменологический подход к интерпретации экспериментальных результатов позволяет объяснить наблюдаемые в лабораторном эксперименте явления и экспериментальную зависимость $Q_{экс} = f(\Delta P)$ в пористых средах. Суть подхода заключается в учете: а) объемной вязкости у молекулярных газов при фильтрации; б) существования явления релаксации объемной вязкости при некоторых соотношениях характерных размеров пористой среды и скорости движения молекул газа (см. рис. 10).

Таким образом, эффект Клинкенберга (увеличение проницаемости при уменьшении давления за счет скольжения молекул на границах пор) при фильтрации газов существует в основном в плотных коллекторах (см. рис. 9) и проявляется либо в лабораторном эксперименте с разреженными газами (давления ниже стан-

дартного атмосферного), либо при стандартных измерениях газопрооницаемости (давления мало отличаются от атмосферного). В пластовых условиях месторождений (при давлениях больше 1–1,5 МПа) эффект Клинкенберга настолько ничтожен, что все спекуляции на эту тему в промышленной практике должны быть исключены. В то же время такие явления, как стриппинг-эффект в газоконденсатных скважинах [29], а также часто обсуждаемый в литературе эффект несовпадения значений относительных фазовых проницаемостей (ОФП) нефтяных месторождений, полученных лабораторным методом и методами гидродинамических исследований скважин, необходимо увязывать с проявлением именно объемной вязкости в газах и жидкостях при их фильтрации через пористую среду.

Эффект Клинкенберга, как правило, связывают еще с одним интересным экспериментальным фактом: зависимостью поправки Клинкенберга b (см. уравнение (3)) от типа молекулярного газа [2, 16]. Экспериментально это проявляется в различных наклонах кривых зависимости газопрооницаемости $K_{абс}$ от обратного давления $1/P_{ср}$, полученных для разных молекулярных газов. При этом забывается о том, что используемые в эксперименте газы имеют схожие значения λ , и значит, не могут дать столь большого расхождения углов наклона графиков. С позиций же существования объемной вязкости все становится очевидным: для молекулярных газов H_2 , N_2 , CO_2 при их фильтрации через поровую среду значения η , могут отличаться на несколько порядков [18–24], а следовательно, и релаксация η_r , подобная представленной на рис. 10 в зоне II, будет происходить по-разному для различных газов.

О градиентах давления

Хорошо известно [2–6], что градиент пластового давления залежей нефти и газа обычно не выходит за пределы 0,008–0,013 МПа/м (верхний предел характерен для газовых залежей). Для лабораторного эксперимента при стандартных измерениях газопрооницаемости $K_{абс}$ используют диапазон избыточных давлений от 0,02–0,1 МПа. Таким образом, при стандартных размерах керна образца ($D_{обр} \times L_{обр} = 30 \times 35$ мм) градиенты давлений в лаборатории составляют от 0,57 до 2,86 МПа/м, т.е. намного превышают пластовые значения (более чем на два порядка).

Это означает, что ожидать проявления молекулярного процесса, связанного с релаксацией η_v , можно лишь в призабойной зоне пласта, т.е. там, где градиенты давления достаточно высокие. Наблюдаемый в промысловой практике стриппинг-эффект в газоконденсатных скважинах [29], а также превышение натуральных значений ОФП над лабораторными, по видимому, обусловлены именно релаксацией объемной вязкости (газа, нефти) в прискважинной зоне. При этом необходимо помнить, что при реальной фильтрации природного газа в коллекторе должна учитываться объемная вязкость не инертного газа (например, азота), а натурального газа (обычно на 90 % состоящего из метана).

Об экспериментальном определении объемной вязкости

На сегодняшний день единственным проверенным способом определения η_v в жидкостях и газах является ультразвуковой метод [19, 20, 22]. Сравнительно недавно [30] разработан способ измерений объемной вязкости в жидкостях с помощью автоматизированного прибора Micro PVT, на котором получены данные о влиянии параметра η_v на физико-химические свойства различных растворов [31]. Кроме того, предложена кинетическая теория молекулярных газов с внутренними степенями свободы (N_2 , O_2 , CO_2) [23, 32, 33]. Показано [33], как релаксация внутренних степеней свободы сказывается на значениях коэффициентов переноса, и в частности на η_v .

О нелинейном двучленном законе фильтрации Форхгеймера

Экспериментальные исследования показывают (см. рис. 7–9), что линейный закон Дарси (1) в области больших градиентов давления (переход из зоны фильтрации II в зону I) перестает выполняться. В этом случае скорости фильтрации, как правило, большие, и необходимо использовать нелинейное двучленное уравнение Форхгеймера [4, 34]:

$$\frac{\Delta P}{L} = av_{\phi} + bv_{\phi}^2, \quad (13)$$

где $\Delta P/L$ – градиент давления; a и b – коэффициенты. Представлено также обобщение нелинейного двучленного уравнения Форхгеймера (13) на случай неустановившегося фильтрационного течения совершенного газа

в изотропной среде [34]. Следует указать, что в этом случае (при больших скоростях фильтрации) η_v также существует, но уже отрелаксировала и по порядку величины становится сравнимой с μ либо меньшей μ (см. рис. 10).

С практической точки зрения нелинейное двучленное уравнение Форхгеймера, как правило, используется при больших градиентах пластового давления, а значит, в призабойной зоне пласта, т.е. там, где обычно наблюдается явление «насыщения» – зависимости дебита скважин (особенно газовых) от депрессии (см. рис. 1, зона I). Однако это явление необходимо отличать от явления сверхпроводимости породы, обусловленного релаксацией объемной вязкости η_v (см. рис. 1, зона II).

Следует указать, что даже при больших градиентах давления от 0,57 до 2,86 МПа/м и высоких скоростях фильтрации (≈ 23000 м/сут), реализуемых в лаборатории при измерениях газопроницаемости в высокопроводящих коллекторах, числа Рейнольдса практически всегда удовлетворяют соотношению $Re < 0,1$.

Считается [7], что при $Re > 1$ пористая среда (различные пески и неуплотненные песчаники) оказывает более высокое сопротивление фильтрации газа, чем это продиктовано законом Дарси. Экспериментальные исследования в прямых и гладких трубках показали, что такого рода увеличение сопротивления связано с переходом от ламинарного течения к турбулентному. Вместе с тем подобные наблюдения на реальном керне невозможны, а значит, неизвестны и молекулярные механизмы процессов течения в этом случае при $Re > 1$. Таким образом, вопрос о турбулизации фильтрационного потока в условиях лабораторного фильтрационного эксперимента на реальной пористой среде остается открытым.

Возможный подход к получению объективных фильтрационных характеристик пласта на основе стандартных исследований газопроницаемости

На основании полученных результатов можно предложить следующие мероприятия по улучшению качества лабораторных исследований газопроницаемости и их дальнейшему использованию в нефтепромысловой практике:

1) при стандартных исследованиях газопроницаемости рекомендовать получение полного графика зависимости (2) «расход – перепад

давления» (см. рис. 1), по крайней мере в диапазоне давлений от 0,01–0,5 МПа. Измерения проводить для различных типов коллекторов месторождения (аналогично построению кривых капиллярного давления) с выделением как минимум трех зон фильтрации;

2) разработать алгоритмы учета фильтрационных свойств продуктивного коллектора в гидродинамических моделях и расчета технологических параметров на основании полных экспериментальных зависимостей типа (2);

3) в случае использования традиционной оценки газопроницаемости коллектора с помощью уравнения Дарси учитывать наличие как динамической сдвиговой, так и объемной вязкости фильтруемого флюида, а также релаксацию объемной вязкости при возрастании скорости фильтрации (градиентов давлений).

Таким образом, на основании обширных измерений $K_{абс}$ в пористых средах и их глубокого анализа предложена феноменологическая картина процессов фильтрации, позволяющая объяснить многие противоречия современной петрофизики. Предполагается, что:

а) эффект Клинкенберга может проявляться только в лабораторных экспериментах при фильтрации разреженных газов в образцах керн на низкой газопроницаемости (меньше 1 мД)

и абсолютно нереален в газопромысловой практике;

б) фильтрация газа в пористой структуре сопровождается периодическим адиабатическим сжатием/разрежением газа, при котором возникает объемная вязкость газа, обусловленная переходом энергии газа от поступательных степеней свободы к внутренним и обратно;

в) при увеличении скорости фильтрации газа (т.е. перепада давления на образце керн) достигаются условия релаксации (стремления к новому более низкому равновесному значению) объемной вязкости η_v . Это явление трактуется как *эффект сверхпроводимости пород*;

г) эффект сверхпроводимости пород во II зоне фильтрации, выражающийся в резком повышении наклона графика зависимости «расход – перепад давления» (2), обусловлен не эффектом Клинкенберга, как считалось ранее, а релаксацией η_v при увеличении давления (зона фильтрации II);

д) в настоящее время существуют способы экспериментального измерения и теоретической оценки η_v жидкостей и газов.

В этой связи актуальна разработка методического подхода к учету η_v при обосновании технологических параметров, полученных в процессе стандартных исследований газопроницаемости, и интерпретации важнейших фильтрационных характеристик.

Список литературы

1. Klinkenberg L.J. The permeability of porous media to liquids and gases / L.J. Klinkenberg // *Drilling and Production Practice*. – Am. Petroleum Inst., 1941. – P. 200–211.
2. Амикс Дж. Физика нефтяного пласта / Дж. Амикс, Д. Басс, Р.М. Уайтинг. – М.: Гостоптехиздат, 1962.
3. Котяхов Ф.И. Основы физики нефтяного пласта / Ф.И. Котяхов. – М.: Гостоптехиздат, 1956.
4. Арье А.Г. Физические основы фильтрации подземных вод / А.Г. Арье. – М.: Недра, 1984. – 101 с.
5. Требин Г.Ф. Фильтрация жидкостей и газов в пористых средах / Г.Ф. Требин. – М.: Гостоптехиздат, 1959. – 158 с.
6. Тульбович Б.И. Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа / Б.И. Тульбович. – М.: Недра, 1979.
7. Энгельгард В. Поровое пространство осадочных пород / В. Энгельгард. – М.: Недра, 1964.
8. Песков А.В. Определение газопроницаемости пород с учетом эффекта скольжения газа / А.В. Песков, В.А. Ольховская // *Нефтепромысловое дело*. – 2010. – № 3. – С. 10–12.
9. Басниев К.С. Подземная гидромеханика / К.С. Басниев, И.Н. Кочина, В.М. Максимов. – М.: Недра, 1993. – 416 с.
10. Байков В.А. Нестационарная фильтрация в сверхнизкопроницаемых коллекторах при низких градиентах давлений / В.А. Байков, А.В. Колонских, А.К. Макатров и др. // *Нефтяное хозяйство*. – 2013. – № 10. – С. 52–56.

11. Байков В.А. Моделирование притока жидкости к скважинам в низкопроницаемых коллекторах с учетом нелинейной фильтрации / В.А. Байков, А.Я. Давлетбаев, Д.С. Иващенко // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 54–58.
12. Шпуров И.В. Обоснование граничного значения проницаемости коллекторов при их дифференциации на классы с высоким и низким фильтрационными потенциалами / И.В. Шпуров // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 9. – С. 73–77.
13. Варгафтик Н.Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей / Н.Б. Варгафтик. – 2-е изд. – М.: Наука, 1972. – 720 с.
14. Florence F.A. Improved permeability prediction relations for low permeability sands / F.A. Florence, J.A. Rushing, K.E. Newsham et al. // SPE 107954: SPE Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium. – Denver, Colorado, 16–18 April 2007. – 10.2118/107954-MS.
15. Виноградов В.Г. Практикум по петрофизике / В.Г. Виноградов, А.В. Дахнов, С.Л. Пацевич. – М.: Недра, 1990. – 227 с.
16. Дахнов А.В. Повышение достоверности лабораторных определений коэффициента проницаемости по газу на образцах горных пород / А.В. Дахнов, И.Б. Крюкова; под ред. Б.А. Григорьева // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 100–109. – (Вести газовой науки).
17. Ландау Л.Д. Механика сплошных сред / Л.Д. Ландау, Е.М. Лифшиц. – 2-е изд. – М.: Наука, 1954. – § 78.
18. Ландау Л.Д. Теоретическая физика: в 10 т. Т. VI: Гидродинамика / Л.Д. Ландау, Е.М. Лифшиц. – М.: Наука, 1986. – 736 с.
19. Физическая акустика: пер. с англ. / под ред. У. Мэзона. – М., 1968. – Т. 2, ч. А.
20. Бергман Л. Ультразвук и его применение в науке и технике / Л. Бергман; под ред. В.С. Григорьева и Л.Д. Розенберга. – 2-е изд. – М.: Иностранная литература, 1957. – 726 с.
21. Stokes G.G. On the theories of the internal friction of fluids in motion, and of the equilibrium and motion of elastic solids / G.G. Stokes // Transactions of the Cambridge Philosophical Society. – 1845. – V. 8. – № 22. – P. 287–342.
22. Tisza L. Supersonic absorption and Stoke's viscosity relation / L. Tisza // Phys. Rev. – 1942. – № 61. – P. 531–536.
23. Cramer M.S. Numerical estimates for bulk viscosity of ideal gases / M.S. Cramer // Phys. Fluids. – 2012. – № 24. – P. 66–102.
24. Bruno D. Relaxation of internal temperature and volume viscosity / D. Bruno, V. Giovangigli // Phys. Fluids. – 2011. – № 23. – P. 93–104.
25. Kundt A. Uber reibung und warmeleitung verdunnter gase / A. Kundt, E. Warburg // Poggendorfs Annalen der Physic and Chemie. – 1875. – P. 155–337.
26. Седов Л.И. Механика сплошной среды / Л.И. Седов. – М.: Наука, 1994. – 560 с.
27. Кикоин А.К. Молекулярная физика / А.К. Кикоин, И.К. Кикоин. – М.: Наука, 1976. – 480 с.
28. Шеберстов Е.В. Особенности массопереноса в коллекторах сланцевого газа и задачи математического моделирования / Е.В. Шеберстов; под ред. Б.А. Григорьева // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 52–59.
29. Добкин С.В. Моделирование продуктивности газоконденсатных скважин / С.В. Добкин, В. Девентер, Г. Намазова и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2016. – № 4. – С. 17–31.
30. Пат. 2216007 Российская Федерация. Способ измерения объемной вязкости / В.Н. Белоненко, Ю.Э. Беляев, В.Г. Николашев и др.; приоритет от 14.08.2001 // Бюл. № 31. – 10.11.2003.
31. Троицкий В.М. Влияние давления до 150 МПа на сжимаемость и объемную вязкость этиленгликолевых растворов тетрагидрофурана / В.М. Троицкий, М.Н. Родникова, Д.Б. Каюмова и др. // Журнал физической химии. – 2010. – Т. 84 (12). – С. 2190.
32. Жданов В.М. Процессы переноса и релаксации в молекулярных газах / В.М. Жданов, М.Я. Алиевский. – М.: Наука. Гл. ред. физ.-мат. лит., 1989. – 335 с.
33. Нагнибеда Е.А. Кинетическая теория процессов переноса и релаксации в потоках неравновесных реагирующих газов / Е.А. Нагнибеда, Е.В. Кустова. – СПб.: Издательство СПбГУ, 2003. – 272 с.
34. Дмитриев Н.М. Уравнение неустановившихся течений по двучленному закону фильтрации в изотропной пористой среде / Н.М. Дмитриев, М.Н. Дмитриев, А.А. Мурадов // Труды РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2011. – № 3 (264). – С. 102–111.

Phenomenological approach to analysis of empirical data on gas permeability in porous media. A true reason for Klinkenberg's effect

V.M. Troitskiy

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Est. 15, Projektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
E-mail: V_Troitskiy@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. On the grounds of wide measurements and analysis of absolute permeability factor behavior in porous media a phenomenological image of filtration is suggested. It allows for right identification of reasons for diversification of experimental data and theory including contradiction of test results and Klinkenberg's hypothesis about gas sliding.

Ambiguity of gas permeability determination in a laboratory at various reservoir core properties and pressure gradients is demonstrated. Three main zones of filtration with different gas permeability values are selected. In particular, there is a so-called zone of "rock superconductivity", which existence can be explained only through appearance and relaxation of volume viscosity during filtration.

Keywords: gas permeability, filtration, Klinkenberg's effect, Darcy's law, Forchheimer's equations, bulk viscosity of gases, viscosity relaxation.

References

1. KLINKENBERG, L.J. The permeability of porous media to liquids and gases. *Drilling and Production Practice*. Am. Petroleum Inst., 1941, pp. 200–211.
2. AMYX, James W., Daniel M. BASS and Jr. Robert Z. WHITING. *Petroleum reservoir engineering. Physical properties*. N.Y.: McGraw-Hill, 1960.
3. KOTYAKHOV, F.I. *Principals of petroleum reservoir physics* [Osnovy fiziki neftyanogo plasta]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1956. (Russ.).
4. ARYE, A.G. *Physical principals of groundwater filtration* [Fizicheskiye osnovy filtratsii podzemnykh vod]. Moscow: Nedra, 1984. (Russ.).
5. TREBIN, G.F. *Filtration of fluids and gases in porous media* [Filtratsiya zhidkostey i gazov v poristyykh sredakh]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1959. (Russ.).
6. TULBOVICH, B.I. *Methods for studying rocks being oil-and-gas reservoirs* [Metody izucheniya porod-kollektorov nefiti i gaza]. Moscow: Nedra, 1979. (Russ.).
7. ENGELGARD, V. *Porous space of sedimentary rocks* [Porovoye prostranstvo osadochnykh porod]. Moscow: Nedra, 1964. (Russ.).
8. PESKOV, A.V. and V.A. OLKHOVSKAYA. Determination of rocks' gas permeability adjusted for gas slippage effect [Opredeleniye gazopronitsayemosti porod s uchetom effekta skolzheniya gaza]. *Neftepromyslovoye delo*. 2010, no. 3, pp. 10–12. ISSN 0207-2351. (Russ.).
9. BASNIYEV, K.S., I.N. KOCHINA and V.M. MAKSIMOV. *Underground hydrodynamics* [Podzemnaya gidrodinamika]. Moscow: Nedra, 1993. (Russ.).
10. BAYKOV, V.A., A.V. KOLONSKIKH, A.K. MAKATROV et al. Transitional filtration in extra-low-permeable reservoirs at low gradients of pressure [Nestatsionarnaya filtratsiya v sverkhnizkopronitsayemykh kollektorakh pri nizkikh gradiyentakh davleniy]. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2013, no. 10, pp. 52–56. ISSN 0028-2448. (Russ.).
11. BAYKOV, V.A., A.Ya. DAVLETBAYEV, D.S. IVASHCHENKO. Modelling of fluid inflow to wells in low-permeable reservoirs with provision for non-linear filtration [Modelirovaniye pritoka zhidkosti k skvazhinam v nizkopronitsayemykh kollektorakh s uchetom nelineynoy filtratsii]. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2014, no. 11, pp. 54–58. ISSN 0028-2448. (Russ.).
12. SHPUROV, I.V. Substantiation of a marginal value for permeability of reservoirs classified by high and low filtration potentials [Obosnovaniye granichnogo znacheniya pronitsayemosti kollektorov pri ikh differentsiatsii na klassy s vysokim i nizkim filtratsionnymi potentsialami]. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2015, no. 9, pp. 73–77. ISSN 0028-2448. (Russ.).
13. VARGAFTIK, N.B. *Reference book on thermal physical properties of gases and liquids* [Spravochnik po teplofizicheskim svoystvam gazov i zhidkostey]. 2nd ed. Moscow: Nauka, 1972. (Russ.).
14. FLORENCE, F.A., J.A. RUSHING, K.E. NEWSHAM et al. *Improved permeability prediction relations for low permeability sands*. SPE 107954. SPE Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium. Denver, Colorado, 16–18 April 2007. 10.2118/107954-MS.
15. VINOGRADOV, V.G., A.V. DAKHNOV, S.L. PATSEVICH. *Manual on petrophysics* [Praktikum po petrofizike]. Moscow: Nedra, 1990. (Russ.).

16. DAKHNOV, A.V. and I.B. KRYUKOVA. Improving reliability of laboratory-determined gas permeability coefficients on rock samples [Povysheniye dostovernosti laboratornykh opredeleniy koeffitsiyenta pronitsayemosti po gazy na obratzsakh gornykh porod]. In: *Important to study hydrocarbon reservoir: collection of sci. articles*. B.A. Grigoryev (ed.). Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2012, pp. 100–109. (Russ.).
17. LANDAU, L.D. and Ye.M. LIFSHIZ. *Mechanics of continuous media* [Mekhanika sploshnykh sred]. 2nd ed. Moscow: Nauka, 1954, § 78. (Russ.).
18. LANDAU, L.D. and Ye.M. LIFSHIZ. Hydrodynamics [Gidrodinamika]. In: *Course of theoretical physics* [Teoreticheskaya fizika]: in 10 volumes. Moscow: Nauka, 1986, vol. VI. (Russ.).
19. MASON, W.P. (ed.). *Physical acoustics*. Translated from Engl. Moscow: Mir, 1968, vol. 2, pt. A. (Russ.).
20. BERGMANN, L. *Ultrasound and its application in science and engineering* [Der Ultraschall und seine Anwendung in Wissenschaft und Technik]. Translated from Germ. Eds. V.S. Grigoryev, L.D. Rozenberg. 2nd ed. Moscow: Inostrannaya literatura, 1957. (Russ.).
21. STOKES, G.G. On the theories of the internal friction of fluids in motion, and of the equilibrium and motion of elastic solids. *Transactions of the Cambridge Philosophical Society*. 1845, vol. 8, no. 22, pp. 287–342.
22. TISZA, L. Supersonic absorption and Stoke's viscosity relation. *Phys. Rev.* 1942, no. 61, pp. 531–536.
23. CRAMER, M.S. Numerical estimates for bulk viscosity of ideal gases. *Phys. Fluids*. 2012, no. 24, pp. 66–102.
24. BRUNO, D. and V. GIOVANGIGLI. Relaxation of internal temperature and volume viscosity. *Phys. Fluids*. 2011, no. 23, pp. 93–104.
25. KUNDT, A. and E. WARBURG. Uber reibung und wärmeleitung verdünnter gase. In: *Poggendorfs Annalen der Physik und Chemie*. 1875, pp. 155–337.
26. SEDOV, L.I. *Mechanics of continuous medium* [Mekhanika sploshnoy sredy]. Moscow: Nauka, 1994. (Russ.).
27. KIKOIN, A.K. and I.K. KIKOIN. *Molecular physics* [Molekulyarnaya fizika]. Moscow: Nauka, 1976. (Russ.).
28. SHEBERSTOV, Ye.V. Features of mass transfer in collectors of shale gas and problems of mathematical modelling [Osobennosti massoperenosa v kollektorakh slantsevogo gaza i zadach matematicheskogo modelirovaniya]. *Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of stratal hydrocarbon systems* [Aktualnyye voprosy issledovaniy plastovykh system mestorozhdeniy uglevodorodov]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015, no. 4(24), pp. 52–59. ISSN 2306-8949. (Russ.).
29. DOBKIN, S.V., V. DEVENTER, G. NAMAZOVA et al. Modelling productivity of gas-condensate wells [Modelirovaniye produktivnosti gazokondensatnykh skvazhin]. *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti*. 2016, no. 4, pp. 17–31. ISSN 2070-6820. (Russ.).
30. BELONENKO, V.N., Yu.E. BELYAYEV, V.G. NIKOLASHEV et al. *Method for measuring volume viscosity* [Sposob izmereniya obyemnoy vyazkosti]. 14 August 2001. Publ.: 10 November 2003 in Bulletin no. 31. RU 2216007. (Russ.).
31. TROITSKIY, V.M., M.N. RODNIKOVA, D.B. KAYUMOVA et al. Impact of pressure up to 150 MPa to compressibility and volume viscosity of ethylene-glycol solutions of tetrahydrofuran [Vliyaniye davleniya do 150 MPa na szhimayemost i obyemnyuyu vyazkost etilenglikolevykh rastvorov tetrogidrofurana]. *Zhurnal fizicheskoy khimii*. 2010, vol. 84(12), p. 2190. ISSN 0044-4537. (Russ.).
32. ZHDANOV, V.M. and M.Ya. ALIYEVSKIY. *Transfer and relaxation processes in molecular gases* [Protsessy perenosa i relaksatsii v molekulyarnykh gazakh]. Moscow: Nauka, 1989. (Russ.).
33. NAGNIBEDA, Ye.A. and Ye.V. KUSTOVA. *Kinetic theory of transfers and relaxations in flows of non-equilibrium active gases* [Kineticheskaya teoriya protsessov perenosa i relaksatsii v potokakh reagiruyushchikh gazov]. St. Petersburg: St. Petersburg State University Publishers, 2003. (Russ.).
34. DMITRIYEV, N.M., M.N. DMITRIYEV, A.A. MURADOV. Equation for unsteady flows according to binominal filtration law in isotropic porous medium [Urvneniye neustanovivshikhsya techeniy po dvuchlennomy zakonu filtratsii v izotropnoy poristoy srede]. *Proc. of Gubkin Russian State University of Oil and Gas*. 2011, no. 3(264), pp. 102–111. ISSN 2073-9028. (Russ.).

УДК 622.279.23

К вопросу оценки качества проб пластовых флюидов

Л.С. Косякова^{1*}, Н.М. Парфёнова¹, Д.Р. Крайн¹, И.М. Шафиев¹,
В.А. Логинов¹, Р.Ю. Наренков¹

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

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

Тезисы. Определение качества отобранных проб пластовых флюидов (газа, конденсата, нефти) является важным на всех стадиях разработки месторождения. Существует комплекс мероприятий по оценке представительности отобранных проб. В статье рассмотрены примеры определения представительности отобранных проб по критерию загрязненности технологическими жидкостями, применяемыми при бурении, перфорации и освоении скважины. Химический состав проб оценивался методами физико-химического анализа (ФХА) и газожидкостной хроматографии (ГЖХ).

Так, в процессе исследования пластовых флюидов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения в течение 2009–2016 гг. пробы флюидов проверялись на содержание новой экологически безопасной системы бурового раствора «Полиэконал-Флора». В некоторых образцах примесь бурового раствора была обнаружена методом ГЖХ в количествах от 0,02 до 0,17 масс. %, в результате чего пробы признали некачественными.

При вторичном вскрытии скважины № 1 Южно-Лунского месторождения в режиме очистки после закачки дизельного топлива для создания нужной депрессии существовала вероятность попадания дизельного масла в продукцию скважины. Тем не менее методами ФХА и ГЖХ установлено отсутствие в пробах нефти и конденсата сколь-либо заметных его количеств.

На основании проведенных исследований показана эффективность методов ФХА и ГЖХ применительно к определению наличия технологических примесей в продукции скважин – конденсатах и нефтях.

Определение качества отобранных проб пластовых флюидов (газа, конденсата, нефти) актуально на всех стадиях жизненного цикла месторождения. В частности, от качества проб зависят результаты лабораторных и экспериментальных исследований, выполняемых для моделирования поведения пластовой системы на установках фазовых равновесий, определения потенциального содержания углеводородов (УВ) фракции C_{5+} и коэффициентов конденсатоотдачи, и, в конечном счете, перспективность разработки месторождения.

Существует ряд методов оценки представительности проб. Комплекс соответствующих мероприятий включает проверку герметичности пробоотборных камер и наличия свободной воды, определение давления насыщения нефти (конденсата) и его сопоставление с давлением сепарации при температуре сепарации и т.д. Также качество проб проверяют методом Хоффмана – Крампа – Хокотта (*англ.* Hoffman–Crump–Hocott) [1], в основу которого положена корреляция констант равновесия. Далее в статье приведены примеры определения представительности отобранных проб по критерию загрязненности технологическими жидкостями, применяемыми при бурении, перфорации и освоении скважины.

На уровне химического состава качество проб оценивают физико-химическими методами, а также при помощи газожидкостной хроматографии (ГЖХ). Так, примером может служить обнаружение технологических примесей в пробах пластовых флюидов, отобранных из скважин, пробуренных с применением бурового раствора на углеводородной основе и недостаточно хорошо очищенных от продуктов бурения. Газохроматографические измерения проводились с использованием хроматографа Varian CP 3800, снабженного высокоэффективной 50-метровой капиллярной колонкой CP-Sil 5 CB с нанесенной неподвижной фазой, пламенно-ионизационным детектором и автодозатором, в режиме программирования температуры. Обработка результатов осуществлялась с использованием пакета прикладных программ Galaxie.

Ключевые слова: пластовый флюид, представительность проб, загрязненность технологическими жидкостями, физико-химический анализ, газожидкостная хроматография.

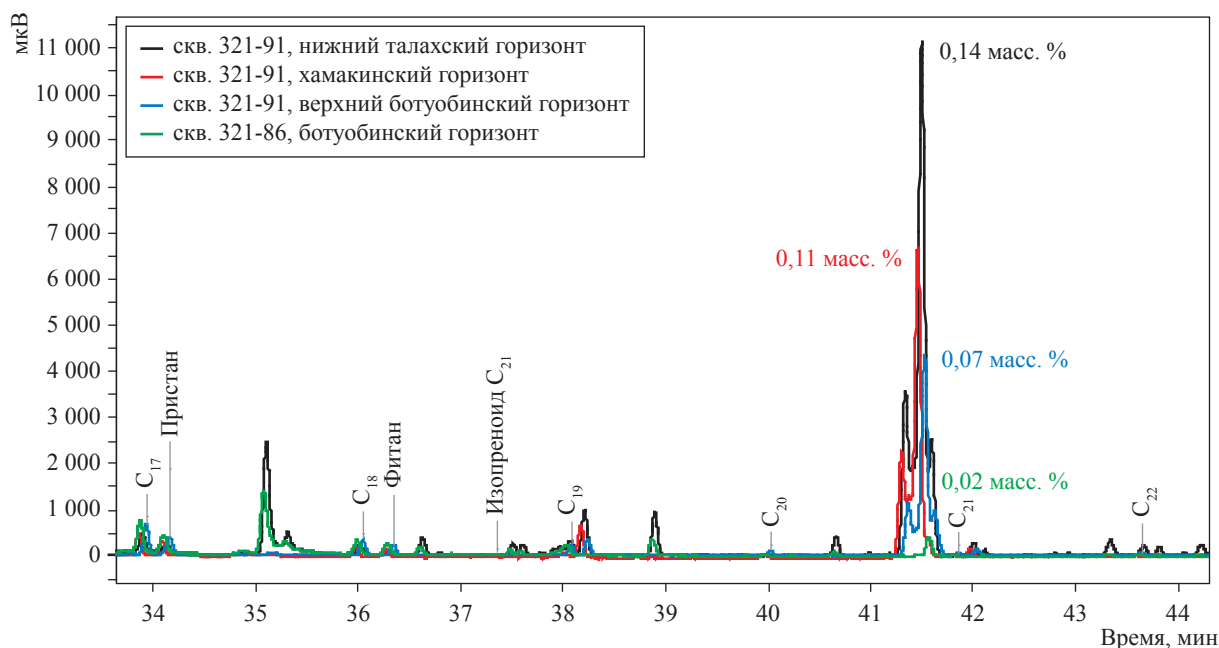


Рис. 1. Высокотемпературная примесь в конденсатах Чайнинского месторождения

В период 2009–2016 гг. авторами выполнены ГЖХ и физико-химические исследования конденсатов и нефтей Чайнинского нефтегазоконденсатного месторождения [2–4]. Так, в 2015 г. в конденсатах из скв. 321-91, отобранных на разных горизонтах, была обнаружена высокотемпературная примесь в области УВ C_{17} – C_{21} , не характерная для отобранных ранее проб изучаемых флюидов (рис. 1). Наибольшее количество примеси зафиксировано в конденсате нижнего талахского горизонта (0,17 масс. %), среднее – в конденсате хамакинского горизонта (0,11 масс. %), наименьшее – в конденсате верхнего ботубинского горизонта (0,07 масс. %). Для сравнения показано, что в конденсате, отобранном в 2011 г. из скв. 321-86, примесь в области УВ C_{17} – C_{21} отсутствует.

Данный факт связан с началом использования буровой компанией новой экологически безопасной системы бурового раствора «Полиэконал-Флора»¹ [5] и недостаточной очисткой скважины от продуктов бурения. Конденсаты, отобранные из скв. 321-91, были загрязнены фильтратом бурового раствора «Полиэконал-Флора», и в связи с выявлением эту примесь исключили из расчета компонентного состава.

В зависимости от марки бурового раствора «Полиэконал» цвет состава для его приготовления варьируется от желтоватого

до темно-коричневого. Попадание такого окрашенного фильтрата бурового раствора в конденсат привело к пожелтению низкокипящих фракций конденсата, обычно остающихся бесцветными в исследуемых диапазонах температур. Эта же примесь массовой долей 0,076 % обнаружена и в образцах, используемых в рекомбинации пластовой системы для исследования на установках PVT², поэтому данные пробы были признаны некачественными и исключены из исследований.

Загрязнение продукции скважины технологическими углеводородными жидкостями возможно также при вторичном вскрытии и освоении скважины. Так, при вторичном вскрытии скв. 1 Южно-Лунского месторождения вначале ее освоения был получен незначительный приток нефти, в дальнейшем скважина продуцировала газоконденсатную смесь. Поскольку пробу нефти получили в режиме очистки скв. 1 после закачки в нее дизельного топлива для создания нужной депрессии, существовала вероятность попадания дизеля в продукцию скважины. Качество указанной пробы определяли методами ГЖХ, в том числе резервуарной геохимии – методом «отпечатков пальцев» [6]. Кроме того, в случае наличия примесей должны были измениться физико-химические характеристики пробы.

¹ См. пресс-релиз компании НБС от 28 июня 2014 г.

² PVT – акроним от *англ.* pressure, volume, temperature (давление, объем, температура).

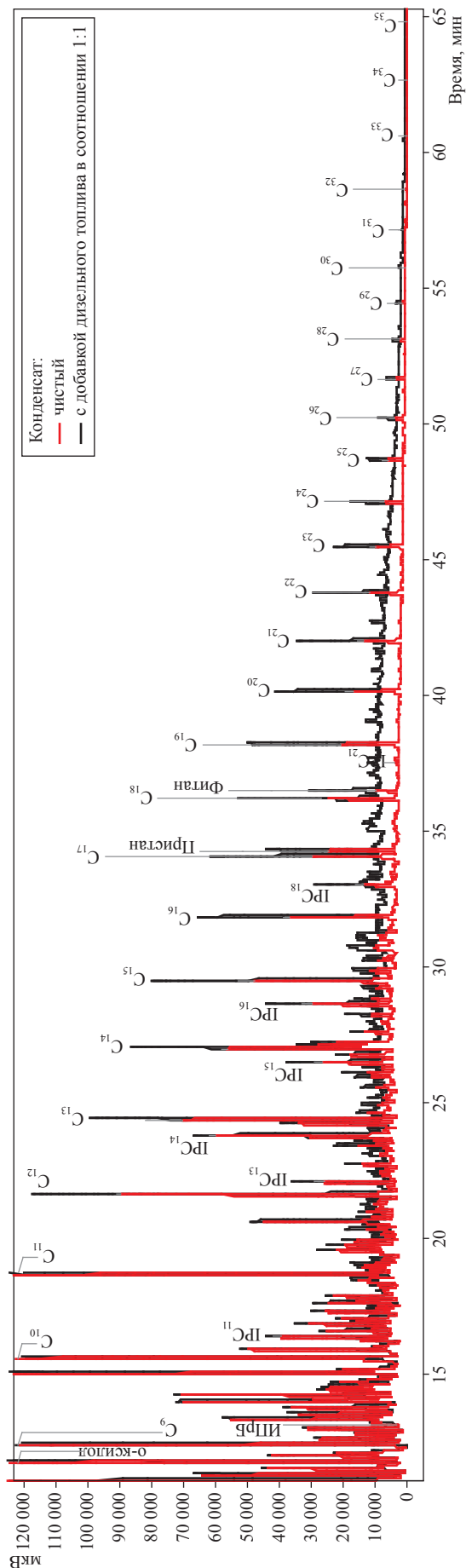


Рис. 3. Хромограммы конденсата Южно-Лунского месторождения

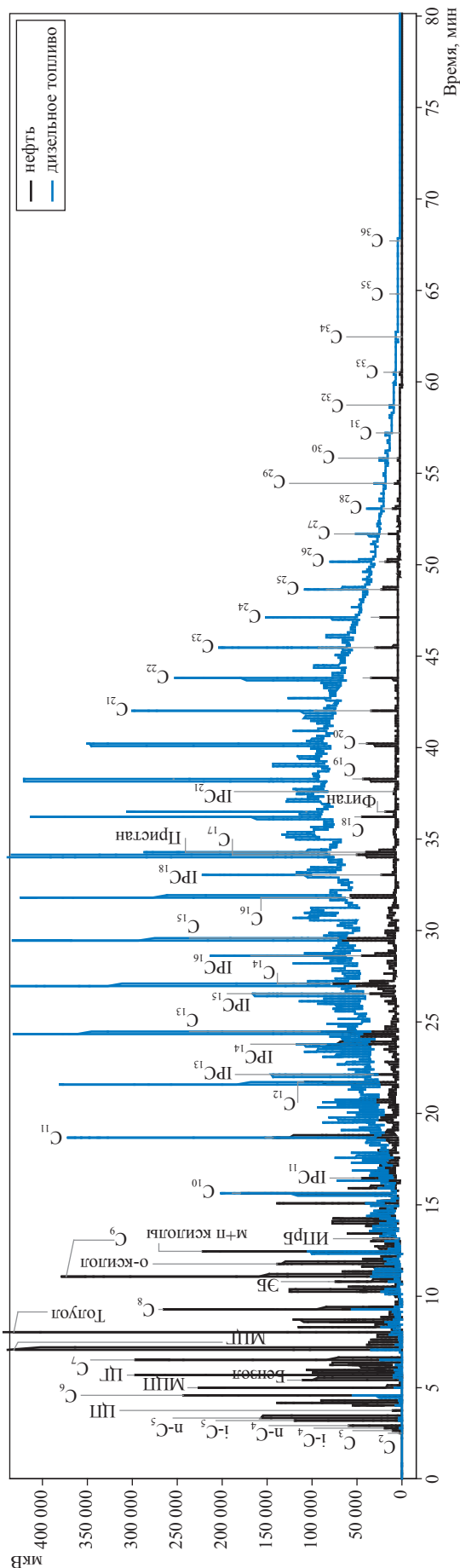


Рис. 4. Хромограммы нефти Южно-Лунского месторождения и дизельного топлива

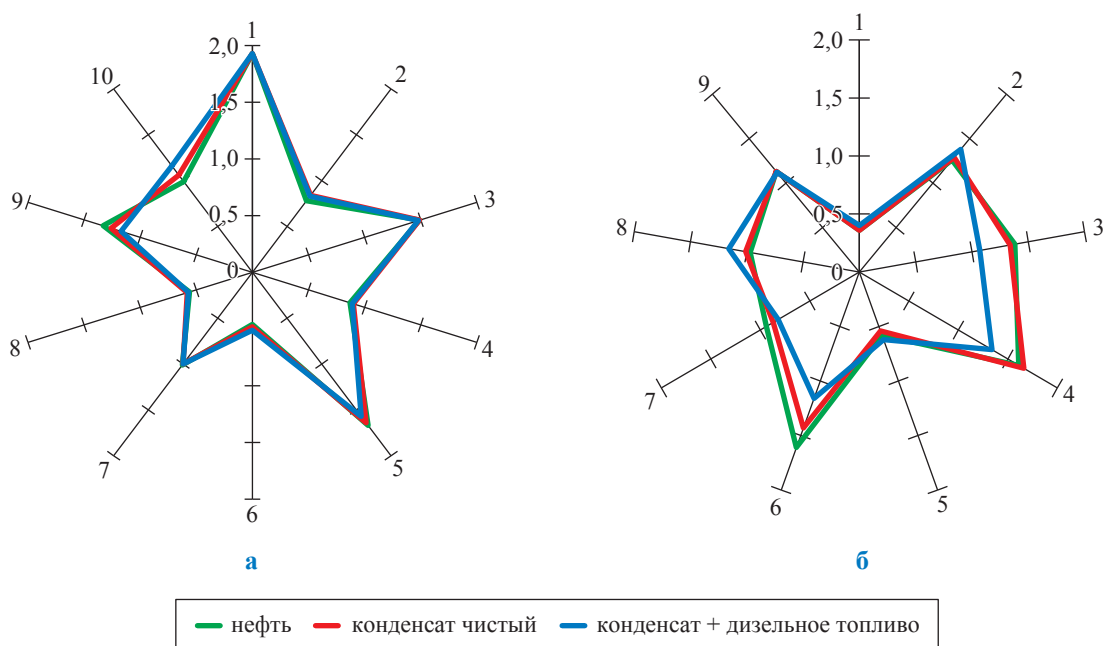


Рис. 5. Диаграммы, построенные по соотношениям высот парных хроматографических пиков для нефти, чистого конденсата и конденсата с добавлением дизельного топлива: а – C₈-C₁₁; б – C₁₁-C₁₆

Сравнительные физико-химические характеристики нефти и дизельного масла

Показатель	Нефть	Дизельное топливо
Цвет	Желто-коричневый	Темно-бурый с отливом
Плотность при 20 °С, кг/м ³	815,3	848,1
Показатель преломления n_{20}^D	1,4571	1,4722
Содержание парафина, масс %.	3,84	Не опред.
Содержание серы, масс %.	0,047	0,324
Фракционный состав (ГОСТ 2177-99, метод Б)		
Начало кипения, °С	67,3	179,5
Отгоняется до температуры, °С:	Отгон, об %.	
100	5,2	–
120	17,1	–
150	35,5	–
160	39,9	–
180	48,4	–
200	54,9	1,3
220	61,0	5,2
240	65,8	14,3
260	71,8	22,5
280	77,2	33,4
300	81,5	44,5
320	–	58,1
350	–	76,3
380	–	88,4
Конец кипения, °С	Выше 300	397,5
Отогнано, об %.	81,5	93,5
Остаток, об %.	17,0	5,0
Потери, об %.	1,5	1,5

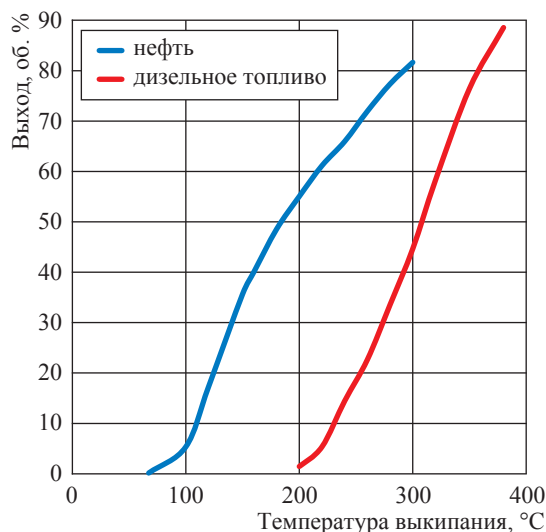


Рис. 6. Сравнительная характеристика фракционных составов нефти и дизельного топлива

в нефть сразу же повлияло бы на фракционный состав нефти, а также на содержание серы, которое практически на порядок выше в дизельном топливе. Содержание серы в нефти всего в два раза выше, чем в конденсате из скв. 1: 0,047 против 0,022 масс. %.

Полученные физико-химические характеристики подтверждают вывод, сделанный на основании результатов газохроматографических исследований о том, что в пробе нефти Южно-Лунского месторождения примесь дизельного топлива отсутствует.

Таким образом, методами ГЖХ и физико-химического анализа возможно эффективно определить наличие технологических примесей в продукции скважин – конденсатах и нефтях. Оценку качества флюида с точки зрения наличия в нем технологических примесей необходимо проводить до постановки экспериментов по моделированию поведения пластовой системы на установках PVT.

Список литературы

- Hoffman A.E. Equilibrium constants of a gas-condensate system: reprint / A.E. Hoffman, J.S. Crump, C.R. Hocott // *Phase Behavior*. – SPE, 1981. – № 15. – P. 270–280. – (SPE Reprint Series).
- Парфёнова Н.М. Флюиды Чаяндинского НГКМ: физико-химические характеристики / Н.М. Парфёнова, Л.С. Косякова, В.Ю. Артемьев и др. // *Oil&Gas J. Russia*. – 2012. – № 8. – С. 64–71.
- Парфёнова Н.М. Физико-химическая характеристика конденсатов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / Н.М. Парфёнова, Л.С. Косякова, В.Ю. Артемьев и др. // *Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб.* – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 20–35.
- Парфёнова Н.М. Углеводородное сырьё Чаяндинского НГКМ: газ, конденсат, нефть / Н.М. Парфёнова, Е.Б. Григорьев, Л.С. Косякова и др. // *Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов.* – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 2(30). – С. 139–149.
- Ноздря В.И. Буровая система «Полиэконол-Флора». Свойства и особенности применения / В.И. Ноздря, А.В. Головашкин, Э.Н. Ратников и др. // *Материалы XIX Международной конференции, 2–5 июля 2015 г., Суздаль.* – Владимир: Изд-во ВлГУ, 2015. – 140 с.
- Kaufman R.L. A new technique for the analysis of commingled oils and its application to production allocation calculations / R.L. Kaufman, A.S. Ahmed, W.B. Hemphkins // *Proceedings of Indonesian Petroleum Association.* – 1987. – № 16.

On measuring quality of reservoir fluid samples

L.S. Kosyakova^{1*}, N.M. Parfenova¹, D.R., Krayn¹, I.M. Shafiyev¹, V.A. Loginov¹, R.Yu. Narenkov¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Est. 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

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

Abstract. At every stage of field development, it is important to determine quality of reservoir fluid samples (gas, condensate and petroleum). There is a complex of measures aimed at estimation of sample collection representativeness. The article reveals some examples of sample's estimation by criterion of contamination with

process liquids being used in course of drilling, perforation and mastering of a well. Chemical composition of samples was estimated using methods of physical-chemical analysis (FChA) and vapor phase chromatography (VPhCh).

So, in 2009–2016, within studies of Chayanda field reservoir fluids their samples were checked on presence of new environmentally safe drilling agent named “Poliekonol-Flora”. VPhCh measurements showed 0,02 to 0,17 wt. % touch of drilling agent in some samples. After that these samples were considered unsatisfactory.

When a well no. 1 at Yuzhno-Lunskoye field was reentered for decontamination after pumping of diesel fuel for creating necessary depression, a touch of diesel oil in the well product was probable. Nevertheless by means of FChA and VPhCh the absence of any appreciable quantities of diesel oil in the samples of petroleum and gas condensate was ascertained.

So, the mentioned research works substantiated efficacy of FChA and VPhCh methods in respect to determination of process impurities in well products, namely petroleum and gas condensate.

Keywords: reservoir fluid, representativeness of samples, contamination with process liquids, physical-chemical analysis, vapour phase chromatography.

References

1. HOFFMAN, A.E., J.S. CRUMP and C.R. HOCOTT. Equilibrium constants of a gas-condensate system: reprint. In: *SPE Reprint Series. Phase Behavior*. SPE, 1981, no. 15, pp. 270–280.
2. PARFENOVA, N.M., L.S. KOSYAKOVA, V.Yu. ARTEMYEV et al. Fluids of Chayanda oil-and-gas-condensate field: physical-chemical parameters [Fuidy Chayandinskogo NGKM: fiziko-khimicheskiye kharakteristiki]. *Oil&Gas Journal Russia*. 2012, no. 8, pp. 64–71. ISSN 1995-8137. (Russ.).
3. PARFENOVA, N.M., L.S. KOSYAKOVA, V.Yu. ARTEMYEV et al. Physicochemical properties of condensates from Chayandinskoye oil/gas/condensate field [Fiziko-khimicheskaya kharakteristika kondensatov Chayandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya]. In: *Important to study hydrocarbon reservoir [Aktualnyye voprosy issledovaniy plastovykh system mestorozhdeniy uglevodorodov]*: collected articles. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2012, pp. 20–35. (Russ.).
4. PARFENOVA, N.M., Ye.B. GRIGORYEV, L.S. KOSYAKOVA et al. Raw hydrocarbons of Chayanda oil-and-gas-condensate field: gas, condensate, oil [Углеводородное сырье Чаяндинского НГКМ: газ, конденсат, нефть]. *Vesti gazovoy nauki: Actual issues in studying reservoir systems of hydrocarbon fields [Aktualnyye voprosy issledovaniy plastovykh system mestorozhdeniy uglevodorodov]*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017, no. 2(30), pp. 139–149. ISSN 2306-8949. (Russ.).
5. NOZDRYA, V.I., A.V. GOLOVASHKIN, E.N. RATNIKOV et al. «Polyekonol-Flora» drilling system. Properties and features of application. In: *Proc. of International conference in Suzdal, 2–5 July 2015*. Vladimir: Publishers of Vladimir State University, 2015, no. 19. (Russ.).
6. KAUFMAN, R.L., A.S. AHMED, W.B. HEMPKINS. A new technique for the analysis of commingled oils and its application to production allocation calculations. / R.L. Kaufman, A.S. Ahmed, W.B. Hempkins // *Proceedings of Indonesian Petroleum Association*. 1987, no. 16. ISSN 0126-1126.

УДК 681.142.2 + 532.5.013 + 622.324.5

Изменение свойств нестабильного углеводородного конденсата при движении флюида газоконденсатных месторождений в системе «пласт – скважина – шлейф»

Д.М. Федулов^{1*}, В.А. Истомина¹, О.В. Николаев¹, П.А. Моисейкин¹

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

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

Ключевые слова: фазовое равновесие, физико-химические свойства углеводородного конденсата, гидродинамика двухфазных потоков, скважина.

Тезисы. В процессе разработки газоконденсатных месторождений углеводороды могут начать конденсироваться в призабойной зоне пласта, скважине или газосборной сети. При этом выделяется относительно небольшое количество жидкой углеводородной фазы, состав которой заметно отличается от состава конденсата, выделяющегося, например, при низкотемпературной сепарации. В работе рассмотрено изменение свойств жидкой углеводородной фазы при изменении термобарических условий вблизи границы двухфазной области. Состав газовой и жидкой фаз рассчитывался с применением уравнений состояния Патела – Тея, Пенга – Робинсона и CPA (англ. Cubic plus Association). Свойства жидкой фазы (плотность, вязкость и поверхностное натяжение) рассчитывались на основе полученных составов. Отмечается заметное изменение свойств вблизи границы двухфазной диаграммы. В качестве примера использования результатов приведен расчет гидродинамики двухфазного потока, движущегося по стволу скважины, с учетом изменения свойств жидкой углеводородной фазы.

В настоящее время доля газоконденсатных месторождений в общей добыче газа в России составляет около 30 %, и в ближайшей перспективе она будет возрастать. Газоконденсатные месторождения РФ характеризуются очень широким диапазоном содержания углеводородов (УВ) C_{5+} в пластовом флюиде: от нескольких единиц до нескольких сотен граммов на метр кубический. Особенность заключается в том, что в процессе эксплуатации конденсация УВ может происходить в пласте, скважинах, шлейфах газосборной сети. По мере снижения пластового давления зона начала конденсации будет смещаться по стволу скважины от устья к забою и далее – в призабойную зону и пласт. В определенный период разработки система находится вблизи границы фазовой диаграммы. Сообразно продвижению термобарических условий в область фазовой диаграммы количество жидкой углеводородной фазы возрастает, изменяются ее состав и физико-химические свойства.

Наиболее резкие изменения происходят вблизи границы фазовой диаграммы, когда количество образующейся жидкости невелико, однако ее плотность, вязкость и поверхностное натяжение максимальны. Поэтому исследование фазового поведения пластовых систем – важная задача в свете прогнозирования поведения пластовых флюидов в процессе разработки месторождений. К настоящему времени разработано большое количество соответствующих экспериментальных и расчетных методов [1].

При добыче в зависимости от состава пластового газа, термобарических условий процессы конденсации могут происходить на любом участке по цепочке от забоя до установки комплексной подготовки газа (УКПГ). Знание физико-химических свойств конденсата, выделяющегося в процессе добычи, важно для прогнозирования поведения пластового флюида в призабойной зоне пласта. В этом случае имеет место градиент температур, вызванный депрессией на пласт, что в свою очередь приводит к выпадению УВ разного состава вблизи скважины [2]. Физико-химические свойства конденсата также влияют на гидродинамику двухфазных газожидкостных потоков в стволе скважины. Особенно это влияние заметно на глубокозалегающих месторождениях, где зона выделения конденсата достаточно обширна и поэтому его состав заметно изменяется по стволу скважины. Таким образом, практический интерес

представляет начальная стадия конденсации, когда термобарические условия соответствуют условиям вблизи границы фазовой диаграммы.

Авторами проведено расчетное моделирование фазового поведения пластового флюида на примере глубокозалегающего месторождения Восточной Сибири, характеризующегося начальным пластовым давлением 25 МПа, пластовой температурой 56 °С и потенциальным содержанием УВ C₅₊ на уровне 50–60 г/м³. Для расчета фазового поведения пластового флюида и свойств газовой и жидкой фаз в программных средах Aspen Hysys и «Комфорт-Модельгаз» использовались уравнения состояния Патела – Тея (далее – Patel–Teja) [3], Пенга – Робинсона (далее – P–R) [4] и CPA (англ. Cubic plus Association) [5] без дополнительных настроек. Гидродинамические расчеты двухфазного потока в стволе скважины проводились по методике, разработанной в «Газпром ВНИИГАЗ» [6].

Состав пластового флюида (таблица) получен рекомбинацией на основе данных о технологических режимах работы установки низкотемпературной сепарации, составах и фактических выходах товарных потоков. Расчетная фазовая диаграмма пластового флюида приведена на рис. 1. Видно, что условия на забое находятся вблизи границы фазовой диаграммы. При движении по скважине газ переходит из однофазной области в двухфазную, забой скважины находится в однофазной области, устье – в двухфазной (строго говоря – в трехфазной, но количество воды существенно меньше, чем УВ).

Температурный профиль по стволу скважины может быть приближенно описан как политропный процесс [7]:

$$T_y = T_z \left(\frac{P_y}{P_z} \right)^{\frac{n-1}{n}}, \quad (1)$$

где n – показатель политропы. Соотношение (1) позволяет по известным температурам и давлениям на забое (соответственно T_z, P_z) и устье (соответственно T_y и P_y) скважины определить ее термобарический профиль.

Для различных температур и давлений рассчитаны физико-химические свойства системы: плотность (для газа дополнительно рассчитан фактор сжимаемости), вязкость, поверхностное натяжение и количество жидкой УВ-фазы. Погрешности расчетов плотности оценены по модельным смесям [8] и данным, полученным на УКПГ (рис. 2). Имеет место

Состав пластового газа

Компонент	Содержание, мол. %
Азот	1,326
Метан	89,732
Этан	5,804
Пропан	1,222
Изобутан	0,316
Нормальный бутан	0,388
Изопентан	0,252
Нормальный пентан	0,157
C ₆₊	0,662

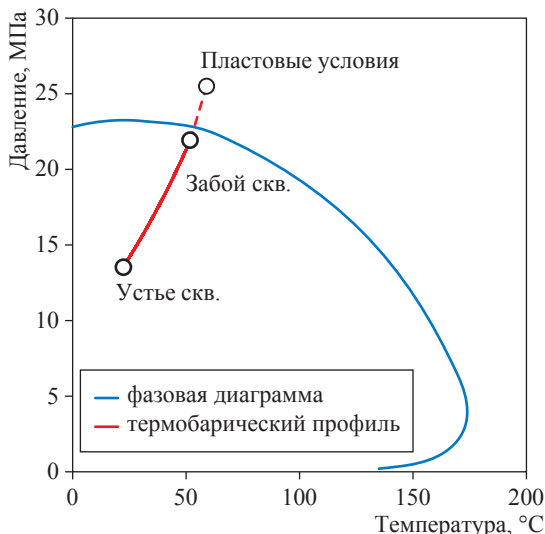


Рис. 1. Фазовая диаграмма пластового газа и экспериментально определенный термобарический профиль по стволу скважины при дебите около 400 тыс. м³/сут

удовлетворительная сходимость для диапазона плотностей 600–800 кг/м³. Отклонения расчетных значений плотности от экспериментально замеренных не превышают 8 %. Следует отметить, что погрешность определения плотности нестабильного конденсата составила ~ 4 %.

При снижении пластового давления в призабойной зоне пласта будут наблюдаться следующие явления (рис. 3): при снижении температуры и давления ниже границы фазовой диаграммы появляется небольшое количество жидкой УВ-фазы высокой плотности (на уровне ~740 кг/м³), характеризующейся свойствами наиболее тяжелых фракций пластового флюида. По мере продвижения вглубь фазовой диаграммы по изотермам при температурах от 0 до 60 °С происходит снижение плотности за счет конденсации более легких УВ, а при давлениях 10–15 МПа и ниже начинается рост плотности.

На рис. 4, 5 показано, что в нижней части скважины, ближе к забою, жидкая УВ-фаза состоит преимущественно из фракции с высокой температурой кипения (> 300 °С). По мере движения по стволу скважины от забоя к устью содержание в жидкой фазе фракций с температурами кипения 110–200 °С возрастает. С практической точки зрения эти изменения могут оказывать влияние на гидродинамику течения пластового флюида при движении по стволу скважины или в шлейфе, а также на проницаемость пласта вблизи скважины.

Далее рассмотрено влияние свойств углеводородной жидкости на гидродинамику течения пластового флюида по стволу скважины.

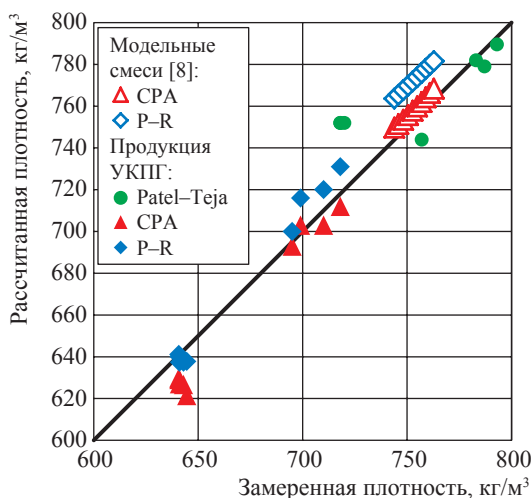
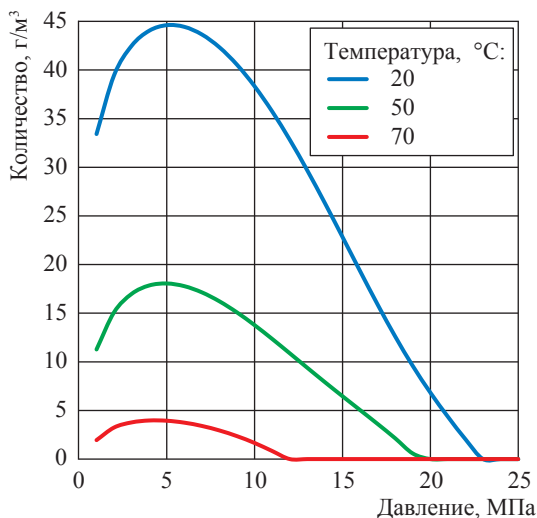
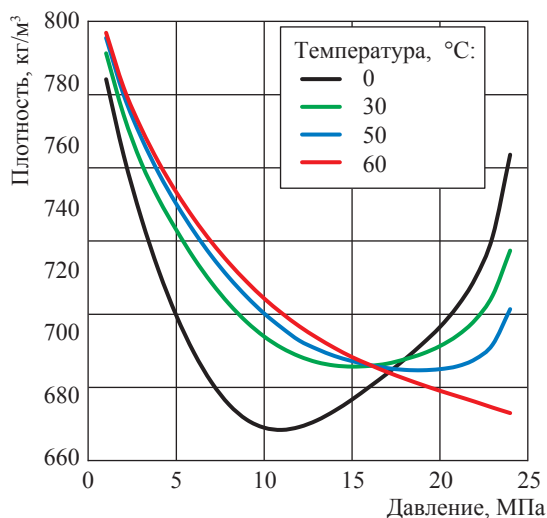


Рис. 2. Сопоставление расчетных и экспериментальных значений плотности нестабильных конденсатов



а



б

Рис. 3. Расчетные значения количества (а) и плотности (б) жидкой УВ-фазы

Расчеты потерь давления в лифтовой трубе проведены с использованием гидродинамической модели двухфазных потоков, разработанной в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в 2014–2016 гг. [6].

Гидродинамическая модель оперирует безразмерными величинами, которые в рассматриваемых диапазонах физических условий выступают в качестве параметров подобия, а именно:

1) безразмерными потерями давления на трение

$$i = \frac{\Delta p}{\rho_{\text{ж}} g L}; \quad (2)$$

2) приведенным параметром Фруда

$$Fr^* = \frac{\rho_{\text{г}} u^2}{\rho_{\text{ж}} g d}; \quad (3)$$

3) параметром Бузинова

$$Bu = \left(\frac{\sigma}{\rho_{\text{ж}} g d^2} \right)^{1/2} \left(\frac{w^2}{g d} \right)^{1/3}, \quad (4)$$

где Δp – потери давления в вертикальном газожидкостном потоке в трубе диаметром d на участке длиной L ; $\rho_{\text{г}}$ – плотность газа при рабочих условиях; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкой фазы; u – средняя по сечению трубы скорость газа; w – средняя по сечению трубы скорость жидкости; g – ускорение свободного падения; σ – поверхностное натяжение на границе жидкой и газовой фаз.

Из соотношений (2)–(4) следует, что для использования гидродинамической модели необходимо знать физико-химические

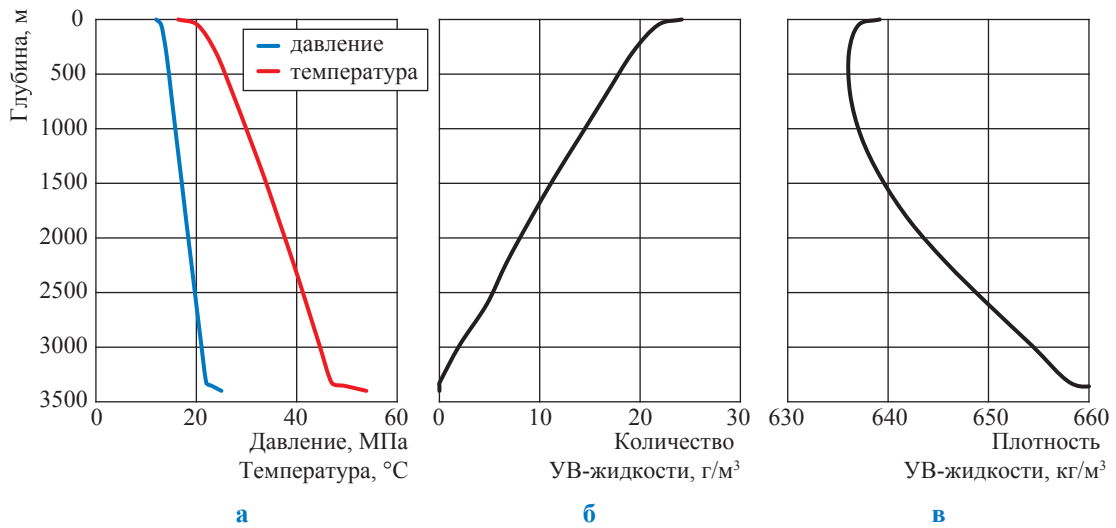


Рис. 4. Изменение количества (б) и плотности (в) жидкой УВ-фазы по стволу скважины в соответствии с ее термобарическим профилем (а, см. рис. 1)

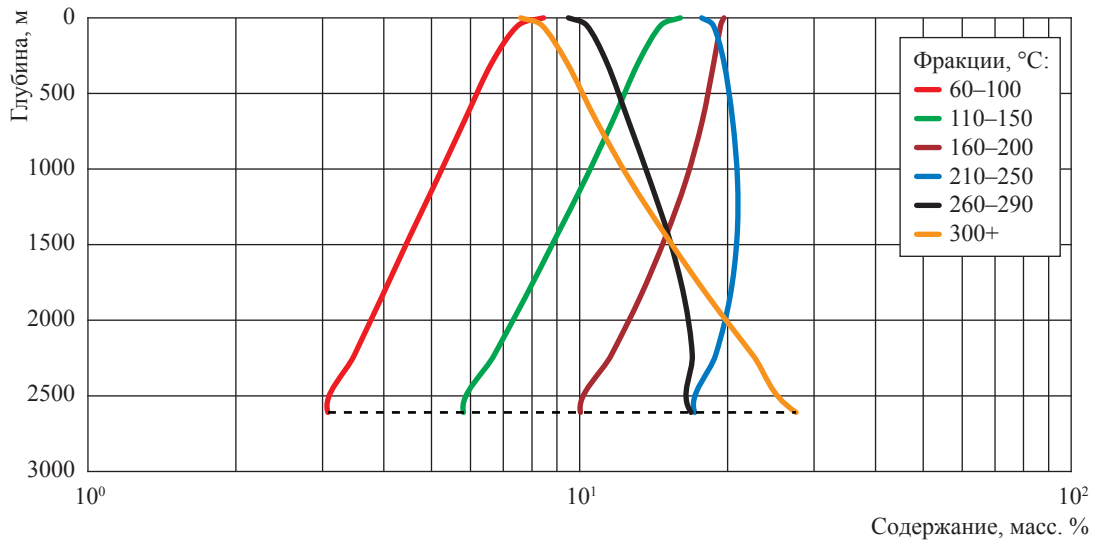


Рис. 5. Изменение состава жидкой фазы вдоль ствола скважины: пунктиром обозначен участок начала конденсации

свойства жидкой и газовой фаз пластового флюида: ρ_r , σ , $\rho_{ж}$, а также количество жидкой фазы. Для расчета этих величин необходимо иметь информацию по составам пластового флюида при различных давлениях и температурах, полученных с использованием уравнений состояния [3–5].

Результаты гидродинамического расчета с использованием свойств жидкой и газовой фаз приведены на рис. 6–9. Применительно к зависимости устьевого давления от дебита газа выделен предельный режим устойчивой работы скважины (см. рис. 6, экстремум 3). При дебите 406 тыс. м³/сут (см. рис. 6, линия 1–2) в ство-

ле скважины на разных глубинах проведены замеры давления. Сопоставление замеренных величин с расчетными (см. рис. 7) свидетельствует о достаточной для практического применения степени точности расчетной модели.

Соотношения (2)–(4) учитывают влияние свойств жидкой фазы на параметры газожидкостного потока, что позволяет анализировать степень их влияния на параметры работы скважины. Так, вследствие роста плотности выпадающего в стволе конденсата общие требования к условиям эксплуатации скважины повышаются (см. рис. 8); увеличение жидкостного фактора приводит к ужесточению

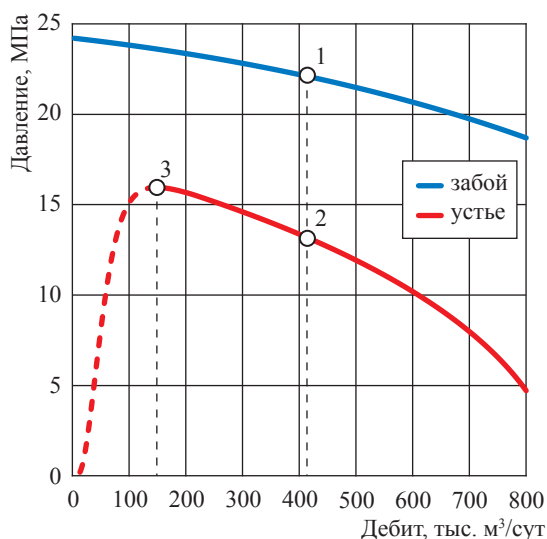


Рис. 6. Приток газа к забою и характеристика скважины при наличии в продукции жидкой фазы

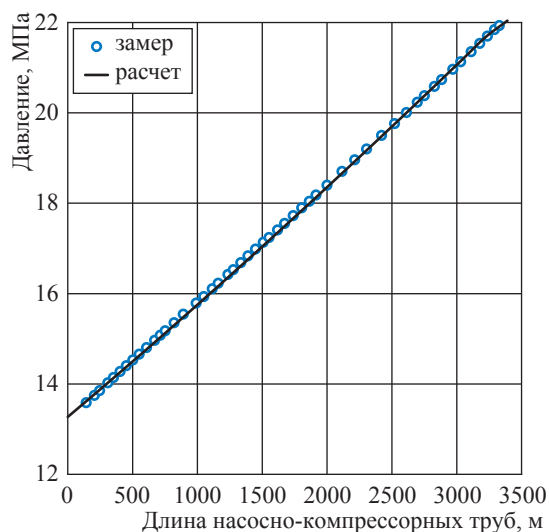


Рис. 7. Сопоставление расчетных и фактических значений давления по стволу скважины

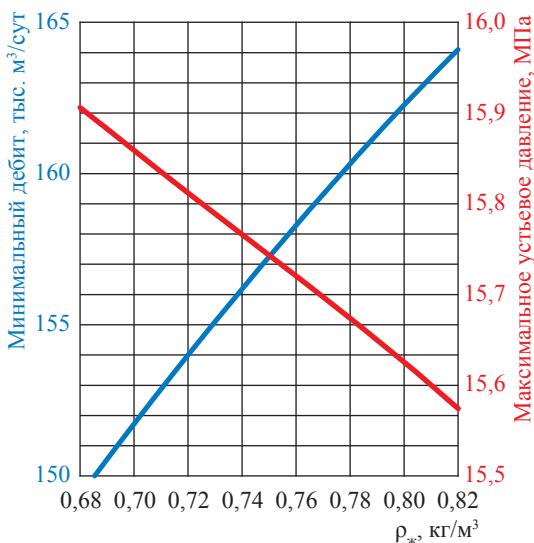


Рис. 8. Параметры стабильной работы скважины в зависимости от плотности жидкой фазы

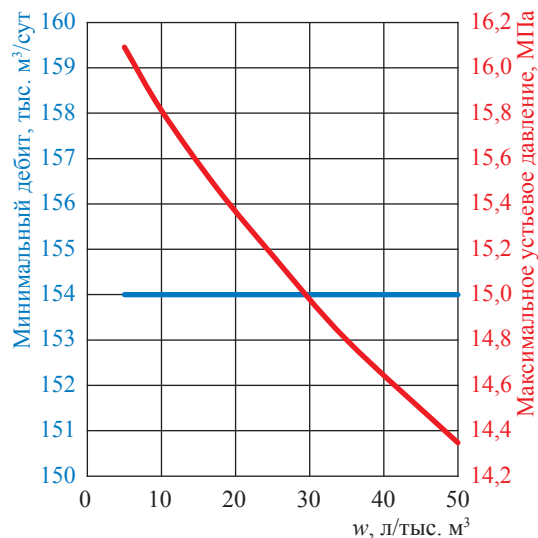


Рис. 9. Влияние количества выпавшего в лифтовой трубе конденсата на параметры режима стабильной работы скважины

требований к устьевому давлению (снижению максимально допустимого значения) при сохранении минимального дебита без изменений (см. рис. 9). В целом анализ показывает, что условия устойчивости работы газоконденсатной скважины определяются в первую очередь уровнем устьевого давления.

Таким образом, вблизи границы двухфазной области фазовой диаграммы имеют место заметные изменения свойств (плотности, вяз-

кости и поверхностного натяжения) жидкой УВ-фазы, обусловленные изменением ее состава. Учет свойств жидкой фазы позволяет повысить точность гидравлических расчетов. Данный подход может также применяться при прогнозировании работы скважин на поздней стадии эксплуатации, разработке программ газодинамических исследований скважин, а также прогнозировании работы призабойной зоны пласта газоконденсатных месторождений в условиях конденсации УВ.

Список литературы

1. Григорьев Б.А. Теплофизические свойства и фазовые равновесия газовых конденсатов и их фракций / Б.А. Григорьев, А.А. Герасимов, Г.А. Ланчаков. – М.: Изд. дом МЭИ, 2007. – 344 с.
2. Николаев О.В. Влияние эффектов релаксации на извлечение углеводородов из пласта при разработке газоконденсатного месторождения / О.В. Николаев, В.А. Николаев // Газовая промышленность. – 2011. – № 2. – С. 12–14.
3. Барсук С.Д. Расчет фазовых равновесий в смесях углеводородов с водой и диэтиленгликолем (ДЭГ) / С.Д. Барсук, Л.Л. Фишман // Повышение эффективности процессов переработки газа и газового конденсата: сб. науч. тр. – М.: ВНИИГАЗ, 1995. – Ч. 1. – 175 с.
4. Jaubert J.-N. VLE predictions with the Peng-Robinson equation of state and temperature dependent calculated through a group contribution method / J.-N. Jaubert, F. Mutelet // Fluid Phase Equilibria. – 2004. – V. 224. – P. 285–304.
5. Santos L.C. Cubic plus association equation of state for flow assurance projects / L.C. Santos, S.S. Abunahman, F.W. Tavares et al. // Ind. Eng. Chem. Res. – 2015. – V. 54 (26). – P. 6812–6824.
6. Николаев О.В. Экспериментальное изучение содержания жидкой фазы в лифтовых трубах в условиях эксплуатации скважин на поздней стадии разработки газовых месторождений / О.В. Николаев, С.А. Бородин, В.М. Пищухин и др. // Вести газовой науки: Проблемы разработки газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 4 (20). – С. 89–96.
7. Андреев О.П. Комплекс новых методов контроля разработки газовых и газоконденсатных месторождений (минимизация техногенного воздействия на окружающую среду) / О.П. Андреев, С.К. Ахмедсафин, С.А. Кирсанов и др. – М.-СПб.: Наука, 2010. – 162 с.
8. Goodwin A.R.H. Measurement of the densities of complex fluids: apparatus, validation, and results for water and for each of three complex mixtures (retrograde condensates) / A.R.H. Goodwin, C.H. Bradsell, P.L. Bryant et al. // J. Chem. Thermodynamics. – 1991. – V. 23. – P. 883–899.

Changes in behavior of a volatile hydrocarbon condensate, when a gas-condensate field fluid moves in a “reservoir – well – tail pipeline” system

D.M. Fedulov^{1*}, V.A. Istomin¹, O.V. Nikolayev¹, P.A. Moiseykin¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Est. 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

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

Abstract. In course of gas-condensate field development hydrocarbons could start condensing in a bottomhole formation zone, in a well or in a gas-collecting system. At that, respectively moderate amount of liquid hydrocarbon phase exudes, and its composition noticeably varies from composition of a condensate, which exudes, for example, during low-temperature separation.

The article examines changing of liquid hydrocarbon phase behavior at changing of thermobaric conditions near a border of a two-phase area. Compositions of both gas and liquid phases were calculated using Peng–Robinson, Patel–Teja and CPA (Cubic plus Association) equations of state. On the basis of acquired compositions the properties of the liquid phase (namely, density, viscosity and surface tension) were calculated. Distinct changing of named properties nearby a margin of the two-phase diagram is noted.

Application of study results is illustrated by calculation of hydrodynamic properties of two-phase flow moving along a well bore with provision for variations of liquid hydrocarbon phase behavior.

Keywords: phase equilibrium, physical-chemical properties of a hydrocarbon condensate, hydrodynamics of two-phase flows, well.

References

1. GRIGORYEV, B.A., A.A. GERASIMOV and G.A. LANCHAKOV. *Thermalphysic properties and phase equilibria of gas condensates and their fractions* [Теплофизические свойства и фазовые равновесия газовой конденсатов и их фракций]. Moscow: MPEI Publishers, 2007. (Russ.).

2. NIKOLAYEV, O.V. and V.A. NIKOLAYEV. Impact of relaxation effects to hydrocarbons' recovery from a reservoir at development of a gas-condensate field [Vliyaniye effektivnosti relaksatsii na izvlecheniye uglevodorodov iz plasta pri razrabotke gazokondensatnogo mestorozhdeniya]. *Gazovaya promyshlennost'*. 2011, no. 2, pp. 12–14. ISSN 0016-5581. (Russ.).
3. BARSUK, S.D. and L.L. FISHMAN. Calculation of phase equilibria in hydrocarbon-water-diethyleneglycol mixtures [Raschet fazovykh ravnovesiy v smesnykh uglevodorodov s vodoy i dietilenglikolem (DEG)]. In: *Rising efficacy of gas and gas-condensate processing* [Povysheniye effektivnosti processov pererabotki gaza i gazovogo kondensata]: collected papers. Moscow: VNIIGAZ, 1995, pt. 1. (Russ.).
4. JAUBERT, J.-N. and F. MUTELET. VLE predictions with the Peng–Robinson equation of state and temperature dependent calculated through a group contribution method. *Fluid Phase Equilibria*. 2004, vol. 224, pp. 285–304. ISSN 0378-3812.
5. SANTOS, L.C., S.S. ABUNAHMAN, F.W. TAVARES et al. Cubic plus association equation of state for flow assurance projects. *Ind. Eng. Chem. Res.* 2015, vol. 54(26), pp. 6812–6824. ISSN 0888-5885.
6. NIKOLAYEV, O.V., S.A. BORODIN, V.M. PISHCHUKHIN et al. Experimental study of the fluid phase content in lift pipes in the conditions of well operation at the latest gas field development stage [Eksperimentalnoye izucheniye sodержaniya zhidkoy fazy v liftovykh trubakh v usloviyakh ekspluatatsii skvazhin na pozdney stadia razrabotki gazovykh mestorozhdeniy]. *Vesti gazovoy nauki*. Problems of development of gas, gas condensate and oil/gas/condensate fields [Problemy razrabotki gazovykh, gazokondensatnykh i neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014, no. 4(20), pp. 89–96. ISSN 2306-8949. (Russ.).
7. ANDREYEV, O.P., S.K. AKHMEDSAFIN, S.A. KIRSANOV et al. *Complex of new methods for control of gas and gas-condensate fields development (minimizing man-caused environmental impact)* [Kompleks novykh metodov kontrolya razrabotki gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy (minimizatsiya tekhnogennogo vozdeystviya na okruzhayushchuyu sredu)]. Moscow – St. Petersburg: Nauka, 2010. (Russ.).
8. GOODWIN, A.R.H., C.H. BRADSELL, P.L. BRYANT et al. Measurement of the densities of complex fluids: apparatus, validation, and results for water and for each of three complex mixtures (retrograde condensates). *J. Chem. Thermodynamics*. 1991, vol. 23, pp. 883–899. ISSN 0021-9614.

УДК 622.279.23

Углеводородное сырье Чаяндинского НГКМ: газ, конденсат, нефть

Н.М. Парфёнова^{1*}, Е.Б. Григорьев¹, Л.С. Косякова¹, Д.Р. Крайн¹, И.М. Шафиев¹,
В.А. Логинов¹, И.В. Заночева¹, А.А. Томиленко¹

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

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

Тезисы. Разработка и освоение Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) предусмотрены Восточной газовой программой ПАО «Газпром». Ввод Чаяндинского НГКМ в промышленную эксплуатацию запланирован на 2018 г. В статье обобщены результаты комплексного физико-химического исследования флюидов Чаяндинского НГКМ с учетом их геохимических параметров, а также предложены рекомендации по рациональному использованию флюидов. Объектами исследования являлись газ, конденсат (скв. 1–8) и нефть (скв. 3–6) продуктивных горизонтов месторождения (ботуобинского, хамакинского и талахского), отобранные из разведочных скважин в 2010–2015 гг.

Установлено, что газ Чаяндинского НГКМ относится к типу метановых и является «полужирным», низкоуглекислым, азотным, гелиеносным и низкоконденсатным. Подлежит переработке. Среднее содержание конденсата в пластовом газе: 17,5 г/см³ для ботуобинского, 14,0 г/м³ для хамакинского и 13,3 г/м³ для талахского горизонтов. Конденсаты из всех продуктивных горизонтов Чаяндинского НГКМ представляют собой очень легкие флюиды плотностью 680–685 кг/м³, практически полностью выкипают при температуре до 200 °С, по химическому составу относятся к метановому типу, схожи между собой по физико-химическим характеристикам. Нефти Чаяндинского НГКМ тяжелые, парафинистые, высокосмолистые, сернистые.

На основании полученных результатов выявлены особенности углеводородного сырья Чаяндинского НГКМ и рекомендованы рациональные пути его использования в топливной промышленности и нефтехимии.

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) открыто в 1980 г. на территории Ленского и Мирнинского районов Республики Саха (Якутия). Месторождение многопластовое. Продуктивными являются отложения ботуобинского, хамакинского и талахского горизонтов венда, отличающиеся сложным геологическим строением, литологической и тектонической экранированностью, аномально низкими пластовыми давлениями (11,968–13,28 МПа, что на 15–30 % ниже гидростатического давления) и аномально низкими пластовыми температурами +(9,0–13,1) °С.

Разработка и освоение Чаяндинского НГКМ предусмотрены Восточной газовой программой ПАО «Газпром». По величине балансовых запасов газа месторождение относится к группе уникальных. Нефть же залегают в ботуобинском и хамакинском горизонтах – в тонких подгазовых, подстилаемых пластовой водой нефтяных оторочках. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина оторочек по нефтяной зоне – до 7,4 м [1]. В связи с предстоящим в 2018 г. пуском месторождения в эксплуатацию возникла необходимость исследовать физико-химические характеристики его углеводородного сырья (УВ) с тем, чтобы разработать направления рационального использования скважинной продукции.

Так, в ходе комплексного физико-химического исследования флюидов Чаяндинского НГКМ (пробы 2009–2015 гг.) [2–6] изучены физико-химические и геохимические параметры газа из всех исследованных скважин; газоконденсатов ботуобинского (скв. КБ-1 – КБ-6)¹, хамакинского (скв. КХ-1 – КХ-3), талахского (скв. КТ-1 – КТ-4) горизонтов; нефти из разведочных скважин НБ-1 (1863–1874 м), НБ-2 (1970–1975 м), НБ-3 (1657–1680 м) и НБ-4 (1672–1674 м), вскрывших нефтяную оторочку ботуобинского горизонта.

¹ Сква. КБ-4 вскрыла все три продуктивных горизонта – ботуобинский, хамакинский и талахский.

Ключевые слова: углеводороды, Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение, физико-химические характеристики флюидов, рекомендации по использованию углеводородного сырья.

Газ Чаяндинского НГКМ относится к типу метановых (объемная концентрация, %: метан – 82–86; этан – 4,0–4,5; пропан – 1,4–1,6; бутаны – 0,6–0,7) с высоким содержанием азота (7,0–15,0 %) и гелия (0,41–0,60 %) и низким – углекислого газа (0,16–0,20 %) и водорода (0,12 %). Среднее содержание конденсата в пластовом газе варьируется в пределах 13,3–17,5 г/см³. По И.С. Старобинцу, пластовый газ классифицируется как «полужирный», низкоуглекислый, азотный, гелиеносный, низкоконденсатный.

Конденсаты Чаяндинского НГКМ. Физико-химические характеристики стабильных конденсатов определялись экспериментально в процессе лабораторного анализа. Стабилизация конденсатов проводилась при температуре 50 °С. Все исследованные конденсаты являются очень легкими (плотность варьируется в пределах 680,6–685,2 кг/м³), маловязкими (значения кинематической вязкости при 20 °С лежат в пределах 0,56–0,60 мм²/с). Парафины в составе конденсатов не обнаружены. Конденсаты практически полностью выкипают при температуре до 200 °С, т.е. состоят из бензиновой фракции. Исключение составляет конденсат из скважины КБ-4 ботубинского горизонта: первоначально он имел темно-коричневый цвет в отличие от остальных исследованных флюидов – бесцветных или светло-желтых. По данным о фракционном составе этого конденсата можно сделать заключение, что он состоит из легкой бензиновой части, выкипающей при температурах до 200 °С, и тяжелой части, содержащей высококипящие

компоненты нефти. Массовая доля парафина в нем составляет 0,08 %, смолистых соединений – 1,94 %.

Конденсаты ботубинского горизонта из скв. КБ-1–КБ-3, КБ-5 и КБ-6 в Северном блоке месторождения очень близки по фракционному составу (рис. 1). Тогда как конденсаты из скв. КБ-4, расположенной в северной части Южного блока и вскрывшей все три продуктивных горизонта, отличаются фракционными составами в области температур выше 80 °С (точки 50%-ного выкипания). Указанные различия обусловлены примесью нефти (высокомолекулярных компонентов и смолистых веществ) в конденсате ботубинского горизонта (рис. 2).

Что касается талахского горизонта, то все исследованные конденсаты оказались схожими и по свойствам, и по фракционному составу (рис. 3).

Сравнительный анализ исследованных конденсатов трех продуктивных горизонтов по фракционному составу представлен на рис. 4. Кривые фракционных составов всех конденсатов однотипны по форме, расположены тесным пучком в одинаковом интервале выкипания. Исключение составляет конденсат из скв. КБ-4 ботубинского горизонта с примесью нефти (верхняя кривая красного цвета). Несмотря на общую схожесть фракционных составов конденсатов, следует отметить, что они не идентичны. Расхождения в температурах выкипания, например 20 % объема, 50 % объема, 80 % объема, и конца кипения достигают 10–11 °С.

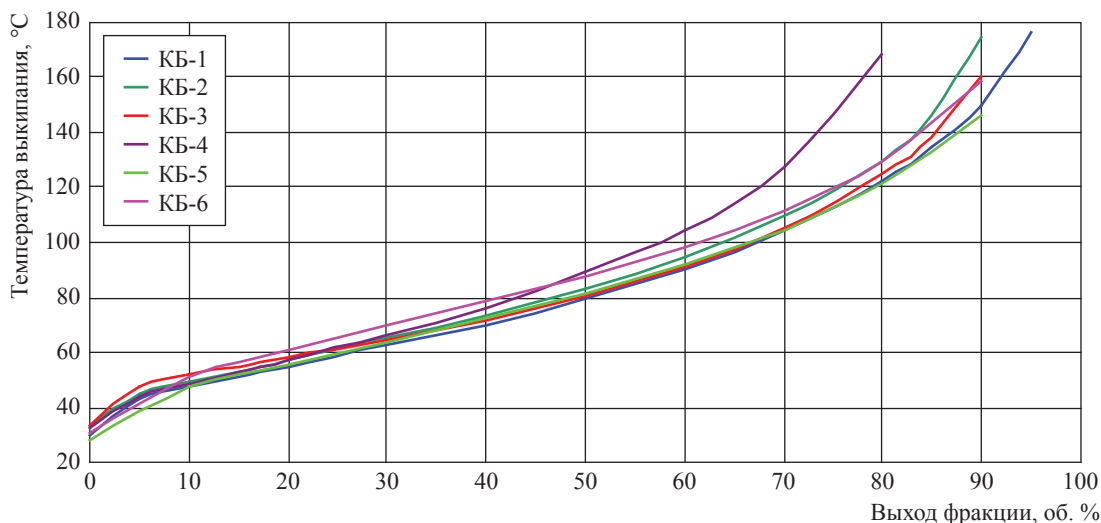


Рис. 1. Фракционный состав конденсатов ботубинского горизонта

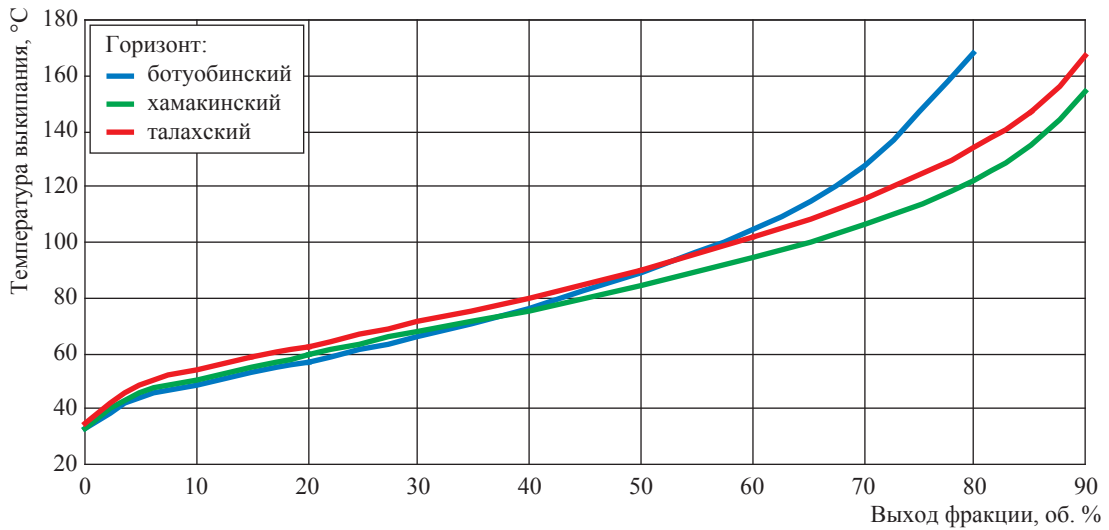


Рис. 2. Фракционный состав конденсатов из скв. КБ-4

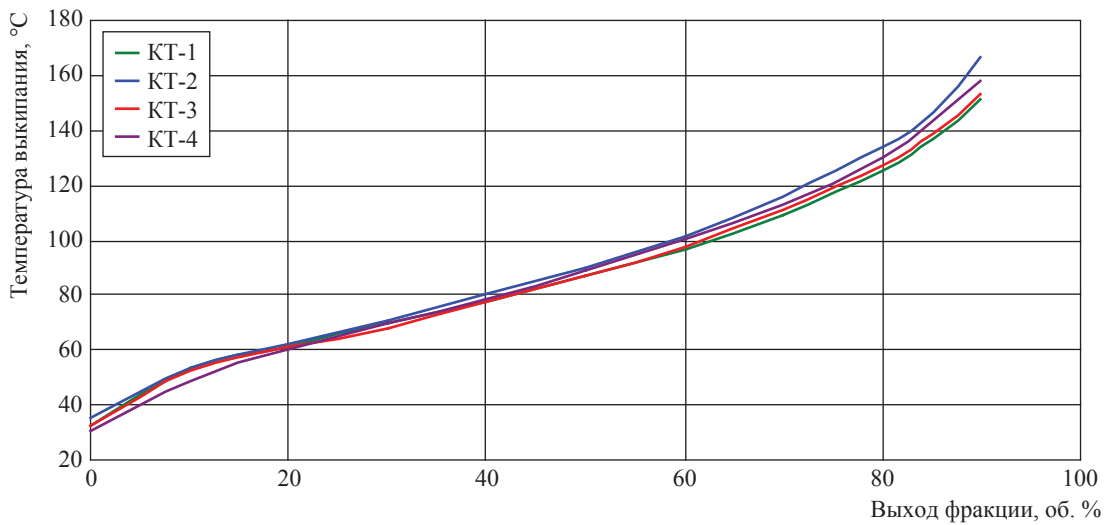


Рис. 3. Фракционный состав конденсатов талахского горизонта

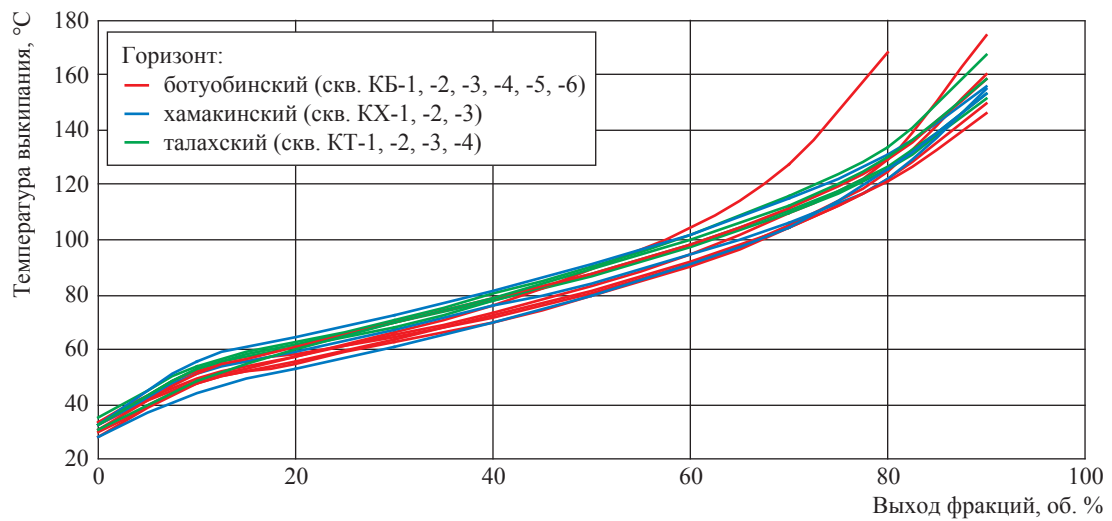


Рис. 4. Сравнение фракционных составов исследованных конденсатов трех продуктивных горизонтов Чайндинского НГКМ

Кроме того, исследованные конденсаты проявили большое сходство с ранее изученными конденсатами из разведочных скважин, пробуренных ранее 2000 г. для всех трех продуктивных горизонтов. Средняя плотность конденсатов по ботубинскому горизонту (11 скважин) составляла 680 кг/м^3 , по хамакинскому (6 скважин) – 683 кг/м^3 , талахскому (3 скважины) – 682 кг/м^3 .

В групповом углеводородном составе конденсатов Чайдинского НГКМ (рис. 5) массовая доля метановых УВ составляет 82–86 %. Они в значительной степени преобладают над нафтеновыми (10–12 масс. %) и ароматическими (4–5 масс. %) УВ. Вследствие этого конденсаты относят к преобладающему метановому типу.

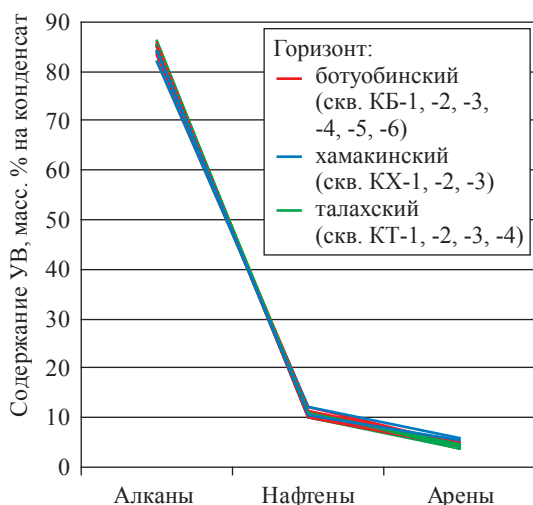


Рис. 5. Групповой углеводородный состав конденсатов Чайдинского НГКМ

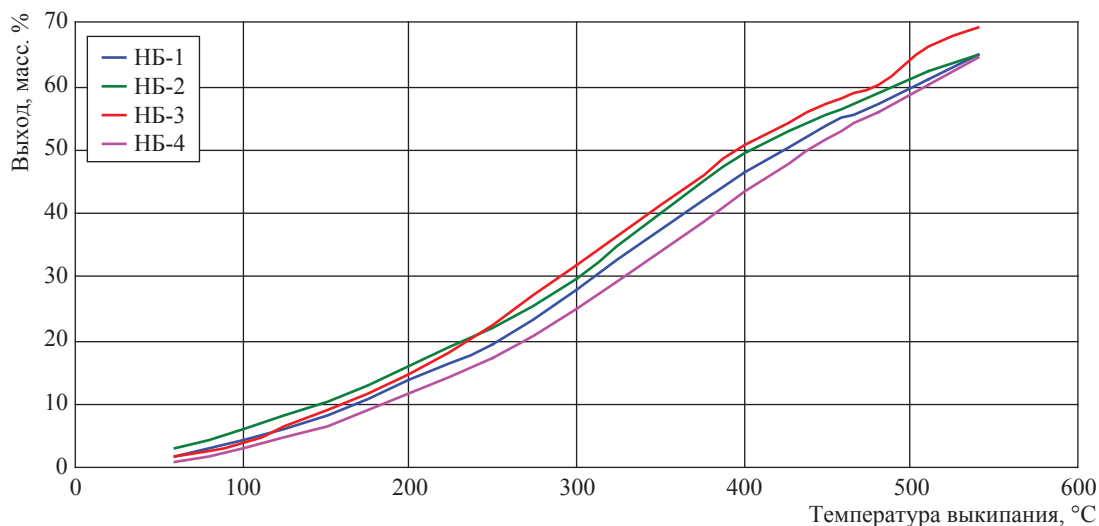


Рис. 6. Фракционный состав нефтей ботубинского горизонта

Нефти Чайдинского месторождения – тяжелые, плотностью $862,8\text{--}882,4 \text{ кг/м}^3$, парафинистые (парафинов – 3,35–5,04 масс. %), высокосмолистые (смола силикагелевых – 13,5–15,7 масс. %), сернистые (серы – 0,71–0,81 масс. %), с довольно низкими температурами застывания (от -39 до -34 °C).

Все нефти ботубинского горизонта выкипают в широком температурном интервале до 540 °C с остатком перегонки (гудроном) в количестве 34–35 масс. %. Кривые фракционных составов однотипны, расположены близко друг к другу, что свидетельствует о схожести нефтей (рис. 6). По групповому углеводородному составу нефти из скв. НБ-1 и НБ-3 схожи (рис. 7).

В дистиллятной фракции нефти НК–300 °C содержится 68,7–68,9 масс. % метановых, 15,2–18,0 масс. % нафтеновых и 13,30–15,9 масс. % ароматических УВ. В дистиллятной фракции НК–540 °C – 73,5–76,9 масс. % метаново-нафтеновых УВ и более высокое по сравнению с фракцией НК–300 °C количество ароматических УВ (23,1–26,6 масс. %). Поскольку во всех дистиллятных фракциях содержание метановых УВ превалирует над нафтеновыми и ароматическими, исследованные нефти можно отнести к типу метановых.

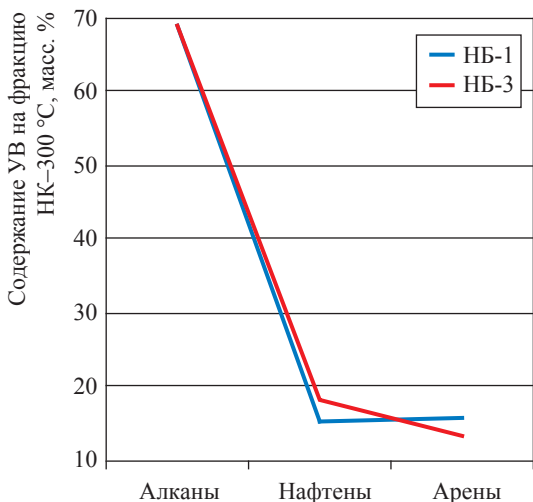


Рис. 7. Групповой углеводородный состав дистиллятной фракции (НК-300 °С) нефтей: НК – начало кипения

Геохимические параметры конденсатов и нефтей

С целью определения корреляционных зависимостей между нефтями и конденсатами, а также геохимических параметров методом газожидкостной хроматографии исследованы компонентные составы нормальных и изопреноидных алканов флюидов (рис. 8). Эти УВ, называемые «биометками», или «биомаркерами», являются надежными индикаторами для установления генотипа органического вещества флюидов. Интерпретацию результатов проводили по нескольким общепринятым методикам геохимического анализа.

Протяженность ряда n-алканов у нефтей составляет 36–40 атомов углерода, массо-

вая доля n-алканов – 35–40 %. Молекулярно-концентрационный максимум (МКМ) приходится на УВ группы C₁₁. У конденсатов, напротив, ряд n-алканов очень короткий (14–17 атомов углерода), но суммарное содержание n-алканов выше – более 45 масс. %. МКМ располагается в области низкокипящих УВ C₅–C₆. Исключение составляет конденсат ботубинского горизонта из скважины КБ-4, протяженность ряда n-алканов у которого 29 атомов углерода, что, по-видимому, связано с примесью нефти и хорошо коррелируется с физико-химическими данными.

По данным исследования индивидуально-го состава, конденсаты Чайнинского НГКМ являются новообразованными, или вторичными. Известно, что вторичные конденсаты характеризуются наличием под газовой шапкой оторочек нефти, разных по объему и физико-химическим свойствам. Формирование таких газоконденсатных систем обычно связывают с дифференциацией газонефтяных систем [7]. Геохимические коэффициенты, рассчитанные по компонентному составу (например, отношение пристан/фитан, равное 0,88–0,84) для исследованных нефтей, свидетельствуют о морском генезисе органического вещества.

Интерпретация результатов газохроматографических исследований n-алканов проводилась с использованием метода «отпечатков пальцев», применяемого в резервуарной геохимии для оценки протяженности природных резервуаров и корреляции продуктивных пластов [8]. В основе метода лежит закономерность, заключающаяся в том, что различия углеводородного

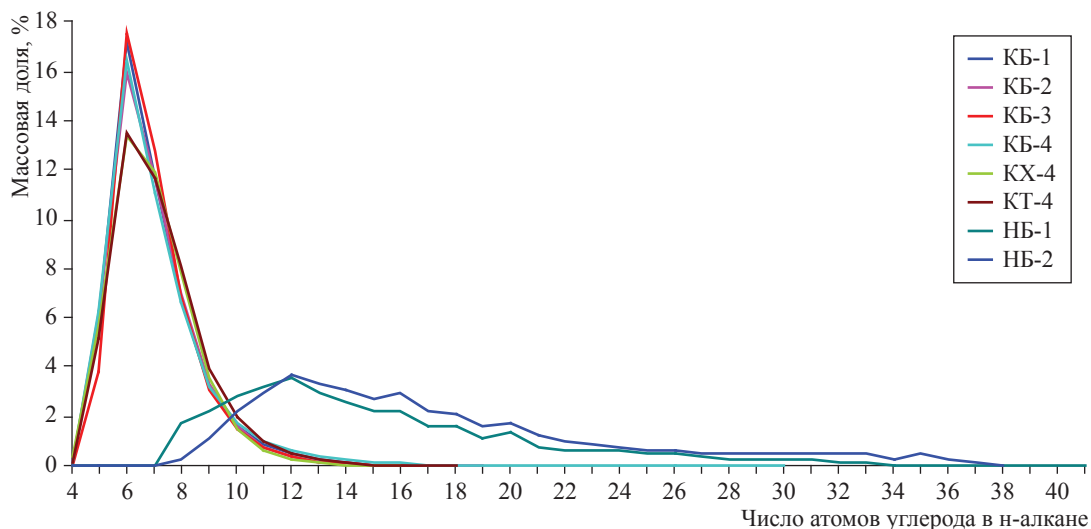


Рис. 8. Молекулярно-массовое распределение n-алканов конденсатов и нефтей Чайнинского НГКМ

состава флюидов в пределах одного месторождения могут быть вызваны разобщенностью вмещающих резервуаров или отдельных участков резервуара, которая препятствует перемешиванию флюидов. В едином резервуаре таких различий не наблюдается [9]. Для корреляции нефтей и конденсатов используют диаграммы, построенные по соотношениям высот парных пиков, выбранных в двух интервалах хроматограмм. Так, на рис. 9 представлена хроматограмма конденсата Чагинского НГКМ с выбранными парами пиков в интервалах хроматограмм C_8 – C_{11} и C_{11} – C_{14} . На рис. 10 приведены диаграммы, построенные по выбранным соотношениям высот парных пиков.

Анализ показывает, что диаграммы «отпечатков пальцев», построенные для конденсатов ботубинского горизонта (см. рис. 10а), достаточно близки, исключение составляет конденсат из скв. КБ-5. Диаграммы конденсатов хамакинского горизонта (см. рис. 10б) совпали в обоих интервалах хроматограмм. Для конден-

сатов талахского горизонта (см. рис. 10в) также отмечается достаточное сходство диаграмм, за исключением конденсата из скв. КТ-1. В целом можно предположить, что хорошие фильтрационно-емкостные свойства коллекторов изученных горизонтов способствуют латеральной миграции флюидов, благоприятствующей их перемешиванию, а это в свою очередь приводит к усреднению углеводородных составов флюидов и обуславливает значительное сходство их диаграмм для каждого из пластов.

Диаграммы конденсатов скважин, вскрывших три горизонта – ботубинский, хамакинский и талахский, существенно отличаются друг от друга (см. рис. 10г). Отклонение соотношения высот парных пиков для некоторых пар пиков превышает 10 %. По-видимому, вертикальная миграция флюидов затруднена, соответственно затруднено и перемешивание флюидов, что указывает на разобщенность вмещающих резервуаров данных горизонтов на исследуемом участке.

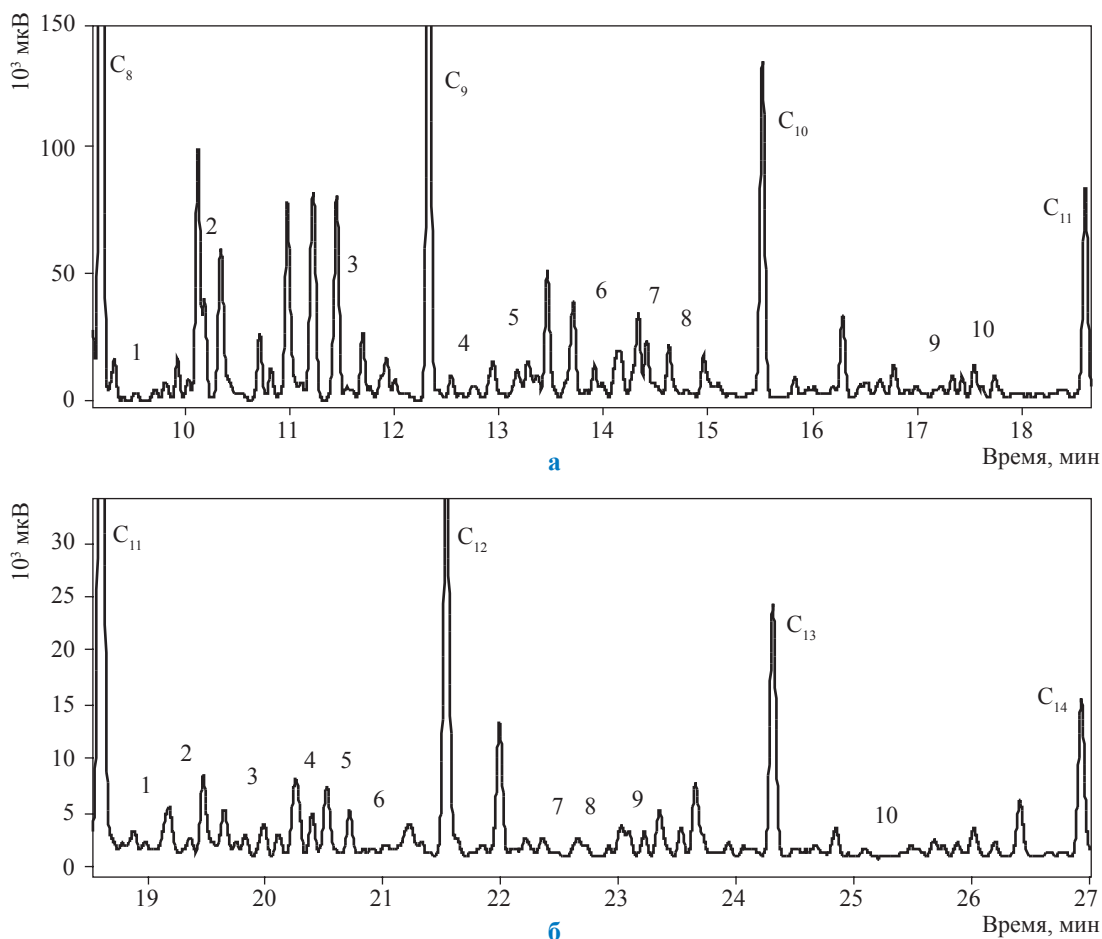


Рис. 9. Интервалы хроматограмм конденсата ботубинского горизонта Чагинского НГКМ: а – C_8 – C_{11} ; б – C_{11} – C_{14}

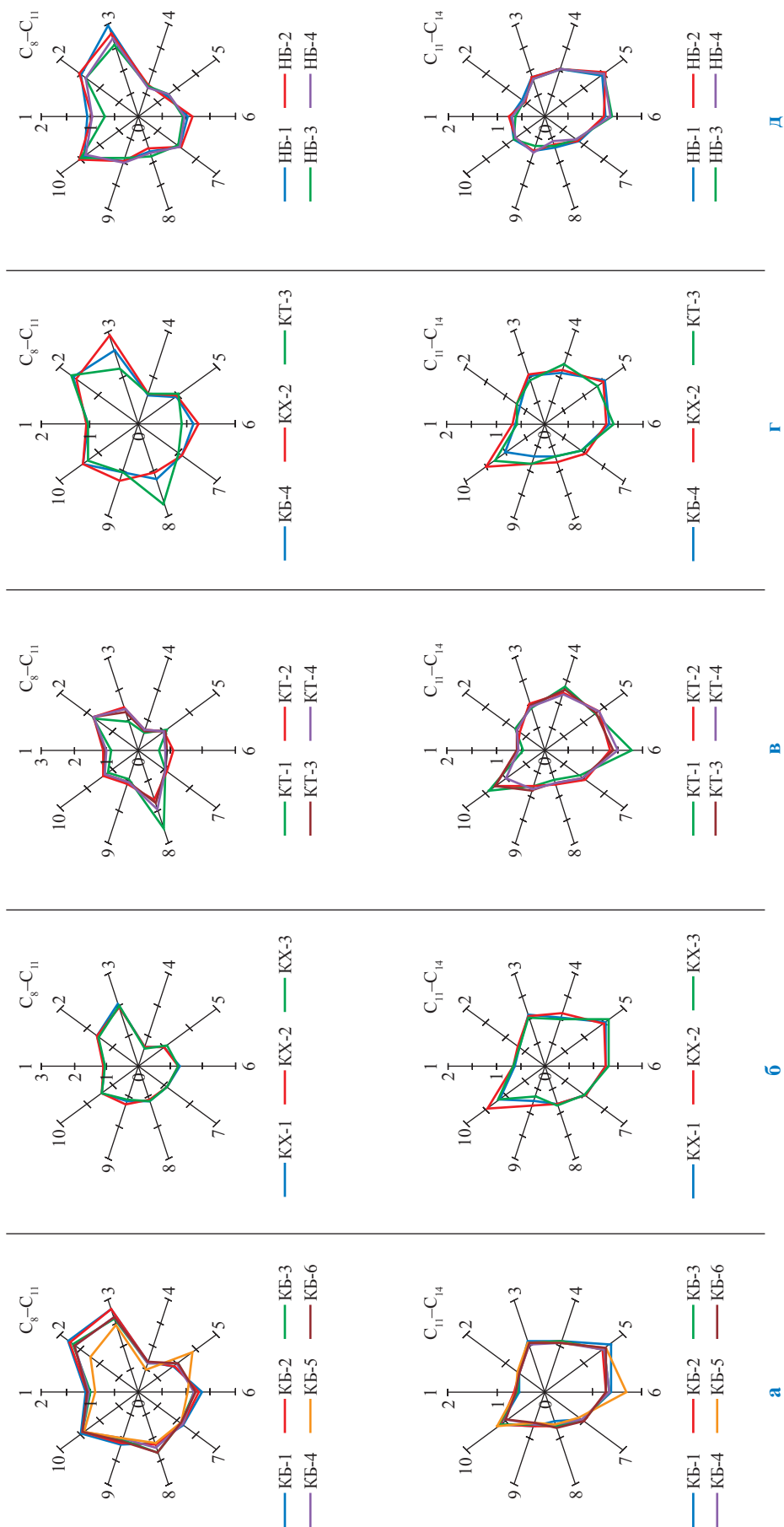


Рис. 10. Диаграммы «отпечатков пальцев» конденсатов (а-г) и нефтей (д) Чаяндинского НГКМ

Диаграммы нефтей из скважин НБ-1–НБ-4 ботуобинского горизонта (см. рис. 10д) достаточно близки в обоих интервалах хроматограмм. Это позволяет предположить, что нефти из исследованных скважин принадлежат к единому вмещающему резервуару.

Перспективы использования УВ-сырья Чайнинского НГКМ

Газ. Исследования состава газа показали, что содержание конденсата, этана, пропана, бутанов и гелия значительно превышает условно применяемые минимальные промышленные концентрации. Согласно Методическому руководству по подсчету балансовых и извлекаемых запасов конденсата, этана, пропана, углеводородных компонентов и определению их потенциального содержания в пластовом газе, 3%-ная концентрация этана в газе является минимально рентабельной на современном технологическом уровне извлечения этана из газа. Метан широко используется в качестве бытового газа, в нефтехимической промышленности, а также в качестве автомобильного топлива. Этан является ценным химическим сырьем для производства полиэтилена. Пропан-бутановая фракция, представляющая собой сжиженные УВ-газы, используется в коммунально-бытовой сфере, промышленности и в качестве автомобильного топлива. Исходя из потенциального содержания используемой технологии и объемов добычи газа, эти компоненты можно получить в значительном количестве.

Согласно Методическим рекомендациям по подсчету запасов гелия² минимально рентабельные концентрации гелия в газах начинаются от 0,05 %. Высокое содержание гелия в газе Чайнинского (0,5–0,6 %) (а также ряда других месторождений Восточной Сибири, например Ковыктинского) ставит перед разработчиками задачу не только извлечения, но и утилизации гелия.

Благодаря уникальным свойствам гелий широко применяется в различных отраслях хозяйства: космонавтике, авиации и судостроении, металлургии, ядерной и лазерной технике, медицине, научных исследованиях, криогенной технике, производстве полупроводников, деталей мобильных телефонов, жидкокри-

сталлических мониторов. В России гелий извлекается из природных и попутных нефтяных газов с его низким содержанием (0,04–0,14 %). До недавнего времени гелий вырабатывался на пяти заводах. Сейчас весь объем гелия производится на гелиевом заводе ООО «Газпром добыча Оренбург», сырьевой базой для которого служит Оренбургское газоконденсатное месторождение. В газе этого месторождения содержится 0,055 % гелия [10–11].

Гелий, содержащийся в газе Чайнинского НГКМ, планируется извлекать на строящемся Амурском газоперерабатывающем заводе, в составе которого предусмотрена гелиевая установка [12]. Однако огромные запасы и довольно низкие объемы потребления гелия как отечественной, так и мировой промышленностью обуславливают необходимость его длительного хранения (десять лет). Поэтому рассматриваются вопросы создания подземных хранилищ гелиевого концентрата в различных геологических структурах – соляных кавернах, изолированных залежах истощенных газовых месторождений, блоках (участках) крупного разрабатываемого месторождения – путем возврата ПГОг³ в разрабатываемый блок [13–14].

Топливные фракции газоконденсатов и нефтей

Бензиновые фракции конденсатов (НК–120 °С и НК–200 °С) характеризуются низким содержанием серы (0,01–0,04 масс. %) и высокими выходами: 65–68 масс. % первая и 90–92 масс. % вторая. Однако эти фракции имеют невысокие октановые числа (53,7–57,7 пункта), обусловленные значительным преобладанием в составе метановых УВ, что препятствует применению их в качестве основы для производства автомобильных топлив. Вследствие высокой массовой доли конденсатов легких УВ (н-пентана – от 13 до 22 %, н-гексана – от 11 до 16 %, н-гептана – от 8 до 12 %) в бензиновых фракциях они могут служить благоприятным сырьем для производства ценных УВ.

Бензиновые фракции нефтей характеризуются невысокими выходами (5–6 масс. % для фракции НК–120 °С, 11–12 масс. % для НК–180 °С и 13,5–14,5 масс. % для НК–200 °С), низкими октановыми числами (57–61 пункт согласно исследовательскому методу) и повы-

² См. Методические рекомендации по подсчету запасов гелия / М-во геологии СССР, Всесоюз. н.-и. геол.-развед. нефт. ин-т (ВНИГРИ); сост. В.В. Тихомиров. – М.: Союзгеолфонд, 1979. – 14 с.

³ ПГОг – промышленные газообразные отходы, содержащие токсичные вещества в виде паров и газов.

шенной по сравнению с нормами массовой долей серы (0,13–0,15 %). Рекомендуется использование фракции НК–180 °С в качестве сырья для процесса каталитического риформинга с целью получения высокооктанового бензина.

Керосиновую фракцию нефтей 120–230 °С с выходом 11,5 масс. %, по основным показателям соответствующую требованиям ГОСТа⁴ на реактивное топливо марки ТС-1, рекомендуется использовать в качестве основы для получения реактивного топлива.

Фракцию дизельного топлива нефтей 180–350 °С с выходом 25–26 масс. % можно рекомендовать как основу для получения дизельного топлива летнего марки Л-0,5-6,1. Из-за более высоких значений температур помутнения и застывания она не проходит по нормам ГОСТа⁵ на дизельное топливо зимнее марки З. Для достижения необходимых значений температур помутнения и застывания требуются соответствующие присадки.

Таким образом, газ Чаяндинского НГКМ относится к типу метановых и является «полужирным», низкоуглекислым, азотным, гелиеносным, низкоконденсатным. Подлежит переработке.

Конденсаты из трех продуктивных горизонтов Чаяндинского НГКМ (ботуобинского, хамакинского и талахского) представляют собой очень легкие флюиды плотностью 680–685 кг/м³, практически полностью выкипают до 200 °С, относятся к метановому типу, схожи между собой по физико-химическим характеристикам.

Отличительные особенности конденсатов: фракционный состав, представляющий собой практически бензиновую фракцию НК–200 °С уже на этапе первоначальных значений пластовых давления и температуры; химический состав, характеризующийся значительным преобладанием метановых УВ над нафтеновыми и ароматическими; значительные количества легких индивидуальных УВ (н-пентана, н-гексана, н-гептана) в составе конденсатов.

Нефти Чаяндинского месторождения – тяжелые, плотностью 862,8–882,4 кг/м³, парафи-

нистые (3,35–5,04 масс. % парафинов), высокосмолистые (13,5–15,7 масс. % смол силикагелевых), сернистые (0,71–0,81 масс. % серы), с довольно низкими температурами застывания (от –34 до –39 °С).

Изучение товарных характеристик топливных фракций (бензиновых фракций конденсатов и бензиновых, керосиновой и дизельной фракций нефтей) позволило разработать рекомендации по их рациональному использованию. Конденсаты, представляющие собой бензиновую фракцию, выкипающую в пределах 200 °С и характеризующуюся низкими октановыми числами, запахом сернистых соединений и к тому же низким потенциалом, рекомендуется использовать в качестве разбавителя нефтей Чаяндинского НГКМ с целью понижения температуры застывания. Разбавление нефтей конденсатами будет также способствовать увеличению выхода бензиновых фракций нефтей. Перспективным направлением использования конденсатов можно считать применение фракции C₅–C₆ на установках изомеризации с целью получения высокооктановых компонентов бензина и ценных индивидуальных УВ.

На основе керосиновой (120–230 °С) и дизельной (180–350 °С) фракций нефтей рекомендуется производить соответствующие топлива.

Список литературы

1. Люгай Д.В. Особенности освоения и проектирования разработки Чаяндинского НГКМ / Д.В. Люгай // Газовая промышленность. – 2010. – № 4 (654): спецвыпуск. – С. 56–58.
2. Зинченко И.П. Исследование физико-химических свойств и компонентного состава нефти Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / И.П. Зинченко, Н.М. Парфёнова, Л.С. Косякова и др. // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – Ч. 1. – С. 16–25.
3. Парфёнова Н.М. Физико-химическая характеристика флюидов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / Н.М. Парфёнова, Л.С. Косякова, В.Ю. Артемьев и др. // Тез. докл. II Международной конференции «Актуальные проблемы и перспективы освоения месторождений углеводородов» (НСFD-2012), 15–16 мая 2012. – М.: 2012. – С. 101.

⁴ См. ГОСТ 10227-86. Топлива для реактивных двигателей.

⁵ См. ГОСТ Р 55475-2013. Топливо дизельное зимнее и арктическое депарафинированное. Технические условия.

4. Парфёнова Н.М. Флюиды Чайядинского НКМ: физико-химические характеристики / Н.М. Парфёнова, Л.С. Косякова, В.Ю. Артемьев и др. // *Oil&Gas J. Russia*. – 2012. – № 8. – С. 64–71.
5. Парфёнова Н.М. Физико-химическая характеристика конденсатов Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения / Н.М. Парфёнова, Л.С. Косякова, В.Ю. Артемьев и др. // *Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст.* – М.: Газпром, ВНИИГАЗ, 2012. – С. 20–35.
6. Парфёнова Н.М. Физико-химические характеристики газоконденсатов Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения / Н.М. Парфёнова, Л.С. Косякова, Е.Б. Григорьев и др. // *Труды РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина*. – 2013. – Т. 270. – № 1. – С. 36–44.
7. Чахмахчев В.А. Геохимия процесса миграции углеводородных систем / В.А. Чахмахчев. – М.: Недра, 1983. – 184 с.
8. Kaufman R.L. A new technique for the analysis of commingled oils and its application to production allocation calculations / R.L. Kaufman, A.S. Ahmed, W.B. Hemphkins // *Proceedings of Indonesian Petroleum Association – 16th Annual Convention*. – 1987.
9. Дахнова М.В. Применение геохимических методов исследований при поисках, разведке и разработке месторождений углеводородов / М.В. Дахнова // *Геология нефти и газа*. – 2007. – № 2.
10. Конторович А.Э. Сырьевая база и перспективы развития гелиевой промышленности России и мира / А.Э. Конторович, А.Г. Коржубаев, Л.В. Эдер. – Новосибирск: Геоинформмарк, 2007.
11. Самофалова О. Газпромгелий / О. Самофалова // *Взгляд*. – 2012. – 30 ноября. – <https://www.vz.ru/economy/2012/11/30/609665.html>
12. Чертков В.В. Реализация проекта в области глубокой переработки природного газа Амурского ГПЗ / В.В. Чертков // *Тез. докл. III Международной конференции «Газохимия-2016»*, 29–30 ноября 2016 г. – М., 2016. – С. 3.
13. Рыжов А.Е. Определение степени влияния тектонического фактора на формирование залежей углеводородов на Саманчакиском блоке Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Е. Рыжов, А.И. Крикунов, Л.А. Филиппова (Рыжова) и др. // *Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России*. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 3 (19). – С. 99–105.
14. Бондарев В.Л. Перспективы хранения природного газа, обогащенного гелием, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке / В.Л. Бондарев, А.В. Чугунов, М.А. Саркисова и др. // *Вести газовой науки: Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений*. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 3 (23). – С. 63–67.

Raw hydrocarbons of Chayanda oil-gas-condensate field: gas, condensate and oil

N.M. Parfenova^{1*}, Ye.B. Grigoryev¹, L.S. Kosyakova¹, D.R. Krayn¹, I.M. Shafiyev¹, V.A. Loginov¹, I.V. Zanochuyeva¹, A.A. Tomilenko¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Est. 15, Proyecktiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

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

Abstract. Development and mastering of Chayanda oil-gas-condensate field (OGCF) is envisaged by an Eastern Gas Program of Gazprom PJSC. It's planned to commission OGCF in 2018. The article summarizes results of a complex physical-chemical study of Chayanda OGCF fluids (namely, gas, condensates and oils) with consideration of their geochemical parameters. Samples of gas, condensate (wells no. 1–8) and oil (wells no. 3–6) taken from Botuoba, Khamaki and Tala productive horizons of Chayanda OGCF in 2010–2015 were studied.

It is ascertained that Chayanda gas belongs to a type of methane gases and is semi-fat, low-carbonic, nitric, helium-bearing and low-condensate. Average content of condensate in bedded gas runs up to 17,5 g/sm³ for Botuoba horizon, up to 14,0 g/m³ for Khamaki horizon and up to 13,3 g/m³ for Tala horizon. Condensates from every productive horizon of Chayanda OGCF constitute superlight fluids of 680–685 kg/m³ density, nearly completely boil away at the temperatures up to 200 °C, belong to a methane-prevailing type, and have similar physical-chemical characteristics. Chayanda oils are heavy, waxy, highly-bituminous, sulphurous.

On the grounds of acquired results some features of Chayanda raw hydrocarbons are determined. Some rational applications for these fluids are recommended in fuel industry and petrochemistry.

Keywords: hydrocarbons, Chayanda oil-and-gas-condensate field, physical-chemical characteristics of fluids, recommendations on application of raw hydrocarbons.

References

1. LUGAY, D.V. Features of development and reservoir engineering of Chayanda oil-gas-condensate field [Osobennosti osvoyeniya i proyektirovaniya razrabotki Chayandinskogo NGKM]. *Gazovaya promyshlennost'*. 2010, no. 4(654): spec. iss., pp. 56–58. ISSN 0016-5581. (Russ.).
2. ZINCHENKO, I.P., N.M. PARFENOVA, L.S. KOSYAKOVA et al. Studies of physicochemical properties and volumecomponents of the oil of the Chayandinskoye OGCF [Issledovaniye fiziko-khimicheskikh svoystv i komponentnogo sostava nefi Chayandinskogo neftegazokondenstnogo mestorozhdeniya]. In: *Relevant issues of studies of field hydrocarbon formations* [Aktualnyye voprosy issledovaniy plastovykh system mestorozhdeniy uglevodorodov]: collection of sci. art. in 2 pts. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2011, pt. 1, pp. 16–25. (Russ.).
3. PARFENOVA, N.M., L.S. KOSYAKOVA, V.Yu. ARTEMYEV et al. Physical-chemical portrait of Chayanda oil-gas-condensate field fluids [Fiziko-khimicheskaya kharakteristika flyuidov Chayandinskogo neftegazokondenstnogo mestorozhdeniya]. In: *Proc. of HCFD Conference*, Moscow, 15–16 May, 2012, no. 2, p. 101. (Russ.).
4. PARFENOVA, N.M., L.S. KOSYAKOVA, V.Yu. ARTEMYEV et al. Fluids of Chayanda oil-gas-condensate field [Flyuidy Chayandinskogo NGKM: Fiziko-khimicheskiye kharakteristiki]. *Oil&Gas J. Russia*. 2012, no. 8, pp. 64–71. ISSN 1995-8137. (Russ.).
5. PARFENOVA, N.M., L.S. KOSYAKOVA, V.Yu. ARTEMYEV et al. Physicochemical properties of condensates from Chayandinskoye oil/gas/condensate field [Fiziko-khimicheskaya kharakteristika kondensatov Chayandinskogo neftegazokondenstnogo mestorozhdeniya]. In: *Important to study hydrocarbon reservoir* [Aktualnyye voprosy issledovaniy plastovykh system mestorozhdeniy uglevodorodov]: collection of sci. art. Moscow: Gazprom VNNIGAZ, 2012, pp. 20–35. (Russ.).
6. PARFENOVA, N.M., L.S. KOSYAKOVA, Ye.B. GRIGORYEV. Physicochemical properties of gas condensates from Chayanda oil-gas-condensate field [Fiziko-khimicheskiye kharakteristiki gazokondensatov Chayandinskogo neftegazokondenstnogo mestorozhdeniya]. *Trudy. of Gubkin Russian State University of Oil and Gas*. 2013, vol. 270, no. 1, pp. 36–44. ISSN 2073-9028. (Russ.).
7. CHAKHMAKHCHEV, V.A. *Geochemistry of hydrocarbon systems' migration* [Geokhimiya processa migratsii uglevodorodnykh system]. Moscow: Nedra, 1983. (Russ.).
8. KAUFMAN, R.L., A.S. AHMED, W.B. HEMPKINS. A new technique for the analysis of commingled oils and its application to production allocation calculations. *Proc. of Indonesian Petroleum Association*. 1987, no. 16.
9. DAKHNOVA, M.V. Application of geochemical research methods at searching, surveying and development of hydrocarbon fields [Primeneniye geokhimicheskikh metodov issledovaniy pri poiskakh, razvedke i razrabotke mestorozhdeniy uglevodorodov]. *Geologiya nefi i gaza*. 2007, no. 2, pp. 81–89. ISSN 0016-7894. (Russ.).
10. KONTOROVICH, A.E., A.G. KORZHUBAYEV and L.V. EDER. *Raw materials and outlooks for development of helium industry in Russia and in the World* [Syryevaya basa i perspektivy razvitiya geliyevoy promyshlennosti Rossii i Mira]. Novosibirsk: Geoinformmark, 2007. (Russ.).
11. SAMOFALOVA, O. *Gazpromgeliy. Vzglyad* [online]. 2012. 30 November [viewed 20 March 2017]. Available from: <https://www.vz.ru/economy/2012/11/30/609665.html>. (Russ.).
12. CHERTKOV, V.V. Implementation of a project aimed at advanced processing of natural gas at Amurskiy gas processing plant [Realizatsiya proyekta v oblasti glubokoy pererabotki prirodnogo gaza Amurskogo GPZ]. In: *Proc. of International Conference "Gazokhimiya"*, Moscow: 29–30 November, 2016, no. 3, p. 3. (Russ.).
13. RYZHOV, A.E., A.I. KRIKUNOV, L.A. FILIPPOVA et al. Determination of the degree of influence of the tectonic factor on the formation of deposits of hydrocarbons on the Samanchakitsky block of the Chayandinskoye oil and gas condensate field [Opredeleniye stepeni vliyaniya tektonicheskogo faktora na formirovaniye zalezhey uglevodorodov na Samanchakitskom bloke Chayandinskogo neftegazokondenstnogo mestorozhdeniya]. *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions* [Problemy resursnogo obespecheniya gazodobyvayushchikh regionov Rossii]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014, no. 3(19), pp. 99–105. ISSN 2306-8949. (Russ.).
14. BONDAREV, V.L., A.V. CHUGUNOV, M.A. SARKISOVA et al. Outlooks for storing of heliumenriched natural gas in the Eastern Siberia and at the Far East [Perspektivy khraneniya prirodnogo gaza, obogashchennogo geliyem, v Vostochnoy Sibiri i na Dalnem Vostoke]. *Vesti gazovoy nauki: Issues of gas, gas-condensate and oil-and-gas-condensate fields development and operation* [Problemy razrabotki i ekspluatatsii gazovykh, gazokondensatnykh i neftegazokondenstnykh mestorozhdeniy]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015, no. 3(23), pp. 63–67. ISSN 2306-8949. (Russ.).

КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ

УДК 551.7:551.24

Выяснение наличия погребенных разломов в отложениях нижнего венда на Чаяндинском НГКМ

А.Е. Рыжов¹, А.И. Крикунов^{1*}, Л.А. Филиппова¹, Н.Ю. Канунникова¹

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

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

Ключевые слова: месторождение, седиментация, размыв, горизонт, корреляция, разлом, осадконакопление, репер.

Тезисы. На юго-западной периферии Республики Саха (Якутия) расположено Чаяндинское месторождение – одно из крупнейших скоплений нефти, газа и конденсата, открытое в древних терригенных толщах верхнего протерозоя. Внутреннее строение месторождения осложнено размывами сформировавшихся пород, частыми замещениями одних пород другими, большим количеством разломов.

В процессе поисково-разведочных работ количество разломов, выявленных на месторождении, постоянно растет. На структурных картах, которые строились по основным отражающим горизонтам и кровле продуктивных пластов, показано, что подавляющее большинство дизъюнктивных нарушений пронизывают всю толщу нижнего венда и дезорганизуют первичное залегание горных пород вплоть до кембрия, т.е. все они фанерозойского возраста. Другими словами, на протяжении нижнего венда разломная тектоника на территории современного северо-восточного склона Непского свода, где расположено Чаяндинское месторождение, практически ничем себя не проявила.

В статье в качестве примера показана небольшая территория примерно в центре месторождения, выделяющаяся тем, что, по сегодняшним представлениям, на этой площади отсутствуют разломы. Здесь пробурен ряд глубоких скважин, вскрывающих продуктивные отложения нижнего венда. Через скв. 843, 848, 321-52, 321-67 и 321-92 попарно составлены корреляционные схемы в направлениях с юго-запада на северо-восток и с северо-запада на юго-восток. Сопоставление разрезов скважин и резко меняющих свою толщину отдельных стратиграфических подразделений говорит о возможном наличии погребенного разлома, имеющего общее направление с юго-запада на северо-восток. Данное нарушение могло иметь место перед началом формирования пласта ХМ1 хамакинского продуктивного горизонта. В дальнейшем этот разлом был перекрыт и погребен более молодыми, не нарушенными, отложениями.

На сейсмических временных разрезах Чаяндинского НГКМ отчетливо прослеживается только подошва карбонатных отложений верхнего венда. Ниже этого уровня корреляция отражающих сейсмических горизонтов затруднена, а в некоторых местах ее провести просто невозможно. Поэтому, если кровля терригенного венда не взломана, определить наличие или отсутствие разлома достаточно трудно. Именно в этом случае необходимо воспользоваться методом анализа изменения толщин пластов, вскрываемых скважинами.

Необходимо отметить, что существует достаточно высокая вероятность того, что за счет погребенных разломов различного уровня и масштаба внутреннее строение Чаяндинского НГКМ может оказаться намного более сложным, чем это принимается на сегодняшний день.

На юго-западной периферии Республики Саха (Якутия) расположено Чаяндинское месторождение – одно из крупнейших скоплений нефти, газа и конденсата, открытое на востоке России в древних терригенных толщах верхнего протерозоя. Залежи ботубинского, хамакинского, талахского и вилючанского продуктивных горизонтов приурочены к отложениям нижнего венда [1–3]. Высокая степень литологической неоднородности, частые замещения одних пород другими, наличие размывов уже сформировавшихся пород и перерывы в процессе седиментации – все это чрезвычайно усложняет выяснение внутреннего строения рассматриваемого месторождения

и построение его адекватной геологической модели, в основе которой должна лежать тектоническая или структурная карта.

Проблему построения подобных карт Чаюдинского месторождения можно проследить по тому, как последовательно из года в год менялись на них число и положение тектонических блоков (рис. 1). Первоначально, при проведении подсчета запасов углеводородов в 2000 г., ОАО ННГК «Саханефтегаз» выделило здесь всего четыре тектонических блока: Северный, Южный I, Южный II и Саманчакинский (см. рис. 1а). Затем, по мере уточнения внутреннего строения месторождения и проведения на нем дальнейших поисково-разведочных работ с привлечением сторонних организаций, пространственное положение блоков корректировалось и их число неуклонно росло (см. рис. 1б, в). В конечном итоге в 2016 г. ООО «Ингеосервис» выделило на Чаюдинском месторождении 24 тектонических блока.

На рис. 2 в качестве примера приводится выкопировка небольшого района, который расположен в нескольких километрах к югу от географического центра Чаюдинского месторождения. С использованием сейсморазведки, магниторазведки, гравиразведки и дешифрирования космических снимков разные научные и научно-производственные организации демонстрируют свои версии тектонического строения территории Чаюдинского месторождения. Даже с первого взгляда легко заметить, что карты довольно существенно отличаются одна от другой и по количеству, и по направленности разломов (см. рис. 2а–д).

Естественно, что все авторы уверены в правильности построения именно своего варианта тектонической карты. Если согласиться с данным мнением и признать, что все выявленные тектонические блоки действительно существуют, то наложением одной карты на другую и отбрасыванием повторяющихся разломов получим интегральную карту (см. рис. 2е). Анализ интегральной карты, построенной таким образом, убеждает в том, что если подобную методику построения применить в границах всего Чаюдинского месторождения, максимальное число выявленных тектонических блоков (24 на сегодняшний день), несомненно, многократно увеличится.

Обращает на себя внимание тот факт, что согласно утверждениям авторов рассмотрен-

ных карт разломы пронизывают отложения нижнего венда, нарушают первичное залегание горных пород вплоть до отложений кембрия, а некоторые из них (линеаменты) прослеживаются даже на дневной поверхности. Только один-единственный разлом (см. пунктир на рис. 2б и 2е), идя от фундамента, взламывает кровлю талахского продуктивного горизонта и затухает где-то в вышележащей паршинской свите, так как больше ни на одном из стратиграфических уровней не отмечается. Таким образом, сам собой напрашивается вывод, что существующие на Чаюдинском месторождении разломы относительно молоды и были образованы в подавляющем своем большинстве много позже того времени, когда сформировались основные продуктивные горизонты нижневендского возраста. Другими словами, на протяжении нижнего венда разломная тектоника на территории современного северовосточного склона Непского свода практически ничем себя не проявляла, кроме как незначительными и малочисленными дизъюнктивными дислокациями местного масштаба.

Здесь целесообразно напомнить, что собой представляла планета Земля в вендское время. По последним данным, нижняя граница венда – 600 млн лет, верхняя – 535 млн лет [4]. Продолжительность только нижнего венда, по разным сведениям, составляет от 30 до 45 млн лет. По длительности его можно сравнить с такими системами фанерозоя, как силурийская, девонская, пермская и др. В венде после распада суперконтинента Родинии начинает формироваться мегаконтинент Паннотия (начало – 600 млн лет, завершение – 540 млн лет). Глобальный океан Мировия, охватывающий до 90 % поверхности Земли, преобразуется в два океана – Панталасса и Панафрикан, которые омывают берега древней суши. В этих океанах впервые происходит зарождение многоклеточной жизни – вендобии. Через 60 млн лет Паннотия распадается на Гондвану, Балтию, Сибирь и Лаврентию. Распад суперконтинентов по времени совпадает с пиками активности мантийных суперплюмов, сопровождающихся сейсмическими и тектоническими преобразованиями. Касательно Сибирского кратона это было время байкальской фазы складчатости (поздний протерозой) с образованием Енисейского кряжа, Восточного Саяна, Байкальского хребта и Патомского нагорья [5]. Поздний рифей и венд выступают

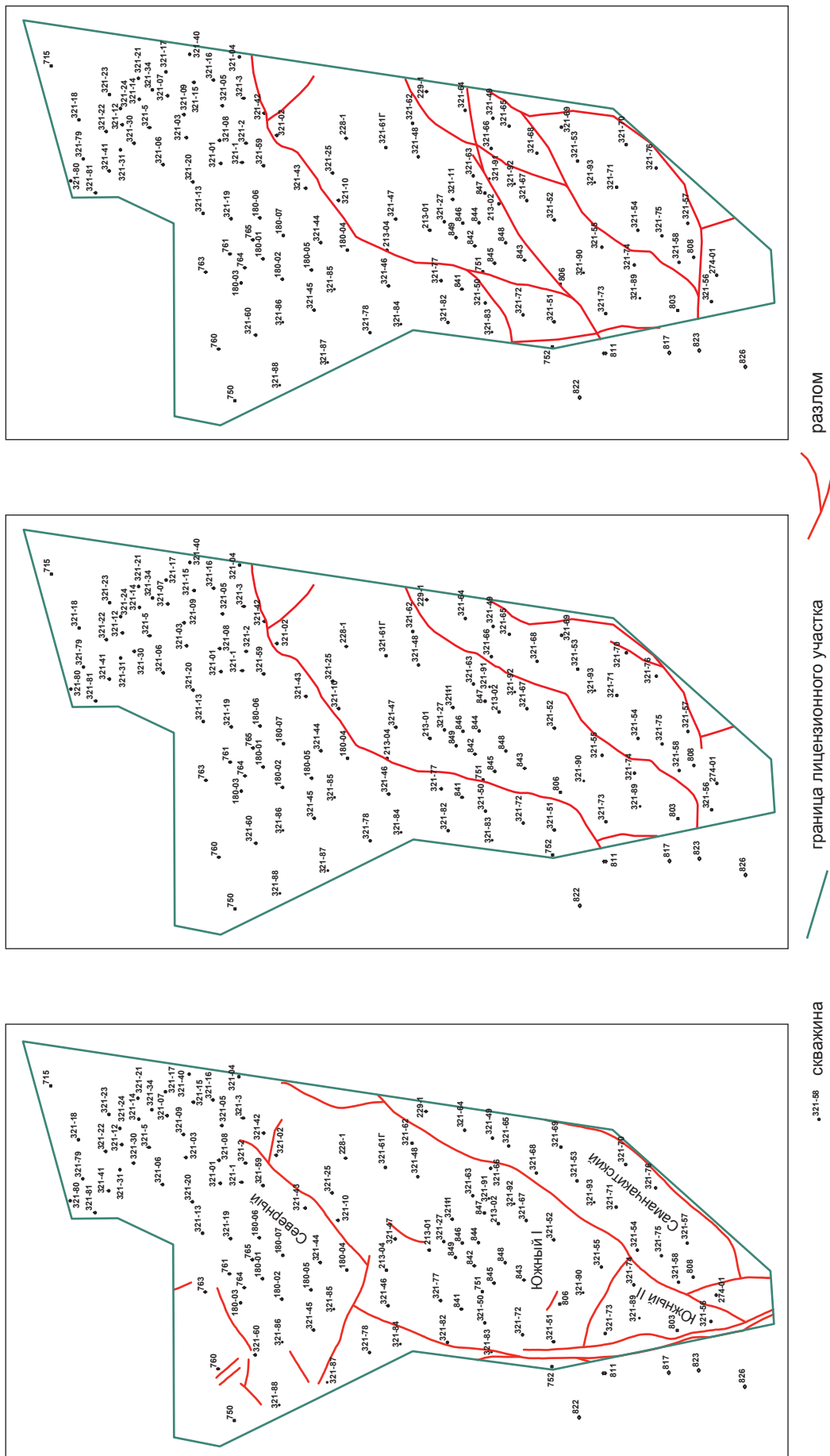


Рис. 1. Карты расположения разломов на Чаядинском месторождении: а – ОАО ННГК «Сахнефтегаз», 2000 г.; б – ООО «ГСД», 2011 г.; в – ООО «ЦНИИ ГИС», 2014 г.

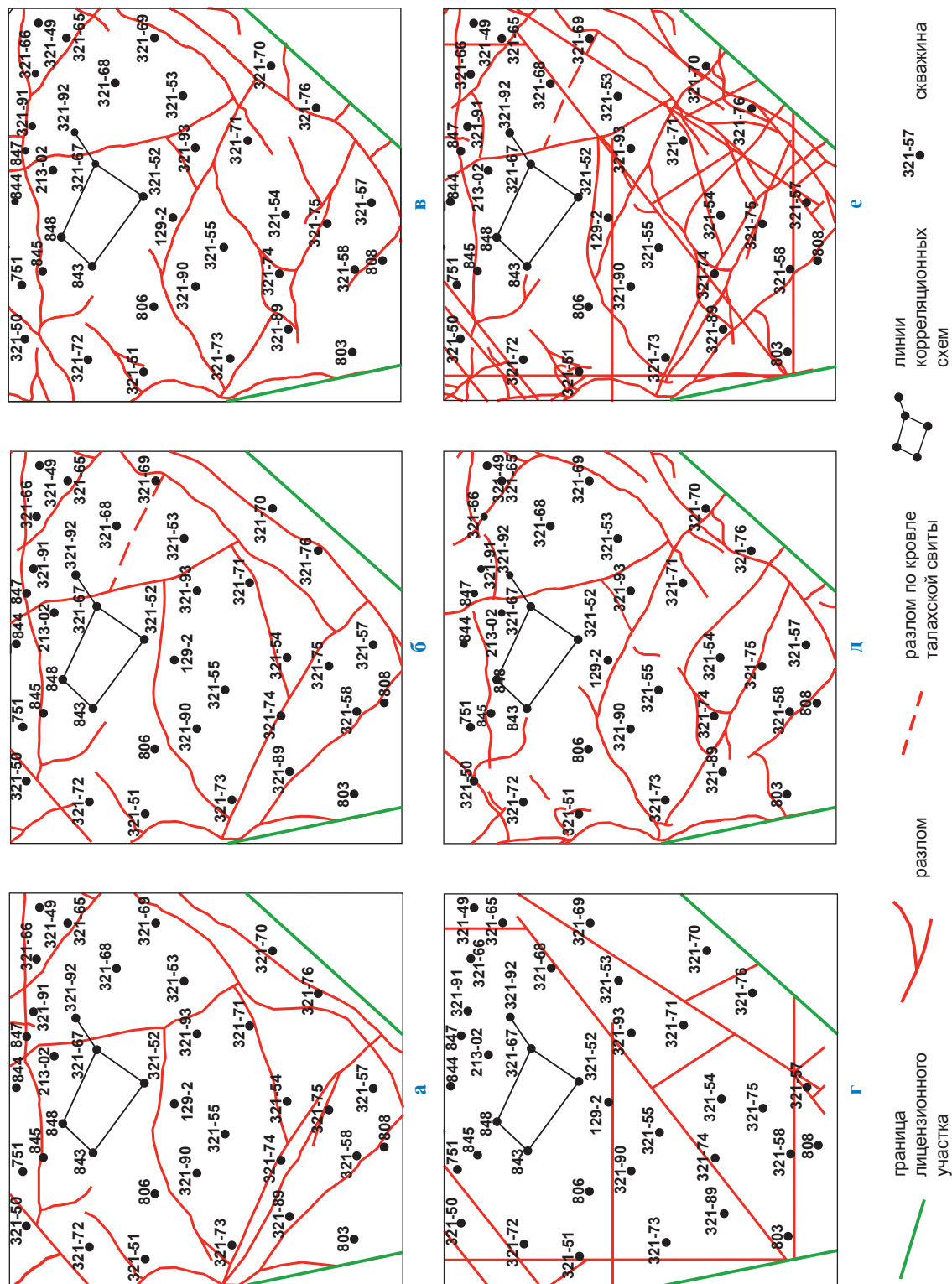


Рис. 2. Тектонические карты участка Чайдинского НГКМ: а – ООО «Газпром геологоразведка», 2015 г.; б – ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2015 г.; в – ООО «Ингеосервис», 2015 г.; г – РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015 г.; д – ООО «Ингеосервис», 2016 г.; е – интегральная карта

в качестве времени радикальной перестройки структурного плана Земли, а венд представляется периодом оледенения с последующей за ним трансгрессией, вызванной потеплением климата в результате вулканической деятельности [6, 7].

Неужели столь масштабные изменения лика Земли в результате столкновения тектонических плит, проявления вулканизма и сейсмической активности не приводили к нарушению целостности уже сформированных к тому времени пластов земной коры? Может быть, для образования дизъюнктивных дислокаций и горообразовательного процесса 30–45 млн лет недостаточно?

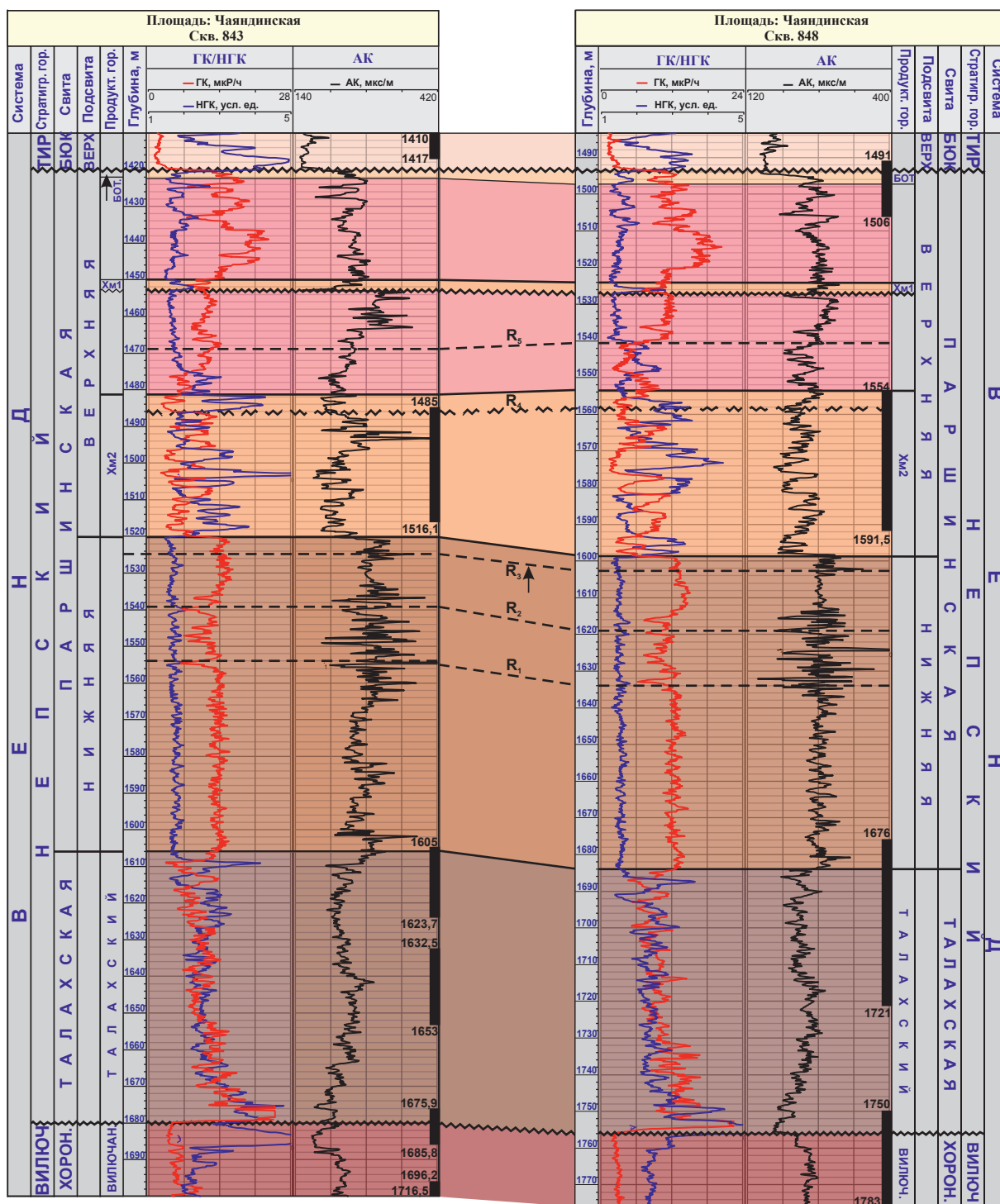
Известно, что альпийская складчатость, по Г. Штилле (*нем.* Н. Stille, 1924 г.), состояла из нескольких фаз, среди которых Штилле выделял: пиренейскую (в конце эоцена – начале олигоцена), савскую (на рубеже олигоцена и миоцена), штирийскую (в середине миоцена), аттическую (в конце миоцена), роданскую (в середине плиоцена) и валахскую (в плейстоцене). В результате перечисленных фаз образовались Пиренеи, Апеннины, Атлас, Альпы, Балканы, Карпаты, Кавказ, Гималаи и др. [8]. Все эти фазы, вместе взятые, охватывают примерно 40 млн лет, т.е. сравнимы по продолжительности с нижним вендом, и, следовательно, времени для горообразовательных процессов и всего того, что за этим следует, в нижнем венде было вполне достаточно. Но почему же в таком случае на структурных картах разломы показываются как относительно молодые?

На интегральной карте (см. рис. 2е) выделено так много мелких тектонических блоков, что в каждом из них расположены одна или максимум две-три скважины и только в северной части карты имеется небольшой участок, более или менее свободный от разломов. Рассмотрим подробнее эту аномальную территорию, которая почему-то, как представляется, не затронута тектонической активностью. Здесь пробурен ряд скважин, и через некоторые из них (843, 848, 321-52, 321-67) авторами составлены корреляционные схемы, идущие примерно параллельно друг другу в общем направлении с юго-запада на северо-восток по линиям скв. 843–848 (рис. 3) и 321-52–321-67 (рис. 4). На этих схемах показано, как залегают породы нижнего венда, расположенные выше хоронохской свиты вилючанского стратиграфического горизонта. С помощью выделенных границ стратигра-

фических подразделений и ряда дополнительных синхронных реперных горизонтов можно наглядно убедиться в том, что, действительно, обстановка осадконакопления в нижнем венде на рассматриваемой территории в указанное время была как будто совершенно спокойной. Углы наклона пластов практически идентичны, их толщины от скважины к скважине, если и меняются, то совершенно незначительно, да и то это наблюдается лишь только под плоскостями размывов, что представляется вполне закономерным. Можно предположить, что нарушения первичного залегания горных пород носят пликвативный характер и связано это, по всей вероятности, с малоамплитудными восходящими и нисходящими подвижками крупных участков земной коры.

Однако картина резко изменится, если перегруппировать скважины на корреляционных схемах (рис. 5 и 6). Теперь демонстрируемые схемы (843–321-52 и 848–321-67) имеют общее направление с северо-запада на юго-восток, т.е. точно перпендикулярно к их первоначальному направлению (см. рис. 2). На фоне довольно многочисленных пластов с почти равными толщинами сразу бросается в глаза резкое изменение углов их наклона под плоскостью размыва, который расположен в основании пласта Хм1. Если в разрезах скважин, расположенных в правой половине корреляционных схем, а именно в алевритово-аргиллитовой толще верхнепаршинской подсвиты, можно выделить четыре добавочных синхронных реперных горизонта (R_5 – R_8), то на площади, где расположены скв. 843 и 848, денудация сформировавшихся ранее пород была более значительной. Здесь сохранился лишь реперный горизонт R_5 . Разница в толщине алевритово-аргиллитовой верхнепаршинской пачки составляет от 40 м (скв. 843–321-52) до 45 м (скв. 848–321-67). При таких значительных перепадах мощности отложений невольно возникает мысль о существовании под продуктивным пластом Хм1 погребенного разлома, расположенного между скв. 843, 848 и скв. 321-52, 321-67 и имеющего общее направление с юго-запада на северо-восток. Но если все так, то почему же этот разлом остался незамеченным при неоднократном проведении сейсморазведочных работ?

На тектонической карте (см. рис. 2) между скв. 321-67 и 321-92 показан разлом, протягивающийся с юго-востока на северо-запад. Через эти две скважины построена корреля-



Поверхность размыва:
 ~~~~~ реальная   
 ~~~~~ предполагаемая   
 1675,9
 1685,8
 интервал отбора ядра
 R₁, реперный горизонт

Рис. 3. Корреляционная схема по линии скв. 843–848: ГК – гамма-каротаж; НГК – нейтронный гамма-каротаж; АК – акустический каротаж

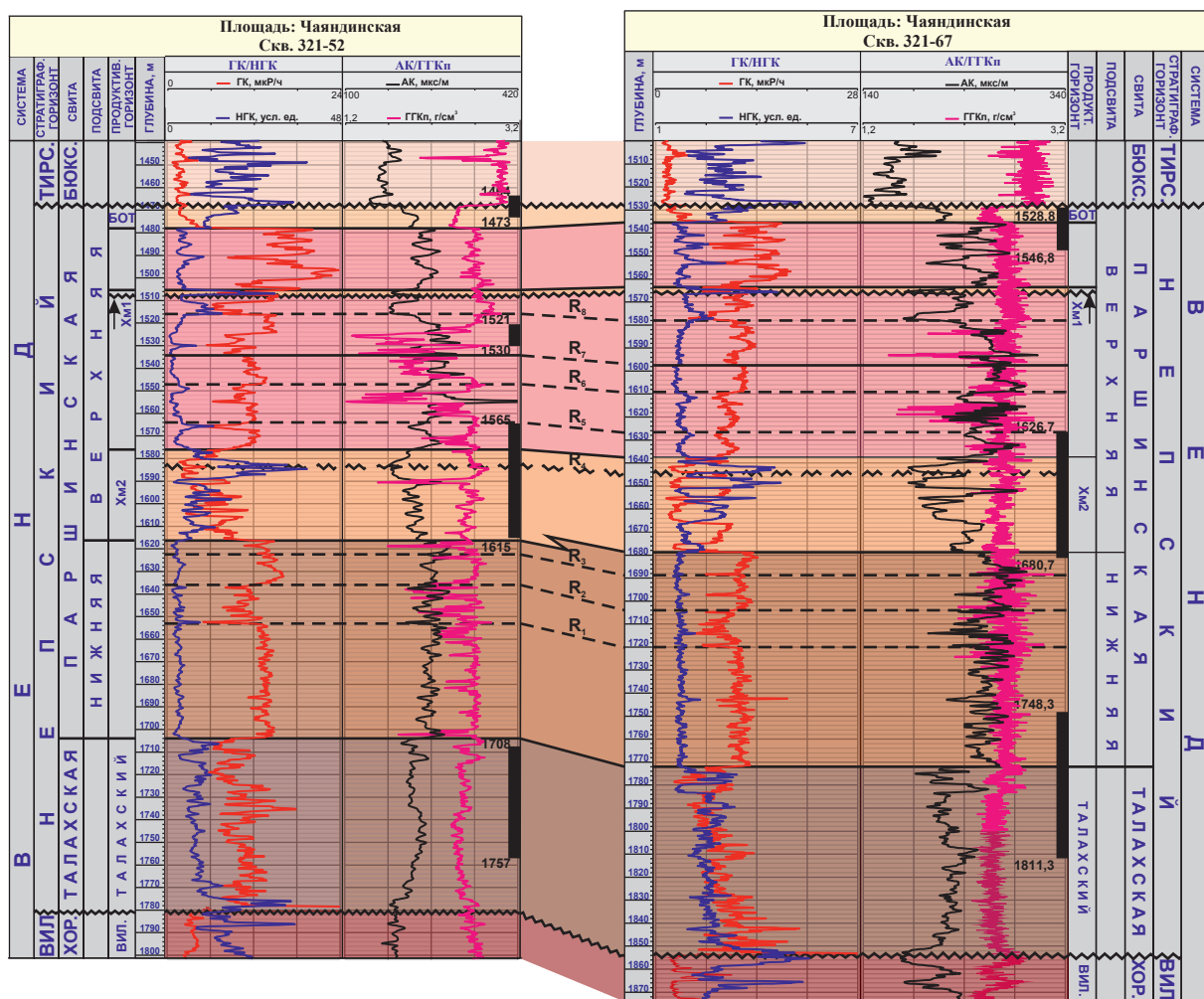


Рис. 4. Корреляционная схема по линии скв. 321-52, 321-67: здесь и далее на рис. 5–7 см. условные обозначения к рис. 3; ГТКп – плотностной гамма-гамма каротаж

ционная схема (рис. 7). Все выделенные на ней границы, начиная с подошвы талахской свиты и выше, расположены практически параллельно друг другу, что говорит о совершенно спокойной тектонической обстановке в период седиментации. Даже поверхность размыва под пластом Хм1 почти не меняет общей картины. Только в кровле верхнепаршинской подсвиты под границей, которая проходит между непскими и тирскими отложениями, заметно некоторое варьирование толщин. В скв. 321-67 после предтирского размыва сохранились верхнепаршинские аргиллиты вместе с репером R₆ и нижняя часть ботубинских песчаников. В скв. 321-92 отложения, начиная от репера R₆, и выше полностью сnivelированы. Разница в толщинах верхних частей разрезов этих двух скважин составляет 13,2 м, чего

оказалось вполне достаточно, чтобы указать на тектонической карте наличие разлома между скв. 321-67 и 321-92, хотя указанное значение почти в 3,5 раза меньше, чем разница толщин между скв. 843, 321-52 и 848, 321-67 под пластом Хм1.

Сегодня основным методом установления наличия или отсутствия разломов на изучаемой территории является использование данных сейсморазведочных работ, что вполне оправдано, но и анализу изменения толщин пластов нельзя уделять второстепенное внимание, особенно в случае возникновения трудностей при интерпретации сейсмических временных разрезов, как это имеет место на Чаяндинском месторождении углеводородов. Здесь отчетливо прослеживается только подошва карбонатных отложений верхнего венда, и если она взло-

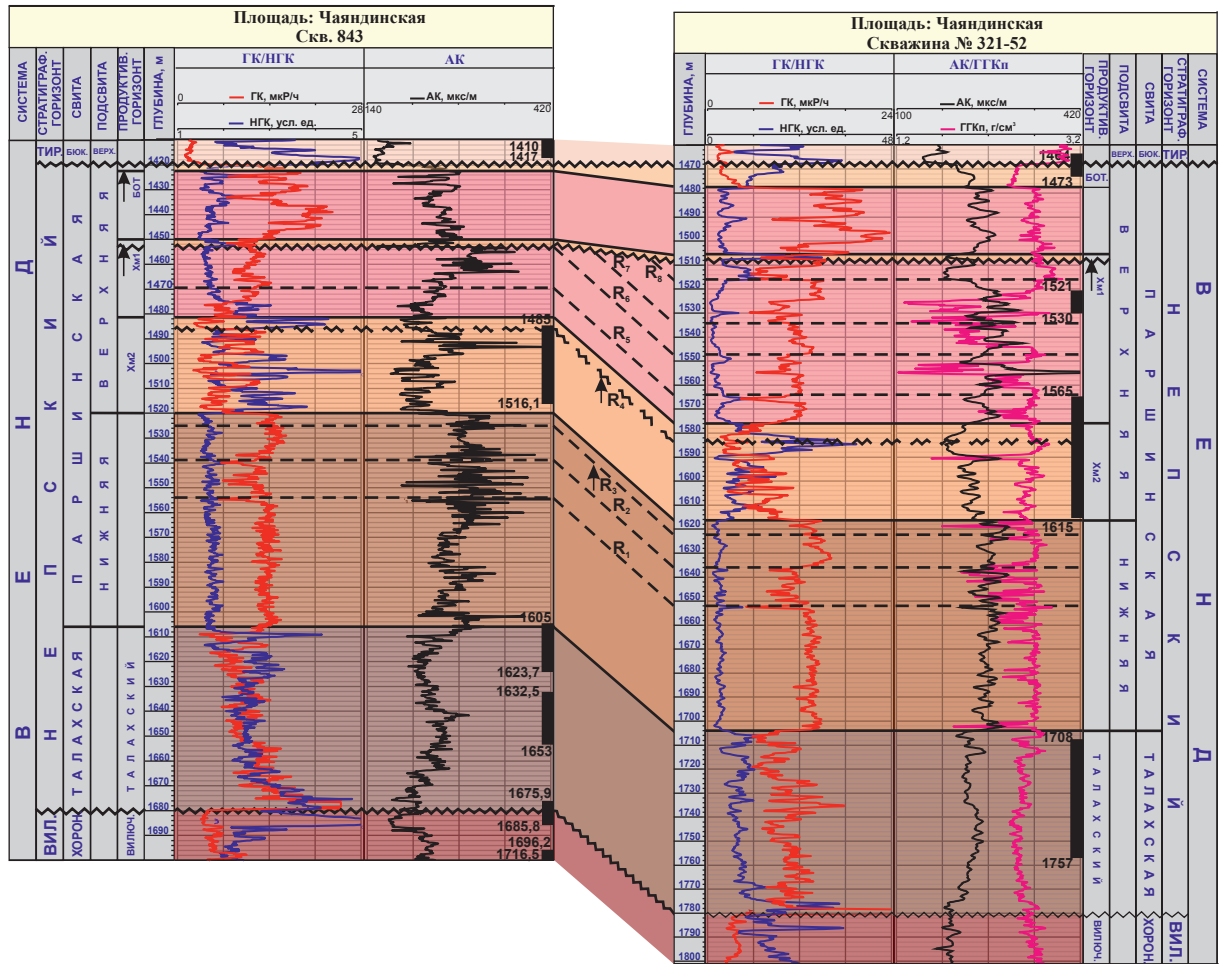


Рис. 5. Корреляционная схема по линии скв. 843–321-52

мана, то в данном месте можно уверенно проводить линию разлома. Но ниже этого уровня корреляция отражающих сейсмических горизонтов на временных разрезах затруднена, а в некоторых местах ее провести просто невозможно, в том числе и на уровне пласта Хм1.

Можно допустить, что региональный подъем и вывод на поверхность верхнепаршинских отложений перед началом формирования пласта Хм1 сопровождался более или менее значительными дизъюнктивными дислокациями. В последующем разломы внутри осадочного чехла нижнего венда были перекрыты и захоронены более молодыми отложениями, и, естественно, не дойдя до подошвы верхнего венда, они не могли ее нарушить и таким образом остались незамеченными при интерпретации сейсмических временных разрезов.

Подводя итог всему сказанному, необходимо отметить, что существует достаточно высокая вероятность того, что за счет погребенных разломов различного уровня и масштаба внутреннее строение Чаяндинского НГКМ может оказаться намного более сложным, чем это принимается на сегодняшний день.

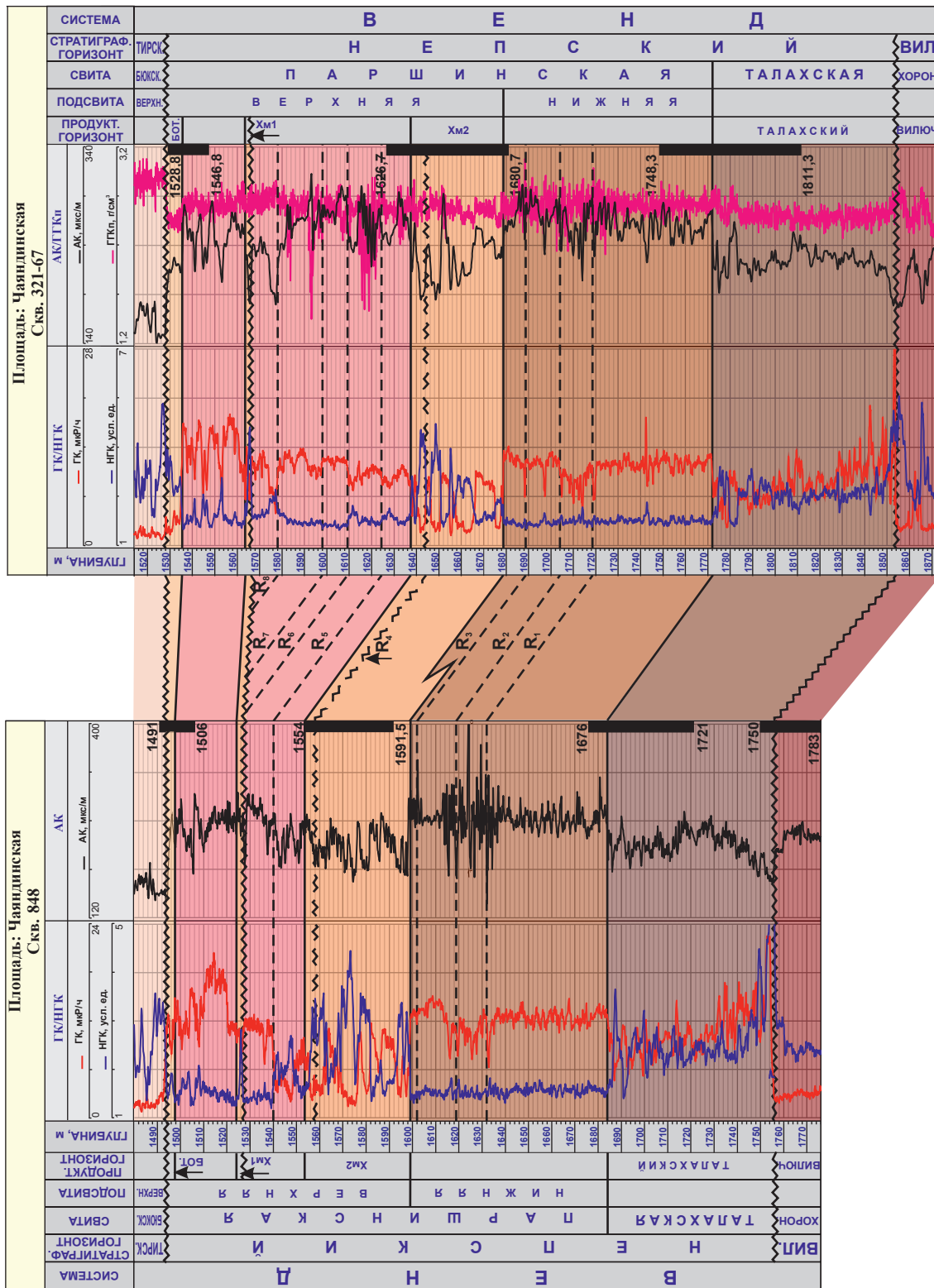


Рис. 6. Корреляционная схема по линии скв. 848-321-67

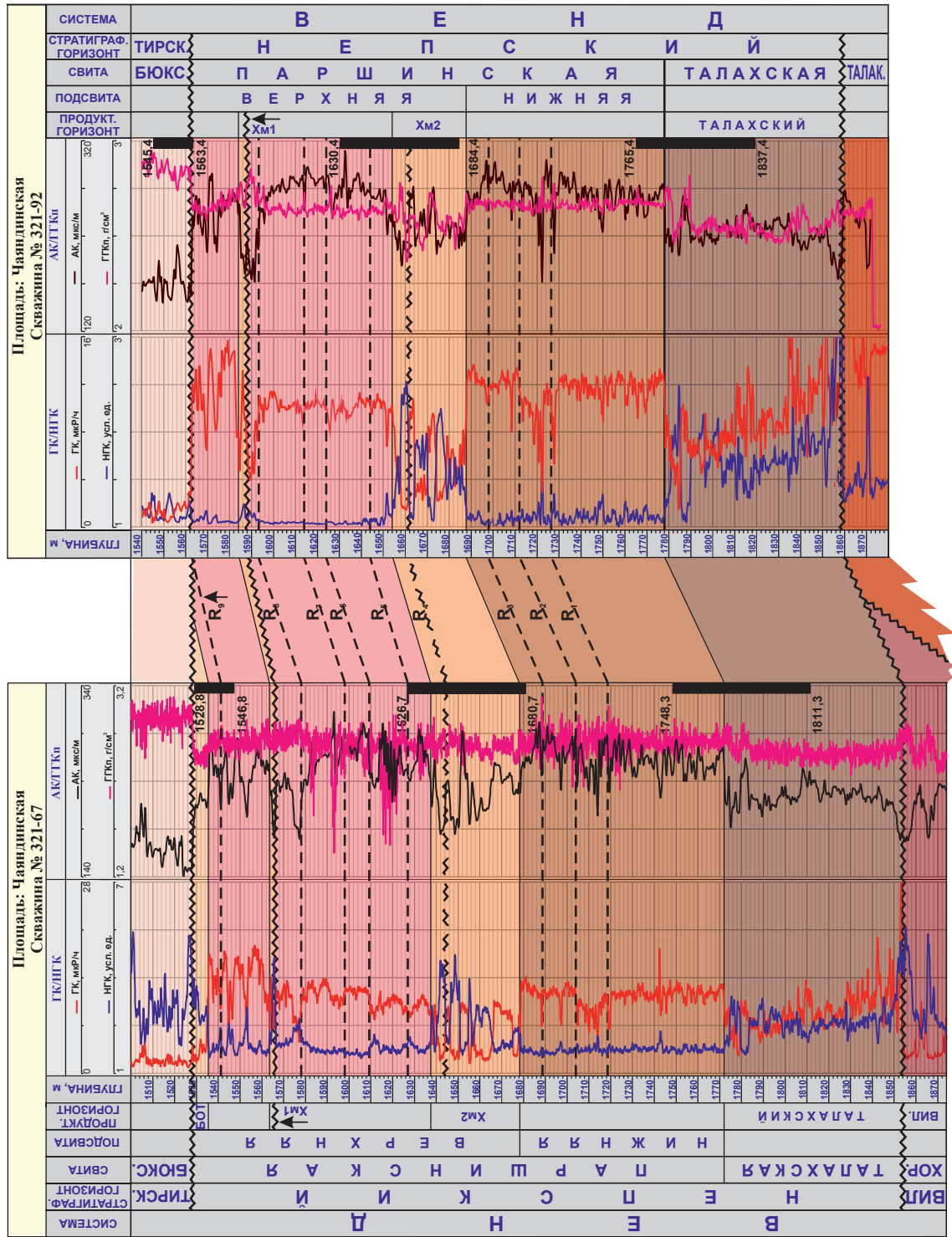


Рис. 7. Корреляционная схема по линии скв. 321-67, 321-92

Список литературы

1. Рыжов А.Е. Уточнение пространственного положения нижней границы ботубинского продуктивного горизонта на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении / А.Е. Рыжов, А.И. Крикунов, Л.А. Рыжова и др. // Каротажник. – 2012. – Вып. 2. – С. 27–41.
2. Рыжов А.Е. Уточнение положения границы между нижнебюкской и верхнебюкской подсветами Чаяндинского НГКМ с привлечением литологических, промыслово-геофизических и сейсмических критериев / А.Е. Рыжов, А.И. Крикунов, Л.А. Рыжова и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12) – С. 161–173.
3. Крикунов А.И. Определение местоположения ботубинского продуктивного горизонта и пластов ХМ1 и ХМ2 хамакинского продуктивного горизонта в южной части Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / А.И. Крикунов, А.Е. Рыжов, Л.А. Филиппова (Рыжова) и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 116–125.
4. Жамойда А.И. Общая стратиграфическая шкала, принятая в СССР-России. Ее значение, назначение и совершенствование / А.И. Жамойда // Материалы Всероссийской конференции «Общая стратиграфическая шкала России: состояние и перспективы ее обустройства», Геол. ин-т РАН, 23–25 мая 2013. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2013. – С. 24.
5. Лубнина Н.В. Восточно-Европейский кратон от неорарха до палеозоя по палеомагнитным данным: дис. ... д-ра г.-м. наук / Н.В. Лубнина. – М.: МГУ, 2009. – 275 с.
6. Хаин В.Е. Историческая геология: учебник / В.Е. Хаин, Н.В. Короновский, Н.А. Ясаманов. – М.: МГУ, 1997. – 448 с.
7. Бискэ Ю.С. Общая стратиграфическая шкала фанерозоя. Венд, палеозой и мезозой: учеб. пособие / Ю.С. Бискэ, В.А. Прозоровский. – СПб.: СПГУ, 2001. – 248 с.
8. Гринев О.М. Рифтовые системы Сибири: методология изучения, морфотектоника, минерагения / О.М. Гринев. – Томск: STT, 2007. – 434 с.

Clarification of buried faults' existence in Lower-Vendian sediments at Chayanda oil-gas-condensate field

A.Ye. Ryzhov¹, A.I. Krikunov^{1*}, L.A. Filippova¹, N.Yu. Kanunnikova¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Est. 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

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

Abstract. At south-western periphery of Republic of Sakha (Yakutiya) there is Chayanda field being one of the biggest agglomeration of petroleum, gas and condensate. It was discovered in ancient Upper-Proterozoic thicknesses. Internal structure of the field is complicated with washouts of formed rocks, frequent conversion of rocks into other ones, ample quantity of faults.

In course of explorations a number of revealed faults constantly grows. Structural maps, which were constructed on the basis of main reflecting horizons and tops of productive layers, show that most disjunctive breaks penetrate through the whole Lower-Vendian thickness and violate initial bedding of rocks up to Cambrian ones. It means that all these rocks are Phanerozoic. In other words, during Lower-Vendian period at the territory of modern north-eastern slope of Nepa arch, where Chayanda field is located, fault tectonics was practically imperceptible.

The article studies a small site located approximately in the center of Chayanda field, which is remarkable due to the absence of faults (according to modern view). Here some deep wells were bored down to productive Lower-Vendian sediments. Through the wells no. 843, 848, 321-52, 321-67 and 321-92 in couples were drawn correlation charts in two directions: from south-west to north-east and from north-west to south-east. Comparison of well columns and separate stratigraphic divisions, which change their thicknesses rather quickly, displays possible existence of a buried fault generally directed from south-west to north-east. Such a violation could occur before generation of KhM1 layer within Khamaki productive horizon. Further, this fault could be surpassed and buried with younger, not violated sediments.

At seismic time sections of Chayanda field one can evidently see only a bottom of Upper-Vendian carbonic sediments. Below this level correlation of reflecting seismic horizons is difficult and somewhere is impossible.

So, if a terrigenous Vendian roof is not broken, it is rather difficult to determine existence or absence of a fault. And then, one must analyze changing of thicknesses of layers being opened by the wells.

It is rather probable that due to buried faults of various levels and scales the inner structure of Chayanda field could be quite more complicated than it is believed nowadays.

Keywords: field, sedimentation, fault, horizon, washout, correlation, reference mark.

References

1. RYZHOV, A.Ye., A.I. KRIKUNOV, L.A. RYZHOVA et al. Verifying attitude of Botuoba productive horizon bottom at Chayanda oil-gas-condensate field [Utochneniye prostranstvennogo polozheniya nizhney granitsy botuobinskogo produktivnogo gorizonta na Chayandinskom neftegazokondensatnom mestorozhdenii]. *Karotazhnik*. 2012, iss. 2, pp. 27–41. ISSN 1810-5599. (Russ.).
2. RYZHOV, A.Ye., A.I. KRIKUNOV, L.A. RYZHOVA et al. Boundary position's update between lower byuuskaya and upper byuuskaya subsuit of Chayandinskoe oil gas condensate field with the involvement of the lithological, geological and geophysical criteria [Utochneniye polozheniya granitsy mezhdru nezhnebyuuskoy i verkhnebyuuskoy podsvitami Chayandinskogo NGKM s privlecheniyem litologicheskikh, promyslovo-geofizicheskikh i seysmicheskikh kriteriyev]. *Vesti gazovoy nauki*. Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems [Aktualnyye voprosy issledovaniy plastovykh system mestorozhdeniy uglevodorodov]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013, no. 1(12), pp. 161–173. ISSN 2306-8949. (Russ.).
3. KRIKUNOV, A.I., A.Ye. RYZHOV, L.A. FILIPPOVA et al. Determination of location for Botuobinskiy productive horizon and HM1, HM2 strata of Hamakinskiy productive horizon in the southern part of the Chayanda oil-gas-condensate field [Opredeleniye mestopolozheniya botuobinskogo produktivnogo gorizonta i plastov KhM1 i KhM2nkhamakinskogo produktivnogo gorizonta v yuzhnoy chasti Chayandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya]. *Vesti gazovoy nauki*. Actual issues in research of stratal hydrocarbon systems [Aktualnyye voprosy issledovaniy plastovykh system mestorozhdeniy uglevodorodov]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, no. 4(24), pp. 116–125. ISSN 2306-8949. (Russ.).
4. ZHAMOYDA, A.I. General stratigraphic chart accepted in USSR-Russia. Its importance, destination and perfection [Obshchaya stratigraficheskaya shkala, prinyataya v SSSR-Rossii. Yeye znacheniyе, naznacheniyе i sovershenstvovaniye]. In: *Proc. of All-Russia conference «General stratigraphic chart of Russia: state of art and outlooks for outfitting», Geological institute of RAS, 23–25 May, 2013*. St.-Petersburg: A.P. Karpinsky Russian Geological Research Institute, 2013, p. 24. (Russ.).
5. LUBNINA, N.V. *East European craton from Neoproterozoic to Paleozoic according to paleo-magnetic data* [Vostochno-Yevropeyskiy kraton ot neoarkheya do paleozoya po paleomagnitnym dannym]. Dr. sci. (geology and mineralogy) thesis. Moscow State University, 2009. (Russ.).
6. KHAIN, V.Ye., N.V. KORONOVSKIY, N.A. YASMANOV. *Historical geology* [Istoricheskaya geologiya]: textbook. Moscow: Moscow State University, 1997. (Russ.).
7. BISKE, Yu.S. and V.A. PROZOROVSKIY. *General stratigraphic Phanerozoic chart. Vendian system, Paleozoic and Mesozoic eras* [Obshchaya stratigraficheskaya shkala fanerozoya. Vend, paleozoy i mezozoy]: text edition. St.-Petersburg: St.-Petersburg State University, 2001. (Russ.).
8. GRINEV, O.M. *Plume systems of Siberia: research methodology, morphotectonics, minerageny* [Riftovyye sistemy Sibiri: metodologiya izucheniya, morfotektonika, minerageniya]. Tomsk: STT, 2007. (Russ.).

УДК 551.7:551.24

Уточнение местоположения ряда стратиграфических границ на Чаяндинском, Среднеботубинском и Тас-Юряхском нефтегазоконденсатных месторождениях

А.Е. Рыжов¹, А.И. Крикунов^{1*}, Л.А. Филиппова¹, Н.Ю. Канунникова¹, А.С. Земченков¹

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

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

Ключевые слова:

месторождение, седиментация, размыв, корреляционная схема, разлом, репер.

Тезисы. В статье представлены разрезы некоторых скважин, выбранных в качестве типовых для Чаяндинского, Среднеботубинского и Тас-Юряхского нефтегазоконденсатных месторождений. Рассматриваемые отложения нижнего венда расчленены так, как это принято на сегодняшний день. Перечисленные нефтегазоконденсатные месторождения расположены в разных фациальных зонах нижневендского возраста, выделяемых на территории Республики Саха (Якутия), поэтому дается краткая характеристика литологических особенностей, присущих каждой фациальной зоне.

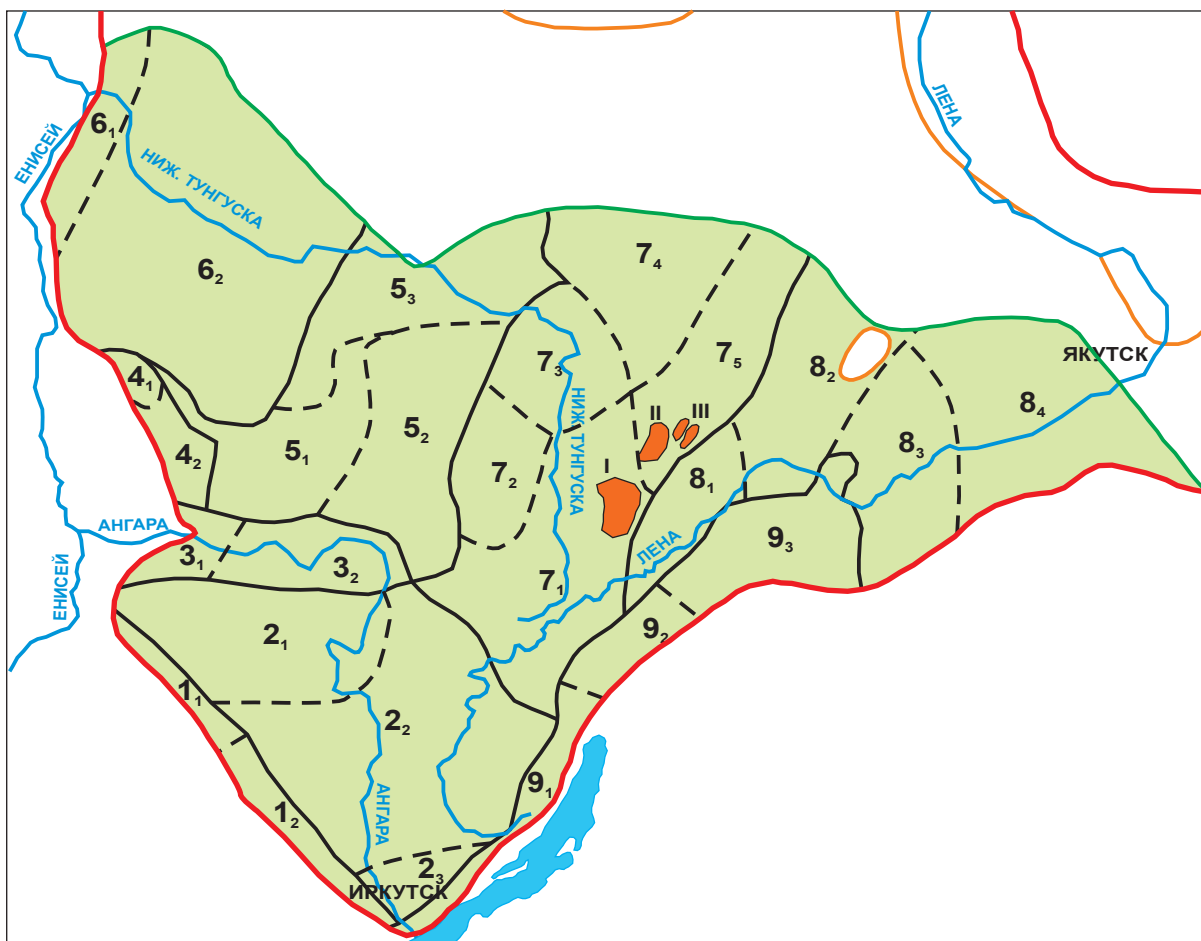
Посредством корреляционной схемы, в которой принимают участие скважины всех трех рассматриваемых месторождений, показано, как последовательно от скважины к скважине происходят постепенное замещение одних нижневендских пластов другими или же их частичный, а то и полный, размыв.

В статье высказывается предположение, что в нижневендское время осадконакопление на территории всех трех месторождений происходило примерно в одинаковых условиях, а видимое различие в номенклатуре нижневендских пластов, выделяемых сегодня на Чаяндинском, Среднеботубинском и Тас-Юряхском месторождениях, связано не столько с различием фациальных обстановок седиментогенеза, сколько с особенностями расчленения и корреляцией разрезов скважин. Вполне возможно, нет необходимости помещать месторождения в различные фациальные зоны. Последнее допущение может привести к определенной корректировке их геологических моделей.

Основные выводы, сделанные в статье, сводятся к следующему:

- на находящихся в одной и той же фациальной зоне месторождениях (Чаяндинском, Среднеботубинском, Тас-Юряхском) стратиграфические колонки унифицированы;
- появилась возможность отказаться от названий «курсовская свита» и «улаханский горизонт»;
- на всех трех месторождениях на выветренной поверхности фундамента залегают с размывом породы талахской свиты;
- пласт Хм1 хамакинского продуктивного горизонта, выделенный на Чаяндинском месторождении и залегающий с размывом на более древних отложениях, прослеживается на всем протяжении корреляционной схемы;
- нижняя граница ботубинского продуктивного горизонта проходит в скважинах там, где заканчиваются породы-коллекторы, а сам горизонт представляет собой верхнюю регрессивную часть крупного литологического цикла;
- под ботубинскими песчаниками поверхность размыва отсутствует;
- карбонатные отложения верхнего венда залегают на терригенных породах нижнего венда с размывом;
- граница между паршинской и бюксской свитами, непским и тирским стратиграфическими горизонтами, нижним вендом приурочена к поверхности размыва, расположенного в основании сульфатно-карбонатных образований верхнего венда.

На территориях Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) выявлена определенная геологическая закономерность, которая заключается в том, что все известные на сегодняшний день промышленные скопления нефти и газа вендского и кембрийского возрастов сосредоточены в зоне так называемого солеродного бассейна, который охватывает значительную часть Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции [1, 2]. На рис. 1 приводится схема районирования вендских отложений,



- | | | | | |
|--|--|---|--|--|
| <p>Границы:</p> <ul style="list-style-type: none"> — Сибирской платформы — отложений венда — Тунгусского фациального (солеродного) региона фациальных районов фациальных зон <p>Месторождения:</p> <ul style="list-style-type: none"> I. Чаяндинское II. Среднеботуобинское III. Тас-Юряхское | <p>Фациальные районы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Саянский 2. Ангаро-Ленский 3. Нижнеангарский 4. Предъенисейский 5. Байкитско-Катангский 6. Турухано-Бахтинский 7. Непско-Ботуобинский 8. Предпатомский 9. Байкало-Патомский | <p>Фациальные зоны:</p> <table border="0"> <tr> <td style="vertical-align: top;"> <ol style="list-style-type: none"> 1₁ Бирюсинская 1₂ Мотско-Ийская 2₁ Ковинская 2₂ Ийско-Жигаловская 2₃ Иркутская 3₁ Имбинская 3₂ Агалеевская 4₁ Оленчиминская 4₂ Оморинская 5₁ Тайгинская 5₂ Собинская 5₃ Кординская 6₁ Бахтинская 6₂ Туруханская </td> <td style="vertical-align: top;"> <ol style="list-style-type: none"> 7₁ Приленско-Непская 7₂ Гаженская 7₃ Ербогаченская 7₄ Сюгджерская 7₅ Ботуобинская 8₁ Нюйская 8₂ Вилючанская 8₃ Березовская 8₄ Синская 9₁ Прибайкальская 9₂ Чая-Миньская 9₃ Витимо-Чарская </td> </tr> </table> | <ol style="list-style-type: none"> 1₁ Бирюсинская 1₂ Мотско-Ийская 2₁ Ковинская 2₂ Ийско-Жигаловская 2₃ Иркутская 3₁ Имбинская 3₂ Агалеевская 4₁ Оленчиминская 4₂ Оморинская 5₁ Тайгинская 5₂ Собинская 5₃ Кординская 6₁ Бахтинская 6₂ Туруханская | <ol style="list-style-type: none"> 7₁ Приленско-Непская 7₂ Гаженская 7₃ Ербогаченская 7₄ Сюгджерская 7₅ Ботуобинская 8₁ Нюйская 8₂ Вилючанская 8₃ Березовская 8₄ Синская 9₁ Прибайкальская 9₂ Чая-Миньская 9₃ Витимо-Чарская |
| <ol style="list-style-type: none"> 1₁ Бирюсинская 1₂ Мотско-Ийская 2₁ Ковинская 2₂ Ийско-Жигаловская 2₃ Иркутская 3₁ Имбинская 3₂ Агалеевская 4₁ Оленчиминская 4₂ Оморинская 5₁ Тайгинская 5₂ Собинская 5₃ Кординская 6₁ Бахтинская 6₂ Туруханская | <ol style="list-style-type: none"> 7₁ Приленско-Непская 7₂ Гаженская 7₃ Ербогаченская 7₄ Сюгджерская 7₅ Ботуобинская 8₁ Нюйская 8₂ Вилючанская 8₃ Березовская 8₄ Синская 9₁ Прибайкальская 9₂ Чая-Миньская 9₃ Витимо-Чарская | | | |

Рис. 1. Схема фациального районирования вендских отложений Тунгусского солеродного региона (по Н.В. Мельникову, 2009 г.; Г.Г. Шеминову, 2012 г.)

на которой показано расположение ряда фациальных районов и зон, выделяемых в границах Тунгусского фациального региона Сибирской платформы. Каждой фациальной зоне соответствуют разрезы скважин, присущие только ей, с определенным набором свит, подсвит, горизонтов и пластов.

Рассмотрим в качестве примера три довольно крупных нефтегазоконденсатных место-

рождения (НГКМ): Чаяндинское в Приленско-Непской фациальной зоне, Среднеботуобинское и Тас-Юряхское в Ботуобинской зоне. За типовой разрез на Чаяндинском НГКМ прием разрез скв. 321-2 (рис. 2). На сегодняшний день считается, что здесь на выветренной поверхности фундамента со стратиграфическим несогласием залегает талахский продуктивный горизонт, который выше по разрезу

Чаяндинское НГКМ,
скв. 321-2

Среднеботуобинское НГКМ,
скв. 2771

Тас-Юрхское НГКМ,
скв. 581

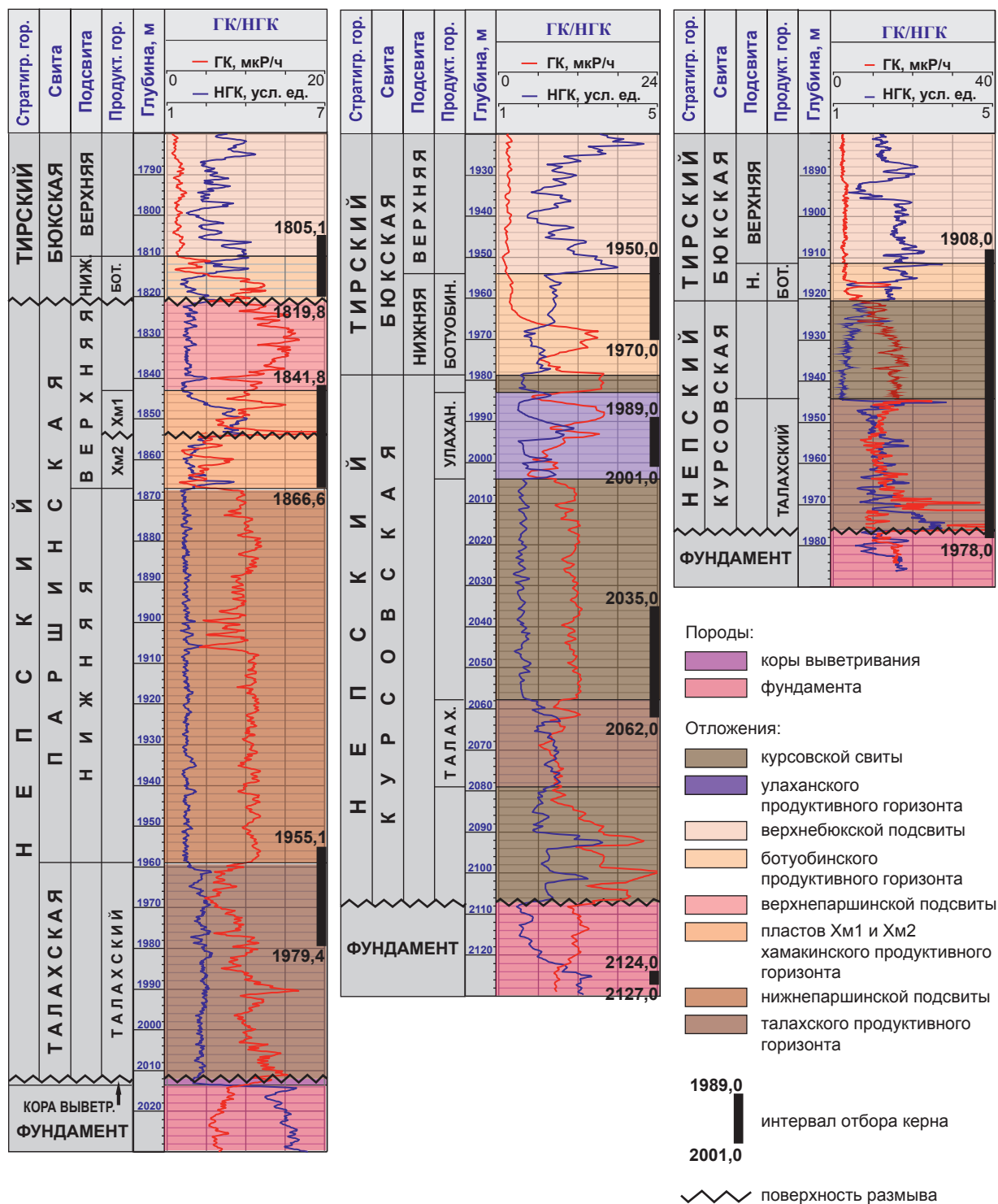


Рис. 2. Чаяндинское, Среднеботуобинское и Тас-Юрхское НГКМ. Принятое на сегодняшний день расчленение разрезов скв. 321-2, 2771, 581: ГК – гамма-каротаж; НГК – нейтронный гамма-каротаж

сменяется преимущественно аргиллитовой нижнепаршинской подсвитой непского стратиграфического горизонта нижнего венда. Верхнепаршинская подсвита представлена последовательно пластом Хм2 хамакинско-го продуктивного горизонта, на котором с размытием залегает пласт Хм1 того же горизонта. Над пластом Хм1 выделяется аргиллитово-алевролитовая пачка непродуктивных пород, которая в свое время была выведена из-под воды и подверглась размыву, а затем на эродированную поверхность отложились высокопродуктивные ботубинские песчаники нижнебюкской подсвиты тирского стратиграфического горизонта верхнего венда.

В Ботубинской фациальной зоне разрез скв. Курунгской 2771 (Среднеботубинское месторождение) и Тас-Юрхской 581 довольно заметно отличаются от разреза скв. Чаяндинской 321-2 (см. рис. 2). В скв. Курунгской 2771 ботубинские продуктивные песчаники залегают без какого-либо размыва на аргиллитово-алевролитовой пачке курсовской свиты, в границах которой выделены два продуктивных горизонта: в верхней части – улаханский, в нижней – талахский. Сама курсовская свита залегает с размывом на породах фундамента. Как и в скв. 2771, в скв. Тас-Юрхской 581 ботубинские песчаники залегают без размыва на курсовской свите. Правда, в скв. 581 отсутствует улаханский продуктивный горизонт и на породах фундамента залегают отложения не курсовской свиты, а талахского продуктивного горизонта, как в скв. Чаяндинской 321-2, хотя обе скважины – и 2771, и 581 – находятся в одной и той же фациальной зоне.

Для того чтобы разобраться, в чем именно заключается причина фациальной изменчивости рассматриваемых отложений и с какого момента изменчивость начинает себя проявлять, составлена корреляционная схема, в которую вошла часть скважин Чаяндинского, Среднеботубинского и Тас-Юрхского месторождений (рис. 3). В целях детального рассмотрения разрезов скважин и использования удобных масштабов (вертикального и горизонтального) корреляционная схема была разделена на четыре части – по три скважины в каждой (рис. 4–7).

На каротажные диаграммы скважин (321-2, 321-5, 715) Чаяндинского НГКМ кроме границ основных стратиграфических подразделений нанесены дополнительные синхронные

реперные горизонты (см. рис. 4): в талахской свите – один (R_1), а в нижнепаршинской подсвите – три подобных горизонта (R_2 , R_3 , R_4). Их использование дает ясное представление о том, что начиная со времени формирования талахской свиты процесс седиментации протекал в совершенно спокойной тектонической обстановке: первоначально в континентальных условиях, а затем – в прибрежно-морских. Дно бассейна осадконакопления на северной периферии Чаяндинского НГКМ, где расположены рассматриваемые скважины, было выровнено, о чем говорят практически одинаковые толщины заключенных между реперными горизонтами пропластков в каждой из скважин. Подобные условия сохранялись до того времени, когда породы пласта Хм2 хамакинско-го продуктивного горизонта были выведены на поверхность и частично размывы. Затем обстановка седиментации меняется. Новый крупный цикл осадконакопления начинается с формирования пласта Хм1 хамакинско-го продуктивного горизонта, который представлен, как правило, крупнозернистыми песчаниками, гравелитами и конгломератами. Этот пласт перекрыт аргиллитово-алевролитовой толщей, над которой залегают без какого-либо перерыва в седиментации преимущественно кварцевые ботубинские песчаники. Толщина этих песчаников от скважины к скважине меняется в зависимости от существовавшего в нижнем венде рельефа и тех морфологических и фациальных условий, в которых эти песчаники отлагались. Заканчивается данный цикл осадконакопления общим подъемом территории и размывом ранее образовавшихся пород перед тем, как стали отлагаться карбонатные образования бюкской свиты верхнего венда [3, 4].

Следующая схема корреляции (см. рис. 5), объединяя скважины Чаяндинского и Среднеботубинского месторождений, демонстрирует, насколько схожи разрезы скважин обоих месторождений. В талахской свите в скв. 2771 и 69 можно выделить тот же репер R_1 , если нижнюю границу этой свиты поместить на размывтую и выветренную поверхность фундамента, а не прерывать распространение продуктивного стратиграфического подразделения непского возраста каким-то странным образом, с выделением под талахским горизонтом нижней части курсовской свиты. Выше талахской свиты в скв. 2771 и 69 можно выделить синхронные реперы R_2 и R_3 , так же как в скв. 715.

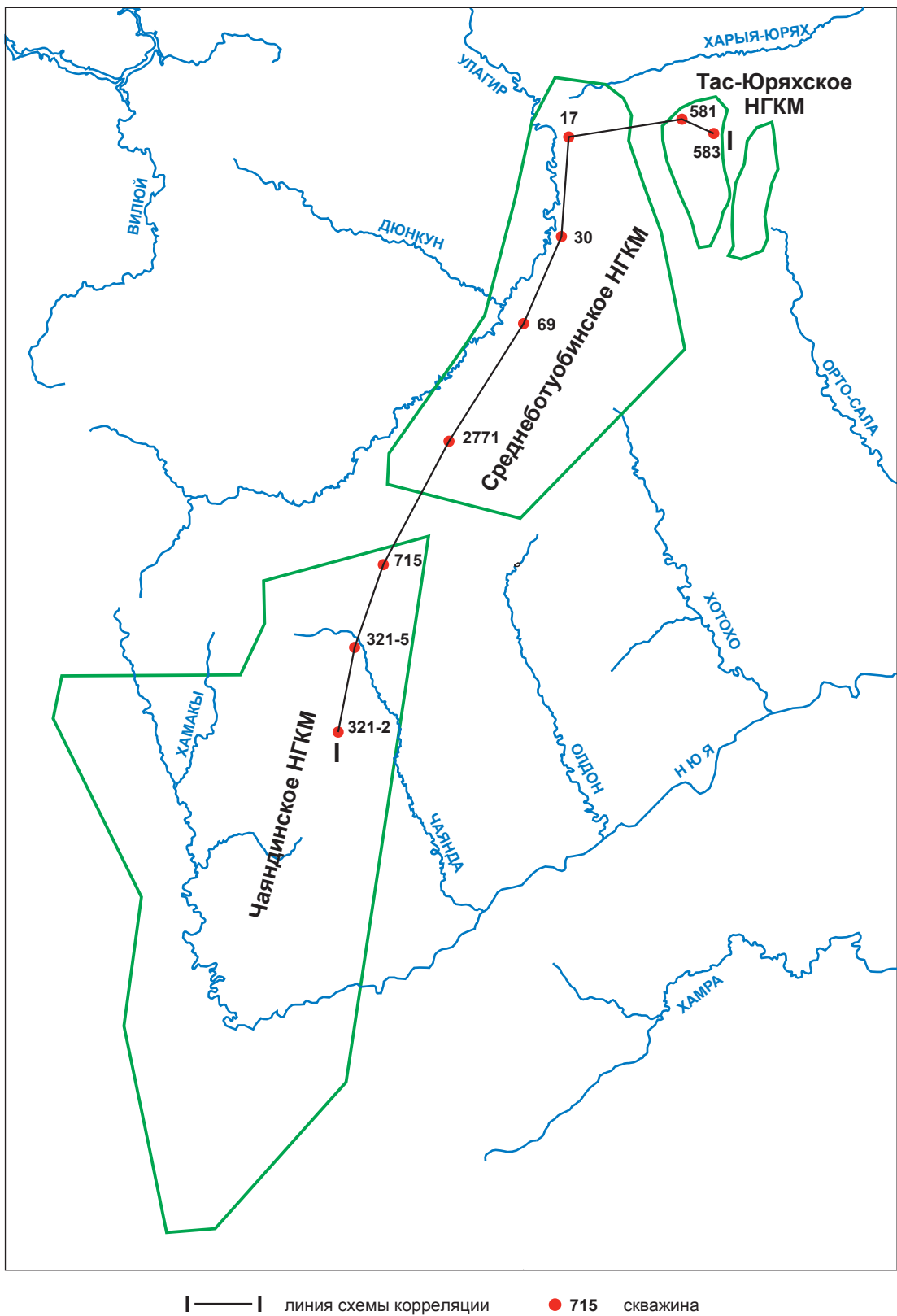
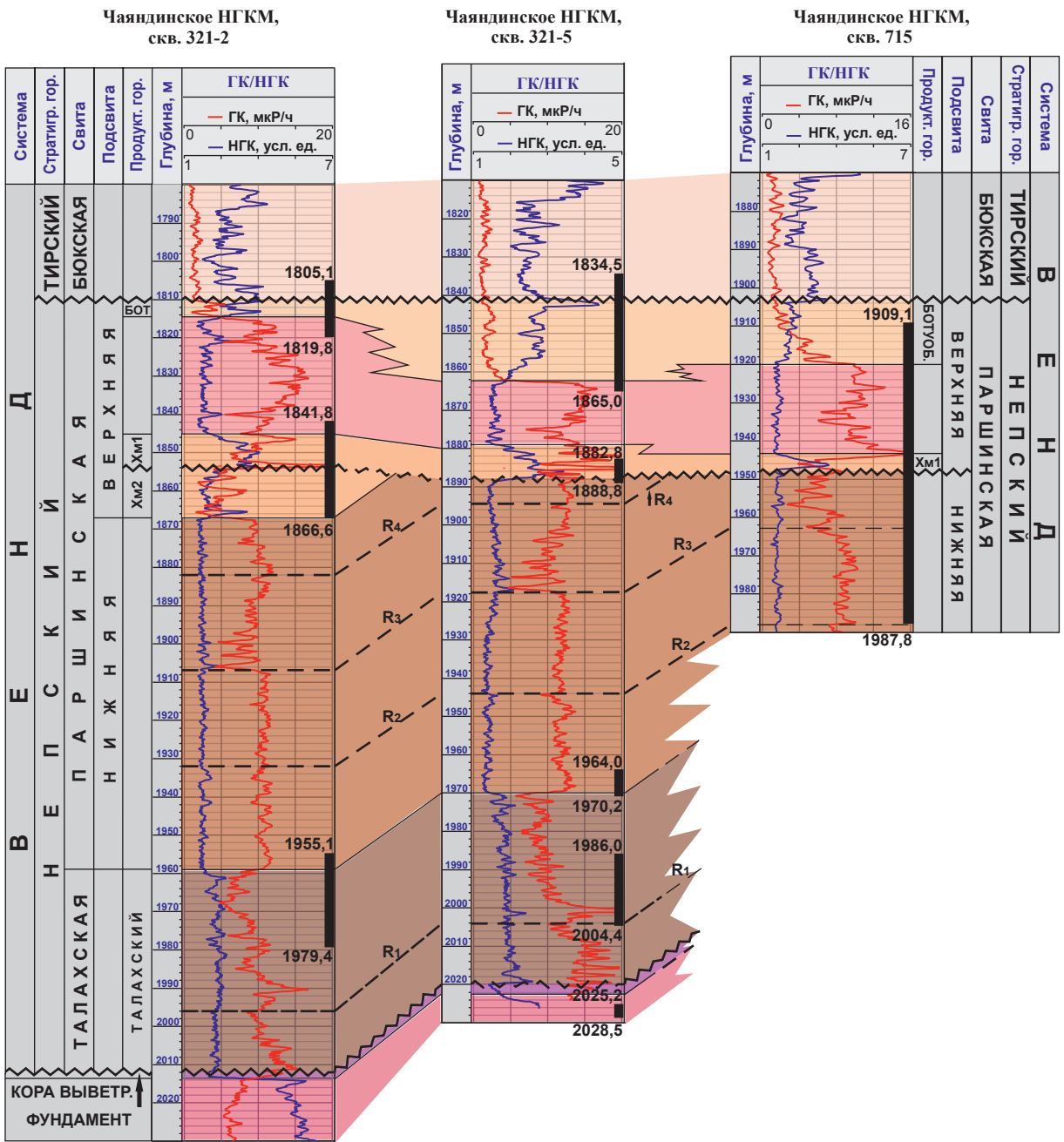


Рис. 3. Схематическая обзорная карта района работ



Отложения:

- верхнебюкской подсвиты
- ботубинского продуктивного горизонта
- верхнепаршинской подсвиты
- пластов Хм1 и Хм2 хамакинского продуктивного горизонта
- нижнепаршинской подсвиты
- талахского продуктивного горизонта

Породы:

- коры выветривания
- фундамента

- синхронный реперный горизонт
- поверхность размыва

1964,0

1970,2

интервал отбора керна

Рис. 4. Чаяндинское НГКМ. Схема корреляции по линии скв. 321-2, 321-5, 715

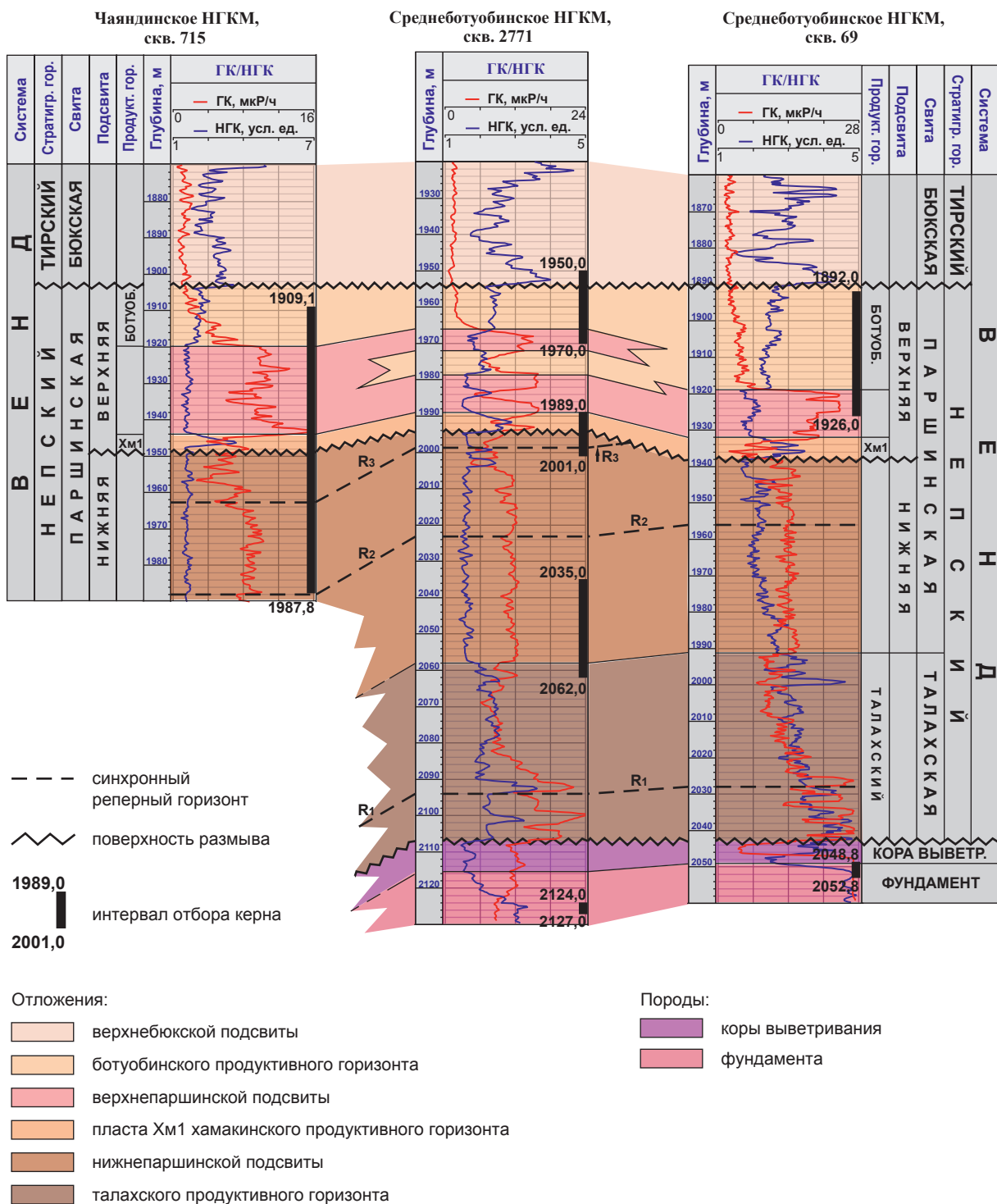


Рис. 5. Чайдинское и Среднеботубинское НГКМ. Схема корреляции по линии скв. 715, 2771, 69

Единственное отличие заключается в том, что в скв. 2771 и 69 Среднеботубинского НГКМ породы, заключенные непосредственно под плоскостью регионального размыва в основании пласта Хм1, эродированы более существенно, чем на Чайдинском месторождении.

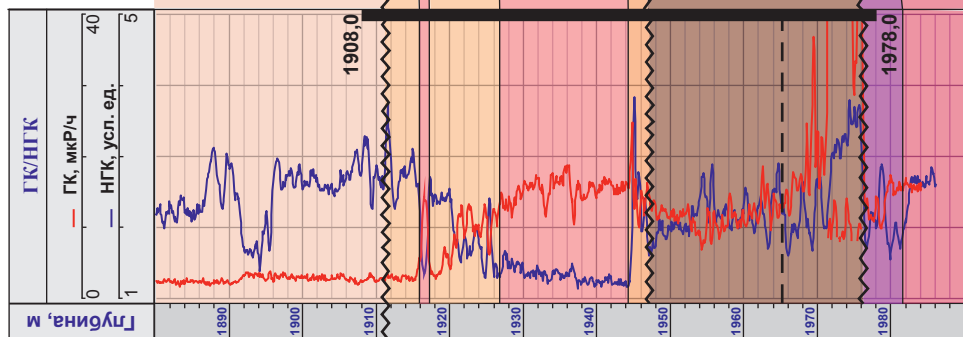
Это свидетельствует в пользу того, что во время общего подъема суши северная пери-

ферия Непско-Ботубинской антеклизы в районе Мирнинского выступа воздымалась более интенсивно, чем расположенная несколько южнее область Непского свода, где находится Чайдинское НГКМ. Если разница в разрезах скважин заключается лишь в этом, то паршинская свита Чайдинского месторождения и курсовская свита Среднеботубинского

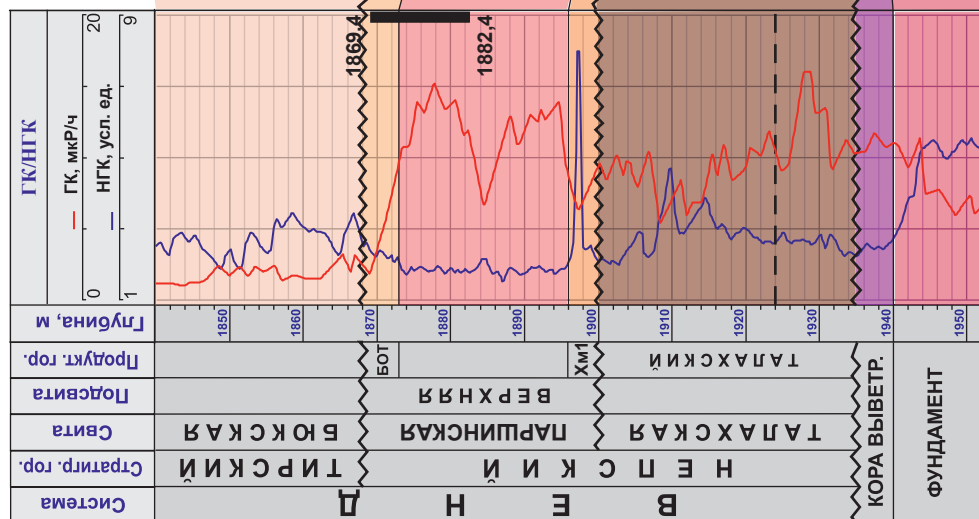
Тас-Юряхское НГКМ,
скв. 583



Тас-Юряхское НГКМ,
скв. 581



Среднеботуобинское НГКМ,
скв. 17



Отложения:

- верхнебюкской подсытки
- ботуобинского продуктивного горизонта
- верхнепаршинской подсытки
- пласта Хм1 хамакинского продуктивного горизонта
- талахского продуктивного горизонта

Породы:

- коре выветривания
- фундамент

интервал отбора керн

поверхность размыва
синхронный реперный горизонт

Рис. 7. Среднеботуобинское и Тас-Юряхское НГКМ. Схема корреляции по линии скв. 17, 581, 583

сложно, так как ведет она себя достаточно произвольно. В одних скважинах (715, 30, 17) наблюдается постепенное замещение песчаников на ниже залегающие преимущественно глинизированные породы, в других (скв. 321-2, 321-5, 69) граница между песчаниками и аргиллитами видится более отчетливо, а в некоторых скважинах (2771, 581, 583) продуктивный горизонт подразделяется на ряд проницаемых и непроницаемых пропластков. По всей вероятности, нижняя граница ботубинского продуктивного горизонта в скважинах проходит там, где заканчиваются породы-коллекторы. Исходя из этого ботубинские песчаники следует рассматривать не как отдельное стратиграфическое подразделение, имеющее четкие границы как по разрезу, так и по латерали, а как верхнюю регрессивную часть крупного литологического цикла, берущего начало в подошве пласта Хм1.

Определение местоположения верхней границы ботубинского горизонта не вызывает особых трудностей. Она прекрасно прослеживается и на сейсмических временных разрезах, и на промыслово-геофизических диаграммах, и при макроскопическом описании керна. Но если на сегодняшний день принято считать, что ботубинские песчаники последовательно и без перерыва в осадконакоплении замещаются сульфатно-карбонатными отложениями верхнего венда, то это вступает в противоречие с результатами исследования кернового материала. Во всех пробуренных в последние годы скважинах Чаяндинского и Тас-Юряхского месторождений, по которым сохранился керн, на границе ботубинских песчаников и верхневендских ангидрито-доломитов наблюдается наличие грубообломочного материала. В керне, наряду с гравелитами, конгломератами или брекчией, достаточно отчетливо видна поверхность размыва между терригенными и карбонатными породами. Данное обстоятельство неукоснительно свидетельствует в пользу того, что, возможно, следует пересмотреть местоположение в разрезах скважин стратиграфической границы между паршинской и бюксской свитами, непским и тирским стратиграфическими горизонтами и, следовательно, нижним и верхним вендом. Ведь если под ботубинским продуктивным горизонтом поверхности размыва нет, а сам горизонт органично связан с залегающей ниже аргиллитово-алевролитовой толщей, то представляется совершенно не оправданным поме-

щать важную стратиграфическую границу в подошве песчаников, не имеющих четкой привязки по глубине. Тем более что, согласно рекомендациям Межведомственного стратиграфического комитета, стратиграфические границы в древних немых толщах (рифей, венд) необходимо совмещать с перерывами в седиментации и проводить по поверхности ближайших размывов, генетически связанных с ними [5].

После всех преобразований, имевших место при составлении корреляционной схемы, разрезы скв. 321-2, 2771 и 581, выбранные в качестве типовых, примут вид, существенно отличающийся от первоначального (см. рис. 2, рис. 8). Необходимо отметить, что фациальные условия процесса седиментации на территории всех трех месторождений были во многом одинаковыми, особенно это касается времени формирования отложений талахской свиты и нижнепаршинской подсвиты. Незначительные изменения в условиях осадконакопления, связанные с морфологическими особенностями региона, произошли на завершающей стадии образования седиментационного цикла, берущего свое начало с пласта Хм1 хамакинского продуктивного горизонта, но даже это обстоятельство вряд ли можно считать достаточным, чтобы относить рассматриваемые месторождения углеводородов к различным фациальным зонам.

Подводя итог всему сказанному, можно констатировать следующее:

- на находящихся в одной и той же фациальной зоне НГКМ (Чаяндинском, Среднеботубинском, Тас-Юряхском) стратиграфические колонки унифицированы;
- появилась возможность отказаться от названий «курсовская свита» и «улаханский горизонт»;
- на всех трех месторождениях на выветренной поверхности фундамента залегают с размывом породы талахской свиты;
- пласт Хм1 хамакинского продуктивного горизонта, выявленный на Чаяндинском НГКМ и залегающий с размывом на более древних отложениях, выделяется на всем протяжении корреляционной схемы;
- нижняя граница ботубинского продуктивного горизонта проходит в скважинах там, где заканчиваются породы-коллекторы, а сам горизонт представляет собой верхнюю регрессивную часть крупного литологического цикла;

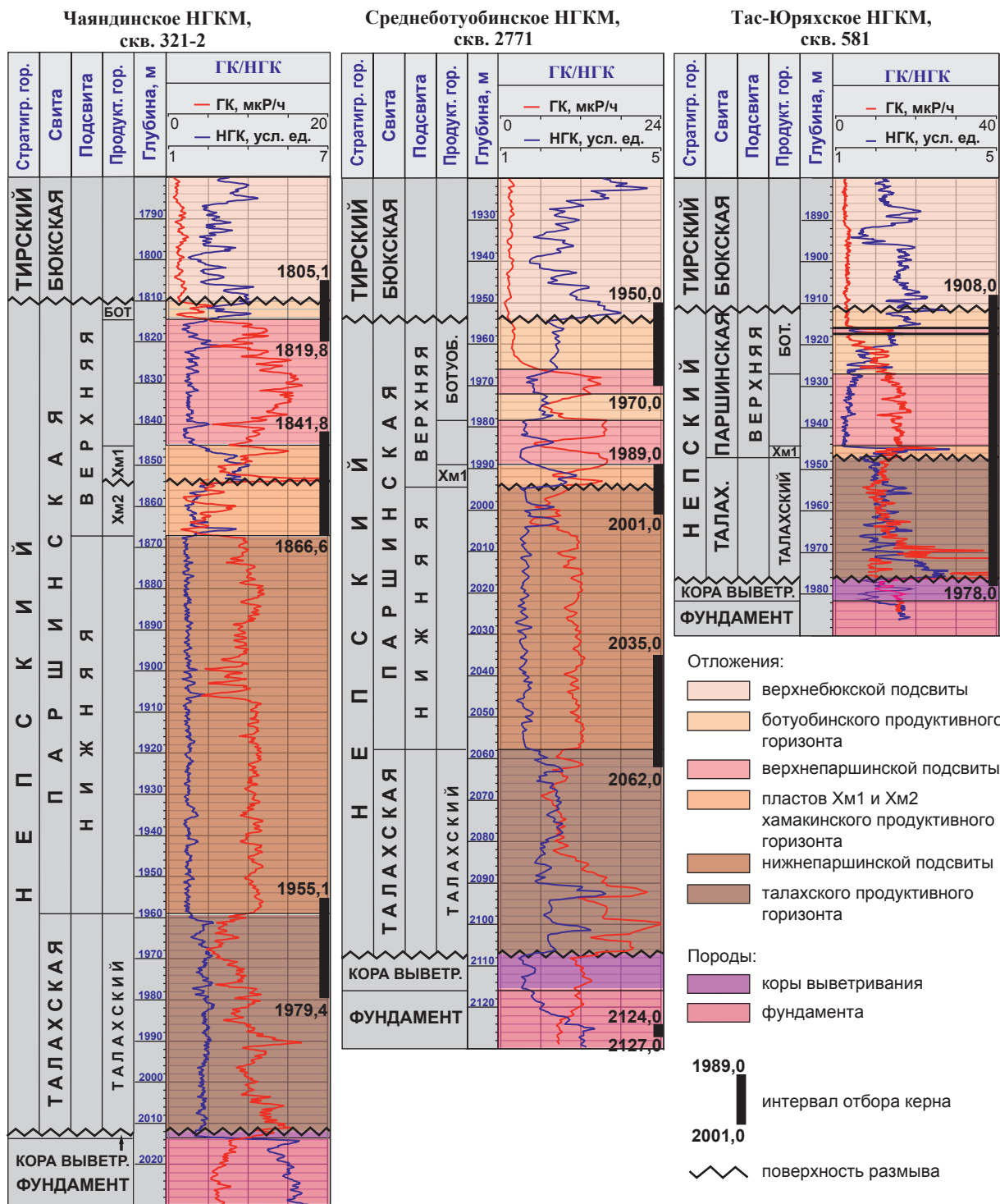


Рис. 8. Чаяндынское, Среднеботубинское и Тас-Юряхское НГКМ. Предлагаемое расчленение разрезов скв. 321-2, 2771, 581

- под ботубинскими песчаниками поверхность размыва отсутствует;
- карбонатные отложения верхнего венда залегают на терригенных породах нижнего венда с размывом;

- граница между паршинской и бюкской свитами, непским и тирским стратиграфическими горизонтами, нижним и верхним вендом приурочена к поверхности размыва, расположенной в основании сульфатно-карбонатных образований верхнего венда.

Список литературы

1. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (стратиграфия, история развития) / Н.В. Мельников; Мин-во природ. ресурсов РФ, Сиб науч.-исслед. ин-т геологии, геофизики и минерального сырья. – Новосибирск: Издательство СО РАН, 2009. – 148 с., 3 цв. вкл.
2. Шемин Г.Г. Детальная корреляция вендско-нижнекембрийских подсолевых отложений Предплатомского регионального прогиба и смежной территории Непско-Ботуобинской антеклизы (Сибирская платформа) / Г.Г. Шемин, Н.К. Фортунатова // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – № 4. – С. 8–25.
3. Рыжов А.Е. Уточнение пространственного положения нижней границы ботуобинского продуктивного горизонта на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении / А.Е. Рыжов, А.И. Крикунов, Л.А. Рыжова и др. // Каротажник / под ред. Ю.И. Кузнецова. – Тверь, 2012. – № 2 (212). – С. 27–41.
4. Рыжов А.Е. Уточнение положения границы между нижнебюкской и верхнебюкской подсветами Чаяндинского НГКМ с привлечением литологических, промыслово-геофизических и сейсмических критериев / А.Е. Рыжов, А.И. Крикунов, Л.А. Рыжова и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 2 (12). – С. 161–173.
5. Состояние изученности стратиграфии докембрия и фанерозоя России. Задачи дальнейших исследований: сб. // Постановления Межведомственного стратиграфического комитета и его постоянных комиссий. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2008. – Вып.38. – 131 с.

More precise positioning of some stratigraphic margins at Chayanda, Srednebotuobinskoye and Tas-Yuryakh oil-gas-condensate fields

A.Ye. Ryzhov¹, A.I. Krikunov^{1*}, L.A. Filippova¹, N.Yu. Kanunnikova¹, A.S. Zemchenkov¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Est. 15, Proyecktiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

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

Abstract. The article presents columns of some wells, which were chosen as typical ones for Chayanda, Srednebotuobinskoye and Tas-Yuryakh oil-gas-condensate fields. Studied Lower-Vendian sediments are divided in a manner accepted nowadays. The listed oil-gas-condensate fields are located in different phase Lower-Vendian zones being marked out on the territory of Republic of Sakha (Yakutiya). So, the lithologic features for each zone are summarized. Correlation chart, which includes wells of all studied fields, shows either serial (from one well to another) gradual replacement of some Lower-Vendian layers with another ones, or their partial and sometimes complete washing out.

It is assumed that in Lower Vendian period sedimentation all-around these hydrocarbon fields occurred in analogous conditions, and evident distinction of Lower-Vendian layers being ranged nowadays at Chayanda, Srednebotuobinskoye and Tas-Yuryakh oil-gas-condensate fields is caused mostly by peculiarities of partition and correlation of well columns, but not by diversification of phase conditions of sediment genesis. Perhaps, there is no necessity to attribute these fields to different phase zones, and this assumption could provide for correction of their geological models.

The main conclusions are the following:

- stratigraphic records of fields (Chayanda, Srednebotuobinskoye and Tas-Yuryakh) belonging to common phase zone are unified;
- there is an opportunity to reject terms “Kursov suite” and “Ulakhany horizon”;
- at eroded foundation surfaces of all three fields the Tala-suite rocks are bedded with washout;
- KhM1 layer of Khamaki productive horizon, which was singled out at Chayanda field and is being bedded with washout on more ancient sediments, is traced all along the correlation chart;
- a bottom margin of Botuoba productive horizon lies in the wells at the end of reservoir rocks, and Botuoba horizon represents a top regressive part of a huge lithological cycle;
- under Botuoba sandstones there is no washout surface;
- Upper-Vendian carbonate deposits are bedded on terrigenous Lower-Vendian rocks with washout;

- a border between Parshinsk and Byuke suites, Nepa and Tira stratigraphic horizons, Lower and Upper Vendian epochs is dated to the surface of a washout located at foundation of Upper-Vendian sulfate-carbonate formations.

Keywords: field, sedimentation, washout, fault, reference mark.

References

1. MELNIKOV, N.V. *Vendian-Cambrian salt-bearing basin of Siberian Platform (stratigraphy, history)* [Vend-kembriyskiy solenosnyy basseyn Sibirskoy platformy (stratigrafiya, istoriya razvitiya)]. Novosibirsk: RAS, Siberian branch, 2009. (Russ.).
2. SHEMIN, G.G. and N.K. FORTUNATOVA. Detailed correlation of Vendian-and-Lower-Cambrian sub-salt sediments of Predpatomskiy regional deflection and adjacent territory of Nepa-Botuoba anteclise (Siberian Platform) [Detalnaya korrelyatsiya vendsko-nizhekembriyskikh podsolevykh otlozheniy Predpatomskogo regionalnogo progiba i smezhnoy territorii Nepsko-Botuobinskoy anteklizy (Sibirskaya platforma)]. *Geologiya i mineralno-syryevyye resursy Sibiri*. 2012, no. 4, pp. 8–25. ISSN 2078-0575. (Russ.).
3. RYZHOV, A. Ye., A.I. KRIKUNOV, L.A. RYZHOVA et al. Verifying attitude of Botuoba productive horizon bottom at Chayanda oil-gas-condensate field [Utochneniye prostranstvennogo polozheniya nizhney granitsy botuobinskogo produktivnogo gorizonta na Chayandinskom neftegazokondensatnom mestorozhdenii]. *Karotazhnik*. 2012, iss. 2, pp. 27–41. ISSN 1810-5599. (Russ.).
4. RYZHOV, A. Ye., A.I. KRIKUNOV, L.A. RYZHOVA et al. Boundary position's update between lower byukskaya and upper byukskaya subsuit of Chayandinskoe oil gas condensate field with the involvement of the lithological, geological and geophysical criteria [Utochneniye polozheniya granitsy mezhdru nezhnebyukskoy i verkhnebyukskoy podsvitami Chayandinskogo NGKM s privlecheniyem litologicheskikh, promyslovo-geofizicheskikh i seismicheskikh kriteriyev]. *Vesti gazovoy nauki*. Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems [Aktualnyye voprosy issledovaniy plastovykh system mestorozhdeniy uglevodorodov]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013, no. 1(12), pp. 161–173. ISSN 2306-8949. (Russ.).
5. State-of-art knowledge of Pre-Cambrian and Phanerozoic Russian stratigraphy. Further research tasks [Sostoyaniye izuchennosti stratigrafii dokembriya i fanerozoya Rossii. Zadachi dalneyshikh issledovaniy]: collected papers. In: *Postanovleniya Mazhvedomstvennogo stratigraficheskogo komiteta i yego postoyannykh komissiy* [Resolutions of Interdepartmental Stratigraphic Committee and its standing commissions]. St.-Petersburg: A.P. Karpinsky Russian Geological Research Institute, 2008, iss. 38. (Russ.).

УДК 622.279.5.001.42

Усовершенствование методологии проведения газодинамических исследований в горизонтальных газовых скважинах

Е.В. Чепкасова^{1*}, В.Ю. Силов¹

¹ ООО «Газпром добыча Ноябрьск», Российская Федерация, 629806, ЯНАО, г. Ноябрьск, ул. Республики, д. 20

* E-mail: chepkasova.ev@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru

Тезисы. Увеличение в настоящее время числа вводимых в разработку сложнопостроенных месторождений, которые характеризуются маломощными неоднородными коллекторами, приводит к росту количества горизонтальных скважин, эксплуатирующих месторождения. Широкое использование горизонтальных скважин требует новых подходов к контролю выработки запасов, сосредоточенных в таких залежах. Сложная конструкция горизонтальных скважин инициирует использование высокотехнологичного оборудования доставки исследовательских приборов к интервалу притока пластового газа. В работе предложен алгоритм проведения газодинамических исследований в скважинах со сложным профилем посредством спуска спарки глубинных манометров на обычной исследовательской проволоке, обеспечивающий высокий уровень достоверности полученных результатов.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, газодинамические исследования, трудноизвлекаемые запасы.

Эффективность выработки запасов, сосредоточенных в месторождениях углеводородов, напрямую зависит от контроля разработки. Газодинамические исследования (ГДИ) являются составляющей комплекса мониторинга и контроля разработки месторождений. К основным задачам ГДИ принято относить определение фильтрационных параметров залежи, оценку состояния околоскважинной зоны пласта, установление эффективности существующей системы разработки и др. Согласно инструкции¹ периодичность исследований скважин устанавливается в соответствии с проектными документами по разработке. В среднем по месторождениям ООО «Газпром добыча Ноябрьск» (далее – Общество) ежегодный охват эксплуатационных скважин ГДИ составляет 25–30 %, что позволяет за три-четыре года исследовать 100 % эксплуатационного фонда каждого месторождения. В Обществе ГДИ принято осуществлять собственными силами геологических служб промыслов. Интерпретацией полученных с промысла данных занимаются специалисты группы газодинамических исследований Инженерно-технического центра.

Широкое вовлечение в разработку сложнопостроенных газовых месторождений, характеризующихся низкими фильтрационными свойствами и высокой степенью неоднородности коллекторов, обуславливает эксплуатацию подобных залежей системой горизонтальных скважин. Поэтому специалистам Общества поручили разработать методологию проведения ГДИ в горизонтальных скважинах собственными силами Общества, т.е. без использования специальных дорогостоящих технологий доставки глубинных приборов к интервалам притока пластового газа к скважине, но обеспечить при этом высокий уровень достоверности результатов ГДИ. Впоследствии эта задача была решена.

Разработанная методология проведения ГДИ в горизонтальных скважинах

Конструктивные особенности горизонтальных скважин ограничивают спуск глубинных приборов посредством стандартной исследовательской проволоки максимальной глубиной прохождения прибора, поэтому в настоящее время для глубинных ГДИ

¹ См. Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. Ч. 1.

широко используют специальные технологии доставки приборов: колтбунг, специальные скважинные тракторы и др. Нередко новые скважины оснащают интеллектуальными комплексами подземного оборудования, но это требует дополнительных капитальных затрат при строительстве скважин, а кроме того, существуют технологические трудности установки такого оборудования в горизонтальный ствол скважины.

Поскольку упомянутая работа была нацелена на проведение качественных ГДИ в горизонтальных скважинах силами специалистов Общества, то исходный набор оборудования и технологий ограничили исследовательской проволокой, глубинными манометрами и термометрами. Максимальная глубина прохождения прибора, спускаемого на проволоке под действием собственного веса, обеспечивается при кривизне скважины не более 60° . При этом забойные параметры, записанные манометром, отличаются от параметров, которые были бы записаны при спуске прибора до глубины притока пластового газа в скважину. При интерпретации ГДИ в горизонтальных скважинах необходимо учитывать эти отличия и вводить соответствующие поправки в записанную кривую забойного давления, поскольку все выкладки теории массопереноса рассчитаны на условия притока пластового флюида.

Алгоритм проведения ГДИ в горизонтальных скважинах предложенным методом иден-

тичен алгоритму исследований в вертикальных скважинах: на исследовательской проволоке осуществляется спуск глубинного манометра совместно с термометром (рис. 1). В процессе спуска необходимо осуществить запись эпюры давления и температуры по стволу скважины, находящейся в рабочем режиме. Для этого движение приборов по стволу скважины периодически приостанавливают на пять-десять минут для записи регистрируемых параметров на глубине остановки. В данном случае остановки осуществляют через каждые 200 м до максимальной глубины прохождения прибора.

Второй этап ГДИ в горизонтальных скважинах – регистрация давления и температуры в точке записи по следующей схеме: отработка скважины в течение 30 мин на рабочем режиме с последующей остановкой для проведения исследований методом кривой восстановления давления (КВД), длительность которых предварительно оценивается по усредненным фильтрационным параметрам залежи, с целью обеспечения радиального фильтрационного потока [1, 2]. Для горизонтальных газовых скважин месторождений Общества длительность КВД варьируется от 3,5 до 5 ч. Далее скважину отработывают на трех-четырех режимах длительностью от 1 до 2 ч, разделенных между собой промежуточными 2-часовыми циклами КВД, что позволяет определить зависимость интегрального скин-фактора от дебита газовых скважин. Таким образом, в качестве исходной

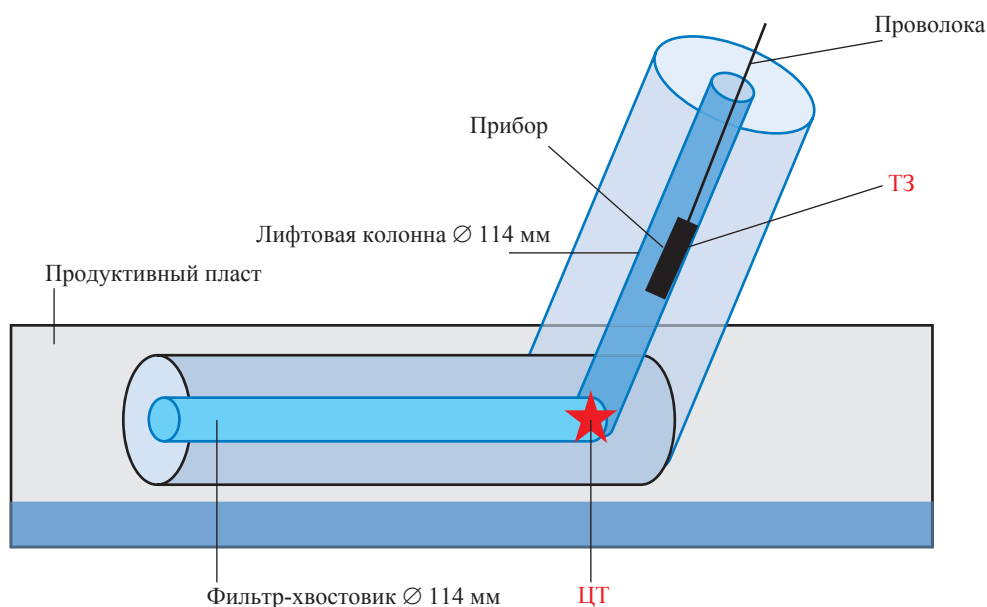


Рис. 1. Схема проведения ГДИ в горизонтальной скважине:
ТЗ – точка записи; ЦТ – целевая точка

информации в Инженерно-технический центр поступают кривые, записанные при спуске и регистрации параметров в ТЗ (рис. 2).

Преобразование записанной в ТЗ кривой к условиям ЦТ осуществляется с использованием программного комплекса PipeSim (разработчик – Schlumberger), где создают модель гидравлических потерь в исследуемой скважине с последующей ее настройкой на фактическую эпюру давления и температуру, записанные в процессе спуска глубинных приборов (рис. 3). Предполагается, что если продукцией скважины является сухой газ, то корреляция, позволяющая описать поток на рабочем режиме выше ТЗ,

должна работать и ниже нее, т.е. до глубины ЦТ [3]. Таким образом, с использованием настроенной корреляции потока можно скорректировать величину забойного давления в ЦТ на любом из режимов работы скважины.

В циклах КВД в остановленной скважине коррективка давления производится с использованием барометрического преобразования Лапласа – Бабине [4]:

$$P_{пл} = P_{стат.ТЗ} e^{0,03415 \frac{\bar{p}H}{Z_{cp} T_{cp}}}$$

где $P_{пл}$ – расчетное пластовое давление в ЦТ, МПа; $P_{стат.ТЗ}$ – статическое давление в ТЗ, МПа;

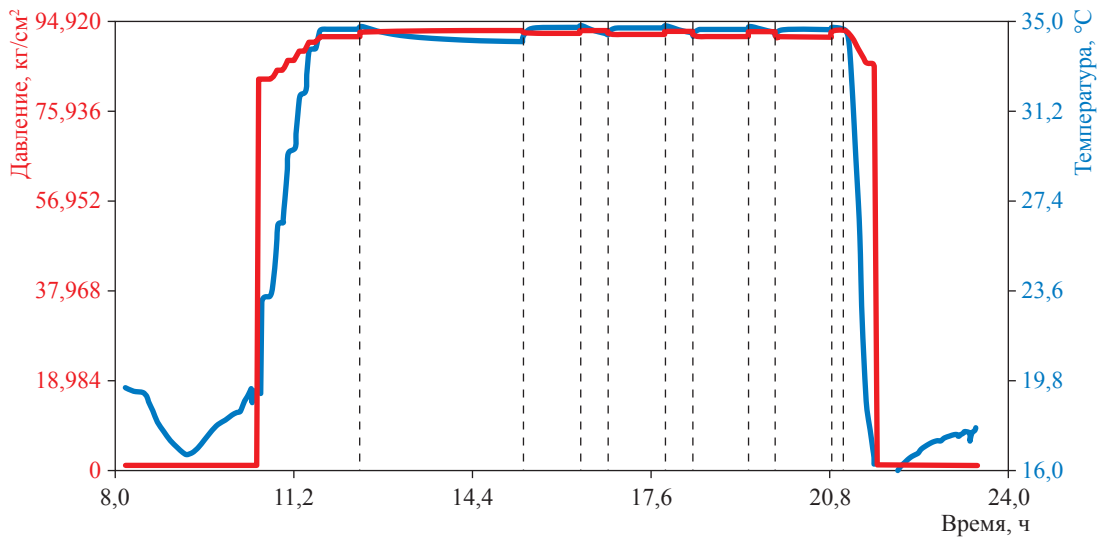


Рис. 2. Кривые изменения давления и температуры, записанные забойными манометром и термометром

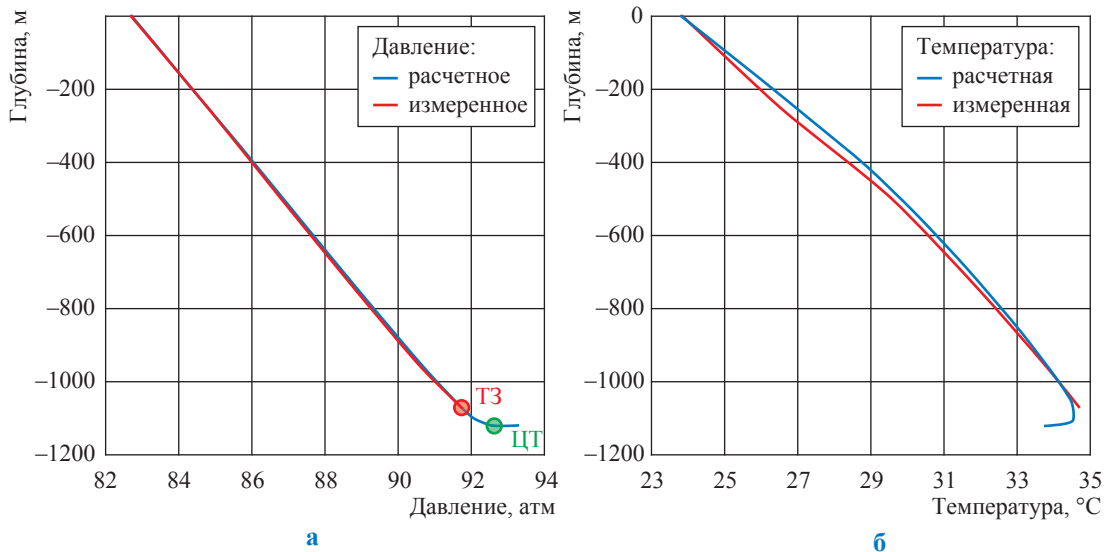


Рис. 3. Настройка модели гидравлических потерь. Распределение давления (а) и температуры (б) по стволу работающей скважины

H – расстояние по вертикали от ТЗ до ЦТ, м; $T_{\text{ср}}$ – средняя температура газа по стволу в скважине между ТЗ и ЦТ, К; $Z_{\text{ср}}$ – средний коэффициент сжимаемости газа в пространстве между ТЗ и ЦТ; $\bar{\rho}$ – относительная плотность газа.

Далее стандартной интерпретации подвергается новая, «преобразованная к условиям ЦТ» кривая, которая совместно с исходной кривой представлена на рис. 4.

Совмещение на одном графике изменения давления P по времени t (в логарифмической

шкале) и производной $\frac{\partial P}{\partial \ln(t)}$ обеих КВД (мо-

дифицированной и исходной) позволит графически отобразить различие и сходство принятых к интерпретации данных. Видно (рис. 5),

что производные $\frac{\partial P}{\partial \ln(t)}$ в билогарифмиче-

ском масштабе обеих кривых совпадают, следовательно, проницаемость (латеральная и вертикальная), работающая длина горизонтальной скважины, положение скважины в пласте будут идентичными при принятии к интерпретации как исходной, так и преобразованной к условиям ЦТ кривой. Давление меняется по-разному (применительно к циклам КВД, построенным в билогарифмическом масштабе), следовательно, при интерпретации данных нужно учитывать, что полученные в результате параметры состояния околоскважинной зоны пласта (скин-фактор, D -фактор, а также зависящие от них коэффициенты фильтра-

ционного сопротивления a и b) будут отличаться для исходной кривой и кривой, преобразованной к условиям ЦТ (таблица).

Так, при интерпретации исходной кривой D -фактор, отвечающий за отклонение фильтрации газа от закона Дарси, достигает величины $1,85 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^3/\text{сут)}^{-1}$, что не характерно для горизонтальных скважин. Значительно большая площадь фильтрации газа в горизонтальных скважинах по сравнению с вертикальными приводит к минимизации эффектов турбулентности в околоскважинной зоне пласта и, как следствие, к минимизации D -фактора. Также стоит обратить внимание на скин-фактор, который для горизонтальных скважин принимает максимальные отрицательные значения, что обусловлено геометрией потока.

Фильтрационные коэффициенты a и b тоже различаются (см. таблицу), что связано с несопадением давлений в ТЗ и ЦТ при отработке скважины на различных режимах (см. рис. 5).

Таким образом, можно резюмировать, что решение, найденное с использованием исходной кривой, не будет корректно описывать физику процессов, протекающих в околоскважинной зоне пласта, и определенные таким образом данные использовать для прогнозирования режима работы скважины нельзя.

Опробование методики

Разработанный алгоритм интерпретации ГДИ в скважинах со сложным профилем начали апробировать в 2013 г. на месторождениях Общества. Для каждой скважины разработан

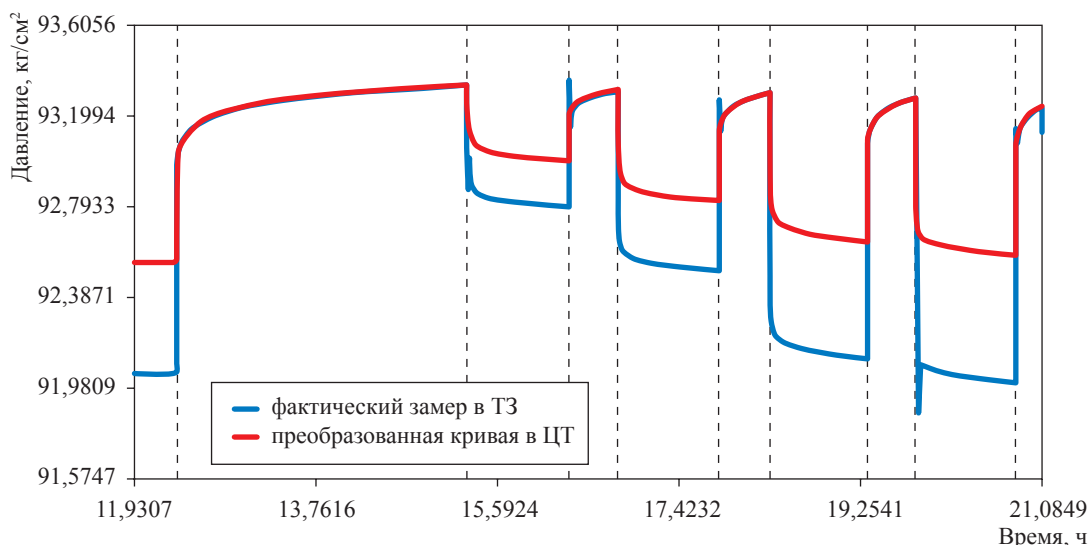


Рис. 4. Сопоставление исходной и преобразованной кривых забойного давления

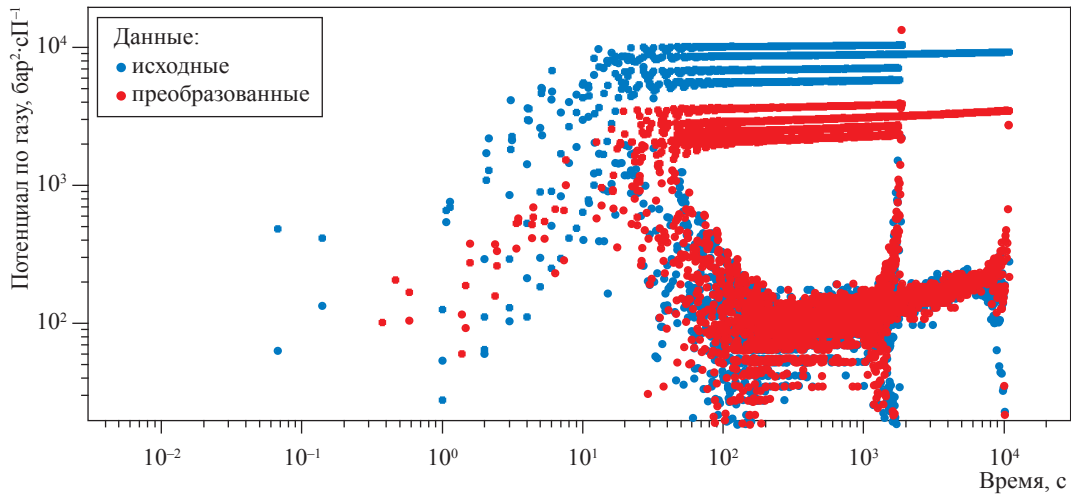


Рис. 5. Сопоставление диагностических графиков исходной и преобразованной КВД

Сопоставление результатов интерпретации ГДИ

| Параметр | Исходная кривая | Модифицированная кривая |
|--|-----------------------|-------------------------|
| Динамическая проводимость коллектора, мД·м | 38298,9 | 38298,9 |
| Эффективная проницаемость, мД | 2239,7 | 2239,7 |
| Скин-фактор (механический), б.р. | -1 | -2,35 |
| <i>D</i> -фактор, (сут/м ³) ⁻¹ | 1,85·10 ⁻⁴ | 4,344·10 ⁻⁵ |
| <i>a</i> , (кг/см ²) ² (тыс. м ³ /сут) ⁻¹ | 0,0576 | 0,04239 |
| <i>b</i> , (кг/см ²) ² (тыс. м ³ /сут) ⁻¹ | 5,84·10 ⁻⁴ | 1,97·10 ⁻⁴ |
| Максимальный потенциальный дебит (МПД) газа при температуре 20 °С, м ³ /сут | 2,23·10 ⁶ | 3,9·10 ⁶ |
| Расчетная работающая длина, м | 200,2 | 200,2 |

Примечание: цветом выделены ячейки, содержащие отличающиеся значения соответствующего параметра.

индивидуальный дизайн исследования по технологии КВД–ИД (ИД – индикаторная диаграмма), отвечающий современным подходам и требованиям. Работоспособность метода оценена сравнением результатов ГДИ «на проволоке» с результатами промыслово-геофизических исследований (ПГИ) на колтюбинге. На рис. 6 сопоставлены различные данные о расчетной работающей длине горизонтального ствола скважины на одном из месторождений, эксплуатируемых системой горизонтальных скважин. Хорошая сходимость результатов, полученных при ГДИ, с результатами ПГИ на колтюбинге свидетельствует о работоспособности метода. Различия в значениях работающей длины горизонтальной скважины не превышают 30 м, причем получены они для притока низкой интенсивности. Отдельно стоит отметить скв. 1033 и 1012, для которых работающие длины, определенные в ходе ГДИ, значительно превосходят длины, определенные методами ПГИ,

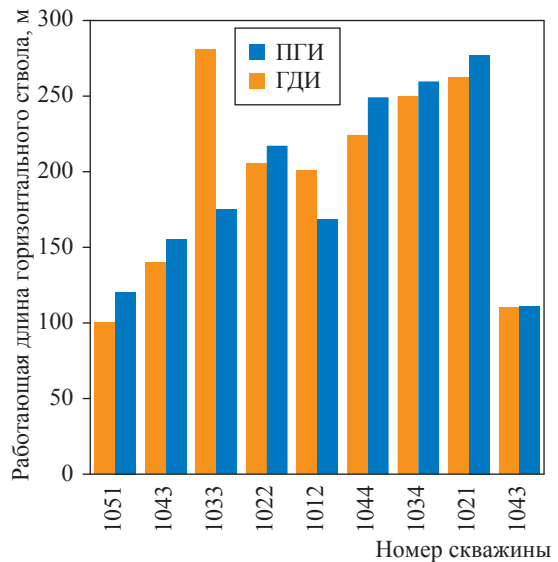


Рис. 6. Сопоставление результатов определения работающей длины горизонтального ствола по ГДИ и ПГИ

что связано с невозможностью спуска прибора в ствол скважины и демонстрирует преимущества разработанной методики.

Помимо работающей длины сравнению подверглось забойное давление в ЦТ работающей горизонтальной скважины, показавшее высокую сходимости расчетных (модельных в PipeSim) значений с фактическим замером при проведении ПГИ, что также говорит об адекватности разработанной методики. Относительная погрешность расчетных значений величины забойного давления для анализируемых скважин не превысила 0,74 %.

Несмотря на хорошие результаты апробирования методики проведения малозатратных ГДИ в скважинах с горизонтальным заканчиванием, стоит отметить, что способ опробован на скважинах, продукцией которых является сухой газ. Недостаток метода в том, что в процессе интерпретации происходит замена прямых замеров забойного давления на расчетные величины, что не всегда положительно сказывается

на конечном результате. Также нужно иметь в виду, что метод справедлив для условий отсутствия столба воды и песчаных пробок, расположенных ниже точки записи по стволу.

Таким образом, предложен и апробирован на газовых месторождениях малозатратный способ проведения ГДИ в горизонтальных скважинах, который позволяет: в условиях ограниченности ресурсов не прибегать к использованию сложных и дорогостоящих технологий; повысить эффективность контроля разработки залежей и их отдельных участков, эксплуатируемых горизонтальными скважинами; увеличить выработку запасов, сосредоточенных в сложнопостроенных месторождениях; повысить достоверность расчетных прогнозных показателей разработки на основании параметров, полученных в ходе обработки данных ГДИ в скважинах со сложным профилем.

Список литературы

1. Мингазеев П.В. Гидродинамические исследования скважин / П.В. Мингазеев, М.В. Панков, Т.Е. Кулагина и др. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 340 с.
2. Horne R.N. Modern well test analysis: a computer-aided approach / R.N. Horne. – 2nd ed. – Palo Alto, CA: Petroway, Inc., 1995.
3. Силов В.Ю. Малозатратный способ проведения газодинамических исследований горизонтальных скважин на примере Муравленковского месторождения / В.Ю. Силов, А.И. Мальцев, В.В. Силова // Инженерная практика. – 2014. – № 4. – С. 98–102.
4. Алиев З.С. Газогидродинамические исследования газовых пластов и скважин: учеб. пособие для вузов / З.С. Алиев, Л.В. Самуйлова, Д.А. Мараков. – М.: МАКС Пресс, 2011. – 217 с.

Improving procedure for gas-dynamic research in horizontal gas wells

Ye.V. Chepkasova^{1*}, V.Yu. Silov¹

¹ Gazprom Dobycha Noyabrsk LLC, Bld. 20, Respubliki street, Noyabrsk, Yamal-Nenets Autonomous District, 629806, Russian Federation

* E-mail: chepkasova.ev@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru

Abstract. Putting in production lots of complex-featured hydrocarbon fields with thin, heterogeneous reservoirs multiplies up a number of horizontal wells there. And wide usage of horizontal wells makes develop new approaches in order to control recovery of reserves agglomerated in these fields. Elaborate design of horizontal wells initiates application of high-tech equipment for delivering research instruments to an interval of native gas inflow.

So, an algorithm for gas-dynamic research of wells with complex profile is suggested. It supposes descending a pair of downhole pressure gauges into a horizontal well by means of a common research wire. The suggested method will provide for high reliability of measured data.

Keywords: horizontal well, gas-dynamic research, hard-to-recover reserves.

References

1. MINGAZEYEV, P.V., M.V. PANKOV, T.Ye. KULAGINA et al. *Hydrodynamic research of wells* [Gidrodinamicheskiye issledovaniya skvazhin]. Tomsk: Tomsk Polytechnic University Publishers, 2004. (Russ.).
2. HORNE, R.N. *Modern well test analysis: a computer-aided approach*. 2nd ed. Palo Alto, CA: Petroway, Inc., 1995.
3. SILOV, V.Yu., A.I. MALTSEV, V.V. SILOVA. Low-cost way for gas-dynamic research of horizontal well on example of Muravlenkovskoye field [Malozatratnyy sposob provedeniya gazodinamicheskikh issledovaniy gorizontalnykh skvazhin na primere Muravlenkovskogo mestorozhdeniya]. *Inzhenernaya praktika*. 2014, no. 4. pp. 98–102. (Russ.).
4. ALIYEV, Z.S., L.V. SAMUYLOVA and D.A. MARAKOV. *Gas-hydrodynamic research of gas layers and wells* [Gazogidrodinamicheskiye issledovaniya gazovykh plastov i skvazhin]: text edition for universities. Moscow: MAKS Press, 2011. (Russ.).

ОБЗОРНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

УДК 622.276.03:532

Обзор работ по теории фильтрации углеводородных систем

Б.А. Григорьев¹, В.В. Качалов², Ю.В. Пазюк², В.Н. Сокотушенко^{2,3*}

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

² ФГБУН «ОИВТ РАН», Российская Федерация, 125412, г. Москва, ул. Ижорская, д.13, стр. 2

³ Государственный университет «Дубна», Российская Федерация, 141980,

Московская обл., г. Дубна, ул. Университетская, д. 19

* E-mail: sokotushenko@mail.ru

Ключевые слова: многофазная фильтрация, фазовые проницаемости, математическое моделирование, автоколебания в пористой среде.

Тезисы. При введении абстракций для моделирования процессов фильтрации в пористых средах необходимо учитывать различные структурные особенности углеводородных смесей. В процессах фильтрации изменяются относительное содержание смеси и качество ее составных частей. В подобных задачах важную роль играют процессы фазовых переходов, такие как конденсация и испарение. При этом основными эффектами, определяющими движение смеси, являются неравновесное совместное движение нескольких жидких фаз, молекулярная и конвективная диффузия растворенных в фазах компонент, поглощение твердой фазой или сорбция компонент, массообмен между фазами.

Для создания адекватных многокомпонентных термодинамических моделей в инженерной практике используются различные подходы, которые определяются типом смеси (пластовая нефть или газоконденсатная система), наличием или отсутствием информации о фракционной разгонке дегазированной углеводородной жидкости, предполагаемым методом разработки залежей и необходимой детальностью прогнозирования компонентного состава добываемой смеси. При моделировании газоконденсатных смесей в первую группу исследователи обычно включают так называемые чистые компоненты: азот, диоксид углерода, сероводород, метан, этан, пропан, бутаны. Вторая группа, состоящая из углеводородов C_{5+} , расчленяется на фракции, каждая из которых рассматривается как компонент системы. Такой подход позволяет эффективно учитывать величину потенциального содержания стабильного конденсата в пластовом газе и физико-химические характеристики дегазированного конденсата.

Проблемы разработки газоконденсатных месторождений

Недостаточная изученность основных закономерностей при разработке газоконденсатных месторождений, неоднозначность оценок фазового состояния природных углеводородных систем, аномально высокие и низкие пластовые давления в различные периоды разработки обуславливают существенные трудности при создании геологической и гидродинамической моделей залежей. В этой связи сведения о составе, физико-химических и термодинамических свойствах пластового флюида являются важным звеном в структуре исходной информации, необходимой для создания и дальнейшего использования математической модели фильтрации.

Ключом к пониманию задачи фильтрации является определение течения смеси в месторождениях. Как известно, сконденсированная жидкость при давлениях ниже точки росы ведет к уменьшению конденсатоотдачи. Этот феномен является следствием ряда факторов, в частности фазовых свойств, а также характеристик потока как в пласте, так и в скважине. Так, исследована продуктивность скважины на месторождении Арун в Индонезии [1]. Показано, что продуктивность существенно сократилась за 10 лет разработки по причине скопления конденсата в призабойной зоне. Следует также отметить, что многочисленные исследования

крупнейших газоконденсатных месторождений (Штокмановского в Баренцевом море; Карачаганакского в Казахстане; Северного в Катаре, переходящего в Южный Парс в Иране и Купиягуа в Колумбии) подтверждают значительное влияние выпавшего конденсата в призабойной зоне на продуктивность месторождений.

По причине того, что макроскопические свойства определяются структурой и движением на микроуровне, установление макроскопических законов необходимо проводить на основании глубокого анализа физических микроскопических механизмов и свойств смеси. А.Ф. Богатырёвым, Б.А. Григорьевым, М.А. Незовитиной [2] представлен экспериментальный и теоретический материал по вычислению коэффициентов взаимной диффузии газов, входящих в состав природного газа. Приведены результаты экспериментальных исследований взаимной диффузии бинарных газоконденсатных смесей в достаточно широком диапазоне изменений термодинамических параметров (обработаны более 3 тыс. экспериментальных значений коэффициентов диффузии без малого для сотни бинарных газовых смесей). При этом рассмотрены теоретические и полуэмпирические методы и алгоритмы расчета коэффициентов диффузии. Примеры создания расчетных моделей природных газоконденсатных смесей с использованием данных, содержащихся в технических отчетах о промышленных и лабораторных исследованиях, приведены А.И. Брусиловским [3, 4].

Модель, оценивающая давление точки росы в газоконденсатных системах, построена с помощью программы LSSVM (*англ.* Least Square Support Vector Machine) [5]. С применением алгоритма имитации отжига (*англ.* simulated annealing) анализируются данные, полученные на 562 различных месторождениях газоконденсата. Результаты показывают, что модель значительно превосходит по точности существующие методы и делает прогнозы, совпадающие с экспериментальными данными. Кроме того, предложенная модель может имитировать реальную физическую тенденцию от давления точки росы в зависимости от температуры для постоянного состава флюида на фазовой кривой.

К. Сето и Ф. Орром (*англ.* C. Seto, F. Orr) представлены аналитические решения для многокомпонентного двухфазного потока в пористой среде с двойными контактными

разрывами (*англ.* double contact discontinuities) [6]. В качестве экспериментальной выбрана трехкомпонентная смесь. Двухфазная фильтрация осуществлялась в пульсирующем режиме. Показана стабильность двойных контактных разрывов в рамках теории энтропии состояния Лиу. Доказано, что итоговое решение непрерывно зависит от начальных условий. Эксперименты, проводимые с большим количеством компонентов, а также в системах с адсорбцией, наглядно демонстрируют влияние пульсирующего режима на двухфазную фильтрацию. Результаты К. Сето и Ф. Орра позволяют найти полное римановское решение при известных начальных и нагнетательных условиях.

Фазовые диаграммы в пористых средах

Изучение фазовых переходов – важная составляющая нефтегазовых исследований. Существует множество подходов к моделированию фазовых переходов. В том числе М. Чживэй (*пиньинь* М. Zhiwei) предложен новый метод изучения фазовых переходов, сводящийся к минимизации свободной энергии Гельмгольца [7]. Для системы фиксированного объема, температура и количество вещества которой неизменны, свободная энергия Гельмгольца достигает минимума в точке равновесия. На основании этого реализован алгоритм роя частиц (*англ.* particle swarm optimization, PSO) для вычисления фазовых диаграмм чистых компонентов и смесей. Результаты экспериментов хорошо согласуются с теоретическими данными. Рассматривая капиллярные эффекты, которые также существенно влияют на фазовые переходы, М. Чживэй сфокусировался на расчетах фазовых плоскостей, состоящих из пузырьков и линий точек росы [7]. Изучено воздействие постоянного и переменного капиллярного давления, фигурирующих в уравнениях Янга – Лапласа, на фазовые плоскости. Следует отметить, что капиллярное давление приводит к изменению фазовой плоскости: положительное – к уменьшению температуры в точке росы при неизменном давлении; отрицательное – к росту температуры в точке росы. Кроме того, контактные углы и радиусы пор также влияют на фазовую плоскость. Однако при больших радиусах пор воздействие несущественно.

Фазовые переходы в пористых средах происходят в пределах порового пространства. Они возникают в результате перенасыщения

внешней границы пористой среды. Это означает, что межмолекулярные силы, связывающие флюиды с поровым пространством, а также перенос массы и тепла влияют на фазовые равновесия и кинетику. Пористые среды моделируются в различных масштабах. Нуклеация зависит от свойств поверхности, фазовое равновесие – от межмолекулярного взаимодействия жидкости с поверхностью в микропорах и капиллярных сил в мезо- и макропорах; кинетика контролируется переносом насыщенности; краевые эффекты связаны с геометрией пор. Так, в статье Я. Йортоса и А. Стабоса (*англ.* Ya. Yortsos, A.K. Stubos) [8] рассматриваются термодинамика, кинетика и типы фазовых переходов жидкостей в жестких пористых средах. Был выбран следующий порядок изложения: адсорбция-десорбция (и капиллярная конденсация) однокомпонентных смесей, испарение жидкой фазы, выделение газа из перенасыщенной жидкости и растворение жидкой фазы. Каждый процесс анализируется на межмолекулярном, микро- (учитываются геометрически-топологические эффекты пористой микроструктуры) и макроуровне.

В диссертационной работе В.М. Булейко [9] приводятся результаты экспериментальных исследований, доказывающие важную роль сорбционно-десорбционных процессов в фазовых превращениях в продуктивном коллекторе, а также в распределении углеводородных компонентов между неподвижной и извлекаемой частями системы. Высококипящие компоненты пластовой углеводородной смеси, собираясь на стенках поровых каналов, способны изменять состав фильтрующегося флюида. Уменьшение сечения фильтрационных каналов может сопровождаться снижением проницаемости пласта и, как следствие, углеводородоотдачи. Явления, обуславливаемые молекулярным взаимодействием флюидов со стенками пор, существенны в условиях газоконденсатного или нефтяного пласта, представляющего собой высокодисперсную пористую среду с развитой поверхностью.

Создан экспериментальный комплекс, позволяющий проводить исследования фазового поведения углеводородных и неуглеводородных флюидов в пористых средах и свободном объеме в диапазоне температур 110–420 К и давлений до 60 МПа [9]. Показано, что сорбционно-десорбционные процессы, изменяя состав флюида в поровом пространстве,

существенно влияют на его фазовое поведение. Обобщенные по экспериментальным данным изотермы адсорбции углеводородных смесей позволяют количественно оценивать распределение компонентов между неподвижной и извлекаемой (фильтрующейся) частями системы с учетом влияния связанной воды. Использование полученных результатов в проектах разработки залежей, приуроченных к плотным низкопроницаемым коллекторам с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов, в том числе залежей в ачимовских и нижнемеловых отложениях Западной Сибири, позволит существенно повысить их нефте-, газо-, конденсатоотдачу. Экспериментально установлены зависимости количества сорбирующихся в пристеночном слое углеводородов от их молекулярной массы, удельной поверхности и водонасыщенности пристеночного слоя; определены критические параметры ряда характерных углеводородных смесей. Кроме того, установлено, что фактором, определяющим различия процессов выпадения и испарения конденсата в пористых средах, является макроскопическое расслоение жидкой и паровой фаз, обусловленное размером поровых каналов.

Относительные фазовые проницаемости

С целью определения влияния скорости потока и межфазного натяжения на относительную проницаемость породы проведены эксперименты при высоких давлениях [10]. Полученные результаты применены к потоку газоконденсата в области стола скважины. Устойчивыми и неустойчивыми методами изучено влияние относительной проницаемости на газовую и жидкую фазы. Эксперименты показали, что рост скорости потока приводит к увеличению относительной проницаемости для обеих фаз. Возрастающее при этом межфазное натяжение уменьшает относительную проницаемость для газовой фазы по сравнению с жидкой (в соответствии с числом Рейнольдса поток вдоль всего участка был ламинарным). Следует отметить, что при несоблюдении условий закона Дарси относительная проницаемость уменьшается вместе со скоростью потока.

Рассмотрено также влияние отклонений от закона Дарси и уменьшения размеров пор (*англ.* pore proximity) на добычу газоконденсата из наноскважин нетрадиционными методами [11]. Переносные свойства и механизмы, а также фазовые переходы значитель-

но разнятся в замкнутом объеме и в свободном пространстве (*англ.* bulk behavior). В наноскважинах вследствие взаимодействия молекул со стенками сосуда и межмолекулярного взаимодействия фазовые переходы претерпевают изменения, к тому же, когда средняя длина свободного пробега молекул приблизительно соответствует радиусу скважины, наблюдаются отклонения от закона Дарси. Это явление приводит к увеличению эффективной проницаемости для движущегося флюида. Так, исследована зависимость конденсатоотдачи от фазовых переходов и изменения переносных свойств вследствие уменьшения пор; с использованием второго уравнения Кликенберга проанализировано влияние отклонения от стационарного потока на производительность скважины; изучена корреляция производительности скважины и различных взаимодействий между порами [11]. Результаты показывают, что при уменьшении размера пор флюид ведет себя как сухой газ с уменьшающейся двухфазной областью, из-за чего наблюдается выход конденсата и увеличивается проницаемость. С учетом введенных ограничений уровень добычи газа не изменился, тогда как расход жидкости значительно возрос. Установлено, что эффект фазовых переходов положительно сказывается на добыче полезных ископаемых, в то время как изменение размера пор и проницаемости оказывает негативное воздействие на разработку месторождений. Типы взаимодействия между порами разных размеров ярко выражены и определяют, какие факторы оказывают наибольшее воздействие на производительность.

Исследования показали [11] отсутствие отклонений от закона Дарси на начальном этапе разработки месторождений, поскольку в этот период давление достаточно высокое. Входящий в линейный закон фильтрации Дарси коэффициент проницаемости определяется при исследовании керна или на основе результатов гидродинамических исследований. Показано, что для пористых сред коэффициент проницаемости зависит от размера, формы, дисперсности и степени цементированности зерен, а также от коэффициента пористости и др.

Однако в связи с тем что линейный закон фильтрации Дарси является приближенным, при увеличении скорости фильтрации жидкости и соответствующем увеличении скоростного напора сделанное ранее при выводе линейного закона фильтрации допущение может

оказаться несправедливым и обусловить погрешности в расчетах.

Эксперименты по изучению изменения двухфазной относительной проницаемости в водонефтяных системах показали, что добавление поверхностно-активного вещества в вытесняющую водную фазу изменяет натяжение на границе фаз, которое в свою очередь может оказать существенное воздействие на относительную проницаемость [12]. Представлены новые методы измерения относительной проницаемости, в частности, усовершенствован способ стационарного измерения относительной проницаемости; доказано существование некоторого критического диапазона межфазного натяжения, в наибольшей степени влияющего на относительную проницаемость [12]. Важно отметить, что в стандартном диапазоне относительная проницаемость возрастает по мере уменьшения межфазного натяжения.

Экспериментально изучена относительная проницаемость околокритического газоконденсата [13]. Обычно залежи газоконденсата представляют собой систему «жидкость – газ». Такие системы сложно моделировать экспериментально, поскольку они почти не смешиваются при высоких давлениях и температурах (обычно критическое давление и критическая температура превышают 300 бар и 100 °C соответственно). Существует метод упрощения лабораторных измерений путем использования двухкомпонентной жидкости с наблюдаемой ретроградной конденсацией и выбора температуры для контроля растворимости. Квазиравновесным методом в условиях, похожих на реализующиеся в месторождении газоконденсата вблизи скважины, проведена серия измерений относительной проницаемости на углеродном стержне умеренной проницаемости с использованием метанола/н-гексана в условиях слабого смешивания в присутствии воды [13]. Для обеспечения слабой смешиваемости с метанолом в воду добавлялся карбонат калия. Исследованы потоки газа и конденсата в разных соотношениях действующих сил (чисел капиллярности и Этвеша). Изучена относительная проницаемость в зависимости от состава и расхода жидкости, а также насыщенности конденсата и водяного пара. Показано, что зависимость относительной проницаемости от насыщенности смачивающей фазы сдвигается влево при увеличении расхода смачивающей фазы и уменьшении поверхностного натяжения.

Измерения и моделирование явлений инерционного потока и потока с высоким числом капиллярности для газоконденсата показали, что продуктивность большинства газоконденсатных скважин значительно падает при образовании конденсатной пробки, когда давление у забоя скважины падает ниже точки росы. Наиболее важным параметром для определения продуктивности скважины является эффективная проницаемость для газа вблизи от скважины, где скорости потока могут быть очень высокими. Понимание характеристик высокоскоростного потока газоконденсата необходимо для точной оценки продуктивности скважин. Ряд лабораторных экспериментов демонстрирует, что относительная проницаемость для газоконденсата возрастает при больших скоростях, уменьшая негативное влияние газоконденсатной пробки на продуктивность скважин. С другой стороны, инерционные эффекты потока могут уменьшить эффективную проницаемость для газа и, соответственно, продуктивность скважины.

Представлены результаты измерений относительной проницаемости на слабопроницаемом стержне из песчаника, полученные квазиравновесным методом при высоких давлениях и скоростях с использованием пятикомпонентного газоконденсата [13] в условиях, сходных с условиями месторождения вблизи скважины. Измерения проводились для набора межповерхностных натяжений и скоростей. Результаты измерений могут быть использованы для различения эффектов потоков с высоким числом капиллярности и инерционностью, а также с целью количественного исследования влияния этих двух конфликтующих явлений. Согласно экспериментальным данным коэффициент инерционного потока на 50 % выше, чем в эквивалентной двухфазовой системе «газ – вода». Результаты экспериментов моделировались по корреляции относительной проницаемости и числа капиллярности одновременно с поправкой к относительной проницаемости на инерционность потока. Показано [13], как эти модели можно использовать для прогнозирования поведения реальной газоконденсатной скважины.

Определение относительных фазовых проницаемостей в случае трехфазной фильтрации является значительно более сложной задачей, и соответствующие эксперименты проводятся достаточно редко. Практически фазовые

проницаемости для трехфазной системы определяются по данным двухфазной фильтрации. Наибольшее распространение получили модели, предложенные Х.Л. Стоуном (*англ.* H.L. Stone) [14–16]. Фазовые проницаемости зависят только от соответствующей насыщенности и определяются по данным двухфазной фильтрации. Для простоты предполагается, что газонасыщенность заземленным газом равна нулю, т.е. газ вытесняется полностью.

Неравновесная фильтрация

Согласно современным представлениям неравновесность фазовых проницаемостей связана с процессами переноса между порами. В большинстве предложений, касающихся совершенствования моделей фильтрации с учетом неравновесных эффектов, используются уравнения баланса массы, импульса и энергии для элементарного объема, характерный размер которого предполагается достаточно большим по сравнению с размером поровых каналов, но существенно меньшим характерного размера пласта [17]. Неравновесность учитывается либо введением в уравнения дополнительных членов, либо корректировкой равновесных соотношений в свете взаимодействия фаз. Введение дополнительных параметров повышает порядок уравнения, приводя его к уравнению второго порядка гиперболического вида, линейного по старшим производным, характеристиками которого являются координатные линии. Однако конкретный вид начальных и граничных условий остается неопределенным. Предлагается нестационарное граничное условие для краевой задачи, которое учитывает особенности переходных процессов неравновесной двухфазной фильтрации; доказываются существование, единственность и корректность поставленной задачи [17].

В статье В.М. Булейко и Г.А. Вовчука [18] приведены уравнения, выражающие зависимость потоков от действующих сил, среди которых выделяются фильтрационные и термодинамические. Определяется вклад каждого вида сил в общий поток. Кроме того, проанализированы особенности термодинамического состояния трудноизвлекаемых углеводородов. Эффект взаимодействия флюида с поверхностью пористой среды рассмотрен О.А. Лобановой, В.Р. Зубовым и И.М. Индрупским [19]. Установлено, что наряду с классической адсорбцией и капиллярной

конденсацией имеют место явления, возможные только в пористых средах: фазовые переходы смачивания, послойная кристаллизация, критическая адсорбция. Экспериментально изучив гистерезис фазовых переходов в свободном объеме и пористой среде, О.А. Лобанова, В.Р. Зубов, И.М. Индрупский описали процессы сегрегации в пористых средах и оценили характерное время релаксации к равновесному фазовому состоянию. Также ими предложена модель равновесных фазовых превращений как классическая модель изотермической трехфазной многокомпонентной фильтрации [20]. Гидродинамическая подзадача основана на уравнениях сохранения массы компонентов и законе фильтрации и учитывает различные свойства породы и флюидов, термодинамическая – обеспечивает замыкающие соотношения для системы гидродинамических уравнений. При этом рассмотрены физико-математические модели, лежащие в основе коммерческих симуляторов; предложены варианты их модернизации для учета неравновесных эффектов. Сформулированы гидродинамическая и термодинамическая подзадачи; описаны модели равновесных и неравновесных фазовых превращений.

Однако при переходе из двухфазного в однофазное состояние в силу различия составов паровой и жидкой фаз фазовый переход определяется диффузией компонентов через межфазную границу [21]. В пористой среде или в свободном объеме без перемешивания фаз такие процессы характеризуются большими сроками установления равновесия и, как правило, описываются как неравновесные. В результате имеет место гистерезис фазового перехода. Предполагается равновесность фазового поведения углеводородных смесей в пористой среде и его эквивалентность аналогичным процессам в свободном объеме. О.А. Лобановой и И.М. Индрупским описаны ситуации, в которых необходимо применять неравновесные модели. Установлена связь масштабного фактора с неравновесностью фазовых переходов, построена модель смеси при обратном изотермическом сжатии.

Неравновесные эффекты при прохождении газоконденсата через пористые среды изучены И. и М. Панфиловыми и С. Оладушкиным [22]. Так, поток газоконденсатной смеси через пористую среду характеризуется тремя факторами, которые определяют неравновесность переходов «газ – жидкость»: 1) капиллярными

и гравитационными коагуляциями мелких капель жидкости; 2) большими различиями в коэффициентах диффузии газа и жидкости; 3) разницей в подвижности жидкой и газобразной фаз. В основе анализа лежит разделение периодов капиллярно-гравитационной коагуляции и фазовых переходов. Коагуляция изучается на основе моделирования пористой среды. Капли жидкости помещаются в два мениска, где могут двигаться в направлении результирующих капиллярных или гравитационных сил. Далее строится модель фильтрации, учитывающая три возможных режима неравновесности. При относительно малой фазовой скорости обменные процессы ограничиваются диффузией. Это описывается с помощью интегро-дифференциальных операторов. По мере роста фазовой скорости возрастает воздействие на массообмен вращательных потоков внутри жидкости. Такой режим описывается моделью двойной релаксации, представляющей собой нелинейное кинетическое дифференциальное уравнение второго порядка. Поток жидкости при этом описывается уравнениями Бринкмена, в которых в отличие от закона Дарси возможен учет вращения. «Скользкий режим» проявляется при очень высоких фазовых скоростях, когда система стремится к новому равновесному состоянию, при котором время взаимодействия жидкости и газа значительно меньше времени массообмена. Обобщенную кинетическую модель «скользящего режима» получают методом гомогенизации.

В монографии М.М. Хасанова и Г.Т. Булгаковой [23] на ряде конкретных примеров показано, как создается иерархия моделей подземной гидродинамики и как они взаимодействуют друг с другом. К системам нефтегазодобычи применяются феноменологические модели, в которых законы природы дополняются уравнениями связи. В первой главе монографии подробно рассмотрены основные представления о фракталах и приведены примеры использования фрактальных характеристик при анализе объектов нефтегазодобычи. Вторая глава посвящена постановке и решению конкретной обратной задачи, связанной с реальными проблемами моделирования нефтегазодобычи. Рассмотрены предложенные авторами алгоритмы определения неравновесных фазовых проницаемостей по данным нестационарных исследований кернов. Уделено особое внимание

вопросам выбора оптимальной сложности модели. В третьей главе монографии показаны некоторые феноменологические модели релаксационной фильтрации реофизически сложных систем, учитывающие запаздывание в соотношениях между скоростью фильтрации и градиентом давления.

Четвертая глава монографии посвящена рассмотрению в рамках феноменологического подхода модели процесса вытеснения нефти водой из пористой среды, учитывающей микроэмульсионное состояние флюидов. Предлагается учесть неравновесные эффекты, связанные с изменением реологических свойств в микроэмульгированных системах. Наиболее важный результат – экспериментальное подтверждение обнаружения динамическими системами со сложной реологией фрактальности пространственных и временных свойств. Теоретически предсказанные колебания перепада давления качественно подтверждаются данными лабораторных исследований фильтрационных характеристик пористых сред. Расчеты показали, что в рамках рассмотренной модели удастся вполне удовлетворительно описать экспериментальную зависимость перепада давления от времени.

В пятой главе исследованы особенности процессов неравновесной двухфазной фильтрации в неоднородных средах. Реальная пористая среда характеризуется иерархией неоднородностей различных размеров. Но для выявления качественных особенностей, имеющих место при фильтрации в неоднородных средах, можно ограничиться простейшей моделью среды с двойной пористостью, которая предполагает существование двух взаимопроникающих сред с абсолютно разными размерами пор и значениями проницаемости.

В шестой главе монографии исследуется устойчивость неравновесной фильтрации газированной жидкости. Проведены также численные расчеты задачи о притоке газированной жидкости к скважине с забойным давлением ниже давления насыщения в режиме локального разгазирования, которые показали, что в эксплуатационной скважине могут наблюдаться колебания дебита нефти и газового фактора во времени. Таким образом, предложенная феноменологическая модель фильтрации газированной жидкости качественно объясняет результат экспериментов и может быть использована в гидродинамических расчетах процессов

нефтедобычи при давлениях ниже давления насыщения.

В седьмой главе книги на ряде примеров теоретически и экспериментально показано, что движение реофизически сложных сред сопровождается процессами самоорганизации, которые могут привести к образованию диссипативных структур и смене детерминированного поведения хаотическим.

Основными эффектами, определяющими фильтрационное движение смеси, являются неравновесное совместное движение нескольких жидких фаз, молекулярная и конвективная диффузия растворенных в фазах компонент, поглощение твердой фазой или сорбция компонент, массообмен между фазами. В настоящее время при проектировании и анализе разработок месторождений природных многокомпонентных пластовых флюидов широкое развитие и применение получили так называемые композиционные модели [24, 25]. Они позволяют определить изменения давления, состава и свойств пластовых флюидов при фактическом расположении сетки добывающих и нагнетательных скважин в неоднородных по коллекторским свойствам залежах [26].

Группой ученых из Университета Бундесвера в Мюнхене (*нем.* Universität der Bundeswehr München) выполнены исследования тепло- и массообмена в пористой среде с фазовыми переходами и численный расчет двухфазной фильтрации в пористой среде [27]. Макропроцесс моделировался на двухфазной смеси. В ходе эксперимента основными действующими силами считались капиллярное взаимодействие и двухфазная теплопроводность. Модель реализована в программе COMSOL в двух версиях: на базе одного и двух уравнений сохранения энергии.

Для оценки влияния неравновесного массообмена на продуктивность скважины сотрудниками Техасского университета на базе композиционного симулятора (*англ.* equation-of-state (EOS) compositional reservoir) разработана и реализована модель неравновесного массообмена газоконденсата [28]. Воздействие на коэффициент массообмена таких переменных, как скорость газа и коэффициент диффузии, устанавливалось по теоретическим данным. Однако доступных данных о массообмене для газоконденсата не оказалось, в связи с чем коэффициент массообмена был выбран исходя из здравого смысла. Несколько опытов провели

для того, чтобы определить воздействие неравновесного массообмена на режим течения близ ствола скважины. Теоретические результаты сравнивались с результатами опытов, проводимых в предположении локального равновесия. Сравнительный анализ показал, что неравновесность фаз ведет к снижению конденсатонасыщенности близ ствола скважины. Мольные доли легких и тяжелых компонентов в нефтяной фазе заметно отличаются. В высокоскоростных пластах эти отличия становятся более существенными. В целом неравновесные эффекты приводят к спаду конденсатоотдачи.

Влияние на извлекаемые запасы явлений ретроградной конденсации также анализировали канадские ученые (Hycal Energy Research Laboratories Ltd.) [29]. Ими описаны методы смягчения (*англ.* mitigating) фильтрации, а также симуляция методов нагнетания (*англ.* repressurization) газа, поверхностно-активных веществ и растворителей.

Однако, как показали проведенные экспериментальные исследования, формулы строгой кинетической теории и различные полуэмпирические методы, используемые в настоящее время для расчета термодиффузионных постоянных в многокомпонентных газовых системах, дают отклонения от экспериментальных данных в диапазоне 10–100 %. При этом для отдельных значений термодиффузионных постоянных имеются и качественные отклонения. В статье М.А. Незовитиной, А.Ф. Богатырёва, О.А. Макеенковой [30] приведены расчетные и экспериментальные значения термодиффузионных постоянных трехкомпонентной газовой системы $H_2-N_2-CO_2$ и соответствующих ей бинарных систем газов. Расчеты проводились для потенциала Леннарда – Джонса. Показано, что расхождение теоретических значений коэффициентов диффузии с экспериментом составляет 10–60 %. При аналитическом подборе значений параметров потенциала Леннарда – Джонса для взаимодействия разнородных молекул бинарных систем газов можно добиться соответствия экспериментальным данным.

Определение газоконденсатных характеристик пластовых систем глубокозалегающих залежей сопряжено со значительными трудностями, обусловленными большой глубиной, аномально высоким пластовым давлением, сложным составом пластового газа, высоким содержанием C_{5+} , возможным содержанием агрессивных компонентов H_2S ,

CO_2 . Так, В.И. Лапшиным, А.Н. Волковым, А.А. Константиновым [31] на примере трех глубокозалегающих месторождений показаны порядок проведения газоконденсатных исследований, результаты определения состава пластового газа, физико-химических характеристик конденсата и термодинамических характеристик пластовых смесей. Проведен анализ изменения состава, свойств особенностей фазовых характеристик пластовых смесей трех глубокозалегающих залежей.

Моделирование нефтегазовых залежей или процессов закачки газа в нефтяные пласты осуществляется с использованием модели трехфазной фильтрации [32–34]. Наиболее распространена модель нелетучей нефти (*англ.* black oil model) Маскета – Мереса, в которой углеводородная система аппроксимируется двумя компонентами: нефтью и газом, растворимым в нефти. Аналогичными уравнениями описывается двухфазная фильтрация газа и воды в газовых пластах. Для интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин используется модель фильтрации однородной жидкости.

Разработка месторождений углеводородов представляет собой комплексную проблему, для успешного решения которой требуется привлечение знаний и опыта, накопленных в различных областях науки и инженерной практики. Комплексный мультидисциплинарный подход особенно актуален на современном этапе, характеризующемся, с одной стороны, существенным ухудшением структуры запасов нефти и газа, а с другой – созданием принципиально новых технологий в области исследования и моделирования геологического строения пласта, бурения и закачивания скважин, использованием новых быстродействующих компьютеров для проведения сложных вычислений, геологического и гидродинамического моделирования [35].

Процесс моделирования представляет собой воспроизведение поведения объекта с помощью модели. В большинстве случаев физические модели имеют ту же физическую природу, что и изучаемый объект. Эксперименты на физических моделях проводят для исследования закономерностей изучаемого явления. Основной причиной изменений физических свойств углеводородов, сопровождающих разработку месторождений, является снижение пластового давления и/или повышение эффективного давления.

При разработке месторождений нефти и газа, как правило, происходит снижение пластового давления, а горное давление вышележащих пород остается без изменений. При этом происходит перераспределение напряжений, и ту часть нагрузки, которую принимал на себя содержащийся в порах горных пород флюид (газ, вода, нефть и т.д.), будет воспринимать уже скелет горной породы, ее твердая матрица. Подобные явления изучаются на масштабных моделях. В частности, проведен анализ изменений ряда петрофизических параметров горных пород при увеличении эффективного давления, и в первом приближении составлены оценки этих изменений [36].

Однако полученные зависимости зачастую отличаются от линейных, что требует их уточнения путем проведения дополнительных экспериментальных исследований с целью оценки степени изменения пластовых условий и продуктивных горизонтов при снижении пластового давления в процессе разработки месторождения. Показано, что одним из основных факторов, влияющих на фильтрационные свойства пласта, являются действующие в окрестности скважин напряжения, величина которых зависит как от деформационных свойств породы, так и от давления флюидов на забое скважины [37]. Экспериментально исследовано влияние скорости фильтрации флюида на разрушение пород продуктивных отложений дагинской свиты одного из месторождений газа шельфа о. Сахалин [37]. Обнаружено, что при больших градиентах в условиях пластовых напряжений фильтрация воды в процессе центрифугирования оказывала более сильное воздействие на структуру скелета породы, чем фильтрация газа.

Изучение физических основ движения флюидов и создание адекватных математических моделей позволит обосновать более оптимистические варианты разработки. Е.В. Шеберстовым сделан краткий обзор представленных в литературе математических моделей отдельных (элементарных) процессов [38]. Предложен подход к их интегрированию и созданию комплексных моделей на основе концепции мультисконтинуальных сред, в качестве которых выступают трещинная и пористая среды, адсорбированный газ, кероген (набор сред и обменных процессов следует выбирать исходя из особенностей конкретного коллектора), а также алгоритм получения автоматизированного решения задач для бесконечного пласта.

Существуют примеры создания расчетных моделей природных газоконденсатных смесей с использованием данных, содержащихся в технических отчетах о промысловых и лабораторных исследованиях [3, 4]. Однако недостаточная изученность основных закономерностей изменения свойств смеси, неоднозначность оценок фазового состояния природных углеводородных систем, аномально высокие и низкие пластовые давления в различные периоды разработки создают существенные трудности при создании геологической и гидродинамической моделей залежей. В том числе отмечается, что существующие моделирующие комплексы не позволяют проводить расчеты свойств углеводородных смесей в метастабильной области [39]. Так, в ходе анализа границ термодинамической устойчивости однокомпонентных и бинарных углеводородных систем показано значительное влияние выбора уравнения состояния на расчет термодинамической устойчивости углеводородных систем [39].

Анализ существующих методов разработки моделей углеводородных систем

В основе методов разработки моделей углеводородных систем лежит представление о пористой среде как о сплошной среде – фиктивном континууме, для каждой точки которого можно определить физические характеристики как непрерывные функции пространственных и временной координат [40]. Как отмечалось ранее, в настоящее время популярны так называемые композиционные модели, которые позволяют определить изменение давления, состава и свойств пластовых флюидов при использовании фактического расположения сетки добывающих и нагнетательных скважин в неоднородных по коллекторским свойствам залежах [24–26]. В композиционной модели фазовое состояние и поведение пластовых флюидов определяются не на основании корреляций, полученных по результатам экспериментальных исследований, а с использованием уравнения состояния [41, 42].

На основе принципа универсальности критических явлений и гипотезы перемешивания термодинамических полей составлено уравнение состояния околокритических смесей с фиксированным составом [43]. Для проверки применимости предложенного уравнения состояния с его помощью описаны термодинамические свойства 14-компонентной смеси,

изученной ранее методом адиабатической калориметрии. Выбор указанной системы связан с необходимостью моделировать некоторые свойства природного газового конденсата. В результате проведенных измерений получены температурные зависимости давления, производной и изохорной теплоемкости на девяти различных изохорах, включая область давлений и температур, близких к критической точке. Показано, что предложенное уравнение состояния достаточно адекватно описывает экспериментальные данные в однофазной и двухфазной областях. Кроме того, с помощью разработанного уравнения состояния вычислены пограничные кривые смеси в переменных «давление – температура» и «плотность – температура», получены критические параметры данной смеси.

Опубликован краткий обзор современных работ, посвященных обобщенным кубическим уравнениям состояния. В основном отмечены исследования, направленные на повышение точности расчетов термодинамических свойств веществ [44]. В том числе представлены результаты проверки наиболее надежных обобщенных уравнений по расчетным значениям основных термодинамических свойств веществ – плотности, изобарной и изохорной теплоемкостей. Сравнение произведено применительно к тридцати трем веществам, представляющим собой природные углеводороды (алканы, нафтены, ароматические) и сопутствующие газы. Показано, что надежный расчет термодинамических свойств в жидких фазах водорода и воды невозможно выполнить по обобщенным кубическим уравнениям. Представлены также средние относительные отклонения расчетных значений термодинамических свойств жидкой и газовой фаз и сверхкритического флюида.

На сегодняшний день одним из недостатков является отсутствие единого метода создания PVT¹-модели, а также универсального уравнения состояния и правила смешения, которые могли бы использоваться для всех многокомпонентных углеводородных систем при различных термобарических условиях. Особенно это касается моделирования фазового поведения пластовых флюидов в околоскритическом состоянии [45–49]. Поэтому при создании модели

пластового флюида и планировании разработки газоконденсатных месторождений большое внимание уделяется свойствам, составу и поведению газоконденсатной смеси при различных термобарических условиях. В работах ряда авторов изложены методы и способы расчета наиболее важных физико-химических свойств газов и жидкостей, параметров фазового равновесия, представлены данные по углеводородным и неуглеводородным компонентам наиболее известных смесей [50–52]. Также описаны результаты исследования и расчета фазовых превращений реальных углеводородных систем газоконденсатного типа, рассмотрены свойства бинарных, тройных и многокомпонентных углеводородных смесей и особенности их фазовых превращений, приведены примеры расчета фазового поведения и результаты, полученные для различных газоконденсатных месторождений [53–56].

Тем не менее наличие универсального и достоверного уравнения состояния не снизит потребности в экспериментальных исследованиях. Установлено, что именно комплексное использование результатов экспериментальных исследований в совокупности с математическим моделированием движения газоконденсатной смеси на базе уравнений сплошной среды с привлечением молекулярного и более детального моделирования на атомарном уровне способно дать необходимую и надежную информацию о составе и свойствах пластовых флюидов в широком интервале изменений термобарических условий. Так, на примере атомистических моделей для описания уравнений состояния и транспортных свойств молекулярных соединений показано, что атомистическое моделирование позволяет без проведения экспериментов рассчитывать свойства веществ [57]. Современные атомистические модели углеводородов обладают высокой переносимостью и при этом с большой точностью воспроизводят в вычислительном эксперименте фазовые диаграммы индивидуальных веществ и бинарных смесей. Продемонстрированы примеры расчета проницаемостей пористой среды для сжимаемых газовых смесей путем прямого моделирования методом молекулярной динамики [57]. При этом рассматриваются как однофазные течения, так и двухфазные, где вследствие конденсации газа в порах скачкообразно может меняться проницаемость для одного из компонентов.

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

Модель пластовой газоконденсатной системы

При разработке гидродинамической модели газоконденсатной залежи возникает задача создания модели пластового флюида. Для ее решения необходима информация о составе и свойствах пластового газа, и существует целый ряд стандартных лабораторных экспериментов, предполагающих выполнение процедуры адаптации параметров модели к уравнению состояния. При создании модели газоконденсатной системы источником информации о составе и свойствах пластового газа, насыщающего изучаемые залежи, служит комплекс первичных промысловых газоконденсатных исследований. Рекомендовано первичные промысловые исследования проводить методом непрерывных промышленных отборов газа при сепарации всего потока газа.

Для текущих и специальных исследований в соответствии с действующей инструкцией² предусмотрены и иные схемы реализации работ: масштабные газоконденсатные исследования (ГКИ) на установках подготовки и переработки продукции; метод отбора части потока добываемого газа; многофазная расходомерия; бессепарационные и комбинированные методы. В рамках первичных ГКИ обязательны лабораторные исследования состава и свойств отобранных проб продукции, рекомбинация и расчет компонентно-фракционного состава пластового газа, определение физико-химических и товарных свойств стабильного конденсата. Кроме этого, на установках фазового равновесия выполняются термодинамические исследования, которые позволяют определить фазовое поведение физической модели пластового газа при разработке залежи, а также расчетные параметры.

Эксперименты по контактной конденсации проводятся с целью определения коэффициента сверхсжимаемости однофазного газа при давлении выше давления начала конденсации, а также значений собственно давления начала конденсации и относительного объема конденсата при давлениях ниже давления начала конденсации. Определения последнего описываются так называемой «кривой выпадения жидкой фазы». Знание коэффициента сверхсжимаемости необходимо для повышения точности оценки запасов пластового газа и прогноза темпов отбора при эксплуатации пласта в режиме истощения [58].

Процессы, сопровождающие опыты дифференциальной конденсации, должны повторять явления, имеющие место в газоконденсатном пласте при его эксплуатации в режиме истощения [59–62]. Самой важной информацией, которую можно получить из эксперимента по дифференциальной конденсации, принято считать данные об изменениях, происходящих в составе равновесного добываемого газа по мере изменения давления при разработке на момент полного истощения пластовой энергии залежи. Кроме этого, важным параметром, устанавливаемым по результатам эксперимента, является коэффициент извлечения конденсата (КИК). Расчетное значение КИК определяет количество извлеченных ресурсов конденсата при разработке. Однако на сегодняшний день методика проведения эксперимента по дифференциальной конденсации² устарела и не отражает фактических процессов, которые происходят при отборе углеводородного сырья из залежей. Экспериментальные результаты показывают превышение прогнозного значения КИК по сравнению с фактическим. Кроме того, современные программные средства PVT-моделирования и создания модели газоконденсатной системы не предусматривают использования данных о дифференциальной конденсации в качестве исходной информации³. Поэтому в качестве экспериментальных данных о фазовом поведении газоконденсатной системы в процессе разработки залежи на истощение необходимо использовать данные, полученные по зарубежной технологии CVD (*англ.* constant volume depletion) [50]. Аналогом этого эксперимента являются термодинамические исследования на установке фазового равновесия методом контактно-дифференциальной конденсации, реализованные в ООО «ТюменНИИгипрогаз» [63].

Таким образом, информация о составе, свойствах и фазовом поведении пластовой газоконденсатной системы вместе с результатами промысловых исследований является основой для создания корректной модели пластовой углеводородной смеси. Для газоконденсатных систем нефтегазоконденсатных месторождений характерно недонасыщение, т.е. давление начала

² Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин: в 2-х ч. – М.: Газпром экспо, 2011.

³ Справочное руководство пользователя PVTi. – Schlumberger, 2003.

конденсации ниже величины пластового давления. Наличие жидкой фазы в PVT-бомбе при термобарических условиях, соответствующих пластовым условиям, говорит о том, что отбор проб или их физическая рекомбинация были выполнены некачественно. Также качество результатов эксперимента по дифференциальной конденсации изучаемой газоконденсатной системы можно проверить на основе материального баланса по данным хроматографического анализа газа, выпускаемого в ходе эксперимента из PVT-бомбы. Кроме того, для сохранения в будущем возможности обоснованной настройки модели пластового флюида PVT-эксперимент должен выполняться по схеме контактно-дифференциальной конденсации [64].

Главной целью проведения газоконденсатных исследований на скважинах является получение полной и достоверной информации об исходной пластовой системе, насыщающей разрабатываемые залежи, и ее свойствах. На практике часто имеет место следующее: анализ данных промысловых исследований показал удовлетворительные результаты, соответствующие требованиям Р Газпром 086-2010 к газоконденсатным исследованиям скважин. В диссертации Д.Г. Фатеева [65] предложена методика корректировки лабораторных данных на основе принципа парожидкостного равновесия фаз при конкретных термобарических условиях (условия сепарации), имеющих фактических составов газа сепарации и нестабильного конденсата и теоретических значений констант равновесия. С помощью методики можно произвести перерасчет состава добываемого пластового газа. Как показала практика, состав, полученный в ходе лабораторного анализа, и уточненный состав могут существенно отличаться. Разница между исходным и уточненным мольным содержанием компонентов группы C_{5+} в пластовом газе может достигать 2–4 %. Как следствие, изменяется и величина потенциального содержания углеводородов группы C_{5+} . Состав нестабильного конденсата определяется на основе констант равновесия и полученного в ходе решения компонентного состава газа сепарации.

Природные пласты часто характеризуются слоистым строением, причем слои могут сообщаться. В этом случае функции пористости и абсолютной проницаемости могут быть разрывными. Исходя из условия непрерывности

давления в каждой фазе, а следовательно, и капиллярного давления считается, что на разрыве проницаемости или пористости возникают так называемые «висячие» скачки насыщенности, которые имеют место в переходных зонах даже в условиях равновесия [66]. Величина скачка определяется из уравнения капиллярного давления.

Достоверные сведения о свойствах и содержании в составе пластовой смеси углеводородов группы C_{5+} напрямую определяют точность создаваемой модели и эффективность последующего моделирования, поэтому проблема корректного определения данных характеристик на сегодняшний день достаточно актуальна. Традиционные экспериментальные методы оценки свойств углеводородов группы C_{5+} допускают погрешности. Однако поправка объемной концентрации в смеси углеводородов группы C_{6+} всего лишь на 0,01 % может существенно определять корректность последующих расчетов фазового равновесия [67]. Ошибка в определении молекулярной массы тяжелых фракций на 5–10 % способна обусловить ошибку прогноза давления в точке росы более чем на 700 psi (4,8 МПа) [67]. Значения плотности и молекулярной массы углеводородов группы C_{5+} оказывают непосредственное влияние на точность определения критических свойств фракций, которая в свою очередь отражается на расчете фазового поведения всей смеси в целом. В силу того что применение традиционных экспериментальных методов оценки молекулярного веса тяжелых фракций допускает погрешность в 5–10 %, исполнителю расчетов часто приходится прибегать к корректировке данных. Суть ее заключается в изменении молекулярного веса всей группы углеводородов C_{5+} (или какого-то количества выделенных в ней фракций) на определенную величину [68]. В качестве параметра настройки для газоконденсатных смесей используют давление начала конденсации. Поскольку конкретные рекомендации на этот счет в соответствующей литературе отсутствуют, процесс корректировки носит итерационный характер, а количество итераций зависит от уровня и квалификации исполнителя.

С целью сокращения времени расчетов разработан способ, позволяющий сократить количество итераций до минимума, а именно до двух [69]. Однако хотелось бы обратить внимание на то, что он опробован только для

конкретных горно-геологических условий. Использование данного подхода для других нефтегазоносных областей требует дополнительных исследований. В связи с этим для многокомпонентных систем любого рода предложена универсальная расчетная методика корректировки молекулярной массы углеводородов группы C_{5+} , сокращающая время вычислений и сохраняющая приемлемый уровень точности. В данном случае в качестве изменяемого параметра выступает также молекулярный вес каждой из фракций. Наблюдаемыми параметрами являются давление начала конденсации при пластовой температуре и состав газовой и жидкой фаз при сепарации газоконденсатной пластовой смеси.

В начальных пластовых условиях газоконденсатная смесь, как правило, находится в термодинамическом равновесии. После начала разработки месторождения при снижении пластового давления термодинамическое равновесие нарушается, и начинаются фазовые превращения – выпадение отдельных углеводородов из растворенного газового состояния в жидкую фазу, т.е. конденсация тяжелых углеводородов. Это приводит к значительному изменению состава добываемой пластовой углеводородной смеси. Поэтому на таких месторождениях проводят специальные достаточно сложные и трудоемкие ГКИ.

Исследования фильтрации в докритической области

Важнейшим классом гетерогенных систем являются газированные жидкости. Газированные жидкости при давлении выше давления насыщения, как правило, исследуются как гомогенные, так как классическая теория фазовых переходов предполагает закритическое образование зародышей новой фазы [70]. Однако А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Аметов и А.Г. Ковалёв показали, что при давлении выше давления насыщения газированные системы, составленные на основе ньютоновских жидкостей при стационарной фильтрации, качественно меняют реологию (в частности расход жидкости возрастает в два-три раза), а при нестационарных исследованиях проявляют неравновесные свойства [71].

Накопленный экспериментальный материал объясняется интенсивным докритическим зародышеобразованием. Впервые подобное явление для фазового перехода «твердое тело – жидкость» обнаружено А. Уббеллоде (*англ.* A. Ubberlohde) [72] и названо предплавлением. Физические причины и соответствующий механизм докритического образования зародышей новой фазы исследованы в ряде известных работ. Так, Я.И. Френкелем [73] выдвинута теория гетерофазных флуктуаций, на основе которой им объяснены полученные к тому времени экспериментальные факты. Я.Б. Зельдович показал [74], что гетерофазные флуктуации велики там, где поверхностное натяжение между фазами стремится к нулю, а «предпереходные явления» обязаны поверхностным эффектам.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (грант 17-08-01270).

Список литературы

1. Fan Li. Understanding gas-condensate reservoirs / Li Fan, B. Harris, J. Kamath et al. // Oilfield review. – 2005. – № 17. – P. 14–27.
2. Богатырёв А.Ф. Коэффициенты взаимной диффузии углеводородных и природных газов / А.Ф. Богатырёв, Б.А. Григорьев, М.А. Незовитина. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – 156 с.
3. Брусиловский А.И. Методология и результаты применения кубических уравнений состояния для моделирования термодинамических свойств природных углеводородных флюидов / А.И. Брусиловский // Актуальные
4. Брусиловский А.И. Теория и практика обоснования свойств природных углеводородных систем: обзор. инф. / А.И. Брусиловский, А.Н. Нугаева. – М.: ИРЦ Газпром, 2008. – 112 с. – (Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений).
5. Toward a predictive model for estimating dew point pressure in gas condensate systems // Fuel processing technology. – December 2013.

6. Seto C. Analytical solutions for multicomponent, two-phase flow in porous media with double contact discontinuities / C. Seto, F. Orr // *Transport in Porous Media*. – 2009. – Vol. 78. – P. 161–183.
7. Zhiwei M. Phase behaviors of reservoir fluids with capillary effect using particle swarm optimization / M. Zhiwei. – Thuwal, Kingdom of Saudi Arabia: King Abdullah University of Science and Technology, 2013.
8. Yortsos Ya. Athanassios Stubos phase change in porous media / Ya. Yortsos, A.K. Stubos // *Current Opinion in Colloid & Interface Science*. – 2001. – № 6. – P. 208–216.
9. Булейко В.М. Закономерности фазовых превращений углеводородных смесей в нефтегазоносных пластах разрабатываемых месторождений (по экспериментальным данным): дис. ... д.т.н. / В.М. Булейко. – М., 2007.
10. Henderson G.D. The effect of velocity and interfacial tension on the relative permeability of gas condensate fluids in the wellbore region / G.D. Henderson, A. Danesh, D. Tehrani et al. // *Proc. of Symposium in Vienna, Austria, May 15–17, 1995*. – Vienna, 1995.
11. Sanaei A. Effects of non-Darcy flow and pore proximity on gas condensate production from nanopore unconventional resources / A. Sanaei, A. Jamili, J. Callard. // *Proc. of 5th International conference on porous media and their applications in science, engineering and industry (ICPM5)*, June 22–27, 2014, Kona, Hawaii. – http://dc.engconfintl.org/cgi/viewcontent.cgi?article=1030&context=porous_media_V
12. Shen P. An experimental study of the influence of interfacial tension on water-oil two-phase relative permeability / Pingping Shen, Bin Zhu, Xian-Bin Li et al. // *Transp Porous Med.* – 2010. – № 85. – Springer, 2010. – P. 505–520. – http://petroleum.mines.edu/research/emg/EMG_papers/2010-A%20Shen%20et%20al.%20TiPM.pdf
13. Calisgan H. An experimental study of near critical gas condensate relative permeability of carbonates / H. Calisgan, B. Demiral, S. Akin // *Proc. of International Symposium of the Society of Core Analysts held in Trondheim, Norway, 12–16 September, 2006*. – Trondheim, Norway, 2006.
14. Stone H.L. Estimation of three-phase relative permeability and residual oil data / H.L. Stone // *J. Canadian Petrol. Technol.* – 1973. – V. 12. – № 4. – P. 53–61.
15. Stone H.L. Probability model for estimating three-phase relative permeability / H.L. Stone // *J. Canadian Petrol. Technol.* – 1970. – V. 22. – № 2. – P. 214–218.
16. Stone H.L. Rigorous black-oil pseudofunctions / H.L. Stone // *Paper SPE 21207*. – 1991.
17. Булгакова Г.Т. Неравновесная двухфазная фильтрация / Г.Т. Булгакова, Т.А. Файзуллин, А.В. Жибер // *Матем. моделирование*. – 2006. – Т. 18. – № 10. – С. 19–38.
18. Булейко В.М. Проблема неравновесности в задачах разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов / В.М. Булейко, Г.А. Вовчук // *Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст.* – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 287–300.
19. Лобанова О.А. Неравновесное фазовое поведение углеводородных смесей. Ч. 1: Эксперименты / О.А. Лобанова, В.Р. Зубов, И.М. Индрупский // *Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности*. – 2014. – № 11. – С. 18–23.
20. Лобанова О.А. Неравновесное фазовое поведение углеводородных смесей. Ч. 2: Моделирование фильтрации / О.А. Лобанова, В.Р. Зубов, И.М. Индрупский // *Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности*. – 2014. – № 12. – С. 17–21.
21. Лобанова О.А. Неравновесность фазового поведения углеводородных систем: моделирование и масштабный эффект / О.А. Лобанова, И.М. Индрупский // *Георесурсы, геоэнергетика, геополитика*, 2012. – Вып. 1 (5). – С. 18–37.
22. Panfilova I. Non-equilibrium two-velocity effects in gas-condensate flow through porous media / I. Panfilova, M. Panfilov, S. Oladyskhin // *Proc. of 10th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery*, 2006.
23. Хасанов М.М. Нелинейные и неравновесные эффекты в реологически сложных средах / М.М. Хасанов, Г.Т. Булгакова. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. – 288 с.
24. Anderko A. Equation-of-state methods for the modeling of phase equilibria / A. Anderko // *Fluid Phase Equilibria*. – 1990. – Vol. 61. – № 1–2. – P. 145–225.
25. Harmens A. Three-parameter cubic equation of state for normal substances / A. Harmens, H. Knapp // *Ind. Eng. Chem. Fundamentals*. – 1980. – Vol. 19. – P. 291–294.
26. Heyen G. A cubic equation of state with extended range of application / G. Heyen // *Chemical Engineering Thermodynamics / S.A. Newman (ed.)*. – Ann Arbor, MI: Ann Arbor Science Publishers, 1983. – P. 175–185.
27. Droste D. Numerical computation of two-phase flow in porous media / D. Droste, F. Lindner, Ch. Mundt et al. // *Excerpt from the Proceedings of the 2013 COMSOL Conference in Rotterdam*. – Rotterdam, 2013.

28. Wu W.-Jr. Modeling non-equilibrium mass transfer effects for a gas condensate field / Wei-Jr. Wu, Peng Wang, Mojdeh Delshad et al. // SPE 39746. – 1990. – <http://www.ipt.ntnu.no/~curtis/courses/PVT-Flow/2017-TPG4145/e-notes/GC-Papers/SPE39746-Pope-GC.pdf>
29. Bennion D.B. Retrograde condensate dropout phenomena in rich gas Reservoirs / D.B. Bennion, F.B. Thomas, B. Shulmeister // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2001. – Vol. 40. – № 12. – http://labs.weatherford.com/cs/wft_labs/doc/retrograde-condensate-dropout-phenomena-in-rich-gas-reservoirs
30. Незовитина М.А. К расчету термодиффузионных постоянных трехкомпонентной газовой системы в рамках строгой кинетической теории / М.А. Незовитина, А.Ф. Богатырёв, О.А. Макеенкова // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 88–92.
31. Люгай Д.В. Особенности состава, свойств, фазовых характеристик пластовых смесей глубокозалегающих залежей нефтегазоконденсатных месторождений ПАО «Газпром» / Д.В. Люгай, В.И. Лапшин, А.Н. Волков и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 74–83.
32. Азиз Х. Математическое моделирование пластовых систем / Х. Азиз, Э. Сеттари; пер. с англ. А.В. Королева, В.П. Кестнера. – М.: Недра, 1982. – 408 с.
33. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти / М. Маскет. – М.: Гостоптехиздат, 1953. – 606 с.
34. Aziz K. Notes for petroleum reservoir simulation / K. Aziz. – Stanford, California: Stanford University, 1994. – 471 p.
35. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов / Р.Д. Каневская. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. – 140 с.
36. Жуков В.С. Изменение физических свойств коллектора как результат роста эффективного давления в процессе разработки месторождения (моделирование на примере Южно-Киринского месторождения) / В.С. Жуков, П.Ю. Иванов // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 144–148.
37. Орлов Д.М. Экспериментальное исследование влияния скорости фильтрации флюида на риск разрушения горных пород / Д.М. Орлов, А.В. Богданов, А.П. Федосеев // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 110–115.
38. Шеберстов Е.В. Особенности массопереноса в коллекторах сланцевого газа и задачи математического моделирования / Е.В. Шеберстов // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 52–59.
39. Люгай Д.В. Спинодаль углеводородных смесей / Д.В. Люгай, М.Е. Зайцев, В.А. Истомин // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 30–37.
40. Розенберг М.Д. Многофазная многокомпонентная фильтрация при добыче нефти и газа / М.Д. Розенберг, С.А. Кундин. – М.: Недра, 1976. – 335 с.
41. Ahmed T. A practical equation of state / T. Ahmed // SPE Reservoir Engineering. – 1991. – Vol. 6. – № 1. – P. 137–146.
42. Abbott M.M. Cubic equations of state / M.M. Abbott // AIChE Journal. – 1973. – V. 19. – № 3. – P. 596–601.
43. Беляков М.Ю. Масштабное уравнение состояния многокомпонентных смесей в окрестности критической точки «жидкость-пар» / М.Ю. Беляков, Е.Е. Городецкий, В.Д. Куликов и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 21–29.
44. Герасимов А.А. Анализ точности расчета термодинамических свойств природных углеводородов и сопутствующих газов по обобщенным кубическим уравнениям состояния / А.А. Герасимов, И.С. Александров, Б.А. Григорьев и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 5–13.
45. Moses P.L. Engineering applications of phase behavior of crude oil and condensate systems / P.L. Moses // JPT. – 1986. – № 715.
46. Schulte A.M. Compositional variations within a hydrocarbon column due to gravity / A.M. Schulte // SPE 9235. – 1980.
47. Брусиловский А.И. Моделирование термодинамических свойств нефтяных и газоконденсатных систем /

- А.И. Брусиловский // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 11. – С. 43–47.
48. Брусиловский А.И. Свойства природных углеводородных систем в околокритическом состоянии: обзор. инф. / А.И. Брусиловский, А.В. Назаров, Г.В. Петров и др. – М.: ИРЦ Газпром, 1998. – 56 с. – (Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений).
49. Дзюбенко А.И. Моделирование фазового равновесия пластовых углеводородных систем критического состояния: эксп. инф. / А.И. Дзюбенко, В.В. Юшкин // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: реферативный сб. – М.: ВНИИЭгазпром, 1980. – № 9. – С. 7–14.
50. Whitson C.H. Phase behavior / C.H. Whitson, M.R. Brule // SPE Monograph. – Richardson, Texas, 2000. – Vol. 20. – 233 p.
51. McCain W.D., Jr. The properties of petroleum fluids / W.D. McCain Jr. – 2nd ed., revised. – Pen Well Publ. Co., 1990.
52. Рид Р. Свойства газов и жидкостей / Р. Рид, Дж. Прауснитц, Т. Шервуд. – Л.: Химия, 1982. – 592 с.
53. Островская Т.Д. Особенности фазовых превращений пластовых углеводородных систем в условиях АВПД / Т.Д. Островская, А.И. Гриценко, В.В. Радченко // Актуальные проблемы освоения, разработки и эксплуатации месторождений природного газа: сб. науч. ст. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2003. – С. 329–340.
54. Долгушин Н.В. Исследование природных газоконденсатных систем: метод. рук. / Н.В. Долгушин, Ю.М. Корчажин, Д.З. Сагитова. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 1994. – 257 с.
55. Волков А.Н. К вопросу экспериментального исследования околокритических углеводородных систем / А.Н. Волков, Н.В. Долгушин, В.В. Смирнов // Изучение углеводородных систем сложного состава: сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2000. – С. 162–170.
56. Мискевич В.Е. Влияние пористой среды на фазовые превращения газоконденсатных систем / В.Е. Мискевич // Проблемы нефти и газа Тюмени. – 1980. – Вып. 47. – С. 47–51.
57. Норман Г.Э. Атомистическое моделирование пластовых систем месторождений углеводородов / Г.Э. Норман, В.В. Писарев, В.В. Стегайлов // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 161–165.
58. Гуревич Г.Р. Аналитические методы определения коэффициента сжимаемости газоконденсатных смесей / Г.Р. Гуревич // Известия вузов. Сер. Нефть и газ. – 1977. – № 2. – С. 69–72.
59. Асланов Ш.С. Экспериментальное исследование дифференциальной конденсации газоконденсатной системы при наличии и отсутствии пористой среды / Ш.С. Асланов, Е.И. Петрушевский // Известия вузов. Сер. Нефть и газ. – 1974. – № 10. – С. 108–112.
60. Гуревич Г.Р. Оценка коэффициента извлечения конденсата при разработке газоконденсатных месторождений на истощение / Г.Р. Гуревич, С.Л. Критская // Геология нефти и газа. – 1979. – № 5. – С. 50–55.
61. Гуревич Г.Р. Влияние неуглеводородных компонентов на величину давления начала конденсации / Г.Р. Гуревич, И.А. Леонтьев, Л.Я. Непомнящий // Газовая промышленность. – 1982. – № 9. – С. 23–24.
62. Леонтьев И.А. Влияние различных компонентов на давление начала конденсации пластовых смесей / И.А. Леонтьев, Л.Я. Непомнящий // Теория и практика разработки газовых и газоконденсатных месторождений с низкопроницаемыми коллекторами. – М.: ВНИИГАЗ, 1987. – С. 109–113.
63. Новопашин В.Ф. Сравнение методик термодинамического исследования пластовых флюидов / В.Ф. Новопашин, Ю.А. Филиппова, Д.С. Ваганов // М-лы 4-й Сибирской международной конференции молодых ученых по наукам о Земле. – Новосибирск, 2008.
64. Уолш М. Первичные методы разработки месторождений углеводородов / М. Уолш, Л. Лейк. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2008. – 672 с.
65. Фатеев Д.Г. Исследование фазового поведения газоконденсатных смесей в условиях аномально высокого пластового давления / Д.Г. Фатеев. – Тюмень, 2014.
66. Швидлер М.И. Одномерная фильтрация несмешивающихся жидкостей / М.И. Швидлер, Б.И. Леви. – М.: Недра, 1970. – 156 с.
67. Hamoodi A.N. Compositional modeling of two-phase hydrocarbon reservoirs / A.N. Hamoodi, A.F. Abed, A. Firoozabadi // Canadian Journal of Petroleum Technology. – 2001. – March. – P. 49–60. – <https://www.eng.yale.edu/aflab/archive/pdf/hydrocarbon.pdf>
68. Pedersen K.S. Phase behavior of petroleum reservoir fluids / K.S. Pedersen, P.L. Christensen. – CRC Press Taylor&Francis Group, 2007.
69. Фатеев Д.Г. Способ корректировки молекулярной массы C_{5+} при создании моделей газоконденсатных систем / Д.Г. Фатеев, А.Г. Козубовский, А.Д. Ефимов // Известия вузов. Сер. Нефть и газ. – 2012. – № 5. – С. 64–69.

70. Сулейманов Б.А. Особенности фильтрации гетерогенных систем / Б.А. Сулейманов. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 356 с.
71. Мирзаджанзаде А.Х. Физика нефтяного и газового пласта / А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Аметов, А.Г. Ковалев. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. – 280 с.
72. Уббелоде А. Плавление и кристаллическая структура / А. Уббелоде. – М.: Наука, 1975. – 279 с.
73. Френкель Я.И. Кинетическая теория жидкостей / Я.И. Френкель. – Л.: Наука, 1975. – 592 с.
74. Зельдович Я.Б. Избранные труды. Химическая физика и гидродинамика / Я.Б. Зельдович. – М.: Наука, 1984. – С. 107–122.

Review of state-of-art theoretical works on filtration in hydrocarbon systems

B.A. Grigoryev¹, V.V. Kachalov², Yu.V. Pazyuk², V.N. Sokotushenko^{2,3*}

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Est. 15, Proyecktiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

² Joint Institute for High Temperatures of the Russian Academy of Sciences, Bld. 13, Est. 2, Izhorskaya street, Moscow, 125412, Russian Federation

³ “Dubna” State University, Bld. 19, Universitetskaya street, Dubna, Moscow Region, 141980, Russian Federation

* E-mail: sokotushenko@mail.ru

Abstract. At introduction of abstractions aimed at modelling filtration in porous media one must consider different structural features of hydrocarbon mixtures. Abundance of a mixture and quality of its components vary in conditions of filtration. For correspondent problems such processes of phase transitions as condensation and evaporation are important. At the same time, the main effects, which determine mixture motion, are the inequilibrium joint movement of several liquid phases, molecular and convective diffusion in dissolved phases of components, absorption of a solid phase or sorption of the components and mass exchange between the phases.

There are various engineering approaches to creation of adequate multicomponent thermodynamic models. They are determined with a type of a mixture (if it is reservoir oil or a gas-condensate mixture), with presence or absence of data on fractional distillation of degassed hydrocarbon fluid, with supposed method for development of a reservoir, and with necessity of detailed forecast for component composition of a product. Commonly, while modelling a gas-condensate mixture, researches include the so-called pure components (nitrogen, carbon dioxide, hydrogen sulfide, methane, ethane, propane, butanes) into the first group. The second group consisting of C₅₊ hydrocarbons, is divided to fractions, an each fraction is being considered as a component of a system. Such method allows for precise accounting of potential volumetric content of stable condensate in a bedded gas and physical-chemical characteristics of the degassed condensate.

Keywords: multiphase filtration, permeability to phase, math modelling, oscillations in porous media.

References

1. FAN, Li., B. HARRIS, J. KAMATH et al. Understanding gas-condensate reservoirs. *Oilfield Review*. 2005, no. 17, pp. 14–27. ISSN 0923-1730.
2. BOGATYREV, A.F., B.A. GRIGORYEV and M.A. NEZOVITINA. *Mutual-diffusion factors for hydrocarbon and natural gases* [Koeffitsiyenty vzaimnoy diffuzii uglevodorodnykh i prirodnykh gazov]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. (Russ.).
3. BRUSILOVSKY, A.I. Methodology and results of using cubic equations of state for modeling thermodynamic properties of natural hydrocarbon fluids [Metodologiya i rezultaty primeneniya kubicheskikh uravneniy sostoyaniya dlya modelirovaniya termodinamicheskikh svoystv prirodnykh uglevodorodnykh fluidov]. In: *Relevant issues of studies of hydrocarbon fields formations* [Aktualnyye voprosy issledovaniy plastovyykh system mestorozhdeniy uglevodorodov]: collection of sci. articles in 2 pts. 2011, pt. 2, pp. 150–165. (Russ.).
4. BRUSILOVSKY, A.I. and A.N. NUGAYEVA. Theory and practice in substantiation of natural hydrocarbon systems [Teoriya i praktika obosnovaniya prirodnykh uglevodorodnykh system]: review. In: *Geologiya, Bureniye, Razrabotka i Eksploatatsiya Gazovykh i Gazokondensatnykh Mestorozhdeniy series*. Moscow: IRTs Gazprom, 2008. (Russ.).
5. Toward a predictive model for estimating dew point pressure in gas condensate systems. *Fuel processing technology*. December 2013. ISSN 0378-3820.
6. SETO, C. and F. ORR. Analytical solutions for multicomponent, two-phase flow in porous media with double contact discontinuities. *Transport in Porous Media*. 2009, vol. 78, pp. 161–183. ISSN 0169-3913.
7. ZHIWEI, M. *Phase behaviors of reservoir fluids with capillary effect using particle swarm optimization*. Thuwal, Kingdom of Saudi Arabia: King Abdullah University of Science and Technology, 2013.

8. YORTSOS, Ya. and A.K. STUBOS. Athanassios stubos phase change in porous media. *Current Opinion in Colloid & Interface Science*. 2001, no. 6, pp. 208–216. ISSN 1359-0294.
9. BULEYKO, V.M. *Patterns of phase transitions for hydrocarbon mixtures in oil-gas-bearing reservoirs of fields being developed (according to experimental data)* [Zakonomernosti fazovykh prevrashcheniy uglevodorodnykh smesey v neftegazonosnykh plastakh razrabatyvayemykh mestorozhdeniy (po eksperimentalnym dannym)]. Dr. Sci. (Eng.) thesis. Gubkin Russian State University of Oil and Gas. Moscow, 2007. (Russ.).
10. HENDERSON, G.D., A. DANESH, D. TEHRANI et al. The effect of velocity and interfacial tension on the relative permeability of gas condensate fluids in the wellbore region. In: *Proc. of Symposium in Vienna, Austria, May 15–17, 1995*.
11. SANAEI, A., A. JAMILI, J. CALLARD. Effects of non-Darcy flow and pore proximity on gas condensate production from nanopore unconventional resources. In: *Proc. of 5th International conference on porous media and their applications in science, engineering and industry (ICPM5), June 22–27, 2014, Kona, Hawaii* [online] [viewed 20 March 2017]. Available from: http://dc.engconfintl.org/cgi/viewcontent.cgi?article=1030&context=porous_media_V
12. SHEN, P., Bin ZHU, Xian-Bin LI et al. An experimental study of the influence of interfacial tension on water-oil two-phase relative permeability. *Transp Porous Med* [online]. 2010, no. 85, pp. 505–520 [viewed 23 February 2017]. Available from: DOI 10.1007/s11242-010-9575-y.
13. CALISGAN, H., B. DEMIRAL, S. AKIN. An experimental study of near critical gas condensate relative permeability of carbonates. In: *Proc. of International Symposium of the Society of Core Analysts held in Trondheim, Norway, 12–16 September, 2006*.
14. STONE, H.L. Estimation of three-phase relative permeability and residual oil data. *J. Canadian Petrol. Technol.* 1973, vol. 12, no. 4, pp. 53–61. ISSN 0021-9487.
15. STONE, H.L. Probability model for estimating three-phase relative permeability. *J. Canadian Petrol. Technol.* 1970, vol. 22, no. 2, pp. 214–218. ISSN 0021-9487.
16. STONE, H.L. *Rigorous black-oil pseudofunctions*. Paper SPE 21207. 1991.
17. BULGAKOVA, G.T., T.A. FAYZULIN, A.V. ZHIBER. Disbalanced bi-phase filtration [Neravnovesnaya dvukhfaznaya filtratsiya]. *Matematicheskoye modelirovaniye*. 2006, vol. 18, no. 10, pp. 19–38. ISSN 0234-0879. (Russ.).
18. BULEYKO, V.N. and G.A. VOVCHUK. Issue of non-equilibrium in tasks for development of stranded hydrocarbon reserves [Problema neravnovesnosti v zadachakh razrabotki trudnoizvlekayemykh zapasov uglevodorodov]. In: *Relevant issues of studies of hydrocarbon fields formations* [Aktualnyye voprosy issledovaniy plastovykh system mestorozhdeniy uglevodorodov]: collection of sci. articles. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2010, pp. 287–300. (Russ.).
19. LOBANOVA, O.A., V.R. ZUBOV, I.M. INDRUPSKIY. Non-equilibrium phase behavior of hydrocarbon mixtures. Pt. 1: Experiments [Neravnovesnoye fazovoye povedeniye uglevodorodnykh smesey. Pt. 1: Experimenty]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz v nefrtyanoy promyshlennosti*. 2014, no. 11, pp. 18–23. ISSN 0132-2222. (Russ.).
20. LOBANOVA, O.A., V.R. ZUBOV, I.M. INDRUPSKIY. Non-equilibrium phase behavior of hydrocarbon mixtures. Pt. 2: Simulation of filtration [Neravnovesnoye fazovoye povedeniye uglevodorodnykh smesey. Pt. 2: Modelirovaniye filtratsii]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz v nefrtyanoy promyshlennosti*. 2014, no. 12, pp. 17–21. ISSN 0132-2222. (Russ.).
21. LOBANOVA, O.A., I.M. INDRUPSKIY. Disbalance in phase behavior of hydrocarbon systems: simulation and scale effect [Neravnovesnost fazovogo povedeniya uglevodorodnykh system: modelirovaniye i masshtabnyy effect]. *Georesursy, geoenergetika, geopolitika*. 2012, iss. 1(5), pp. 18–37. ISSN 2078-5712. (Russ.).
22. PANFILOVA, I., M. PANFILOV and S. OLADYSHKIN. Non-equilibrium two-velocity effects in gas-condensate flow through porous media. In: *Proc. of European Conference on the Mathematics of Oil Recovery*. 2006, no. 10.
23. KHASANOV, M.M. and G.T. BULGAKOVA. *Non-linear and non-equilibrium effects in rheologically complicated media* [Nelineynyye i neravnovesnyye efekty v reologicheskii slozhnykh sredakh]. Moscow and Izhevsk: Institut kompyuternykh issledovaniy, 2003. (Russ.).
24. ANDERKO, A. Equation-of-state methods for the modeling of phase equilibria. *Fluid Phase Equilibria*. 1990, vol. 61, no. 1–2, pp. 145–225. ISSN 0378-3812.
25. HARMENS, A. and H. KNAPP. Three-parameter cubic equation of state for normal substances. *Ind. Eng. Chem. Fundamentals*. 1980, vol. 19, pp. 291–294. ISSN 0196-4313.
26. HEYEN, G. A cubic equation of state with extended range of application. In: *Chemical Engineering Thermodynamics*. S.A. NEWMAN (ed.). Ann Arbor, MI: Ann Arbor Science Publishers, 1983, pp. 175–185.
27. DROSTE, D., F. LINDNER, Ch. MUNDT et al. *Numerical computation of two-phase flow in porous media*. Excerpt from the Proc. of the 2013 COMSOL Conference in Rotterdam.
28. WU, W.-Jr., Peng WANG, Mojdeh DELSHAD et al. *Modeling non-equilibrium mass transfer effects for a gas condensate field*. SPE 39746 [online]. 1990. [Viewed on 19 January 2017]. Available from: <http://www.ipt.ntnu.no/~curtis/courses/PVT-Flow/2017-TPG4145/e-notes/GC-Papers/SPE39746-Pope-GC.pdf>
29. BENNION, D.B., F.B. THOMAS and B. SHULMEISTER. Retrograde condensate dropout phenomena in rich gas Reservoirs. *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 2001, vol. 40, no. 12. ISSN 0021-9487.

- Available from: http://labs.weatherford.com/cs/wft_labs/doc/retrograde-condensate-dropout-phenomena-in-rich-gas-reservoirs
30. NEZOVITINA, M.A., A.F. BOGATYREV, O.A. MAKEYENKOVA. About the calculation of thermal diffusion factors for ternary gas system in the context of rigorous kinetic theory [K raschetu termodiffuzionnykh postoyannykh trekhkomponentnoy gazovoy sistemy v ramkakh strogoy kineticheskoy teorii]. *Vesti gazovoy nauki*. Actual issues in research of stratal hydrocarbon systems [Aktualnyye voprosy issledovaniy plastovyykh system mestorozhdeniy uglevodorodov]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015, no. 4(24), pp. 88–92. ISSN 2306-8949. (Russ.).
 31. LYUGAY, D.V., V.I. LAPSHIN, A.N. VOLKOV et al. Peculiarities of structure, properties and phase characteristics of stratal mixtures of deep-seated oil-gas-condensate deposits at PAO «Gazprom» fields [Osobennosti sostava, svoystv, fazovyykh kharakteristik plastovyykh smesey glubokozalegayushchikh zalezhey neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy PAO «Gazprom»]. *Vesti gazovoy nauki*. Actual issues in research of stratal hydrocarbon systems [Aktualnyye voprosy issledovaniy plastovyykh system mestorozhdeniy uglevodorodov]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015, no. 4(24), pp. 74–83. ISSN 2306-8949. (Russ.).
 32. AZIZ, K. and A. SETTARI. *Petroleum reservoir simulation*. Translated from English by A.V. Korolev and V.P. Kestner. Moscow: Nedra, 1982. (Russ.).
 33. MUSKAT, M. *Physical principles of oil production*. Abridged translation from English by M.A. Geyman. Moscow: Gostoptekhizdat, 1953. (Russ.).
 34. AZIZ, K. *Notes for petroleum reservoir simulation*. Stanford, California: Stanford University, 1994.
 35. KANEVSKAYA, R.D. *Mathematical simulation of hydrodynamic processes within development of hydrocarbon fields* [Matematicheskoye modelirovaniye gidrodinamicheskikh protsessov razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov]. Moscow and Izhevsk: Institut kompyuternyykh issledovaniy, 2002. (Russ.).
 36. ZHUKOV, V.S., and P.Yu. IVANOV. Changing in physical properties of a reservoir caused by increase of effective pressure at a field being developed (modelling on example of the Yuzhno-Kirinskoye field) [Izmeneniye fizicheskikh svoystv kollektora kak rezultat rosta effektivnogo davleniya v protsesse razrabotki mestorozhdeniya (medelirovaniye na primere Yuzhno-Kirinskogo mestorozhdeniya)]. *Vesti gazovoy nauki*: Actual issues in research of stratal hydrocarbon systems [Aktualnyye voprosy issledovaniy plastovyykh sistem mestorozhdeniy uglevodorodov]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015, no. 4(24), pp. 144–148. ISSN 2306-8949. (Russ.).
 37. ORLOV, D.M., A.V. BOGDANOV, A.P. FEDOSEEV. Experimental investigation of flow velocity influence on rock fracturing [Eksperimentalnoye issledovaniye vliyaniya skorosti filtratsii fluida na risk razrusheniya gornyykh porod]. *Vesti gazovoy nauki*: Actual issues in research of stratal hydrocarbon systems [Aktualnyye voprosy issledovaniy plastovyykh sistem mestorozhdeniy uglevodorodov]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015, no. 4(24), pp. 110–115. ISSN 2306-8949. (Russ.).
 38. SHEBERSTOV, Ye.V. Features of mass transfer in collectors of shale gas and problems of mathematical modelling [Osobennosti massoperenosa v kollektorakh slanstsevoogo gaza i zadachi matematicheskogo modelirovaniya]. *Vesti gazovoy nauki*: Actual issues in research of stratal hydrocarbon systems [Aktualnyye voprosy issledovaniy plastovyykh sistem mestorozhdeniy uglevodorodov]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015, no. 4(24), pp. 52–59. ISSN 2306-8949. (Russ.).
 39. LYUGAY, D.V., M.Ye. ZAYTSEV and V.A. ISTOMIN. Spinodal of hydrocarbon mixtures [Spinodal uglevodorodnykh smesey]. *Vesti gazovoy nauki*: Actual issues in research of stratal hydrocarbon systems [Aktualnyye voprosy issledovaniy plastovyykh sistem mestorozhdeniy uglevodorodov]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015, no. 4(24), pp. 30–37. ISSN 2306-8949. (Russ.).
 40. ROZENBERG, M.D. and S.A. KUNDIN. *Multiphase multicomponent filtration at petroleum and gas production* [Mnogofaznaya mnogokomponentnaya filtratsiya pri dobyche nefi i gaza]. Moscow: Nedra, 1976. (Russ.).
 41. AHMED, T. A practical equation of state. *SPE Reservoir Engineering*. 1991, vol. 6, no. 1, pp. 137–146.
 42. ABBOTT, M.M. Cubic equations of state. *AIChE Journal*. 1973, vol. 19, no. 3, pp. 596–601. ISSN 0001-1541.
 43. BELYAKOV, M.Yu., Ye.Ye. GORODETSKIY, V.D. KULIKOV et al. Scaled equation of state for multicomponent mixtures in the vicinity of liquid-vapor critical point [Masshtabnoye uravneniye sostoyaniya mnogokomponentnykh smesey v okrestnosti kriticheskoy tochki “zhidkost-par”. *Vesti gazovoy nauki*: Actual issues in research of stratal hydrocarbon systems [Aktualnyye voprosy issledovaniy plastovyykh sistem mestorozhdeniy uglevodorodov]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015, no. 4(24), pp. 21–29. ISSN 2306-8949. (Russ.).
 44. GERASIMOV, A.A., I.S. ALEKSANDROV, B.A. GRIGORYEV et al. The analysis of accuracy of calculations related to thermodynamic properties of natural hydrocarbons and accompanying gases using the generalized cubic equations of state [Analiz tochnosti rascheta termodinamicheskikh svoystv prirodnykh uglevodorodov i soputstvuyushchikh gazov po obobshchennym kubicheskim uravneniyam sostoyaniya]. *Vesti gazovoy nauki*: Actual issues in research of stratal hydrocarbon systems [Aktualnyye voprosy issledovaniy plastovyykh sistem mestorozhdeniy uglevodorodov]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015, no. 4(24), pp. 5–13. ISSN 2306-8949. (Russ.).
 45. MOSES, P.L. Engineering applications of phase behavior of crude oil and condensate systems. *JPT*. 1986, no. 715. ISSN 0149-2136.

46. SCHULTE, A.M. *Compositional variations within a hydrocarbon column due to gravity*. SPE 9235. 1980.
47. BRUSILOVSKIY, A.I. Modelling thermodynamic properties of petroleum and gas-condensate systems [Modelirovaniye termodinamicheskikh svoystv neftyanykh i gazokondensatnykh sistem]. *Neftyanoye khozyaystvo*. 1997, no. 11, pp. 43–47. ISSN 0028-2448. (Russ.).
48. BRUSILOVSKIY, A.I., A.V. NAZAROV, G.V. PETROV et al. Properties of natural hydrocarbon systems being in near-critical state [Svoystva prirodnykh uglevodorodnykh system v okolokriticheskom sostoyanii]: review. *Series “Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy”*. Moscow: IRTs Gazprom, 1998. (Russ.).
49. DZYUBENKO, A.I. and V.V. YUSHKIN. Simulation of phase equilibrium for hydrocarbon systems in critical state [Modelirovaniye fazovogo ravnovesiya plastovykh uglevodorodnykh system kriticheskogo sostoyaniya]. In: *Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy: abstract collection*. Moscow: VNIIGazprom, 1980, no. 9, pp. 7–14. (Russ.).
50. WHITSON, C.H. and M.R. BRULE. Phase behavior. *SPE Monograph*. Richardson, Texas, 2000, vol. 20.
51. MCCAIN, W.D., Jr. *The properties of petroleum fluids*. 2nd ed., revised. Pen Well Publ. Co., 1990.
52. REID, R.C., J.M. PRAUSNITZ, Th.K. SHERWOOD. *The properties of gases and liquids*. 3^d ed. McGraw-Hill, Inc., 1977.
53. OSTROVSKAYA, T.D., A.I. GRITSENKO, V.V. RADCHENKO. Features of phase transitions in bedded hydrocarbon systems under abnormally high reservoir pressure [Osobennosti fazovykh prevrashcheniy plastovykh uglevodorodnykh system v usloviyakh AVDP]. In: *Actual issues in exploration, development and operation of natural-gas fields* [Aktualnyye problemy osvoyeniya, razrabotki i ekspluatatsii mestorozhdeniy prirodno go gaza]: collected papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2003, p. 329–340. (Russ.).
54. DOLGUSHIN, N.V., Yu.M. KORCHAZHIN and D.Z. SAGITOVA. *Exploration of natural gas-condensate systems* [Issledovaniye prirodnykh gazokondensatnykh sistem]: guidance. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 1994. (Russ.).
55. VOLKOV, A.N., N.V. DOLGUSHIN and V.V. SMIRNOV. To experimental research of near-critical hydrocarbon systems [K voprosy eksperimentalnogo issledovaniya okolokriticheskikh uglevodorodnykh sistem]. In: *Studying hydrocarbon systems of complex composition* [Izucheniye uglevodorodnykh sistem slozhnogo sostava]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2000, pp. 162–170. (Russ.).
56. MISKEVICH, V.Ye. Impact of a porous medium to phase transitions of gas-condensate systems [Vliyaniye poristoy sredy na fazovyye prevrashcheniya gazokondensatnykh sistem]. *Problemy nefi i gaza Tyumeni*. 1980, iss. 47, pp. 47–51. ISSN 0320-0124. (Russ.).
57. NORMAN, G.E., V.V. PISAREV, V.V. STEGAYLOV. Atomistic modelling of the hydrocarbon fields’ stratal systems [Atomisticheskoye modelirovaniye plastovykh sistem mestorozhdeniy uglevodorodov]. *Vesti gazovoy nauki*: Actual issues in research of stratal hydrocarbon systems. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015, no. 4(24), pp. 161–165. ISSN 2306-8949. (Russ.).
58. GUREVICH, G.R. Analytic methods for determination of compressibility factors for gas-condensate mixtures [Anoliticheskiye metody opredeleniya koeffitsiyenta szhimayemosti gazokondensatnykh smesey]. *Izvestiya vuzov. Neft i gaz*. 1977, no. 2, pp. 69–72. ISSN 0445-0108. (Russ.).
59. ASLANOV, Sh.S. and Ye.I. PETRUSHEVSKIY. Experimental study of differential condensation in a gas-condensate system in presence and in absence of a porous medium [Eksperimentalnoye issledovaniye differentsialnoy kondensatsii gazokondensatnoy sistemy pri nalichii i otsutstvii poristoy sredy] *Izvestiya vuzov. Neft i gaz*. 1974, no. 10, pp. 108–112. ISSN 0445-0108. (Russ.).
60. GUREVICH, G.R. and S.L. KRITSKAYA. Evaluation of condensate recovery factor at development of gas-condensate fields up to depletion [Otsenka koeffitsiyenta izvlecheniya kondensata pri razrabotke gazokondensatnykh mestorozhdeniy na istoshcheniye]. *Geologiya nefi i gaza*. 1979, no. 5, pp. 50–55. ISSN 0016-7894. (Russ.).
61. GUREVICH, G.R., I.A. LEONTYEV, L.Ya. NEPOMNYASHCHIY. Impact of non-hydrocarbon components to dewpoint pressure [Vliyaniye neuglevodorodnykh komponentov na velichiny davleniya nachala kondensatsii]. *Gazovaya promyshlennost*. 1982, no. 9, pp. 23–24. ISSN 0016-5581. (Russ.).
62. LEONTYEV, I.A. and L.Ya. NEPOMNYASHCHIY. The way different components affect dewpoint pressures of reservoir mixtures [Vliyaniye razlichnykh komponentov na davleniye nachala kondensatsii plastovykh smesey]. In: *Theory and practice in development of gas and gas-condensate fields with low-permeable reservoirs* [Teoriya i praktika razrabotki gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy s nizkopronitsayemyimi kollektorami]: collected papers. Moscow: VNIIGAZ, 1987, pp. 109–113. (Russ.).
63. NOVOPASHIN, V.F., Yu.A. FILIPPOVA and D.S. VAGANOV. Comparison of procedures for thermodynamic research of reservoir fluids [Sravneniye metodik termodinamicheskogo issledovaniya plastovykh fluidov]. In: *Proc. of International Siberian Earth Sciences Conference of Young Researches*. Novosibirsk, 2008, no. 4. (Russ.).
64. WALSH, M.P. and L.W. LAKE. *A generalized approach to primary hydrocarbon recovery*. Amsterdam, Elsevier, 2003.
65. FATEYEV, D.G. *Studying phase behavior of gas-condensate mixtures under abnormally high reservoir pressure* [Issledovaniye fazovogo povedeniya gazokondensatnykh smesey v usloviyakh anomalno vysokogo plastovogo davleniya]. Tyumen, 2014. (Russ.).

66. SHVIDLER, M.I. and B.I. LEVI. *1D filtration of immiscible liquids* [Odnomernaya filtratsiya nesmeshivayushchikhsya zhidkostey]. Moscow: Nedra, 1970. (Russ.).
67. HAMOODI, A.N., A.F. ABED and A. FIROOZABADI. Compositional modeling of two-phase hydrocarbon reservoirs. *Canadian Journal of Petroleum Technology*. 2001, March, pp. 49–60. ISSN 0021-9484. Available from: <https://www.eng.yale.edu/aflab/archive/pdf/hydrocarbon.pdf>
68. PEDERSEN, K.S. and P.L. CHRISTENSEN. *Phase behavior of petroleum reservoir fluids*. CRC Press Taylor&Francis Group, 2007.
69. FATEYEV, D.G., A.G. KOZUBOVSKIY and A.D. YEFIMOV. Method for correction of C_{5+} molecular mass at creation of models for gas-condensate systems [Sposob korrektyrovki molekulyarnoy massy C_{5+} pri sozdanii modeley gazokondensatnykh system]. *Izvestiya vuzov. Neft i gaz*. 2012, no. 5, pp. 64–69. ISSN 0445-0108. (Russ.).
70. SULEYMANOV, B.A. *Features of filtration in heterogeneous systems* [Osobennosti filtratsii geterogennykh system]. Moscow and Izhevsk: Institut kompyuternykh issledovaniy, 2006. (Russ.).
71. MIRZADZHANZADE, A.Kh., I.M. AKHMETOV, A.G. KOVALEV. *Physics of petroleum and gas reservoir* [Fizika neftyanogo i gazovogo plasta]. Moscow and Izhevsk: Institut kompyuternykh issledovaniy, 2005. (Russ.).
72. UBBELOHDE, A.R. *Melting and crystal structure*. Oxford: Clarendon Press, 1965.
73. FRENKEL, Ya.I. *Kinetic theory for liquids* [Kineticheskaya teoriya zhidkostey]. Leningrad, Nauka, 1975. (Russ.).
74. ZELDOVICH, Ya.B. *Selecta. Chemical physics and hydrodynamics* [Izbrannyye trudy. Khimicheskaya fizika i gidrodinamika]. Moscow: Nauka, 1984, pp. 107–122. (Russ.).

К ЗАЩИТЕ ДИССЕРТАЦИЙ

УДК 622.279 (470.3)

Контроль газоконденсатной характеристики на поздней стадии разработки месторождений Тимано-Печорской провинции

М.В. Галкина¹, Л.В. Юнусова¹

¹ Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1-а

* E-mail: m.galkina@sng.vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Разработка нефтегазоконденсатных месторождений осуществляется, как правило, в режиме естественного истощения с первоочередным дренированием газонасыщенной части. Развитие процессов двухфазной фильтрации обуславливает выделение двух групп скважин – «сухого поля» и с дополнительным притоком жидких пластовых флюидов, приобретающих индивидуальную газоконденсатную характеристику.

В условиях значительной дифференциации состава и свойств добываемой углеводородной продукции в дополнение к стандартному комплексу газоконденсатных исследований необходимо осуществлять ее отдельный учет. Детализированная разбивка потоков особенно востребована для месторождений, разрабатываемых с применением технологий доизвлечения выпавшего в пласте конденсата. Это требует комплексирования различных методов исследований для обеспечения выполнения недропользователем условий лицензионного соглашения по учету и контролю выработки запасов углеводородного сырья.

Рассмотрен опыт решения обозначенных задач, возникших при контроле газоконденсатной характеристики нефтегазоконденсатных месторождений Тимано-Печорской провинции, разрабатываемых на режиме естественного истощения.

В отечественной газопромысловой практике разработка нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ) осуществляется преимущественно на режиме естественного истощения. Опыт разработки месторождений Тимано-Печорской провинции показал, что наиболее характерной и отличительной особенностью глубокозалегающих НГКМ является поступление в газоконденсатные скважины жидких пластовых флюидов (ЖПФ), особенно на поздней стадии разработки в условиях низких давлений и высоких температур сепарации газа.

Развитие процессов двухфазной фильтрации обуславливает выделение двух групп скважин: 1) «сухого поля» и 2) с дополнительным притоком ЖПФ. Для первой группы состав и свойства продукции, представляющей собой пластовый газ, определяются текущими термобарическими условиями и закономерно изменяются при снижении пластового давления. На состав и свойства продукции второй группы скважин существенно влияют количественная и качественная характеристики ЖПФ, которые могут представлять собой выпавший (ретроградный) конденсат, нефть или их смесь.

Продукция добывающих скважин с дополнительным притоком жидких углеводородов (ЖУВ) являет собой смесь, разнообразную с точки зрения цвета, состава и свойств. При поступлении ЖПФ фиксируются существенное превышение прогнозного значения содержания конденсата в пластовом газе при аналогичном пластовом давлении и утяжеление состава и свойств добываемых ЖУВ, т.е. появление в их составе масел, парафинов и асфальтосмолистых веществ (рис. 1). Процессы фильтрации ЖПФ часто развиваются непредсказуемо и приводят к приобретению скважинами индивидуальной газоконденсатной характеристики. Изменение количественной

Ключевые слова: газоконденсатная характеристика, состав добываемой продукции, пластовые жидкие флюиды, сухой газ, углеводороды C_{5+} .

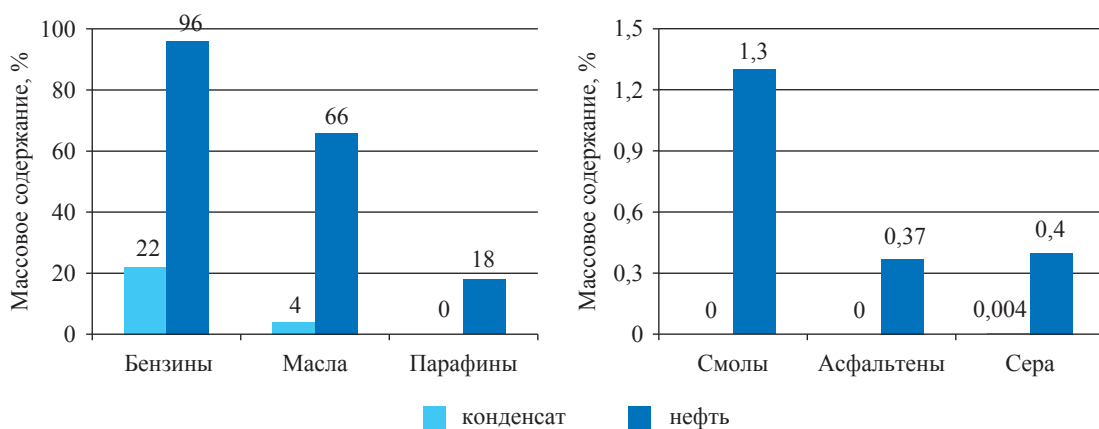


Рис. 1. Физико-химическая характеристика жидкой составляющей в продукции скважин с дополнительным притоком ЖПФ

и качественной характеристик поступающих ЖУВ во времени может носить самый различный характер.

Получение необходимой информации о текущих составах добываемого газа, содержания в нем углеводородов C_{5+} , а также количественную и качественную оценку ЖУВ, дополнительно поступающих в составе продукции, обеспечивает мониторинг газоконденсатной характеристики разрабатываемых месторождений. На основе получаемых данных осуществляют контроль разработки месторождений, прогнозируют уровни добычи углеводородов, составляют балансы извлечения полезных ископаемых из недр. Мониторинг газоконденсатной характеристики залежи включает комплекс лабораторных и промышленных исследований, выполняемых с целью определения количественной и качественной характеристик пластовых флюидов.

Состав добываемого газа рассчитывается по составам разделенных через сепарационную установку потоков (газ сепарации; нестабильные жидкие флюиды, которые после дегазации представляют собой смесь конденсата пластового газа, ретроградного конденсата и пластовой нефти). Учет углеводородного сырья проводится на основании содержания в составе добываемой продукции сухого газа (C_1-C_4 плюс неуглеводородные газовые компоненты) и конденсата (углеводороды C_{5+}). Индивидуальный компонентный состав газов сепарации, дегазации и пластового газа определяется до C_4 включительно, компоненты от C_5 и выше объединяются в группу C_{5+} (сложный псевдокомпонент) [1].

В условиях значительной дифференциации состава и свойств в дополнение к стандартному комплексу газоконденсатных исследований необходимо осуществлять отдельный учет добываемой углеводородной продукции. Модель состава добываемой продукции скважин «сухого поля» состоит из газовых компонентов и конденсата пластового газа – компонентов C_{5+} , содержащихся в газовой фазе (рис. 2). Но кроме этого на поздней стадии разработки в скважины поступают и ЖПФ: ретроградный конденсат и сопутствующие нефти. Эти флюиды находятся в пластовых условиях уже в жидкой фазе и перемещаются к газоконденсатным скважинам за счет энергии пластовых вод или энергии растворенного газа нефтяной оторочки. Для расчетов необходимы данные о составе добываемой продукции, содержании в ней углеводородов C_{5+} , плотности и молярной массе дегазированных жидких флюидов, содержании конденсата в пластовом газе в текущих термобарических условиях, плотности и молярной массе конденсата пластового газа, ретроградного конденсата и нефти, газовом факторе нефти, составе и плотности растворенного в нефти газа.

По скважинам «сухого поля» характеристики пластового газа для текущего пластового давления принимаются на основании прогнозных зависимостей, по скважинам с дополнительным поступлением ЖУВ характеристики жидких флюидов определяются на основании результатов выполняемых на стадии разведки и освоения месторождения экспериментальных исследований рекомбинированных проб пластового газа и глубинных проб пластовой нефти.

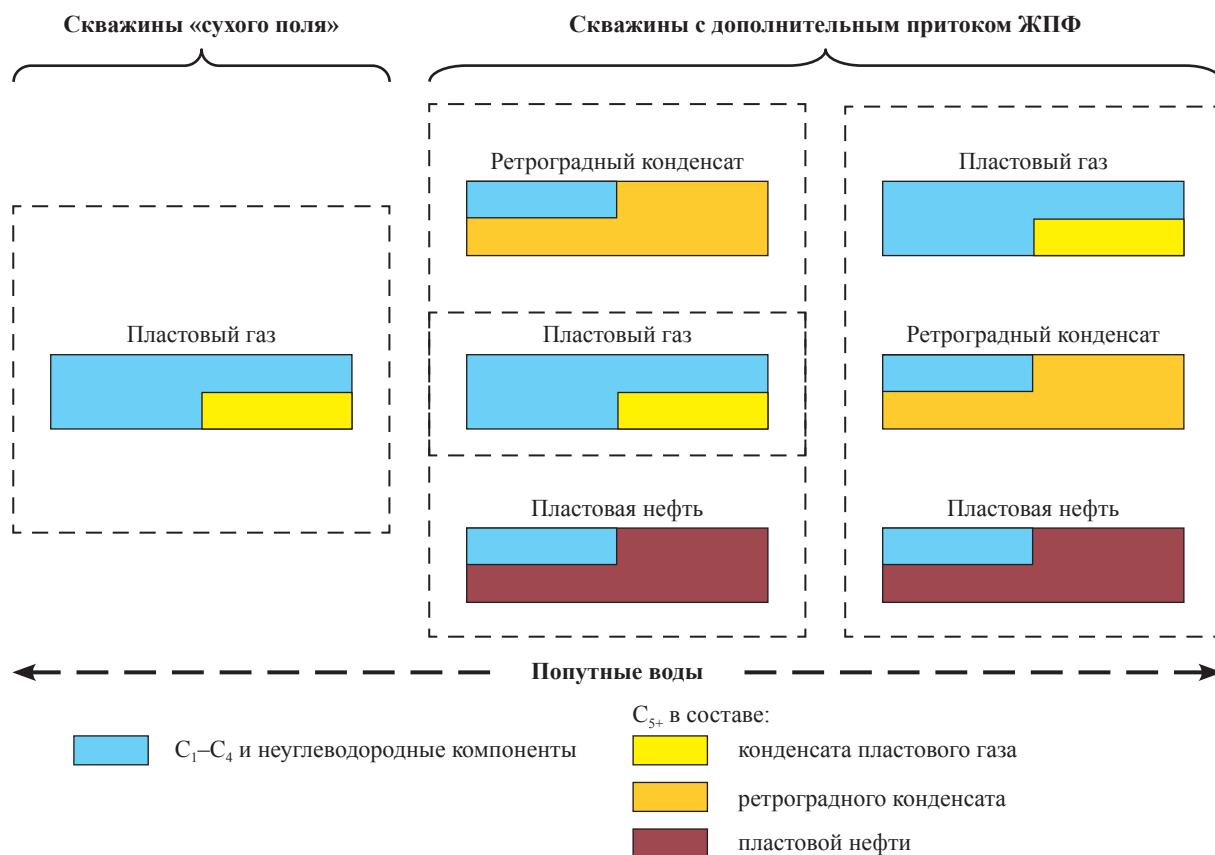


Рис. 2. Модель состава добываемой продукции газоконденсатных скважин месторождений Тимано-Печорской провинции

Алгоритм расчетов позволяет определить в составе общей продукции содержание углеводородов C_{5+} в пересчете на 1 м³ сухого пластового газа, а также дебиты сухого газа и углеводородов C_{5+} , приходящиеся на различные типы пластовых флюидов. В качестве критерия идентификации типа ЖПФ (ретроградный конденсат, нефть или их смесь) используется плотность, которая для нефти условно принимается постоянной при снижении пластового давления.

На практике, как правило, все дополнительно поступающие в газоконденсатную скважину ЖПФ относят к нефти. Это обусловлено тем, что ретроградный конденсат, определяемый как невосполнимые потери, не является объектом государственной системы учета и не отражается в статистической отчетности. Тем не менее, например, на Вуктыльском НГКМ – в условиях реализации технологии активного воздействия на истощенный газоконденсатный пласт сухим неравновесным газом – задача учета извлеченного ретроградного конденсата крайне актуальна. Подаваемый через нагнетательные скважины закачиваемый

сухой газ, распространяясь по пласту (замещая таким образом пластовый), насыщается выпавшим конденсатом за счет его испарения и продвигается к добывающим скважинам, через которые происходит отбор продукции [2]. Детализированная разбивка потоков в первую очередь востребована для таких месторождений как инструмент оценки эффективности применяемой технологии повышения углеводородоотдачи.

Ключевым элементом контроля газоконденсатной характеристики Вуктыльского НГКМ является определение доли сухого прорвавшегося газа. На основании значения этой величины производится расчет и прогнозируются добывные возможности индивидуальной скважины. Для того чтобы определить наличие прорвавшегося сухого газа в составе добываемой продукции, в модель состава для отдельного учета по скважинам «сухого поля» и «с дополнительным поступлением ЖПФ» включается закачиваемый газ с растворившимися в нем газовыми и жидкими ретроградными компонентами (рис. 3). Конденсатогазовый фактор этих скважин будет носить индивидуальный

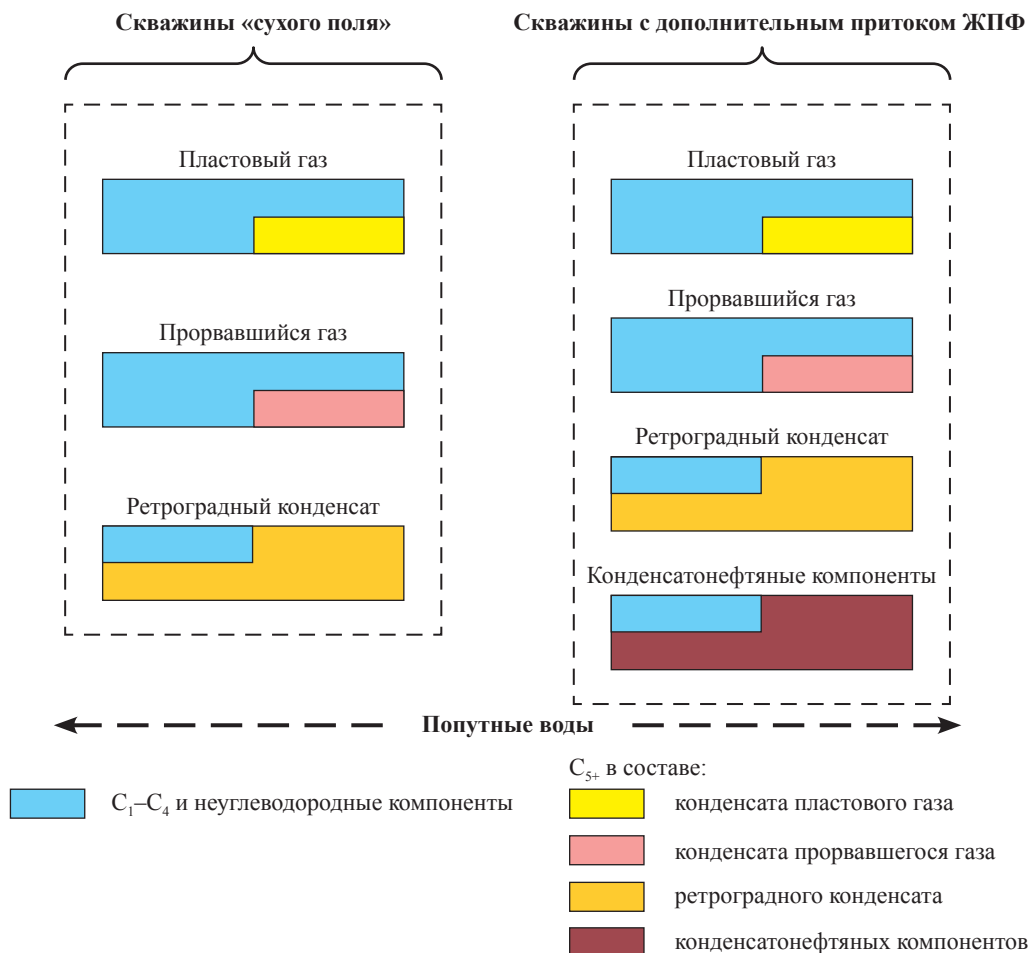


Рис. 3. Модель состава добываемой продукции газоконденсатных скважин месторождения с нагнетанием газа в пласт

характер. Такой подход позволяет отдельно учитывать закачанные и добытые углеводороды, в том числе ретроградный конденсат; достоверно оценивать распределение текущих запасов в залежи; получать информацию о распространении фронтов вытеснения.

Таким образом, опыт разработки месторождений Тимано-Печорской провинции показывает эффективность системы контроля газоконденсатной характеристики, учитывающей специфику происходящих в пласте процессов и позволяющей на завершающей стадии эксплуатации достоверно определять количественную и качественную характеристики пластовых флюидов, что имеет важное значение для недропользователя в части выполнения им условий лицензионного соглашения по учету и контролю выработки запасов углеводородного сырья.

Список литературы

1. Долгушин Н.В. Методология изучения газоконденсатной характеристики нефтегазоконденсатных месторождений с высоким содержанием конденсата и большим этажом газоносности: дис. ... д-ра тех. наук: шифр 25.00.17; защита 18.10.2007 / Н.В. Долгушин. – Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 2007.
2. Галкина М.В. Оптимальный комплекс исследований скважин в условиях внедрения вторичных методов повышения конденсатоотдачи / М.В. Галкина, Л.В. Юнусова, А.Н. Волков // Инженерная практика. – 2014. – № 07–08. – С. 50.

Control of gas-condensate characteristics for Timan-Pechora Province fields being at late stage of reservoir development

M.V. Galkina^{1*}, L.V. Yunusova¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC Subsidiary in Ukhta, Bld. 1-a, Sevastopolskaya street, Ukhta, Komi Republic, 169300, Russian Federation

* E-mail: m.galkina@sng.vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Commonly, oil-gas-condensate fields are being developed in depletion drive with top-priority drainage of a gas-saturated part. Evolution of two-phase filtration processes calls for dividing wells in two groups: 1) so-called “dry field” wells, and 2) wells with additional inflow of reservoir fluids, which gain individual gas-condensate characteristics.

Due to considerable diversity in composition and properties of hydrocarbon products, it is necessary to account these products separately in addition to realization of standard gas-condensate researches. Detailed splitting of flows is especially in demand for the fields where reextraction of condensate, dropped out in a reservoir, is used. So, if a sub-soil user wants to observe clauses of a license agreement related to account and control of raw hydrocarbon reserves recovery, he has to integrate different research works.

The article reveals practice of solving named problems, which occurred during inspection of gas-condensate characteristics of the Timan-Pechora Province hydrocarbon fields being developed in depletion drive.

Keywords: gas-condensate characteristics, compositions of well products, reservoir fluids, dry gas, C₅₊ hydrocarbons.

References

1. DOLGUSHIN, N.V. *Strategy for studying gas-condensate characteristics of oil-gas-condensate fields with high content of condensate and big gas column* [Metodologiya izucheniya gazokondensatnoy kharakteristiki neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy s vysokim soderzhaniyem kondensata i bolshim etazhom gazonosnosti]. Dr. Sci. (Eng.) thesis, Ukhta State Technical University, 2007. (Russ.).
2. GALKINA, M.V., L.V. YUNUSOVA and A.N. VOLKOV. Optimal set of well researches at implementation of secondary methods for promotion of condensate recovery [Optimalnyy complex issledovaniy skvazhin v usloviyakh vnedreniya vtorichnykh metodov povysheniya kondensatootdachi]. *Inzhenernaya praktika*. 2014, no. 07–08, pp. 50. (Russ.).

УДК 622.76:[622.031::550.84]

Оценка константы скорости растворения галита в открытом объеме и в пористой среде

А.В. Богданов^{1*}, Т.А. Исмаилов²

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

² РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина (национальный исследовательский университет), Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, к. 1

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

Ключевые слова: нефтяная залежь, засоленное месторождение, гидродинамическое моделирование, экспериментальные исследования, пористая среда, константа скорости реакции, растворение галита.

Тезисы. При разработке нефтяных залежей засоленных месторождений путем закачки в коллектор слабоминерализованной воды происходит растворение солей, ставших частью скелета породы. Для достоверного учета влияния рассолонения на разработку таких залежей при гидродинамическом моделировании необходимо учитывать кинетику этого процесса. Прежде всего следует использовать адекватные исследуемым процессам математические модели и дополнить их данными о характерных константах скорости растворения солей. В работе представлены результаты серии экспериментальных исследований по оценке константы скорости реакции для различных режимов и условий растворения. Выполнены экспериментальные исследования растворения галита в открытом объеме в статике, в закрытом объеме при постоянном давлении в статике и в пористой среде в динамике. Исследования процесса растворения соли в пористой среде осложняются наличием пленок нефти на поверхности кристаллов галита, а также тем, что соль заполняет поровое пространство коллекторов неравномерно. Рассмотрен вопрос корректного перехода от описания процесса растворения галита на поверхности (твердая соль – растворитель) к его описанию в объеме пористой среды.

Засолонение подсолевых терригенных отложений галитом встречается на многих нефтегазоконденсатных месторождениях Непско-Ботуобинской антеклизы – Чайнинском, Среднеботуобинском, Верхнечонском и других. Структура пустотного пространства и фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) засоленных коллекторов изменяются вследствие растворения находящихся в них твердых солей. Исследования пород с различной степенью засоления показали, что вымывание соли из порового пространства приводит к увеличению пористости и проницаемости породы.

Для достоверного учета влияния рассолонения на разработку таких залежей при гидродинамическом моделировании необходимо принимать к сведению кинетику массообмена между водным раствором и породой [1]. Основной закон кинетики растворения – плотность потока вещества с поверхности растворения пропорциональна концентрационному недонасыщению раствора:

$$\frac{dM}{dt} = -K_n F (C_n - C), \quad (1)$$

где M – масса растворенного вещества, кг; t – время, с; C – текущая концентрация соли в основном объеме растворителя, кг/м³; C_n – концентрация насыщения, кг/м³; F – поверхность растворения (площадь поверхности пор, занимаемых солями), м²; K_n – константа скорости поверхностной реакции, м/с.

Чаще всего скорость межфазного перехода высока, поэтому у поверхности растворения формируется слой насыщенного раствора, откуда вещество диффундирует через пристеночный слой в основной объем растворителя. Константа скорости поверхностной реакции в этом случае приблизительно равна коэффициенту массоотдачи:

$$K_n \approx \beta_{m.o} = \frac{D_m}{\delta}, \quad (2)$$

где $\beta_{m.o}$ – коэффициент массоотдачи, м/с; D_m – коэффициент молекулярной диффузии, м²/с; δ – толщина диффузионного пристенного слоя, м.

В общем случае сопротивление переходу вещества из твердой фазы в раствор складывается из двух составляющих:

$$\frac{1}{K_{\Pi}} = \frac{1}{K_{\text{м.п}}} + \frac{1}{\beta_{\text{м.о}}}, \quad (3)$$

где $K_{\text{м.п}}$ – константа скорости межфазного перехода, м/с.

При больших скоростях межфазного перехода, т.е. когда $\frac{1}{K_{\text{м.п}}} \ll \frac{1}{\beta_{\text{м.о}}}$, реализуется режим диффузионного растворения; если

$$\frac{1}{K_{\text{м.п}}} \gg \frac{1}{\beta_{\text{м.о}}}, \text{ скорость процесса лимитируется}$$

межфазным переходом. Константа $K_{\text{м.п}}$ зависит от температуры и не зависит от гидродинамической обстановки. Коэффициент $\beta_{\text{м.о}}$ повышается с увеличением температуры, так как увеличивается $D_{\text{м}}$, снижается вязкость жидкости и уменьшается δ . Вместе с тем $\beta_{\text{м.о}}$ существенно зависит от гидродинамической обстановки, поскольку

$$\delta \approx \frac{l}{\sqrt{\text{Re}}}, \quad (4)$$

где l – характеристический размер твердого тела; Re – критерий Рейнольдса.

Переход от поверхностных процессов к растворению в объеме описывается следующим выражением:

$$\frac{dM}{dt} = -K_{\text{р}} S_{\text{р}} V_{\text{пор}} (C_{\text{н}} - C), \quad (5)$$

где $V_{\text{пор}}$ – объем пор, м³; $S_{\text{р}}$ – насыщенность порового пространства раствором, д. ед.; $K_{\text{р}}$ – константа скорости растворения, с⁻¹, которая выражается через константу $K_{\text{н}}$ в следующем виде:

$$K_{\text{р}} = \frac{K_{\text{н}} F}{S_{\text{р}} V_{\text{пор}}}. \quad (6)$$

Для нахождения $K_{\text{р}}$ предлагается использовать метод Аврамы – Колмогорова – Ерофеева [2]. Суть метода состоит в построении кинетической кривой растворения и ее аппроксимации функцией вида

$$f(t) = 1 - e^{-kt^n}, \quad (7)$$

где k – постоянная; n – характеризует скорость реакции.

Константа скорости растворения $K_{\text{р}}$ определяется из соотношения Саковича [3]:

$$K_{\text{р}} = nk^{\frac{1}{n}}. \quad (8)$$

При $n > 1$ скорость протекания реакции растворения контролируется кинетическим процессом; при $n = 1$ скорость реакции сопоставима со скоростью диффузии (реакция 1-го порядка); при $n < 1$ скорость реакции контролируется диффузией вещества в растворе. Кинетическая кривая строится как зависимость степени растворения (α) от времени t . Степень растворения α в свою очередь определяется отношением M (в данном случае массы соли) к начальной массе вещества в образце.

Экспериментальные исследования

Так, выполнены эксперименты двух видов: 1) в статике – в свободном объеме; 2) в динамике – в пористой среде.

В первой серии экспериментов в открытый цилиндрический сосуд объемом 569 см³ было помещено 108 г галита и 500 см³ дистиллированной воды. В течение 70 сут производились измерения концентраций раствора на различных расстояниях от поверхности твердой соли. Контроль осуществлялся специальным щупом и высокоточным омметром. Концентрация соли определялась пересчетом замеренных значений сопротивления. Графики на рис. 1 характеризуют динамику изменения концентрации соли в растворе за время проведения эксперимента.

По результатам эксперимента кинетические кривые построены двумя способами: 1) по изменению толщины твердой соли и 2) по удельному электрическому сопротивлению (УЭС) раствора (рис. 2). Анализ методом Аврамы – Колмогорова – Ерофеева показал сходимость результатов: значение $K_{\text{р}}$ по толщине твердой соли составило $6,1 \cdot 10^{-3}$ сут⁻¹, по профилю УЭС – $9,4 \cdot 10^{-3}$ сут⁻¹.

В программном пакете MathWorks MATLAB произведен расчет модели одномерной диффузии галита в воде (рис. 3). Для расчета использовалась явная 4-точечная схема с заданием шага по пространству и поиску шага по времени с учетом правила проверки устойчивости фон Неймана [4, с. 58; 5, с. 98–103].

Во второй серии экспериментов кинетика рассолонения исследовалась при моделировании вытеснения нефти 3%-ным раствором

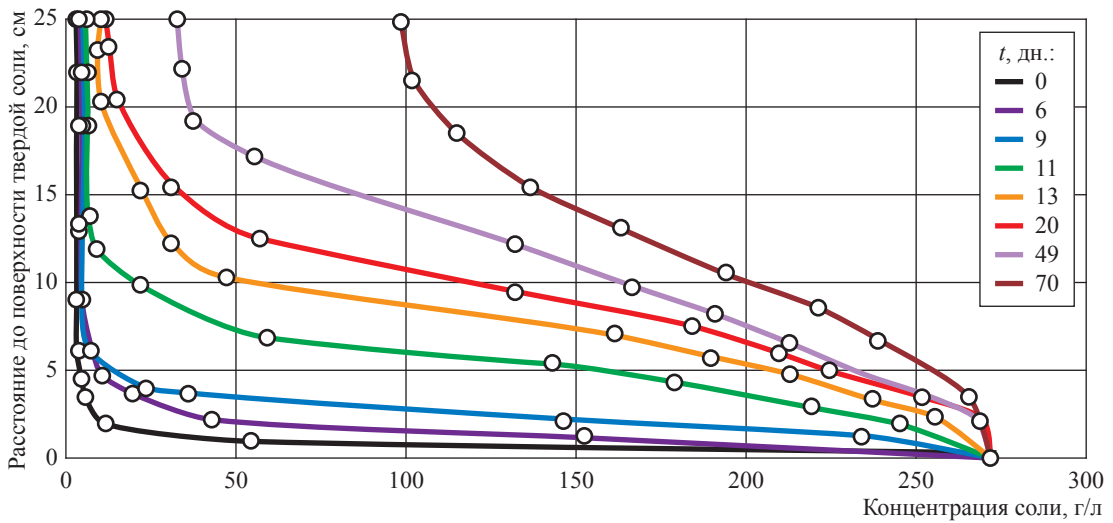


Рис. 1. Динамика изменения концентрации соли в растворе в зависимости от расстояния до поверхности твердой соли

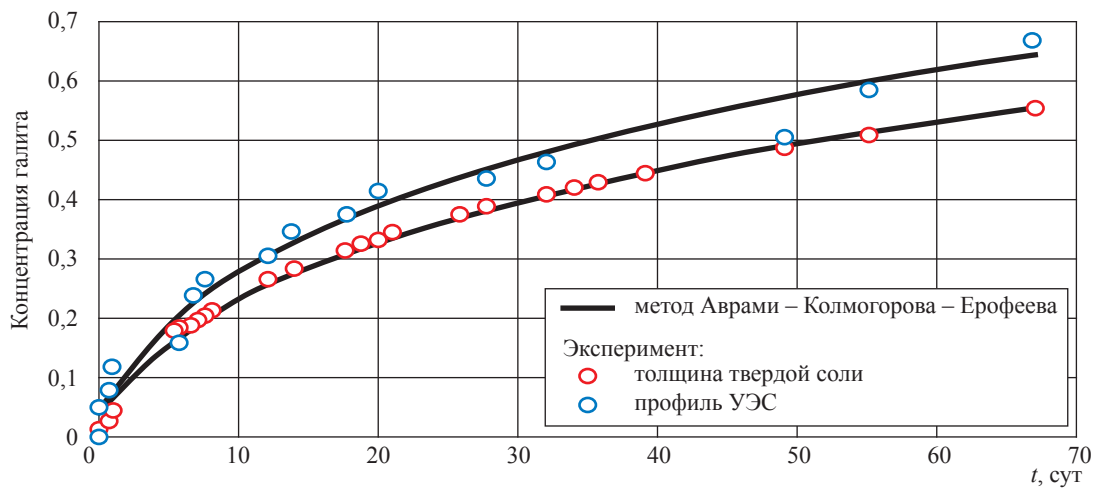


Рис. 2. Кинетические кривые растворения галита

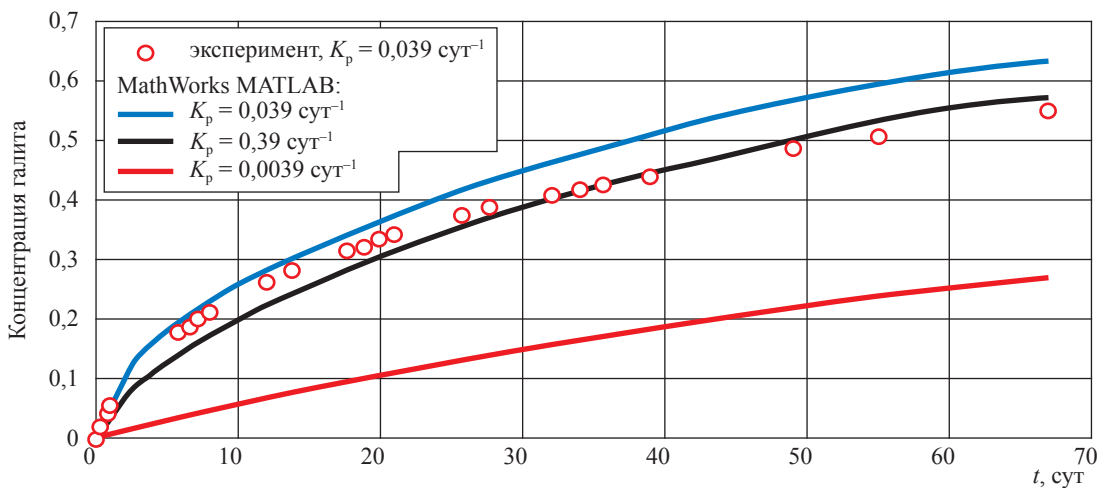


Рис. 3. Кинетические кривые растворения галита: рассолонение при атмосферном давлении; $C_n = 300 \text{ кг/м}^3$; $D_m = 1,8 \text{ см}^2/\text{сут}$

NaCl в воде на моделях пласта, представленных образцами пород-коллекторов Чайнинского месторождения. В качестве модели нефти использовался декан ($C_{10}H_{22}$). Эксперименты про-

водились на установке двухфазной фильтрации (рис. 4) при термобарических условиях, приближенных к пластовым на Чайнинском НГКМ.

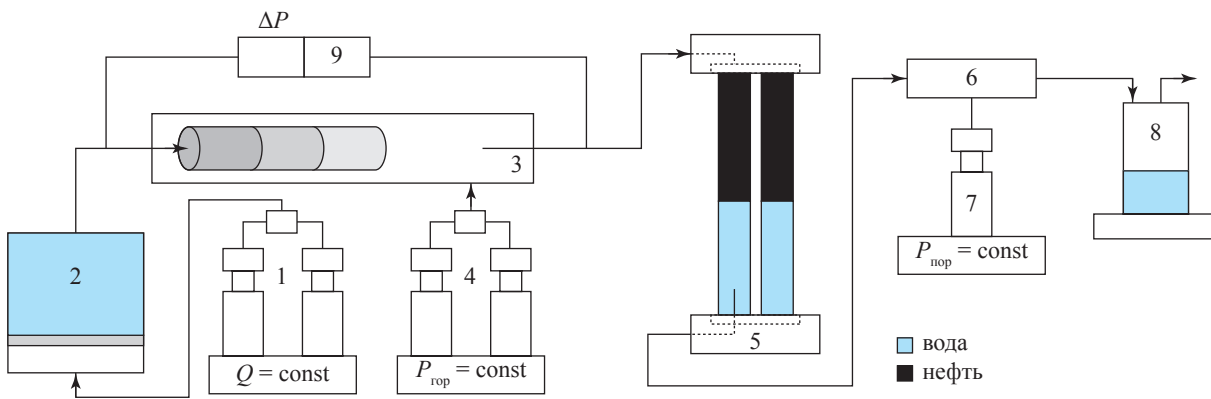


Рис. 4. Схема экспериментальной установки двухфазной фильтрации:

- 1 – блок насосов фильтрации для поддержания заданных постоянных расходов воды Q или давления P ;
- 2 – аккумулятор с водой; 3 – кернодержатель; 4 – система поддержания горного давления $P_{гор}$;
- 5 – ультразвуковой двухфазный сепаратор высокого давления; 6 – регулятор давления BPR;
- 7 – насос поддержания пластового давления $P_{пор}$; 8 – накопительная емкость на выходе (слив);
- 9 – измерительная система для определения дифференциального давления ΔP на модели пласта

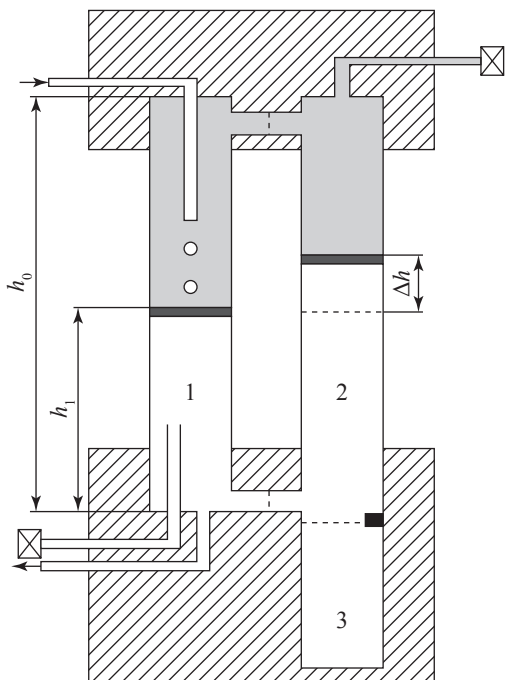


Рис. 5. Схема акустического сепаратора:

- 1 – камера, где происходит смешивание флюидов; 2 – камера, где происходит регистрация положения мениска «вода/декан» с помощью ультразвукового импульса;
- 3 – калибровочная камера, где происходит определение скорости звука в водяной фазе

В начале эксперимента полностью насыщенные деканом образцы керна загружались в установку в порядке ухудшения ФЕС по направлению движения потока. Затем при комнатной температуре 22–23 °С создавались пластовые барические условия ($P_{гор} = 50$ МПа, $P_{пор} = 12$ МПа). Далее на вход модели подавалась ($Q = 0,005–0,1$ см³/мин) слабуминерализованная вода (3%-ный раствор NaCl). Нефть из кернодержателя вытеснялась водой в акустический сепаратор (рис. 5), работавший в режиме «сбора легкой фазы», т.е. смесь поступала в верхнюю часть сепаратора, а удаление лишней массы воды происходило снизу.

Согласно методу Аврамы – Колмогорова – Ерофеева скорость реакции контролируется диффузией вещества в растворе, а не кинетическим процессом (табл. 1). Аппроксимация экспериментальных данных выполнена в рамках закона Амага с учетом баланса воды, соли, нефти, кинетики расслоения и соблюдения условия несжимаемости флюидов и керна.

Результаты определения K_p , полученные двумя способами, сведены в табл. 2.

Таблица 1

Результаты фильтрационных экспериментов:
 m_0 – открытая пористость, %; K_0 – абсолютная проницаемость, мД

| № эксперимента | Исходная концентрация соли в образце, % | Q , см ³ /мин | До расслоения | | После расслоения | | $k \cdot 10^{-5}$ | n | K_p , сут ⁻¹ |
|----------------|---|----------------------------|---------------|-------|------------------|-------|-------------------|-----|---------------------------|
| | | | m_0 | K_0 | m_0 | K_0 | | | |
| 1 | 3,7 | 0,05 | 6 | 14,9 | 10 | 666 | 7 | 0,8 | 0,44 |
| 2 | 3,6 | 0,1 | 7 | 52,5 | 11 | 593 | 1 | 1 | 0,91 |
| 3 | 3,0 | 0,05 | 9,4 | 5 | 12,6 | 12 | 22 | 0,6 | 0,04 |
| 4 | 3,8 | 0,005 | 7 | 4,9 | 11,1 | 73 | 1 | 0,8 | 0,07 |
| 5 | 4,3 | 0,02 | 6,2 | 29 | 10,8 | 290 | 1,3 | 0,9 | 0,29 |
| 6 | 2,5 | 0,1 | 11,9 | 500 | 12,2 | 848 | 2,55 | 0,9 | 0,61 |
| 7 | 0,8 | 0,1 | 11,7 | 120 | 12,6 | 212 | 26 | 0,7 | 0,46 |

Таблица 2

Результаты определения K_p , сут⁻¹

| Опыт в открытом объеме | | | Опыт в пористой среде | | |
|---------------------------------------|----------------|------------------|-----------------------|---------------------------------------|---|
| Метод Аврами – Колмогорова – Ерофеева | | MathWorks MATLAB | № эксп. | Метод Аврами – Колмогорова – Ерофеева | Одномерная модель (в рамках закона Амага) |
| по толщине твердой соли | по профилю УЭС | | | | |
| 0,0061 | 0,0094 | 0,039 | 1 | 0,07 | 2,304 |
| | | | 2 | 0,44 | 6,332 |
| | | | 3 | 0,04 | – |
| | | | 4 | 0,91 | – |
| | | | 5 | 0,29 | – |
| | | | 6 | 0,61 | – |
| | | | 7 | 0,46 | – |

Таким образом, разработана и внедрена методика определения кинетической кривой растворения солей в горной породе при фильтрации через нее слабоминерализованной воды, основанная на определении плотности водного раствора, вытекающего из ядерной модели.

Константа скорости растворения галита оценена двумя способами: эмпирическим методом Аврами – Колмогорова – Ерофеева и с помощью численного моделирования. Определенные этими методами значения константы для опыта в открытом объеме отличаются на порядок.

Значение константы скорости растворения галита, полученное для опыта в открытом объеме, на два порядка меньше, чем для опыта в пористой среде. Следует также учесть, что исследования процесса растворения соли в пористой среде осложняются наличием пленок нефти на поверхности кристаллов галита и неравномерностью распределения соли в поровом пространстве.

Список литературы

1. Краткий справочник физико-химических величин / под ред. К.П. Мищенко и А.А. Равделя. – Л.: Химия, 1974. – 200 с.
2. Ерофеев Б.В. Обобщенное уравнение химической кинетики и его применение к реакциям с участием твердых веществ / Б.В. Ерофеев // ДАН СССР. – 1946. – Т. LII. – № 6. – С. 515–518.
3. Ученые записки Томского государственного университета им. В.В. Куйбышева. – Томск, 1956. – № 26. – С. 103–110.
4. Сухарев М.Г. Основы математического и компьютерного моделирования в задачах нефтегазового комплекса / М.Г. Сухарев, С.С. Арсеньев-Образцов, Т.М. Жукова. – М.: МАКС Пресс, 2010.
5. Пирумов У.Г. Численные методы: теория и практика / У.Г. Пирумов. – 5-е изд., перераб. и доп. – М.: Юрайт, 2012.

Estimation of dissolution velocity for halite in open volume and in porous medium

A.V. Bogdanov^{1*}, T.A. Ismayilov²

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Est. 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

² Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Bld. 65, Est. 1, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russian Federation

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

Abstract. When at development of oil deposits in salinated fields brackish water is pumped into a reservoir, dissolution of salts incorporated in rock matrix occurs. To account dissolution impact for sure, it is necessary to consider kinetics of this process in course of hydrodynamic modelling. First of all, one should apply adequate mathematical models and complete them with data on typical salt reaction constants. The paper presents a number of experimental results concerning with estimation of reaction constants for different modes and conditions of dissolution. The correspondent tests of halite dissolution were carried out in open bulk in statics, in closed bulk under constant pressure in dynamics, and in porous medium in dynamics. Investigation of salt dissolution in porous medium is complicated with oil films covering halite crystals and with the phenomenon of irregular salt dissipation within porous space of reservoirs. Also, a question of correct change from description of halite dissolution on the spot (a solid salt – halite) to description of this process in porous medium is studied.

Keywords: oil deposit, salinated field, hydrodynamic modelling, experimental studies, porous medium, reaction constant, dissolution of halite.

References

1. MISHCHENKO, K.P. and A.A. RAVDEL (eds.). *Quick reference of physical-chemical quantities* [Kratkiy spravochnik fiziko-khimicheskikh velichin]. Leningrad: Khimiya, 1974. (Russ.).
2. YEROFEYEV, B.V. Generalized equation of chemical kinetics and its application to reactions with solid substances [Obobshchennoye uravneniye khimicheskoy kinetiki i yego promeneniye k reaktsiyam s uchastiyem tverdykh veshchestv]. *Doklady AN SSSR*. 1946, vol. LII, no. 6, pp. 515–518. (Russ.).
3. *Uchenyye zapiski of Tomsk State University*. Tomsk, 1956, no. 26, pp. 103–110. (Russ.).
4. SUKHAREV, M.G., S.S. ARSENYEV-OBRAZTSOV, T.M. ZHUKOVA. *Principals of mathematical and computer simulation in oil-and-gas issues* [Osnovy matematicheskogo i kompyuternogo modelorovaniya v zadachakh neftegazovogo kompleksa]. Moscow: MAKS Press, 2010. (Russ.).
5. PIRUMOV, U.G. *Numerical methods: theory and practice* [Chislennyye metody: teoriya i praktika]. 5th ed., revised. Moscow: Yurayt, 2012. (Russ.).

УДК 622.031::550.8.014

Комплексные исследования фильтрационно-емкостных свойств на образцах керна ачимовских отложений

С.П. Цыбульский

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

Ключевые слова:

углеводородное сырье, латеральная анизотропия коллектора, исследование керна, измерение скорости прохождения ультразвука, ачимовские отложения, фильтрация газа.

Тезисы. Развитие методов лабораторного определения анизотропных фильтрационных свойств коллекторов углеводородного сырья является актуальной задачей нефтегазовой отрасли России. Поэтому в последнее время большое внимание уделяется выявлению латеральной анизотропии коллекторов. Исследования на кернах проводятся по разным методикам, основанным на измерении различных физических свойств. Например, для установления анизотропии применяется ядерный магнитный резонанс, используется прибор, измеряющий скорость прохождения ультразвуковых волн через боковую поверхность керна. Либо путем анализа результатов литолого-петрофизических исследований ориентированного керна определяются предпочтительная ориентация удлиненной части, слагающих коллектор, и его эллиптическая аппроксимация.

В работе рассматриваются комплексные исследования, основанные на измерении скорости прохождения ультразвуковых волн через боковую поверхность керна. После установления факта латеральной анизотропии керна ачимовских отложений и положения главных осей произведены измерения проницаемости на пяти образцах керна (три высверлены вдоль главных направлений; четвертый, контрольный, образец высверлен в направлении, не совпадающем с главным, для экспериментального доказательства тензорной природы измеряемых величин). Кроме того, для определения типа анизотропии на всех образцах исследована высокоскоростная фильтрация газа с выходом на нелинейный закон фильтрации.

Совершенствование методов лабораторного определения анизотропных фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов углеводородного сырья представляет собой актуальную задачу с точки зрения дальнейшего развития нефтегазовой отрасли топливно-энергетического комплекса (ТЭК) России. В последнее время большое внимание уделяется выявлению латеральной анизотропии коллекторов. Исследования проводят на кернах с использованием методик, основанных на измерении различных физических свойств [1–5].

Ачимовские отложения считаются стратегически важными для ТЭК нашей страны. Они залегают на глубинах около 4000 м и содержат большие запасы природного газа. По сравнению с сеноманскими (глубина 1100–1700 м) залежами, запасы газа в которых близятся к истощению, они имеют гораздо более сложное геологическое строение, и себестоимость добычи ачимовского газа в 10–15 раз выше. Разработка ачимовских пластов помогает продлить эксплуатацию месторождений, а также реализовать стратегию ПАО «Газпром» по увеличению добычи природного газа.

Развитие методов определения проницаемости, учет анизотропии ФЕС позволяют при небольших затратах и малой потере времени рентабельнее добывать природный газ и увеличить объем добытой продукции. Такой эффект достигается при правильном расположении сетки скважин и верном выборе направления горизонтального участка скважин.

В статье приведены результаты комплексных лабораторных исследований керна ачимовских отложений. Исследования предполагали измерение скорости прохождения звуковой волны через боковую поверхность полноразмерного керна, изготовление образцов стандартных размеров, ориентированных по главным направлениям, которые были определены по результатам прозвучивания. Установлено, что образец породы ачимовских отложений обладает анизотропией ФЕС. (Далее будет показано, что латеральной анизотропии ФЕС необходимо уделять особое внимание.) Кроме

того, экспериментально продемонстрированы отличия типов анизотропии. Прежде этот вопрос исследовался только теоретически.

Так, в большинстве ранее опубликованных работ [1–3, 5–9] рассматриваются методики установления факта наличия анизотропии горных пород, но тип анизотропии не выявляется. В кристаллофизике [6, 7] различают группы (классы) симметрии, которые по сходственным геометрическим признакам объединяют в сингонии. Каждой сингонии соответствует свой тип анизотропии физических свойств. Для физических свойств, задаваемых тензорами второго ранга (например, для проницаемости), в инженерной практике различают трансверсально-изотропные, ортотропные, моноклинные и триклинные типы анизотропии [8]. Латеральной анизотропией обладают три последних типа анизотропии. Каждому типу соответствует свой вид матрицы коэффициентов проницаемости (табл. 1). Для того чтобы не только установить факт наличия латеральной анизотропии, но и определить тензоры (см. табл. 1) коэффициентов проницаемости, необходимы комплексные лабораторные исследования, последовательность которых можно свести к методике, излагаемой далее.

Рассмотрим задачу установления типа анизотропии по результатам измерений скорости прохождения звуковых волн через боковую поверхность керна с целью дальнейшего определения тензора коэффициентов проницаемости.

Так, на первом этапе для проведения исследований *отбирается образец керна* (песчаник без трещин и включений). Керн торцуется, боковая поверхность шлифуется. На боковую поверхность образца на нескольких уровнях наносится *разметка* – точки с угловым шагом 30° (рис. 1).

Измерение скорости прохождения звуковых волн сводится к регистрации времени прохождения упругих акустических волн при помощи прибора «Ультразвук» (рис. 2, 3): к намеченным на образце точкам прикладывают датчики и далее слой за слоем снимают показания прибора – значения скорости прохождения продольных звуковых волн (можно измерять и время, но поскольку его значения малы, существует риск больших погрешностей измерений).

Таблица 1

Типы анизотропии и виды матриц коэффициентов проницаемости

| Тип анизотропии | Матрица коэффициентов проницаемости |
|---------------------------|---|
| Трансверсально-изотропный | $k_{ij} = \begin{pmatrix} k_1 & 0 & 0 \\ 0 & k_1 & 0 \\ 0 & 0 & k_3 \end{pmatrix}$ |
| Ортотропный | $k_{ij} = \begin{pmatrix} k_1 & 0 & 0 \\ 0 & k_2 & 0 \\ 0 & 0 & k_3 \end{pmatrix}$ |
| Моноклинный | $k_{ij} = \begin{pmatrix} k_{11} & k_{12} & 0 \\ k_{12} & k_{22} & 0 \\ 0 & 0 & k_3 \end{pmatrix}$ |
| Триклинный | $k_{ij} = \begin{pmatrix} k_{11} & k_{12} & k_{13} \\ k_{21} & k_{22} & k_{23} \\ k_{31} & k_{32} & k_{33} \end{pmatrix}$ |



Рис. 1. Разметка боковой поверхности образца керна

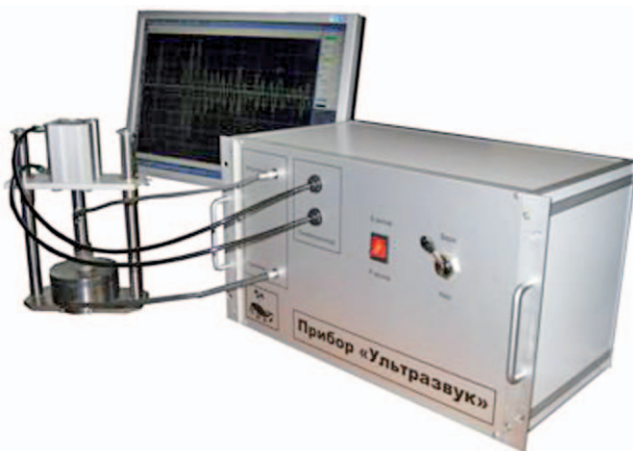


Рис. 2. Прибор «Ультразвук»

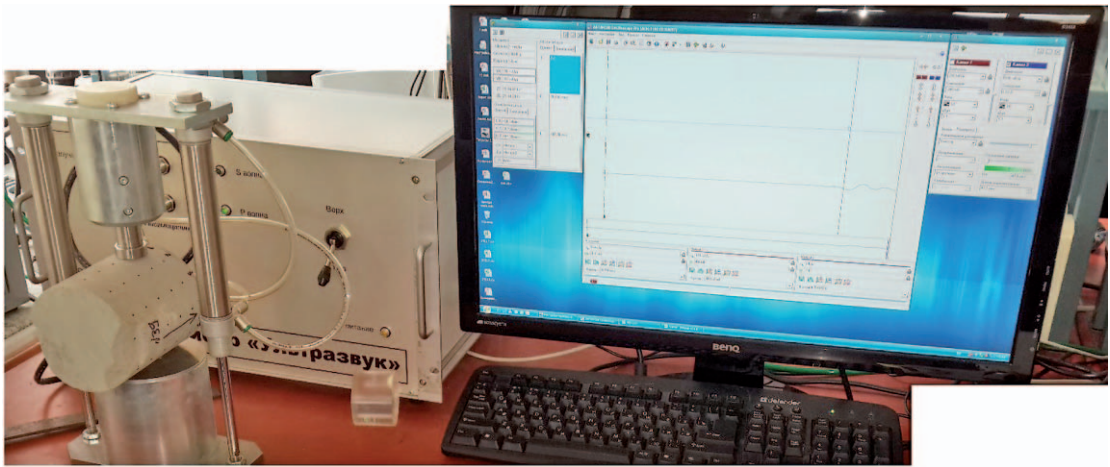


Рис. 3. Процесс прозвучивания керна

По экспериментальным значениям, полученным для различных плоскостей, определяют среднее значение скорости, которое характеризует анизотропию свойств керна (рис. 4).

Так, в соответствии с размерами образца керна и нанесенной разметкой (см. рис. 1) получены пять диаграмм скорости прохождения продольных звуковых волн по диаметру керна (см. а–д на рис. 4), что соответствует количеству размеченных на образце плоскостей.

Аппроксимация экспериментальных данных проводилась с помощью программного пакета Mathcad.

Представленная картина характерна для всех исследуемых образцов при наличии анизотропии. Можно заметить, что на каждом графике наблюдаются различные скорости прохождения звуковой волны – в зависимости от точки измерения. Существуют максимальное и минимальное значения скорости. Наблюдаемая

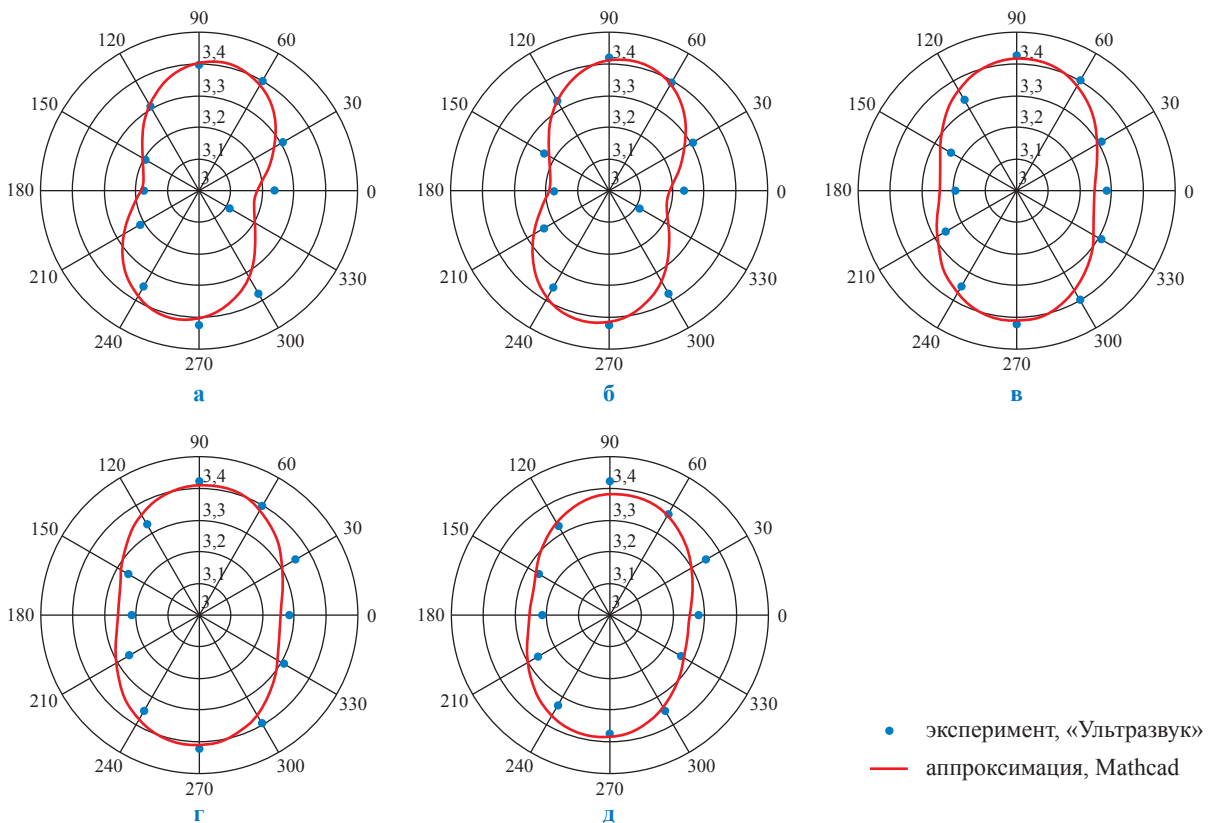


Рис. 4. Результаты определения скорости прохождения продольных звуковых волн по диаметру керна, км/с

анизотропия соответствует ортотропной и моноклинной симметриям. Очевидно, что эти типы симметрии наиболее характерны для месторождений с терригенными коллекторами.

Изготовление образцов меньших размеров. На следующем этапе по результатам прозвучивания выделяют экстремальные направления скоростей прохождения упругих волн через образец керна. Как известно, проницаемость вдоль заданного направления определяется по формуле

$$k_{ij}n_i n_j = k_{(1)}n_1^2 + k_{(2)}n_2^2 + k_{(3)}n_3^2, \quad (1)$$

где $k_{(i)}$ – главные значения тензора коэффициентов проницаемости; n_i, n_j – компоненты (направляющие косинусы) орта, задающего направление нулевой проницаемости в законе фильтрации для анизотропных пористых сред. Уравнение (1) имеет решение не только для направлений $\vec{n}_{(1)} = \{1, 0, 0\}$, $\vec{n}_{(2)} = \{0, 1, 0\}$, $\vec{n}_{(3)} = \{0, 0, 1\}$, но и для произвольного направления.

Далее из полноразмерного образца керна по главным направлениям тензора коэффициентов проницаемости $\text{Max}(X)$, $\text{Min}(Y)$ высверливаются соответственно образцы 1, 2 и перпендикулярно плоскости напластования (далее – направление $\text{Верт}(Z)$) образец под номером 3 (рис. 5). Для контрольных измерений можно высверлить дополнительные образцы (см. образец 4 на рис. 5). Измерения на дополнительных образцах позволяют доказать тен-

зорную природу измеряемых величин и оценить точность измерений, однако результаты таких измерений требуют специальной обработки: поскольку в случае выбора вспомогательных направлений (не главных) измеряется не собственно проницаемость, а эффективная проницаемость, то данные приходится обрабатывать по специальной формуле (см. далее).

Для установления типа симметрии ФЕС необходимо изготовить 5-й образец стандартных размеров. С точки зрения моноклинной симметрии оптимальным для его высверли-

вания будет направление $n_i = \left(\frac{\sqrt{3}}{3}, \frac{\sqrt{3}}{3}, \frac{\sqrt{3}}{3} \right)$

(см. форм. (1)). Анализ ФЕС пяти образцов стандартных размеров позволит установить принадлежность полноразмерного образца керна к определенному типу симметрии ФЕС (подробности см. далее) (рис. 6, 7).

Перейдем к анализу тензора проницаемости. Выражение для направленной проницаемости в плоскости напластования определяется в полярных координатах следующим образом:

$$\bar{k}(\alpha) = k_x \sin^2(\alpha) + k_y \cos^2(\alpha), \quad (2)$$

где α определяет направление радиус-вектора направленной проницаемости; k_x, k_y – измеренные на керне значения проницаемостей по

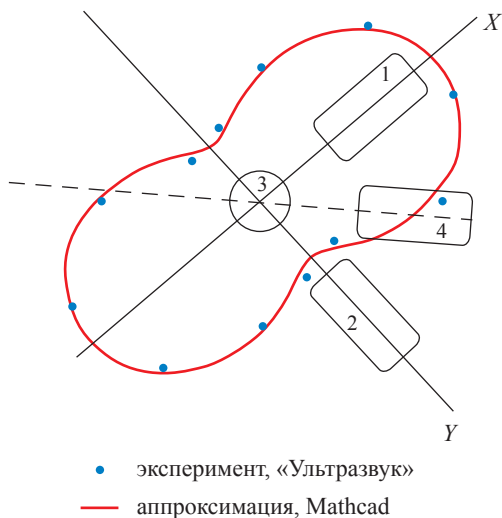


Рис. 5. Определение мест высверливания из керна образцов для стандартных исследований

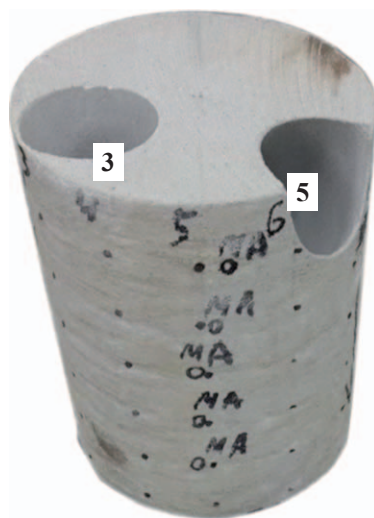


Рис. 6 Полноразмерный образец керна после изготовления стандартных образцов: образец 3 высверлен перпендикулярно плоскости напластования; образец 5 необходим для проведения эксперимента по определению типа симметрии образца керна



Рис. 7. Изготовленные стандартные образцы диаметром 30 мм (позже все образцы были приведены к стандартной длине 30 мм)

главным направлениям в плоскости напластования.

Результатами измерений скорости прохождения звуковых волн можно воспользоваться для определения тензоров коэффициентов проницаемости анизотропных коллекторов или любого другого физического свойства при минимальном количестве исследуемых образцов.

Проведение стандартных исследований. Как отмечалось ранее, из полноразмерного образца ядра изготовлены пять стандартных образцов для проведения различных исследований. Минимально необходимый для определения тензора проницаемости набор образцов составляет три единицы. Но для проверки полученных результатов в плоскости напластования был высверлен 4-й (контрольный) образец под углом 45° к главным осям тензора коэффициентов проницаемости.

Далее на всех образцах проводились стандартные исследования. Пористость измерялась с помощью прибора «Поромер», проницаемость – прибора «Дарсиметр» (табл. 2). Результаты измерений пористости на разных образцах отличались очень незначительно: различия появлялись во 2-м знаке после запятой. В отличие от проницаемости, пористость – скалярная величина. Это подтверждается полученными результатами. Наибольший интерес в данном случае представляют собой результаты измерений проницаемости. Видно

(см. табл. 2), что для полноразмерного ядра существуют минимальное и максимальное значения проницаемости, которые при этом не соответствуют по направлениям максимальным и минимальным скоростям прохождения звуковых волн.

Как уже отмечалось, контрольный образец 4 помогает убедиться в том, что три главных значения тензора коэффициентов проницаемости найдены верно. Значение проницаемости для контрольного образца возможно рассчитать теоретически и определить экспериментально. Для теоретического расчета воспользуемся формулой (1). Поскольку 4-й образец был изготовлен под углом 45° к главным осям, формула преобразуется к следующему виду:

$$k_1 \cos^2 \alpha + k_2 \sin^2 \beta = \frac{1}{2}(k_1 + k_2), \quad (3)$$

где k_1, k_2 – значения проницаемости для образцов 1 и 2 соответственно; $\alpha = \beta = 45^\circ$ – угол наклона по отношению к главным направлениям тензора коэффициентов проницаемости, т.е. проницаемость образца равна среднему арифметическому максимального и минимального значений проницаемости. Так, расчетное значение проницаемости составило 3,92 мД; экспериментальное значение равно 3,74 мД. Отличия незначительны, следовательно, теория подтверждается экспериментом.

Таблица 2

Результаты измерений ФЕС образцов

| Образец: направление высверливания / № (см. рис. 5) | Max (X) / № 1 | Min (Y) / № 2 | 45° / № 4 | Верт. (Z) / № 3 | n_i / № 5 |
|---|---------------|---------------|------------------|-----------------|-------------|
| Пористость, % | 12,5 | 12,5 | 12,5 | 12,5 | 12,5 |
| Проницаемость, мД | 3,70 | 4,14 | 3,74 | 2,73 | 2,94 |

Вернемся к вопросу о типах анизотропии. Проведен анализ фильтрационных свойств для различных групп симметрий (моноклинная, ортотропная) [10, 11]. Также рассматривались нелинейные законы фильтрации для пористых сред, обладающих моноклинной и ортотропной симметрией фильтрационных свойств, и для различных групп симметрий (2; m ; 2: m [7, 10, 11]). Сделан вывод, что по результатам измерений проницаемости на высоких скоростях фильтрации, когда нарушается закон Дарси, можно определить, к какому типу симметрии относится исследуемый керновый материал. Установлено, что необходимо измерить проницаемость на образцах в прямом и обратном направлениях. Именно различие между значениями проницаемости для каждого из пяти образцов стандартных размеров (см. ранее) может показать принадлежность пористой среды к определенному типу симметрии ФЕС.

Для проверки данного утверждения предложен эксперимент, который можно провести на реальном образце. Ранее подобные эксперименты не проводились. На пяти изготовленных образцах стандартного размера реализована серия из 10 экспериментов (по два на каждый об-

разец) по измерению проницаемости по азоту на высоких скоростях фильтрации (с выходом на нелинейный закон фильтрации) (рис. 8, 9). Эксперименты осуществлялись при пластовом давлении и комнатной температуре.

На каждом образце необходимо было провести несколько экспериментов с изменением направления фильтрации. На четырех образцах разница между значениями проницае-

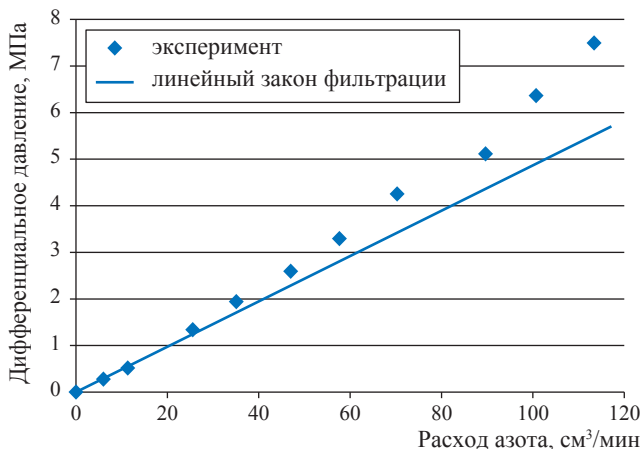


Рис. 8. Отклонение от закона Дарси для образцов керна ачимовских отложений

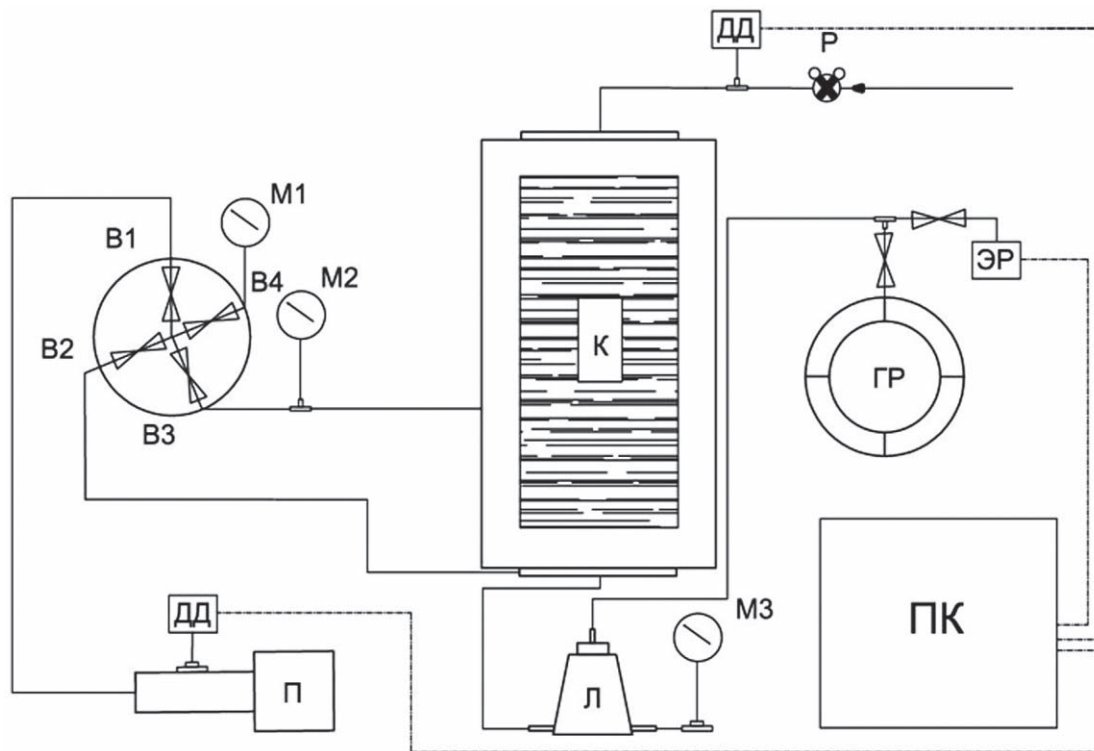


Рис. 9. Схема установки для измерения проницаемости:

В1–В4 – вентили; ГР – газовый расходомер; ДД – датчик давления; К – кернодержатель; Л – ловушка; М1–М3 – манометры; П – гидравлический пресс; ПК – персональный компьютер; Р – редуктор; ЭР – расходомер

мости при фильтрации в разных направлениях не проявлялась или не имела какой-либо закономерности. На 5-м образце, который был высверлен в направлении максимальной скорости прохождения звуковой волны, разница была хорошо заметна. Проницаемость во всех точках составляла около 2 мД, соответственно, разница значений проницаемости, измеренных в разных направлениях, составила 10 % (табл. 3).

Легко заметить (см. рис. 8), что при увеличении скорости фильтрации происходит переход к нелинейному закону фильтрации. Анализ полученных данных позволяет установить, что

в исследуемом образце керна наблюдается моноклиническая симметрия ФЕС, соответствующая группе симметрии $2:m$.

Исследования фильтрации с нарушением закона Дарси в ачимовских отложениях проводились и другими авторами [12–14]. Так, при пластовых давлении и температуре исследования несколько образцов разной проницаемости [14]. Согласно полученным результатам сделан вывод, что в реальных пластах в призабойной зоне нарушается линейный закон фильтрации Дарси. Соответственно, исследования на эту тему актуальны и имеют прикладное значение.

Таблица 3

Результаты измерений проницаемости на образце 1 (проверка на симметрию), мД

| Прямое направление | Обратное направление | Разница |
|--------------------|----------------------|---------|
| 2,58 | 2,57 | 0,01 |
| 2,48 | 2,65 | -0,17 |
| 2,39 | 2,56 | -0,17 |
| 2,25 | 2,4 | -0,15 |
| 2,13 | 2,26 | -0,13 |
| 2,14 | 2,27 | -0,13 |
| 2,06 | 2,27 | -0,21 |
| 1,95 | 2,15 | -0,2 |
| 2,07 | 1,89 | 0,18 |
| 1,87 | 1,72 | 0,15 |
| 1,78 | 1,95 | -0,17 |

Таким образом, показано, что измерение скорости прохождения звуковых волн в керне позволяет установить факт наличия анизотропии ФЕС и определить направления главных осей тензора коэффициентов проницаемости. Также экспериментально продемонстрирована тензорная природа проницаемости.

Выявлено, что в керне ачимовских отложений при высоких скоростях фильтрации нарушается закон Дарси.

Исследования высокоскоростной фильтрации на образцах керна в различных направлениях позволяют экспериментально определить тип симметрии ФЕС.

Список литературы

1. Семёнов В.В. Изучение анизотропии горных пород на керне и ее ориентация в пространстве палеомагнитным методом / В.В. Семёнов, А.Ю. Казанский, Е.А. Банников // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 1. – С. 18–23.
2. Кузнецов А.М. Научно-методические основы исследования влияния свойств пород-коллекторов на эффективность извлечения углеводородов из недр: автореф. дис. ... д-ра тех. наук / А.М. Кузнецов. – М., 1998. – 50 с.
3. Злобин А.А. Определение главных осей анизотропии пустотного пространства горных пород / А.А. Злобин, С.В. Лебедев, И.Р. Юшков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 8. – С. 66–70.
4. Кадет В.В. Комплексные лабораторные исследования керна для определения фильтрационно-емкостных свойств анизотропных пористых сред / В.В. Кадет, Н.М. Дмитриев, А.А. Семёнов // Интеграл. – 2006. – № 8 (32). – С. 26–27.
5. Исказиев К.О. Методика определения анизотропных характеристик коллекторов / К.О. Исказиев, П.П. Кибиткин, В.П. Меркулов // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 1. – С. 30–31.
6. Дмитриев М.Н. Приближенное решение задачи о притоке к галерее в анизотропном пласте при стационарной двухфазной фильтрации / М.Н. Дмитриев // Сб. ст. памяти И.А. Чарного. – М.: Интерконтакт Наука, 2005. – С. 65–71.

7. Сиротин Ю.И. Основы кристаллофизики / Ю.И. Сиротин, М.П. Шаскольская. – М.: Наука, 1975. – 680 с.
8. Лохин В.В. Нелинейные тензорные функции от нескольких тензорных аргументов / В.В. Лохин, Л.И. Седов // ПММ. – 1963. – Т. 27. – Вып. 3. – С. 393–417.
9. Басниев К.С. Подземная гидромеханика / К.С. Басниев, Н.М. Дмитриев, Р.Д. Каневская и др. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. – 496 с.
10. Дмитриев Н.М. Нелинейные законы фильтрации для ортотропных пористых сред / Н.М. Дмитриев, А.А. Мурадов, А.А. Семёнов // Известия Российской академии наук. Механика жидкости и газа. – 2008. – № 5. – С. 83–89.
11. Максимов В.Н. Исследование нелинейных законов фильтрации для анизотропных сред, проявляющих моноклинную симметрию фильтрационных свойств / В.Н. Максимов, Н.М. Дмитриев // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика [электронный ресурс]. – http://oilgasjournal.ru/vol_9/maximov.html
12. Дмитриев Н.М. Комплексные исследования фильтрационно-емкостных свойств кернов ачимовских отложений / Н.М. Дмитриев, М.Н. Дмитриев, М.Н. Кравченко и др. – SPE-171259.
13. Дмитриев Н.М. Методика и результаты комплексных лабораторных исследований анизотропных фильтрационно-емкостных свойств на кернах / Н.М. Дмитриев, В.В. Кадет, А.Н. Кузьмичев и др. – SPE-161999.
14. Моисеев М.А. Лабораторные исследования высокоскоростной фильтрации газа на образцах керна ачимовских отложений / М.А. Моисеев, В.Д. Моисеев, А.В. Казак и др. // Территория нефтегаз. – 2010. – № 8. – С. 52–54.

Complex research of reservoir porosity and permeability using samples of Achim core

S.P. Tsybulskiy

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Est. 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
E-mail: S_Tsybulsky@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Development of methods for laboratory determination of anisotropic filtration behavior of raw hydrocarbon reservoirs is an actual task for Russian petroleum & gas industry. That's why lately grate attention is being paid to discovery of the lateral anisotropy of reservoirs. For core tests various procedures based on measuring of different physical properties are used. For example, to state anisotropy the nuclear magnetic resonance and an instrument measuring velocity of ultrasound transition through a side core face are used. On analyzing results of lithologic petrophysical tests of a directed core one can find out preferable orientation of extensions for particles, which constitute a reservoir, and elliptic approximation of this reservoir.

The article presents results of complex studies based on measurements of velocity of ultrasound when it transits through a side face of a core. After ascertaining lateral anisotropy for Achim core and positioning of main axis, permeability values for five samples were measured. Three samples were sawn out of the core along main directions of anisotropy. But a forth, control, sample was sawn out in another direction, which does not coincide with the main directions, in order to prove experimentally the tensor nature of measured quantities. Also, to determine a type of anisotropy, all the samples were studied on high-velocity gas filtration, and non-linear filtration dependence was ascertained.

Keywords: raw hydrocarbons, lateral anisotropy of a reservoir, core tests, measurements of ultrasound propagation rate, Achim deposits, gas filtration.

References

1. SEMENOV, V.V., A.Yu. KAZANSKIY and Ye.A. BANNIKOV. Studying anisotropy of rocks using core and anisotropy spatialization by means of paleomagnetic method [Izucheniyе anizotropii gornykh porod na kerne i yeye orientatsiya v prostranstve paleomagnitnym metodom]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*. 2008, no. 1, pp. 18–23. ISSN 2413-5011. (Russ.).
2. KUZNETSOV, A.M. *Scientific guidance for studying impact of reservoir rocks' properties to performance of subsoil hydrocarbon recovery* [Nauchno-metodicheskiye osnovy issledovaniya vliyaniya svoystv porod-kollektorov na effektivnost izvlecheniya uglevodorodov iz nedr]: Dr. Sci. (Eng.) thesis, Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 1998. (Russ.).
3. ZLOBIN, A.A., S.V. LEBEDEV, I.R. YUSHKOV. Determination of main axis for void-volume anisotropy of rocks [Opredeleniye glavnykh osey anizotropii pustotnogo prostranstva gornykh porod]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*. 2008, no. 8, pp. 66–70. ISSN 2413-5011. (Russ.).

4. KADET, V.V., N.M. DMITRIYEV and A.A. SEMENOV. Complex laboratory core research aimed at determination of porosity and permeability for anisotropic porous media [Kompleksnyye laboratornyye issledovaniya kerna dlya opredeleniya filtratsionno-yemkostnykh svoystv anizotropnykh poristyykh sred]. *Integral*. 2006, no. 8(32), pp. 26–27. ISSN 2074-0077. (Russ.).
5. ISKAZIYEV, K.O., P.P. KIBITKIN and V.P. MERKULOV. Procedure for determination of anisotropic characteristics for reservoirs [Metodika opredeleniya anizotropnykh kharakteristik kollektorov]. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2007, no. 1, pp. 30–31. ISSN 0028-2448. (Russ.).
6. DMITRIYEV, M.N. Approximate solution of a problem on the inflow to a gallery in an anisotropic reservoir at stationary two-phase filtration [Priblizhennoye resheniye zadachi o pritoke k galereye v anizotropnom plaste pri statsionarnoy dvukhfaznoy filtratsii]. In: *Collected book in memoriam I.A. Charnyy*. Moscow: Interkontakt Nauka, 2005, pp. 65–71. (Russ.).
7. SIROTIN, Yu.I. and M.P. SHASKOLSKAYA. *Principals of crystal physics* [Osnovy kristallofiziki]. Moscow: Nauka, 1975. (Russ.).
8. LOKHIN, V.V. and L.I. SEDOV. Non-linear tensor functions of several tensor argument [Nelineynyye tenzornyye funktsii ot neskol'kikh tenzornyykh argumentov]. *Prikladnaya matematika i mekhanika*. 1963, vol. 27, iss. 3, pp. 393–417. ISSN 0032-8235. (Russ.).
9. BASNIYEV, K.S., N.M. DMITRIYEV, R.D. KANEVSKAYA et al. *Underground hydromechanics* [Podzemnaya gidromekhanika]. Moscow and Izhevsk: Institut kompyutornykh issledovaniy, 2005. (Russ.).
10. DMITRIYEV, N.M., A.A. MURADOV and A.A. SEMENOV. Non-linear filtration laws for orthotropic porous media [Nelineynyye zakony filtratsii dlya ortotropnykh poristyykh sred]. *Izvestiya RAN. Mekhanika zhidkosti i gaza*. 2008, no. 5, pp. 83–89. ISSN 0568-5281. (Russ.).
11. MAKSIMOV, V.N. and N.M. DMITRIYEV. Studying non-linear filtration laws for anisotropic media manifesting monoclinic symmetry of filtration behavior [Issledovaniye nelineynyykh zakonov filtratsii dlya anizotropnykh sred, proyavlyayushchikh monoklinnuyu simmetriyu filtratsionnykh svoystv]. *Georesursy. Geoenergetika. Geopolitika* [online]. Available from: http://oilgasjournal.ru/vol_9/maximov.html. (Russ.).
12. DMITRIYEV, N.M., M.N. DMITRIYEV, M.N. KRAVCHENKO et al. *Complex research of Achim cores' porosity and permeability* [Kompleksnyye issledovaniya filtratsionno-yemkostnykh svoystv kernov Achimovskikh otlozheniy]. SPE-171259. (Russ.).
13. DMITRIYEV, N.M., V.V. KADET, A.N. Kuzmichev et al. *Procedure and results of complex laboratory core-based studies of anisotropic reservoir properties* [Metodika i rezultaty kompleksnykh laboratornykh issledovaniy anizotropnykh filtratsionno-yemkostnykh svoystv na kernakh]. SPE-161999. (Russ.).
14. MOISEYEV, M.A., V.D. MOISEYEV, A.V. KAZAK et al. Laboratory tests of high-velocity gas filtration at core samples of Achim depositions [Laboratornyye issledovaniya vysokoskorostnoy filtratsii gaza na obraztsakh kerna achimovskikh otlozheniy]. *Territoriya neftegaz*. 2010, no. 8, pp. 52–54. ISSN 2072-2745. (Russ.).

550.8.056:552.12

Влияние различных видов пористости на скорости упругих волн и электропроводность коллекторов Чаюдинского месторождения

В.С. Жуков^{1*}, В.В. Моторыгин¹

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

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

Тезисы. Для достоверного подсчета запасов и подготовки проекта разработки месторождения углеводородов необходимо учитывать характер влияния на физические свойства горных пород межзерновой и трещинной пористости и их соотношения. Так, исследовались образцы песчаника вендского возраста, имевшие в атмосферных условиях открытую пористость от 3,2 до 18,3 %. В условиях, моделирующих пластовые, их трещинная пористость колеблется от 0 до 0,94 %, составляя в среднем 0,5 %. Средняя величина межзерновой пористости равна 10,6 % (диапазон изменений 2,0–17,3 %). Доля трещинной пористости в общей пористости составляет в среднем 5,81 %, достигая 21 %.

Скорости распространения продольных и поперечных волн в породе уменьшаются с ростом ее общей и межзерновой пористости. Отмечена тенденция увеличения скорости распространения волн с ростом доли трещинной пористости. Обусловлено это тем, что при одинаковых значениях трещинной пористости ее доля в общей пористости будет выше для низкопористых горных пород.

С использованием модели Пирсона, которая предусматривает параллельное соединение трещин и поровых каналов, дана оценка влиянию межзерновой и трещинной пористости на удельное электросопротивление. Установлено, что с ростом межзерновой и общей пористости удельное электросопротивление уменьшается. Показано, что при доле трещинной пористости в общей пористости более 20 % общая электропроводность практически полностью определяется электропроводностью трещин. А при стремлении этой доли к нулю, т.е. при отсутствии трещин, общая электропроводность определяется электропроводностью межзернового порового пространства. Выявленная трещинная пористость весьма далека от случая взаимосвязанных трещин.

Оценено влияние межзерновой и трещинной пористости на скорость распространения упругих волн, удельную электропроводимость и параметр пористости, которые зачастую используются как при подсчете запасов, так и при подготовке проектов разработки месторождений.

Как известно, пористость является одним из основных параметров горных пород, которые необходимо определить при подсчете запасов или при подготовке проекта разработки месторождения углеводородов. Далее в статье определен характер влияния различных видов пористости (межзерновой и трещинной) и их соотношения на некоторые физические свойства горных пород на примере коллекторов Чаюдинского месторождения.

Доли объема породы, соответствующие межзерновым порам, трещинам и кавернам, составляют коэффициенты межзерновой, или гранулярной ($K_{п.мз}$), трещинной ($K_{п.тр}$) и каверновой ($K_{п.кав}$) пористости. Межзерновые поры типичны для терригенных коллекторов, трещинные пустоты – для терригенных пород, подвергшихся значительному метаморфизму. Каверны и пустоты выщелачивания характерны для большинства карбонатных пород [1].

При подсчете запасов и подготовке проектов разработки месторождений нефти и газа одной из наиболее актуальных проблем является определение открытой пористости и, в частности, оценка доли трещинной пористости. Программы гидродинамического моделирования процессов разработки месторождений, такие как Eclipse, VIP Landmark, предусматривают наличие данных о трещинной пористости, представляя общую пористость ($K_{п}$) как сумму двух компонент: $K_{п.мз}$ и $K_{п.тр}$.

Настоящая статья написана в развитие темы более ранних публикаций, в которых рассмотрен методологический подход к определению $K_{п.тр}$ горных пород по данным о скоростях продольной упругой волны [2–4]. Авторами исследованы образцы

Ключевые слова: пористость, межзерновая пористость, трещинная пористость, скорости упругих волн, удельное электрическое сопротивление, пластовые условия.

песчаника вендского возраста, имевшие открытую пористость в атмосферных условиях от 3,2 до 18,3 %. На этих образцах горных пород проводились определения пористости, скорости распространения упругих продольных и поперечных волн и удельного электрического сопротивления при моделировании пластовых условий.

Фактические данные о значениях скорости распространения упругих волн в горных породах однородного минерального состава с достаточно широким диапазоном пористости позволяют аналитически определить скорость продольной волны в образцах с нулевой пористостью – так называемую «скорость продольной волны в скелете». Также известно, что при усилении всестороннего сжатия пород увеличиваются и скорости распространения продольных волн [5–8]. Происходит это, во-первых, из-за закрытия части имеющихся трещин и, во-вторых, вследствие более плотной упаковки зерен в терригенных осадочных породах. Эти предпосылки обусловили выбор скорости продольных волн в породе с «нулевой пористостью», определяемой при моделировании пластовых условий.

На рис. 1 приведены результаты расчета добротности пород (Q , %) по формуле (1) для

коллекторов трех горизонтов по результатам определений $K_{п}$ и скорости продольных упругих волн при моделировании пластовых условий [9].

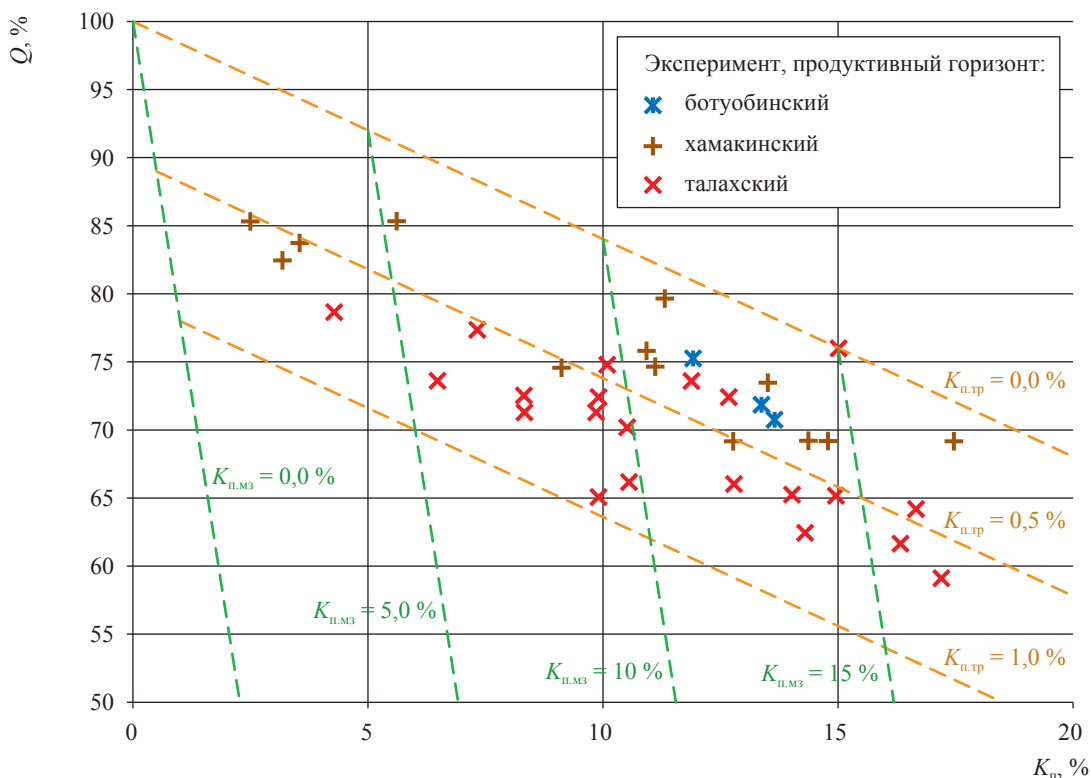
$$Q = 100 \frac{V_{пр}^{изм}}{V_{пр}^{расч}}, \quad (1)$$

где $V_{пр}^{изм}$ – измеренное значение скорости распространения продольной волны, км/с; $V_{пр}^{расч}$ – расчетное значение скорости продольной волны в скелете, км/с. Также на рис. 1 пунктиром показаны параллельные линии равных значений $K_{п.тр}$ (0–1,0 %) и $K_{п.мз}$ (0–15 %).

Коэффициент трещинной пористости $K_{п.тр}$ исследованных горных пород изменяется в пределах 0–0,94 %, составляя в среднем 0,5 %. Коэффициент межзерновой пористости $K_{п.мз}$ оценивается средней величиной 10,6 % при диапазоне изменений 2,0–17,3 %.

Соотношение $K_{п.тр}$ и $K_{п}$ [10], или доля трещинной пористости в общей пористости, составляет в среднем 5,81 %, достигая максимальной величины 21 % (рис. 2), и рассчитывается по формуле

$$v = 100K_{п.тр} / K_{п}. \quad (2)$$



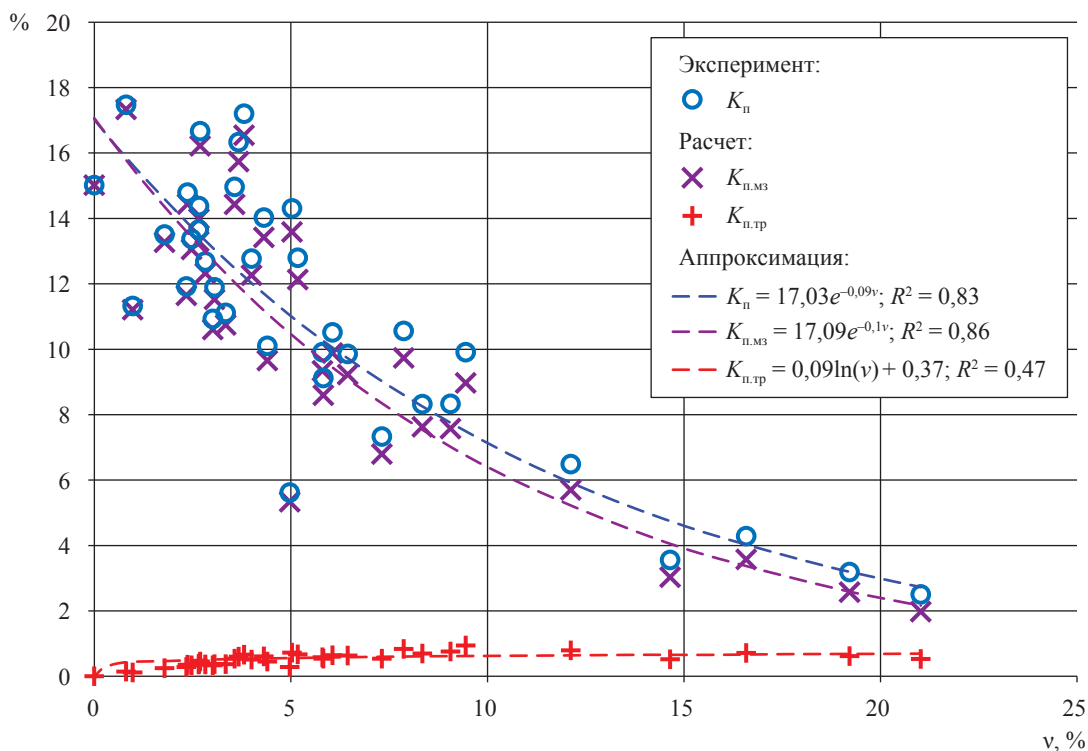


Рис. 2. Связь соотношения трещинной и общей пористости исследованных горных пород с их общей, межзерновой и трещинной пористостью:
 R^2 – коэффициент достоверности аппроксимации

Таким образом, видно, что исследуемые породы имеют открытую пористость, состоящую из двух компонент: межзерновой и трещинной. Причем при таком подходе параметры выявляемой трещинной пористости диктуются условиями проведения исследований. Поскольку характерные размеры (длина и диаметр) исследуемых образцов составляют 30 мм, то длина трещины не может превышать ее половины. При большей длине трещины образец неминуемо разрушится. Отношение раскрытия трещины к ее длине обычно не превышает 0,001. Таким образом, максимальное раскрытие трещин, выявляемых по предлагаемой методике, оценивается как не превышающее 15 мкм, а длина и/или ширина – как не превышающие 15 мм.

Рассмотрим влияние каждого из видов пористости на скорости распространения упругих волн и удельное электрическое сопротивление, которые зачастую используются как при подсчете запасов, так и при подготовке проектов разработки месторождений. Установлено, что скорости распространения продольных $V_{пр}$ и поперечных $V_{поп}$ волн уменьшаются с ростом $K_{п}$ и $K_{п.мз}$ (рис. 3).

Как $V_{пр}$, так и $V_{поп}$ практически полностью зависят от значений $K_{п}$ и $K_{п.мз}$ (см. рис. 3). Для продольной волны коэффициенты достоверности аппроксимации R^2 этих зависимостей линейными уравнениями

$$V_{пр} = 5,42 - 0,07K_{п} \tag{3}$$

$$\text{и } V_{пр} = 5,50 - 0,08K_{п.мз} \tag{4}$$

составляют 0,67 и 0,63 соответственно. Коэффициенты корреляции между скоростью продольной волны и значениями общей и межзерновой пористости соответственно: $r = 0,804$ и $r = 0,799$.

Влияние трещинной пористости проявляется в виде горизонтального смещения значения скорости для общей пористости к соответствующему значению для межзерновой пористости (см. рис. 3). Смещение равно значению скорости для трещинной пористости, что согласуется с принципом сложения времени при прохождении волны по разным средам (гранулярной и трещинной). Надежной статистической связи скоростей продольных и поперечных волн с трещинной пористостью не выявлено.

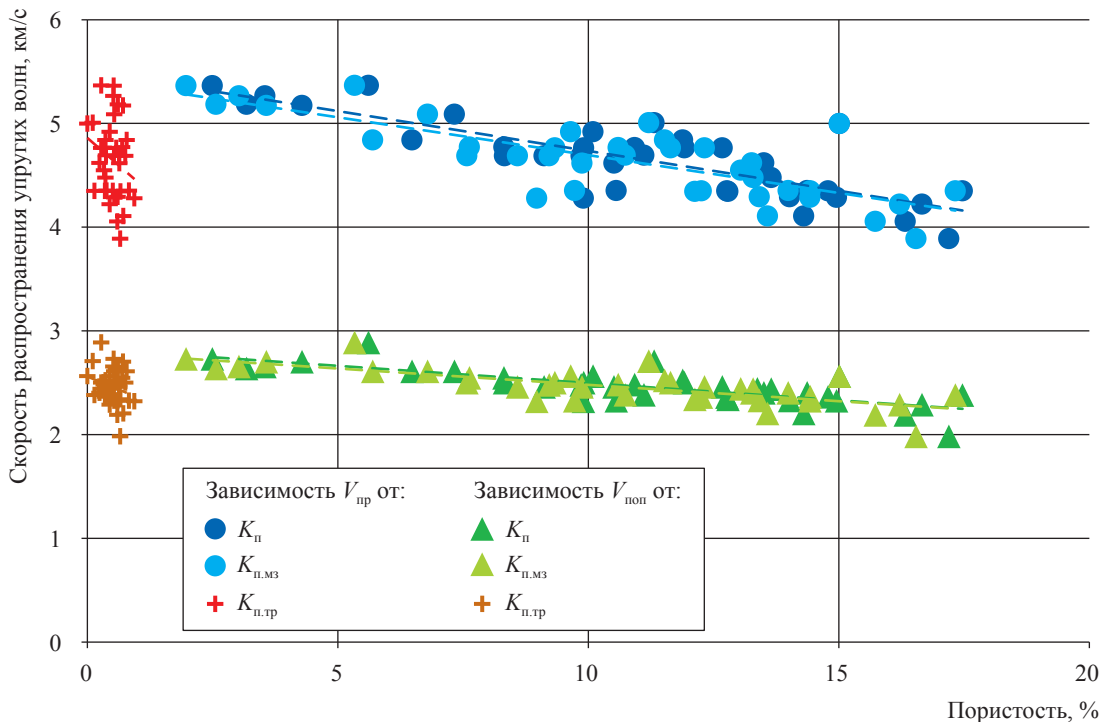


Рис. 3. Зависимость скорости распространения упругих продольных и поперечных волн от пористости образцов (K_n , $K_{n,мз}$ и $K_{n,тр}$)

Также не выявлено статистически значимой зависимости скорости распространения упругих волн от соотношения трещинной и общей пористости (рис. 4). Можно лишь отметить тенденцию увеличения продольной и поперечной скоростей с ростом доли трещинной пористости. Обусловлено это, очевидно, тем, что при одинаковых значениях трещинной пористости доля трещинной пористости будет выше для горных пород с низкими величинами общей пористости (см. рис. 2), где скорости распространения упругих волн выше.

В связи с широким использованием для исследования горных пород различных методов электрического каротажа практический интерес представляет изучение влияния различных видов пористости на удельное электрическое сопротивление горных пород, вскрытых скважинами. Физической основой применения методов электрического каротажа для определения K_n гранулярных коллекторов является зависимость параметра пористости породы (P_n), насыщенного электропроводящим флюидом, от K_n и структуры порового пространства [1].

Существуют несколько подходов к определению удельного сопротивления и параметра пористости пород с двойной пористостью. Так, выведено уравнение, связывающее P_n гор-

ной породы, имеющей двойную пористость, с ее суммарной (общей) пористостью K_n [10, 11]:

$$P_n = \frac{\left(\frac{\rho_w \rho_0}{v K_n \rho_0 + \rho_w (1 - v)} \right)}{\rho_w}, \quad (5)$$

где ρ_0 – удельное электрическое сопротивление породы, Ом·м; ρ_w – удельное электрическое сопротивление электропроводящего раствора, заполняющего поровое пространство, Ом·м. При этом предполагается, что порода содержит две параллельные системы (межзерновые поры и трещины), проводящие электрический ток.

При отсутствии трещин отношение $K_{n,тр}$ к K_n равно нулю, и уравнение (5) преобразуется к обычному виду:

$$P_n = \rho_0 / \rho_w. \quad (6)$$

В случае чисто трещинных коллекторов, когда отсутствует межзерновая (гранулярная) пористость, отношение $K_{n,тр}$ к K_n равно единице, и уравнение (5) приобретает вид

$$P_n = 1 / K_{n,тр}. \quad (7)$$

С учетом полученных значений общей и трещинной пористости для исследованной

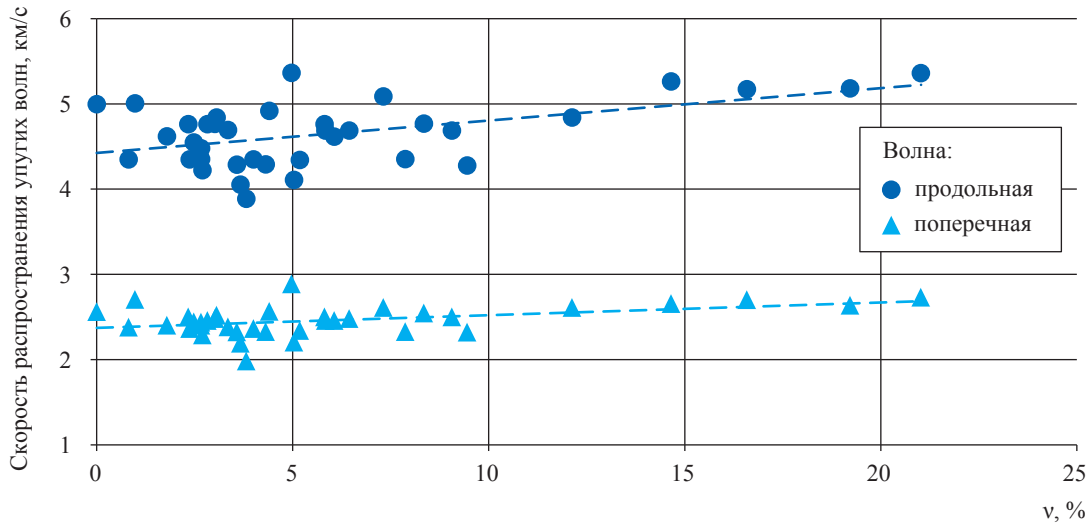


Рис. 4. Изменения скорости распространения упругих продольных и поперечных волн в горных породах в зависимости от соотношения значений их трещинной и общей пористости

коллекции горных пород параметр P_n рассчитан (см. формулу (5)) по методике Агилеры (исп. R. Aguilera) и определен по фактическим данным, полученным при моделировании пластовых условий. Сопоставление расчетных и фактических значений P_n показало, что результаты вычислений согласно Агилере достаточно близки фактическим данным (рис. 5).

Для дифференцированной оценки влияния межзерновой и трещинной пористости на удельное электрическое сопротивление использована модель Пирсона, которая предусматривает параллельное соединение трещин и поровых каналов [11]. Для использования в модели Пирсона определялись значения трещинной и межзерновой пористости: трещинная

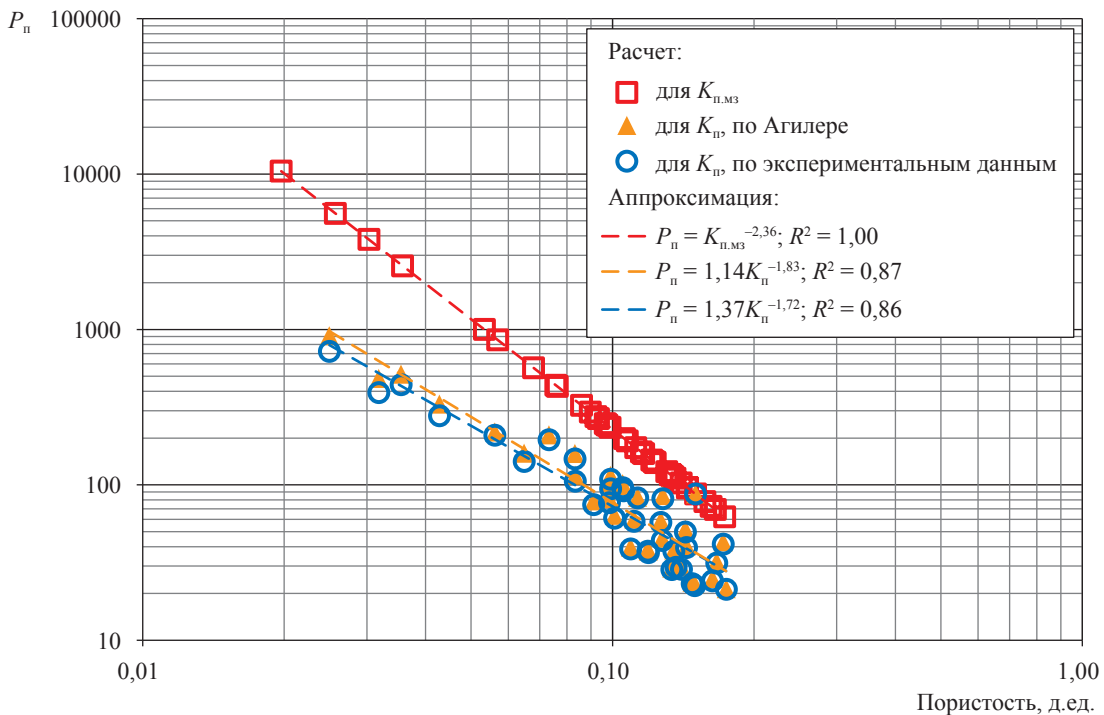


Рис. 5. Зависимость фактического и расчетного (по Агилере) значений параметра пористости от пористости для исследованных образцов горных пород с двойной пористостью

пористость определялась по предложенной ранее методике [2], межзерновая – как разность значений общей и трещинной пористости.

Для расчета удельного электрического сопротивления отдельно межзерновой пористости (поровых каналов) воспользуемся известным уравнением Арчи – Дахнова, выведенным для гранулярных коллекторов [6, 10]:

$$P_n = \frac{a}{K_{п.мз}^m}, \quad (8)$$

где a – коэффициент извилистости; m – показатель цементации, который зависит от формы пор и их распределения по размерам.

Для гранулярных пород без трещин коэффициент a в уравнении (8) обычно принимается равным единице. Для учета степени цементации показатель степени m при коэффициенте пористости подобран таким образом, чтобы значение параметра P_n образца с нулевой трещинной пористостью равнялось фактически полученному значению P_n для этого образца. При выполнении данного условия $m = 2,36$. Исходя из того, что P_n рассчитывается как отношение удельного сопротивления насыщенного раствором солей горной породы к удельному сопротивлению насыщающего раствора (см. форм. (6)), и в предположении, что

удельное электрическое сопротивление раствора в порах и трещинах одинаковое, рассчитаны удельные сопротивления $\rho_{п.мз}$, $\rho_{п.тр}$, ρ_n для межзерновой, трещинной и общей пористости соответственно. На рис. 6 видно, что с ростом межзерновой и общей пористости уменьшается и удельное электрическое сопротивление. Для связи удельного электрического сопротивления и трещинной пористости надежной статической зависимости не выявлено.

Как было сказано, модель двойной пористости (модель Пирсона) предусматривает параллельное прохождение электрического тока по трещинам и поровым каналам. При этом общая удельная электропроводность горных пород будет представлять собой сумму двух электропроводностей: межзерновой и трещинной (рис. 7). Видно, что с ростом межзерновой и общей пористости растет и удельная электропроводность. Между значениями трещинной пористости и удельной электропроводности надежной статической зависимости не выявлено.

Исходя из физических предпосылок можно ожидать, что с ростом v (т.е. доли трещинной пористости) будет расти и вклад электропроводности по трещинам. Для проверки этого предположения построена зависимость

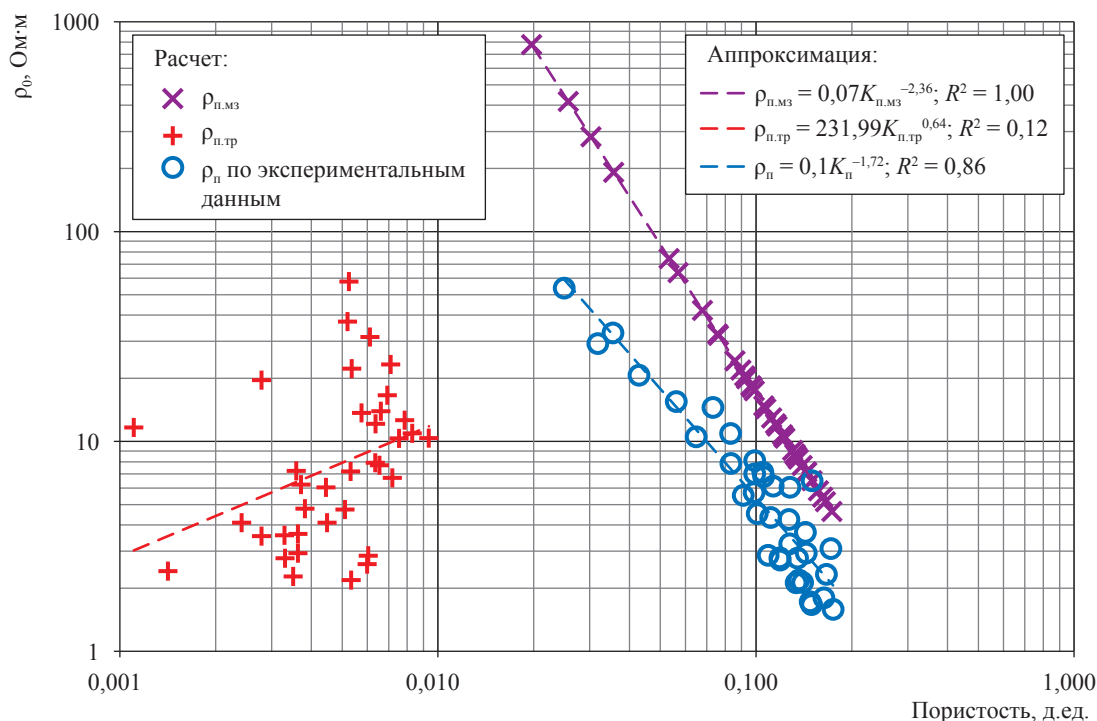


Рис. 6. Зависимость удельного электрического сопротивления исследованных образцов горных пород от их пористости

удельной электропроводности всех исследованных образцов от полученной для каждого из них доли трещинной пористости (рис. 8). Видно, что для данной коллекции образцов

горных пород уже при $v \approx 0,2$ (объем трещинной пористости составляет 20 % от объема общей пористости) общая электропроводность $1/\rho_{\Pi}$ практически полностью определяется

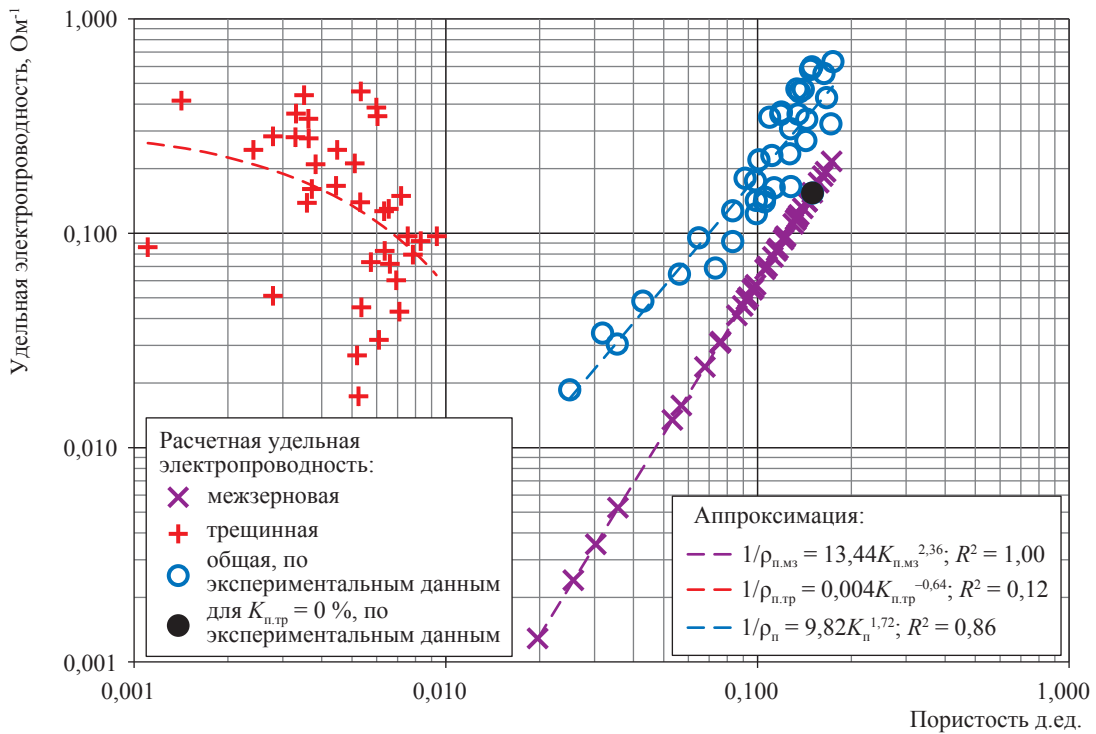


Рис. 7. Зависимость удельной электропроводности исследованных образцов горных пород от их пористости

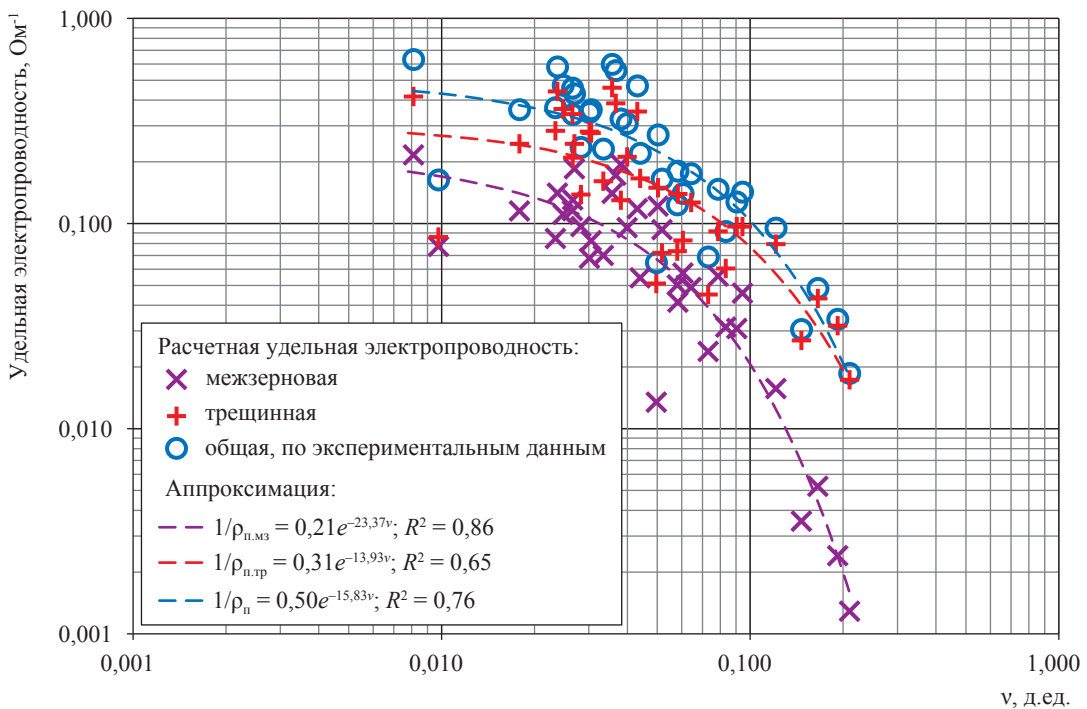


Рис. 8. Зависимости удельной электропроводности исследованных образцов горных пород от соотношения их трещинной и общей пористости

электропроводностью трещин $1/\rho_{п.тр}$. А при стремлении ν к нулю, т.е. при отсутствии трещин, общая электропроводность будет определяться электропроводностью межзернового порового пространства $1/\rho_{п.мз}$.

Также получим зависимости параметра пористости $P_{п}$ от общей, межзерновой и трещинной пористости (рис. 9). Для случая, когда присутствует только трещинная пористость, причем трещины открыты и взаимосвязаны (трещины 1-го типа), $P_{п}$ вычисляется по формуле

$$P_{п} = 1/K_{п.тр}, \quad (9)$$

причем в этом случае параметры a и m (см. форм. (8)) примерно равны единице [10].

На рис. 9 приведены и зависимость (9), и полученные расчетным путем значения параметра трещинной пористости. Сопоставив па-

раметр пористости для трещин 1-го типа (трещины открыты и взаимосвязаны [10]) и рассчитанный параметр трещинной пористости, авторы делают вывод о том, что выявленная ими трещинная пористость весьма далека от предельного случая взаимосвязанных трещин. Параметр трещинной пористости при этом не имеет явно выраженной и надежной статической зависимости от величины трещинной пористости.

Авторы также попытались определить зависимость $P_{п}$ от ν (рис. 10). Видно, что для данной коллекции горных пород уже при $\nu \approx 0,2$ параметр общей пористости близок к параметру трещинной пористости. А при стремлении ν к нулю, т.е. при отсутствии трещин, значение параметра общей пористости приближается к значению параметра межзерновой пористости.

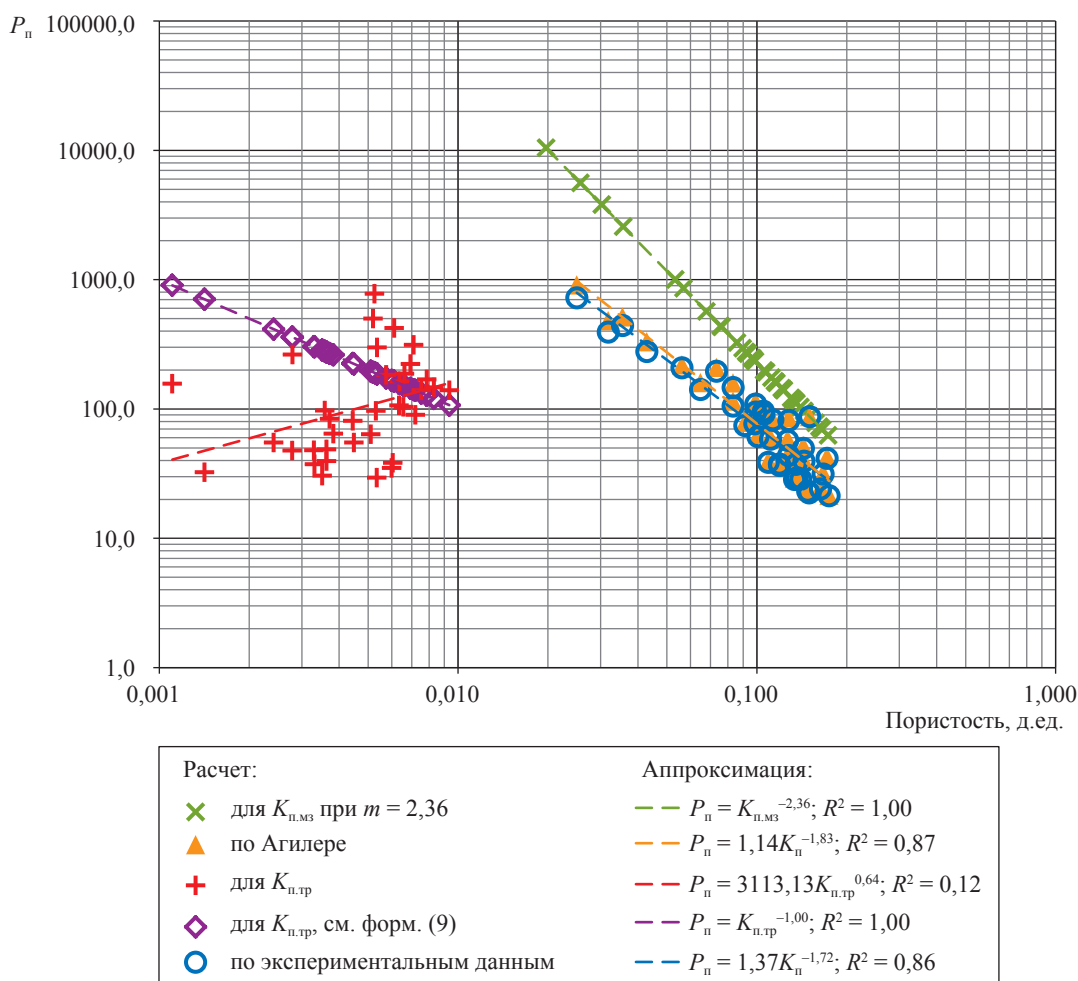


Рис. 9. Зависимость фактического и расчетного значений параметра пористости от пористости для исследованных образцов горных пород с двойной пористостью

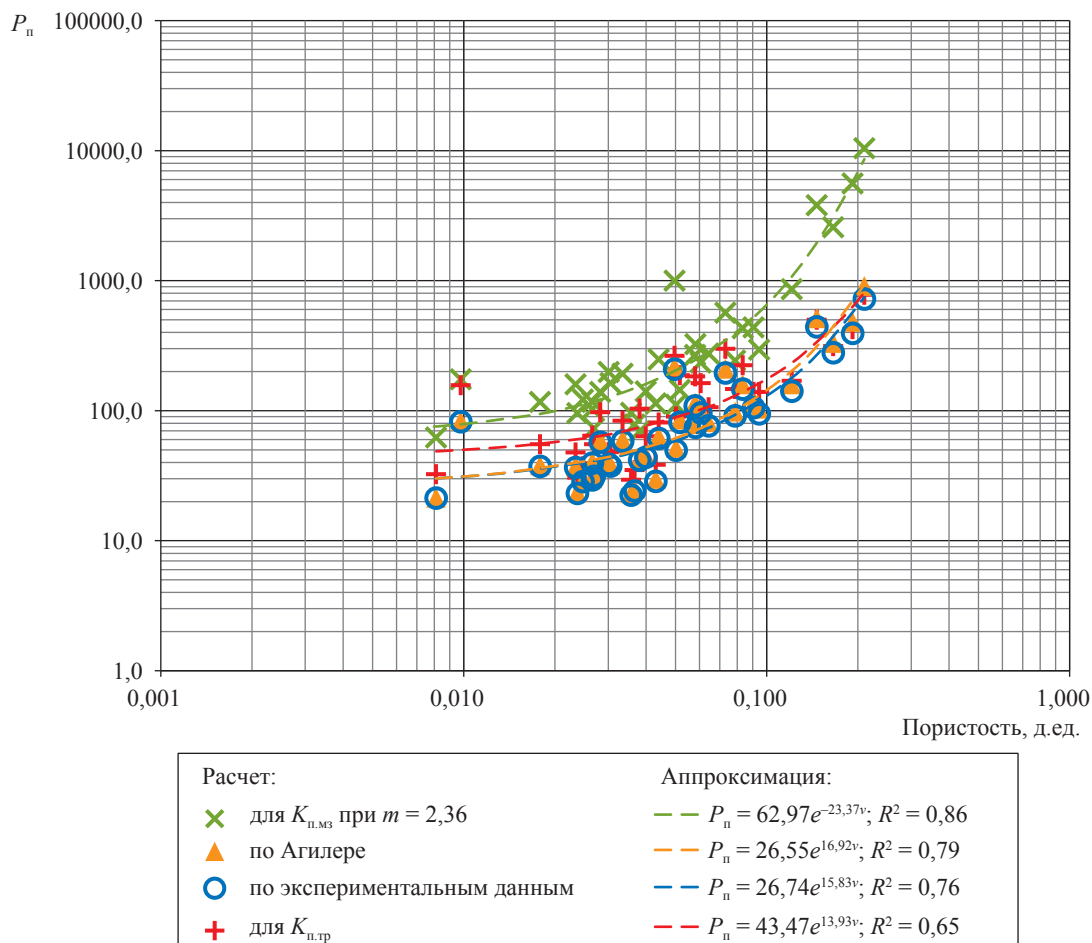


Рис. 10. Зависимости параметра пористости исследованных образцов горных пород от соотношения их трещинной и общей пористости

Оценено влияние межзерновой и трещинной пористости на значения таких петрофизических параметров, как скорость распространения упругих волн, удельная электрическая проводимость и параметр пористости, которые зачастую используются как при подсчете запасов, так и при подготовке проектов разработки месторождений. Показано, что для дан-

ной коллекции горных пород уже при 20%-ной доле трещинной пористости в общей пористости параметр пористости близок к параметру трещинной пористости. А при стремлении трещинной пористости к нулю, т.е. при отсутствии трещин, значение параметра пористости приближается к значению параметра пористости для межзерновой пористости.

Список литературы

1. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – М.: ВНИГНИ; Тверь: НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 259 с.
2. Жуков В.С. Оценка трещиноватости коллекторов по скорости распространения упругих волн / В.С. Жуков // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.: сб. научных ст. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 148–152.
3. Жуков В.С. Оценка трещиноватости коллекторов по данным о скорости распространения продольной волны на примере одного их месторождений Восточной Сибири / В.С. Жуков, О.В. Иселидзе // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.: сб. научных ст. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 153–157.

4. Жуков В.С. Оценка трещиноватости коллекторов Оренбургского месторождения по данным о скорости распространения продольной волны / В.С. Жуков, О.В. Иселидзе // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. научных ст. в 2 ч.; под редакцией Б.А. Григорьева. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – Ч. 1. – С. 175–182.
5. Авчян Г.М. Петрофизика осадочных пород в глубинных условиях / Г.М. Авчян, А.А. Матвеев, З.Б. Стефанкевич. – М.: Недра, 1979. – 224 с.
6. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород / В.Н. Дахнов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1985. – 310 с.
7. Кузьмин Ю.О. Современная геодинамика и вариации физических свойств горных пород / Ю.О. Кузьмин, В.С. Жуков. – М.: Изд-во МГГУ, 2004. – 262 с.
8. Рыжов А.Е. Динамика изменений физических свойств образцов продуктивных пород при разработке месторождений нефти и газа / А.Е. Рыжов, В.С. Жуков, О.В. Иселидзе и др. // Разработка месторождений углеводородов: сб. научных трудов. – М.: ВНИИГАЗ, 2008. – С. 154–168.
9. Туранк К. Распространение волн и границы раздела в породах / К. Туранк, Д. Фурментро, А. Денни // Механика горных пород применительно к проблемам разведки и добычи нефти: сб. / пер. с англ. и фр. под ред. В. Мори и Д. Фурментро. – М.: Мир, 1994. – С. 176–184.
10. Тиаб Дж. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов / Дж. Тиаб, Эрл Ч. Доналдсон; пер. с англ. – 2-е изд. – М.: Премииум инжиниринг, 2011. – 866 с.
11. Aguilera R. Analysis of naturally fractured reservoirs from conventional well log / R. Aguilera // Journal of Petroleum Technology. – 1976. – V. 28. – P. 764–772.

Influence of various kinds of porosity on velocity of elastic waves and electrical conductivity of Chayanda field reservoir rocks

V.S. Zhukov^{1*}, V.V. Motorygin¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Est. 15, Proyecktiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

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

Abstract. For authentic calculation of oil and gas reserves and preparation of projects of oil and gas fields' development it is necessary to consider the impact of intergranular and cracking porosities and their parity to physical properties of rocks. Samples of Vendian sandstone with open porosity from 3,2 to 18,3 % in atmospheric conditions were investigated. In modeled in-situ conditions their cracking porosity changes from 0,0 to 0,94 %, averaging 0,5 %. The average value of intergranular porosity is equal to 10,6 % (varies within the range of 2,0–17,3 %). A share of cracking porosity in general porosity averages 5,81 %, reaching 21 %.

Velocity of longitudinal and S-waves decrease with growth of general and intergranular porosity. The tendency of velocity increase if share of cracking porosity grows is noted. The reason is that at identical values of cracking porosity its share in the general porosity will be greater for poor-porous rocks.

The influence of intergranular and cracking porosity on specific electric resistance is estimated by means of Pirson's model, which provides parallel connection of cracks and pore channels. When intergranular and general porosities are growing, specific electric resistances decreases. It is shown that when the share of cracking porosity in general porosity is more than 20 %, general specific electric conductivity is almost completely defined by electric conductivity of cracks. And at aspiration of this share to zero, i.e. in the absence of cracks, the general specific electric conductivity is defined by specific electric conductivity of intergranular pore spaces. Revealed cracking porosity is rather far from a case of interconnected cracks.

Influence of intergranular and cracking porosity on velocity of elastic waves, specific electric conductivity and void parameter is estimated. These characteristics are frequently used both at calculation of stocks, and at preparation of projects for development of oil and gas fields.

Keywords: porosity, intergranular porosity, cracking porosity, velocity of elastic waves, specific electric resistance, in-situ conditions.

References

1. PETERSILYE, V.I., V.I. POROSKUN, G.G. YATSENKO (eds.). *Guidance on volumetric calculation of oil and gas geological reserves* [Metodicheskiye rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefiti i gaza obyemnym metodom]. Moscow: All-Russian Research Geological Oil Institute; Tver: Tvergeofizika, 2003. (Russ.).
2. ZHUKOV, V.S. Estimation of reservoir fracture pattern by elastic wave propagation velocity [Otsenka treshchinovostoi kollektorov po skorosti rasprostraneniya uprugikh voln]. In: *Russian gas-producing regions resource provision problem until 2030* [Problemy resursnogo obespecheniya gazodobyvayushchikh rayonov Rossii do 2030 g.]: collection of sci. articles. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2012, pp. 148–152. (Russ.).
3. ZHUKOV, V.S. and O.V. ISELIDZE. Fracture formation factor assessment by P-wave propagation velocity in case of one field of Eastern Siberia [Otsenka treshchinovostoi kollektorov po dannym o skorosti rasprostraneniya prodolnoy volny na primere odnogo iz mestorozhdeniy Vostochnoy Sibiri]. In: *Russian gas-producing regions resource provision problem until 2030* [Problemy resursnogo obespecheniya gazodobyvayushchikh rayonov Rossii do 2030 g.]: collection of sci. articles. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2012, pp. 153–157. (Russ.).
4. ZHUKOV, V.S. and O.V. ISELIDZE. Estimation of fracturing of the Orenburg field's collectors by compressional velocity [Otsenka treshchinovostoi kollektorov Orenburgskogo mestorozhdeniya po dannym o skorosti rasprostraneniya prodolnoy volny]. In: *Relevant issues of studies of field hydrocarbon formations* [Aktualnyye voprosy issledovaniy plastovykh system mestorozhdeniy uglevodorodov]: collection of sci. articles in 2 pts. B.A. Grigoryev (ed.). Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2011, pt. 1, pp. 175–182. (Russ.).
5. AVCHAN, G.M., A.A. MATVEYENKO, Z.B. STEFANKEVICH. *Petrophysics of sedimentary rocks* [Petrofizika osadochnykh porod]. Moscow: Nedra, 1979. (Russ.).
6. DAKHNOV, V.N. *Geophysical methods for determination of reservoir properties and oil-gas-bearing of rocks* [Geofizicheskiye metody opredeleniya kollektorskiykh svoystv i neftegazonasyshcheniya gornyykh porod]. 2nd ed., revised. Moscow: Nedra, 1985. (Russ.).
7. KUZMIN, Yu.O. and V.S. ZHUKOV. *Recent geodynamics and physical properties' variations of rocks* [Sovremennaya geodinamika i variatsii fizicheskikh svoystv gornyykh porod]. Moscow: Moscow State University Publishers, 2004. (Russ.).
8. RYZHOV, A.Ye., V.S. ZHUKOV, O.V. ISELIDZE et al. Dynamics of changes in physical properties of productive-rock samples at development of oil and gas fields [Dinamika izmeneniy fizicheskikh svoystv obratsov produktivnykh gornyykh porod pri razrabotke mestorozhdeniy nefiti i gaza]. In: *Development of hydrocarbon fields* [Razrabotka mestorozhdeniy uglevodorodov]: collected papers. Moscow: VNIIGAZ, 2008, pp. 154–168. (Russ.).
9. TURANK, K., D. FURMENTRO, A. DENNY. Propagation of waves and demarcation line in rocks [Rasprostraneniye voln i granits razdela v prodakh] In: MORI, V., FURMENTRO D. (eds.). *Rock mechanics in respect of issues in oil exploration and production* [Mekhanika gornyykh porod primenitelno k problemem razvedki i dobychi nefiti]: collected papers. Translated from English and French. Moscow: Mir, 1994, pp. 176–184. (Russ.).
10. TIAB, Dj. and Erle C. DONALDSON. *Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. Translated from English. 2nd ed. Moscow: Premium inzhiniring, 2011. (Russ.).
11. AGUILERA, R. Analysis of naturally fractured reservoirs from conventional well log. *Journal of Petroleum Technology*. 1976, vol. 28, pp. 764–772. ISSN 0149-2136.

Сведения об авторах

| | |
|--|---|
| <i>Абросимов
Андрей Андреевич</i> | аспирант кафедры геофизических информационных систем РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.
Тел.: +7(906)721-00-14.
E-mail: GIS50@gubkin.ru |
| <i>Александров
Игорь Станиславович</i> | к.т.н., доцент кафедры теплогазоснабжения и вентиляции Калининградского государственного технического университета.
Тел.: +7(909)780-09-95.
E-mail: alexandrov_kgrd@mail.ru |
| <i>Алеманов
Александр Евгеньевич</i> | ведущий инженер Лаборатории физического моделирования многофазных процессов Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657-44-77.
E-mail: A_Alemanov@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Белалов
Владислав Равильевич</i> | к.т.н., доцент кафедры физики Филиала ФГБОУ ВПО «Национальный исследовательский университет «МЭИ» в г. Смоленске.
Тел.: +7(4812)66-43-90.
E-mail: Tfs209@yandex.ru |
| <i>Богатырёв
Александр Федорович</i> | д.т.н., профессор кафедры физики Филиала ФГБОУ ВПО «Национальный исследовательский университет «МЭИ» в г. Смоленске.
Тел.: +7(4812)66-43-90.
E-mail: Tfs209@yandex.ru |
| <i>Богданов
Андрей Владимирович</i> | аспирант, младший научный сотрудник сектора геологической интерпретации Лаборатории физики пласта Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7 (498)657-47-73.
E-mail: A_Bogdanov@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Булейко
Валерий Михайлович</i> | д.т.н., главный научный сотрудник Лаборатории физического моделирования многофазных процессов Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657-44-77.
E-mail: V_Buleiko@vniigaz.gaprom.ru |
| <i>Ваньков
Валерий Петрович</i> | главный специалист Лаборатории физического моделирования многофазных процессов Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657-44-77.
E-mail: V_Vankov@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Волков
Андрей Николаевич</i> | к.т.н., начальник отдела Корпоративного центра исследований пластовых систем (кern и флюиды) Филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта.
Тел.: +7(8216)73-52-20.
E-mail: A.Volkov@sng.vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Галкина
Мария Вячеславовна</i> | инженер 2 категории Лаборатории комплексных промысловых исследований отдела Корпоративного центра исследований пластовых систем (кern и флюиды) Филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта.
Тел.: +7(8216)75-30-19.
E-mail: m.galkina@sng.vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Генкин
Михаил Владимирович</i> | директор по развитию бизнеса АО «ОХК «УРАЛХИМ».
Тел.: +7(495)721-89-89.
E-mail: info@uralchem.com |
| <i>Герасимов
Анатолий Алексеевич</i> | д.т.н., профессор, заведующий кафедрой теплогазоснабжения и вентиляции Калининградского государственного технического университета.
Тел.: +7(911)462-56-64.
E-mail: aager_kstu@mail.ru |

| | |
|---|---|
| <i>Григорьев
Борис Афанасьевич</i> | чл.-корр. РАН, д.т.н., профессор, ученый секретарь
ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657-46-35.
E-mail: B_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Григорьев
Евгений Борисович</i> | д.т.н., заместитель директора Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657-41-92.
E-mail: E_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Дахнов
Алексей Владимирович</i> | к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории комплексных исследований kernового материала Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657-44-28.
E-mail: A_Dakhnov@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Долгаев
Сергей Иванович</i> | ведущий научный сотрудник Лаборатории промышленных газогидратных, адсорбционных и мембранных технологий Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657-21-67.
E-mail: S_Dolgaev@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Жуков
Виталий Семёнович</i> | д.т.н., главный научный сотрудник Лаборатории комплексных исследований kernового материала Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657-43-63.
E-mail: V_Zhukov@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Заночуева
Ирина Викторовна</i> | научный сотрудник сектора физико-химических и хроматографических исследований Лаборатории комплексных исследований углеводородных систем Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657-47-06.
E-mail: I_Zanochueva@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Земченков
Александр Сергеевич</i> | инженер 1 категории сектора геологической интерпретации Лаборатории физики пласта Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657-40-53.
E-mail: A_Zemchenkov@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Игумнов
Сергей Николаевич</i> | ведущий специалист 2 категории АО «ОХК «УРАЛХИМ».
Тел.: +7(495)721-89-89 (доб. 11045).
E-mail: sergey.igumnov@uralchem.com |
| <i>Иселидзе
Отар Викторович</i> | к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории комплексных исследований kernового материала Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657-43-63.
E-mail: O_Iselidze@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Исмайлов
Турал Айдын оглы</i> | практикант Лаборатории физики пласта Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(926) 909-94-75.
E-mail: tur.ismayilov@list.ru |
| <i>Истомин
Владимир Александрович</i> | д.х.н., профессор, главный научный сотрудник Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657-43-51.
E-mail: V_Istomin@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Канунникова
Надежда Юрьевна</i> | ведущий инженер сектора геологической интерпретации Лаборатории физики пласта Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657-40-53.
E-mail: N_Kanunnikiva@vniigaz.gazprom.ru |

| | |
|---|---|
| <i>Касперович
Александр Геннадьевич</i> | к.т.н., ведущий инженер отдела аналитического мониторинга и прогноза Инженерно-технического центра ООО «Газпром переработка».
Тел.: +7(495)330–53–56.
E-mail: KasperovichAG@gpp.gazprom.ru |
| <i>Качалов
Владимир Викторович</i> | к.т.н., старший научный сотрудник Лаборатории № 2.1.3.1. – распределенной генерации ОИВТ РАН.
Тел.: +7(495)485–91–45.
E-mail: onkg@mail.ru |
| <i>Квон
Валерий Герасимович</i> | начальник Лаборатории промышленных газогидратных, адсорбционных и мембранных технологий Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657–40–22.
E-mail: V_Kwon@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Ковалёв
Андрей Леонгардович</i> | к.т.н., заведующий сектором математического моделирования Лаборатории физики пласта Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657–41–92.
E-mail: A_Kovalev@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Козлов
Александр Дмитриевич</i> | д.т.н., профессор, руководитель ГНМЦ ССД Росстандарта.
Тел.: +7(495)437–37–29.
E-mail: kozlov@vniims.ru |
| <i>Константинов
Александр Андреевич</i> | научный сотрудник Лаборатории комплексных исследований кернового материала Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657–44–28.
E-mail: A_Konstantinov@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Корчажкина
Ирина Юрьевна</i> | научный сотрудник сектора математического моделирования Лаборатории физики пласта Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657–41–92.
E-mail: I_Korchazhkina@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Косякова
Лидия Степановна</i> | старший научный сотрудник Лаборатории комплексных исследований углеводородных систем Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657–47–06.
E-mail: L_Kosyakova@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Крайн
Дмитрий Рангольдович</i> | заместитель начальника Лаборатории комплексных исследований углеводородных систем Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657–47–06.
E-mail: D_Krain@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Крикунов
Анатолий Иванович</i> | к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник сектора геологической интерпретации Лаборатории физики пласта Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657–40–53.
E-mail: A_Krikunov@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Крюкова
Ирина Борисовна</i> | научный сотрудник Лаборатории комплексных исследований кернового материала Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657–44–28.
E-mail: I_Kryukova@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Кузовков
Алексей Александрович</i> | менеджер по работе с ключевыми заказчиками ООО «Рок Флоу Динамикс».
Тел.: +7(499)129–35–00.
E-mail: Alexey.Kuzovkov@rfdyn.ru |
| <i>Лапшин
Владимир Ильич</i> | д.т.н., главный научный сотрудник Центра разработки месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657–40–26.
E-mail: V_Lapshin@vniigaz.gazprom.ru |

| | |
|--|---|
| <i>Логинов
Вячеслав Александрович</i> | заведующий сектором физико-химических и хроматографических исследований Лаборатории комплексных исследований углеводородных систем Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657-47-06.
E-mail: V_Loginov@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Макеенкова
Ольга Андреевна</i> | к.т.н., ассистент кафедры физики Филиала ФГБОУ ВПО «Национальный исследовательский университет «МЭИ» в г. Смоленске.
Тел.: +7(4812)66-43-90.
E-mail: Tfs209@yandex.ru |
| <i>Мамонтова
Юлия Владимировна</i> | заведующий Лабораторией термодинамических и хроматографических исследований ООО «ТюменНИИгипрогаз».
Тел.: +7(3452)28-64-07.
E-mail: MamontovaUV@tngg.ru |
| <i>Мизин
Андрей Витальевич</i> | заместитель начальника Лаборатории физического моделирования многофазных процессов Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657-44-77.
E-mail: A_Mizin@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Моисейкин
Петр Алексеевич</i> | начальник Лаборатории долгосрочных прогнозов добычи углеводородного сырья Центра разработки месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657-45-23.
E-mail: P_Moiseykin@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Монахова
Ольга Михайловна</i> | ведущий инженер Лаборатории физического моделирования многофазных процессов Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657-44-77.
E-mail: O_Monakhova@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Мотoryгин
Владимир Владимирович</i> | научный сотрудник Лаборатории централизованного хранения и формирования коллекций kern и флюидов Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657-43-63.
E-mail: V_Motorygin@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Наренков
Роман Юрьевич</i> | к.х.н., научный сотрудник сектора физико-химических и хроматографических исследований Лаборатории комплексных исследований углеводородных систем Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657-47-06.
E-mail: R_Narenkov@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Николаев
Олег Валерьевич</i> | начальник Лаборатории моделирования газожидкостных потоков в системах добычи газа Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498) 657-41-99.
E-mail: O_Nikolaev@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Овсяникова
Мария Сергеевна</i> | магистрант кафедры фундаментальных основ газового дела факультета аэромеханики и летательной техники МФТИ.
Тел.: +7(916)628-71-58.
E-mail: mishynik@yandex.ru |
| <i>Огибалова
Татьяна Анатольевна</i> | главный инженер проекта отдела НИОКР ООО «НИПИ НГ Петон».
Тел.: +7(495)980-27-18, доб. 425.
E-mail: t.ogibalova@invtech.peton.ru |
| <i>Пазюк
Юлия Витальевна</i> | стажер-исследователь Лаборатории № 2.1.3.1. – распределенной генерации ОИВТ РАН.
Тел.: +7(915)390-05-99.
E-mail: tightcookie@mail.ru |

| | |
|--|---|
| <i>Парфёнова
Наталья Михайловна</i> | к.х.н., старший научный сотрудник Лаборатории комплексных исследований углеводородных систем Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657-47-06.
E-mail: N_Parfenova@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Пименов
Юрий Георгиевич</i> | к.г.-м.н., старший научный сотрудник кафедры разведочной геофизики и компьютерных систем РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.
Тел.: +7(963)769-10-23.
E-mail: seis@gubkin.ru |
| <i>Рассохин
Андрей Сергеевич</i> | к.т.н., заместитель начальника Лаборатории геолого-промысловых исследований Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657-48-61.
E-mail: A_Rassokhin@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Рассохин
Сергей Геннадьевич</i> | д.т.н., заместитель директора Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657-44-55.
E-mail: S_Rassokhin@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Розарёнова
Татьяна Владимировна</i> | руководитель департамента НИОКР АО «ОХК «УРАЛХИМ».
Тел.: +7(495)721-89-89 доб. 11173
E-mail: tatiana.rozarenova@uralchem.com |
| <i>Рыжов
Алексей Евгеньевич</i> | к.г.-м.н., заместитель по науке Генерального директора ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657-96-85.
E-mail: A_Ryzhov@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Савченко
Наталья Васильевна</i> | к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник сектора исследований фильтрации Лаборатории физики пласта Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657-41-92.
E-mail: N_Savchenko@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Силов
Виталий Юрьевич</i> | руководитель группы гидродинамических исследований Инженерно-технического центра ООО «Газпром добыча Ноябрьск».
Тел.: +7(3496)36-81-77.
E-mail: silov.vyu@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru |
| <i>Соколов
Александр Фёдорович</i> | к.т.н., начальник Лаборатории физического моделирования многофазных процессов Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657-44-77.
E-mail: AF_Sokolov@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Сокотущенко
Вадим Николаевич</i> | к.т.н., доцент, заместитель заведующего кафедрой физико-технических систем Государственного университета «Дубна», ведущий инженер Лаборатории № 2.1.3.1. – распределенной генерации ОИВТ РАН.
Тел.: +7(962)951-53-52.
E-mail: sokotushenko@mail.ru |
| <i>Томиленко
Алексей Анатольевич</i> | инженер I категории сектора термодинамических исследований и моделирования фазовых превращений Лаборатории комплексных исследований углеводородных систем Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657-47-06.
E-mail: A_Tomilenko@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Тройникова
Анна Александровна</i> | аспирант, научный сотрудник Лаборатории промысловых газогидратных, адсорбционных и мембранных технологий Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657-40-62.
E-mail: A_Troynikova@vniigaz.gazprom.ru |

| | |
|---|---|
| <i>Троицкий
Владимир Михайлович</i> | к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории физического моделирования многофазных процессов Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657-44-77.
E-mail: V_Troitskiy@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Федулов
Дмитрий Михайлович</i> | заместитель начальника Лаборатории промышленных низкотемпературных процессов Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657-40-26.
E-mail: D_Fedulov@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Филиппова
Лидия Алексеевна</i> | научный сотрудник сектора геологической интерпретации Лаборатории физики пласта Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657-40-53.
E-mail: L_Filippova@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Фомин
Евгений Леонтьевич</i> | старший научный сотрудник сектора математического моделирования Лаборатории физики пласта Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657-41-92.
E-mail: E_Fomin@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Цыбульский
Сергей Павлович</i> | младший научный сотрудник Лаборатории централизованного хранения и формирования коллекций kernа и флюидов Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657-43-63.
E-mail: S_Tsybulsky@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Чепкасова
Екатерина Викторовна</i> | руководитель группы гидродинамического моделирования Инженерно-технического центра ООО «Газпром добыча Ноябрьск».
Тел.: +7(3496)36-81-76.
E-mail: chepkasova.ev@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru |
| <i>Шафиев
Ильдар Маратович</i> | начальник Лаборатории комплексных исследований углеводородных систем Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657-47-06.
E-mail: I_Shafiev@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Шеберстов
Евгений Викторович</i> | д.т.н., главный научный сотрудник Лаборатории физики пласта Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
Тел.: +7(498)657-41-92.
E-mail: E_Sheberstov@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Юнусова
Людмила Валентиновна</i> | начальник Лаборатории комплексных промышленных исследований отдела Корпоративного центра исследований пластовых систем (кern и флюиды) Филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта
Тел.: +7(8216)75-30-19.
E-mail: l.yunusova@sng.vniigaz.gazprom.ru |

Information about the authors

| | |
|---|---|
| <i>Abrosimov
Andrey Andreyevich</i> | postgraduate student of the Chair for geophysical informational systems at Gubkin Russian State Oil and Gas University.
Tel.: +7(906)721-00-14.
E-mail: GIS50@gubkin.ru |
| <i>Aleksandrov
Igor Stanislavovich</i> | candidate of engineering, assistant professor of the Heat and gas supply and ventilation chair at the Kaliningrad State Technical University.
Tel.: +7(909)780-09-95.
E-mail: alexandrov_kgrd@mail.ru |
| <i>Alemanov
Aleksandr Yevgenyevich</i> | leading engineer of the Laboratory for physical modelling of multiphase processes in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(498)657-44-77.
E-mail: A_Alemanov@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Belalov
Vladislav Ravilyevich</i> | candidate of engineering, assistant professor of the Physics chair in the Smolensk Branch of National Research Institute «MPEI».
Tel.: +7(4812)66-43-90.
E-mail: Tfs209@yandex.ru |
| <i>Bogatyrev
Aleksandr Fedorovich</i> | doctor of engineering, professor of the Physics chair in the Smolensk Branch of National Research Institute «MPEI».
Tel.: +7(4812)66-43-90.
E-mail: Tfs209@yandex.ru |
| <i>Bogdanov
Andrey Vladimirovich</i> | postgraduate student, junior research associate in the Geological interpretation sector of the Stratum physics laboratory in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7 (498)657-47-73.
E-mail: A_Bogdanov@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Buleiko
Valeriy Mikhaylovich</i> | doctor of engineering, chief research associate of the Laboratory for physical modelling of multiphase processes in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(498)657-44-77.
E-mail: V_Buleiko@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Chepkasova
Yekaterina Viktorovna</i> | chief of a group for hydrodynamic modelling at the Engineering and technical center of Gazprom dobycha Noyabrsk LLC.
Tel.: +7(3496)36-81-76.
E-mail: chepkasova.ev@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru |
| <i>Dakhnov
Aleksy Vladimirovich</i> | candidate of geology and mineralogy, leading research associate in the Laboratory for complex research of core material of the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(498)657-44-28.
E-mail: A_Dakhnov@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Dolgayev
Sergey Ivanovich</i> | leading research associate in the Laboratory for field gas-hydrate, adsorption and membrane technologies of the Center for gas production at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(498)657-21-67.
E-mail: S_Dolgaev@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Fedulov
Dmitriy Mikhaylovich</i> | deputy head of the Laboratory for field low-temperature processes at the Center for gas production of Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(498)657-40-26.
E-mail: D_Fedulov@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Filippova
Lidiya Alekseyevna</i> | research associate in the Geological interpretation sector of the Stratum physics laboratory in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(498)657-40-53.
E-mail: L_Filippova@vniigaz.gazprom.ru |

| | |
|---|--|
| <i>Fomin
Yevgeniy Leontyevich</i> | senior research associate at the sector for mathematical modelling in the Stratum physics laboratory of the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(498)657-41-92.
E-mail: E_Fomin@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Galkina
Mariya Vyacheslavovna</i> | engineer of 2 nd category of the Laboratory for complex field research in Ukhta department of the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(8216)75-30-19.
E-mail: m.galkina@sng.vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Genkin
Mikhail Vladimirovich</i> | director for business promotion of URALCHEM Holding P.L.C.
Tel.: +7(495)721-89-89.
E-mail: info@uralchem.com |
| <i>Gerasimov
Anatoliy Alekseyevich</i> | doctor of engineering, professor, head of the Heat and gas supply and ventilation chair at the Kaliningrad State Technical University.
Tel.: +7(911)462-56-64.
E-mail: aager_kstu@mail.ru |
| <i>Grigoryev
Boris Afanasyevich</i> | doctor of engineering, associate member of RAS, professor, academic secretary of Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(498)657-46-35.
E-mail: B_Grigogiev@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Grigoryev
Yevgeniy Borisovich</i> | doctor of engineering, deputy director of the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(498)657-41-92.
E-mail: E_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Igumnov
Sergey Nikolayevich</i> | leading specialist of 2 nd category in URALCHEM Holding P.L.C.
Tel.: +7(495)721-89-89 (add. 11045).
E-mail: sergey.igumnov@uralchem.com |
| <i>Iselidze
Otar Viktorovich</i> | candidate of geology and mineralogy, leading research associate in the Laboratory for complex research of core material of the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(498)657-43-63.
E-mail: O_Iselidze@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Ismayilov
Tural Aydyn ogly</i> | trainee in the Stratum physics laboratory of the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(926) 909-94-75.
E-mail: tur.ismayilov@list.ru |
| <i>Istomin
Vladimir Aleksandrovich</i> | doctor of chemistry, professor, chief research associate of the Center for gas production in Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(498)657-43-51.
E-mail: V_Istomin@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Kachalov
Vladimir Viktorovich</i> | candidate of engineering, senior research associate in the Laboratory for distributed generation at the Joint institute for high temperatures of RAS.
Tel.: +7(495)485-91-45.
E-mail: ongk@mail.ru |
| <i>Kanunnikova
Nadezhda Yuryevna</i> | leading engineer in the Geological interpretation sector of the Stratum physics laboratory in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(498)657-40-53.
E-mail: N_Kanunnikiva@vniigaz.gaprom.ru |
| <i>Kasperovich
Aleksandr Gennadyevich</i> | candidate of engineering, leading engineer in the Department for analytical monitoring and forecast of the Engineering & technical center at Gazprom Pererabotka LLC.
Tel.: +7(495)330-53-56.
E-mail: KasperovichAG@gpp.gazprom.ru |

| | |
|---|--|
| <i>Konstantinov
Aleksandr Andreyevich</i> | research associate in the Laboratory for complex research of core material of the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(498)657-44-28.
E-mail: A_Konstantinov@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Korzhashkina
Irina Yuryevna</i> | research associate at the sector for mathematical modelling of the Stratum physics laboratory in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(498)657-41-92.
E-mail: I_Korzhashkina@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Kosyakova
Lidiya Stepanovna</i> | senior research associate of the Laboratory for complex research of hydrocarbon systems in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(498)657-47-06.
E-mail: L_Kosyakova@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Kovalev
Andrey Leongardovich</i> | candidate of engineering, head of the sector for mathematical modelling in the Stratum physics laboratory of the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(498)657-41-92.
E-mail: A_Kovalev@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Kozlov
Aleksandr Dmitriyevich</i> | doctor of engineering, professor, head of the Rosstandart Central Scientific Metrology Centre of the State Service for Standard Reference Data on Physical Constants and Properties of Substances and Materials (CSMC "SRD").
Tel.: +7(495)437-37-29.
E-mail: kozlov@vniims.ru |
| <i>Krayn
Dmitriy Rangoldovich</i> | deputy head of the Laboratory for complex research of hydrocarbon systems in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(498)657-47-06.
E-mail: D_Krain@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Krikunov
Anatoliy Ivanovich</i> | candidate of geology and mineralogy, leading research associate in the Geological interpretation sector of the Stratum physics laboratory in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(498)657-40-53.
E-mail: A_Krikunov@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Kryukova
Irina Borisovna</i> | research associate in the Laboratory for complex research of core material of the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(498)657-44-28.
E-mail: I_Kryukova@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Kuzovkov
Aleksey Aleksandrovich</i> | key account manager of Rock Flow Dynamics LLC.
Tel.: +7(499)129-35-00.
E-mail: Alexey.Kuzovkov@rfdyn.ru |
| <i>Kwon
Valeriy Gerasimovich</i> | head of the Laboratory for field gas-hydrate, adsorption and membrane technologies of the Center for gas production at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel. +7(498)657-40-22.
E-mail: V_Kwon@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Lapshin
Vladimir Ilyich</i> | doctor of engineering, chief research associate of the Center for fields' development at Gazprom VNIIGAZ.
Tel.: +7(498)657-40-26.
E-mail: V_Lapshin@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Loginov
Vyacheslav Aleksandrovich</i> | head of the sector for physical-chemical and chromatographic research of the Laboratory for complex research of hydrocarbon systems in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(498)657-47-06.
E-mail: V_Loginov@vniigaz.gazprom.ru |

| | |
|---|--|
| <i>Makeyenkova
Olga Andreyevna</i> | candidate of engineering, assistant of the Physics chair in the Smolensk Branch of National Research Institute «MPEI».
Tel.: +7(4812)66-43-90.
E-mail: Tfs209@yandex.ru |
| <i>Mamontova
Yuliya Vladimirovna</i> | head of Laboratory for thermodynamics and chromatography at the TyumenNIIgiprogas LLC.
Tel.: +7(3452)28-64-07.
E-mail: MamontovaUV@tngg.ru |
| <i>Mizin Andrey
Vitalyevich</i> | deputy head of the Laboratory for physical modelling of multiphase processes at the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(498)657-44-77.
E-mail: A_Mizin@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Moiseykin
Petr Alekseyevich</i> | head of the Laboratory for long-term forecasts of raw hydrocarbons production in the Center for fields' development at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(498)657-45-23.
E-mail: P_Moiseykin@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Monakhova
Olga Mikhaylovna</i> | leading engineer of the Laboratory for physical modelling of multiphase processes in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(498)657-44-77.
E-mail: O_Monakhova@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Motorygin
Vladimir Vladimirovich</i> | research associate in the Laboratory for centralized storage and gathering up of core and fluids collections of the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(498)657-43-63.
E-mail: V_Motorygin@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Narenkov
Roman Yuryevich</i> | candidate of chemistry, research associate in the sector for physical-chemical and chromatographic research of the Laboratory for complex research of hydrocarbon systems in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(498)657-47-06.
E-mail: R_Narenkov@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Nikolayev
Oleg Valeryevich</i> | head of Laboratory for modelling gas-liquid flows in gas production systems in the Center for gas production at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(498) 657-41-99.
E-mail: O_Nikolaev@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Ogibalova
Tatyana Anatolyevna</i> | chief engineer of project in the R&D department at «SRDI OG «PETON»».
Tel.: +7(495)980-27-18, add. 425.
E-mail: t.ogibalova@invtech.peton.ru |
| <i>Ovsyannikova
Mariya Sergeevna</i> | undergraduate of the Chair for principals of gas industry at Moscow Institute of Physics and Technology (State University).
Tel.: +7(916)628-71-58.
E-mail: mishynik@yandex.ru |
| <i>Parfenova
Natalya Mikhaylovna</i> | candidate of chemistry, senior research associate of the Laboratory for complex research of hydrocarbon systems in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(498)657-47-06.
E-mail: N_Parfenova@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Pazyuk
Yulia Vitalyevna</i> | trainee researcher of the Laboratory for distributed generation at the Joint institute for high temperatures of RAS.
Tel.: +7(915)390-05-99.
E-mail: tightcookie@mail.ru |
| <i>Pimenov
Yuriy Georgiyevich</i> | candidate of geology and mineralogy, senior research associate of the Chair for exploration geophysics and computer systems at Gubkin Russian State Oil and Gas University.
Tel.: +7(963)769-10-23.
E-mail: seis@gubkin.ru |

| | |
|--|--|
| <i>Rassokhin
Andrey Sergeevich</i> | candidate of engineering, deputy head of the Field geological research laboratory in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(498)657-48-61.
E-mail: A_Rassokhin@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Rassokhin
Sergey Gennadyevich</i> | doctor of engineering, deputy director of the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(498)657-44-55.
E-mail: S_Rassokhin@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Rozarenova
Tatyana Vladimirovna</i> | head of R&D Department at URALCHEM Holding P.L.C.
Tel.: +7(495)721-89-89 add. 11173
E-mail: tatiana.rozarenova@uralchem.com |
| <i>Ryzhov
Aleksyey Yevgenyevich</i> | candidate of physics and mathematics, deputy General director of Gazprom VNIIGAZ LLC on science.
Tel.: +7(498)657-96-85.
E-mail: A_Ryzhov@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Savchenko
Nataliya Vasilyevna</i> | candidate of geology and mineralogy, leading research associate of the sector for filtration research at the Stratum physics laboratory in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(498)657-41-92.
E-mail: N_Savchenko@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Shafiyev
Ildar Maratovich</i> | head of the Laboratory for complex research of hydrocarbon systems in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(498)657-47-06.
E-mail: I_Shafiev@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Sheberstov
Yevgeniy Viktorovich</i> | doctor of engineering, chief research associate of the Stratum physics laboratory at the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(498)657-41-92.
E-mail: E_Sheberstov@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Silov
Vitaliy Yuryevich</i> | head of the group for hydrodynamic research at the Engineering and technical center of Gazprom dobycha Noyabrsk LLC.
Tel.: +7(3496)36-81-77.
E-mail: silov.vyu@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru |
| <i>Sokolov
Aleksandr Fedorovich</i> | candidate of engineering, head of the Laboratory for physical modelling of multiphase processes at the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(498)657-44-77.
E-mail: AF_Sokolov@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Sokotushchenko
Vadim Nikolayevich</i> | candidate of engineering, assistant professor, deputy head of the Chair for physical and engineering systems at the State university «Dubna», leading engineer at the Joint institute for high temperatures of RAS.
Tel.: +7(962)951-53-52.
E-mail: sokotushenko@mail.ru |
| <i>Tomilenko
Aleksyey Anatolyevich</i> | engineer of 1 st category in the sector for thermodynamic research and modelling of phase transitions of the Laboratory for complex research of hydrocarbon systems in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(498)657-47-06.
E-mail: A_Tomilenko@vniigaz.gazprom.ru |
| <i>Troitskiy
Vladimir Mikhaylovich</i> | candidate of physics and mathematics, leading research associate of the Laboratory for physical modelling of multiphase processes in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(498)657-44-77.
E-mail: V_Troitskiy@vniigaz.gazprom.ru |

| | |
|--|---|
| <p><i>Troynikova
Anna Aleksandrovna</i></p> | <p>postgraduate student, research associate in the Laboratory for field gas-hydrate, adsorption and membrane technologies of the Center for gas production at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(498)657-40-62.
E-mail: A_Troynikova@vniigaz.gazprom.ru</p> |
| <p><i>Tsybulskiy
Sergey Pavlovich</i></p> | <p>junior research associate in the Laboratory for centralized storage and gathering up of core and fluids collections of the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(498)657-43-63.
E-mail: S_Tsybulsky@vniigaz.gazprom.ru</p> |
| <p><i>Vankov
Valeriy Petrovich</i></p> | <p>chief specialist of the Laboratory for physical modelling of multiphase processes in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(498)657-44-77.
E-mail: V_Vankov@vniigaz.gazprom.ru</p> |
| <p><i>Volkov
Andrey Nikolayevich</i></p> | <p>candidate of engineering, head of the Ukhta department of the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(8216)73-52-20.
E-mail: A.Volkov@sng.vniigaz.gazprom.ru</p> |
| <p><i>Yunusova
Lyudmila Valentinovna</i></p> | <p>head of the Laboratory for complex field research in Ukhta department of the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(8216)75-30-19.
E-mail: l.yunusova@sng.vniigaz.gazprom.ru</p> |
| <p><i>Zanochuyeva
Irina Viktorovna</i></p> | <p>research associate in the sector for physical-chemical and chromatographic research of the Laboratory for complex research of hydrocarbon systems in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(498)657-47-06.
E-mail: I_Zanochueva@vniigaz.gazprom.ru</p> |
| <p><i>Zemchenkov
Aleksandr Sergeyevich</i></p> | <p>engineer of 1st category in the Geological interpretation sector of the Stratum physics laboratory in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(498)657-40-53.
E-mail: A_Zemchenkov@vniigaz.gazprom.ru</p> |
| <p><i>Zhukov
Vitaliy Semenovich</i></p> | <p>doctor of engineering, chief research associate of the Laboratory for complex research of core material in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at Gazprom VNIIGAZ LLC.
Tel.: +7(498)657-43-63.
E-mail: V_Zhukov@vniigaz.gazprom.ru</p> |

Требования к статьям, представляемым для публикации в сборнике «Вести газовой науки»

Направляя рукопись статьи в редакцию сборника «Вести газовой науки», авторы передают издателю безвозмездное исключительное право опубликовать ее в печатной версии сборника, его электронном аналоге – CD-диске на русском и на английском языках, а также разместить в сети интернет – на портале www.elibrary.ru и на сайте www.vesti-gas.ru.

Автору принадлежат интеллектуальные права на научное произведение в соответствии со ст. 1265, 1266, 1268 ч. IV ГК РФ.

Статья должна быть оригинальной, т.е. не публиковавшейся ранее полностью или частично (не более 15 % заимствования).

Статья предоставляется на бумажном и электронном носителе. Рекомендуемый объем статьи (редактор MS Word, кегль 14, гарнитура Times New Roman, межстрочный интервал полуторный) не более 10–12 страниц, включая рисунки (не более 5, в том числе а, б, в), таблицы, библиографический список. На бумажном носителе должны быть подписи всех авторов.

Требования к оформлению авторского оригинала

Авторский оригинал предоставляется на бумажном и электронном носителе. Рекомендуемый объем статьи не более 25 тыс. печатных знаков (с учетом пробелов). На бумажном носителе должны быть подписи всех авторов.

К статье в обязательном порядке прилагаются:

- **полный библиографический список** по ГОСТ Р 7.0.5-2008 «Библиографическая ссылка. Общие требования и правила составления». Ссылки на электронные документы оформляются согласно ГОСТ 7.82-2001 «Библиографическая запись. Библиографическое описание электронных ресурсов». Ссылки на неопубликованные работы не допускаются;

- **экспертное заключение** о возможности публикации в открытой печати либо заверенное подписанием руководителя организации направление, подтверждающее, что работа не содержит секретной информации;

- **сведения об авторах:** фамилия, имя, отчество (полностью); ученая степень; звание; название учреждения; должность; контактный телефон и e-mail [сторонним авторам необходимо дополнительно сообщить почтовый адрес с индексом (для пересылки авторского экземпляра) и паспортные данные для оформления лицензионного договора (конфиденциально)];

- **пять-шесть ключевых слов;**

- **тезисы (расширенная аннотация):** не менее 1800 печатных знаков, содержат краткое изложение предмета, задач и основных результатов исследования.

Все аббревиатуры и сокращения (ГОСТ 7.12-93) в тексте рукописи расшифровываются, единицы измерения указываются согласно ГОСТ 8.417-2002.

Таблицы, рисунки и формулы должны иметь сквозную нумерацию, название и ссылку в тексте. Иллюстрации предоставляются в масштабе 1:1 в оригинальных форматах: схемы и графики – в векторном виде (Corel, Excel, Visio), фотографии с разрешением не ниже 250 dpi. Для подготовки математических выражений рекомендуется использовать редактор формул MathType (гарнитура Times New Roman).

Оформление библиографического списка

1. Библиографический список должен включать все источники, упомянутые в тексте статьи, в порядке цитирования.

2. Библиографический список оформляется согласно ГОСТ Р 7.0.5-2008 «Библиографическая ссылка. Общие требования и правила составления». Ссылки на электронные документы оформляются согласно ГОСТ 7.82-2001 «Библиографическая запись. Библиографическое описание электронных ресурсов». Ссылки на неопубликованные работы не допускаются.

Примеры библиографических описаний

Издания:

Лапшин В.И. Формирование, состав и компонентоотдача пластовых флюидальных систем глубоководных карбонатных залежей: обз. инф. / В.И. Лапшин, В.А. Николаев, Д.В. Изюмченко и др. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – 118 с.

Составные части периодических изданий:

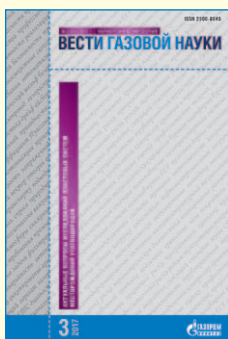
Белалов В.Р. Зависимость термодиффузионного разделения некоторых природных бинарных смесей газов от давления / В.Р. Белалов, А.Ф. Богатырев; под ред. Б.А. Григорьева // Актуальные вопросы исследования пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – С. 255–264.

Chosh A.K. Thermal Diffusion in Multicomponent Gas Mixtures / A.K. Chosh, A.K. Batabyal, A.K. Barua // J. Chem. Phys. – 1967. – В. 47. – № 10. – Р. 3704–3707.

Патентные документы:

Пат. 2187888 Российская Федерация, МПК Н 04 В 1/38, Н 04 J 13/00. Приемопередающее устройство / Чугаева В.И.; заявитель и патентообладатель Воронеж. науч.-исслед. ин-т связи. – № 2000131736/09; заявл. 18.12.00; опубл. 20.08.02, Бюл. № 23.

Плата за публикацию не взимается.



Тема
№ 3 (31) / 2017

Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России

К печати готовится сборник научных трудов геологов и геофизиков организаций Группы Газпром, а также других специализированных научно-исследовательских институтов и высших учебных заведений, подготовленный по результатам исследований 2016–2017 гг. в области нефтегазовой геологии. Публикуемые материалы посвящены актуальной теме нефтегазовой геологии – развитию минерально-сырьевой базы газовой отрасли промышленности России.

Внедрение предприятиями ПАО «Газпром» новых идей, концепций и технико-технологических инноваций в сфере поиска, разведки, освоения и разработки нефтегазовых месторождений на территории и арктическом шельфе России позволит оптимизировать процесс дальнейшего развития минерально-сырьевой базы газо- и нефтедобычи в стране. В предлагаемом издании будут освещены как современные реалии, так и перспективы роста сырьевой базы добычи газа, вопросы прогнозирования, оценки и освоения углеводородного потенциала недр. Представлены результаты совместных научных изысканий, обмена мнениями, опытом и знаниями между учеными и специалистами нефтяной и газовой отраслей промышленности.

Сборник предназначен для специалистов научно-исследовательских и производственных организаций нефтяной и газовой промышленности, а также студентов, магистрантов и аспирантов нефтегазовых специальностей высших учебных заведений.

Научный редактор:

д.г.-м.н. В.А. Скоробогатов

Рецензент:

д.т.н. Д.Н. Крылов

По вопросам публикаций, подписки и приобретения обращаться:

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

www.vesti-gas.ru