

ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ

**АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ**

4**2016**

Научно-технический
сборник

«Вести газовой науки»

№ 4 (28) / 2016

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

Рецензенты

А.И. Грищенко, член-корреспондент РАН, д.т.н., профессор
В.В. Сычев, д.т.н., профессор

Над номером работали

Ответственный редактор
Редактор
Перевод
Верстка
Дизайн

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

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 26.12.2016 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», 2016

Цена свободная.

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

Слово редактора

В настоящий сборник вошли статьи, подготовленные по материалам I Международной научно-технической конференции «Актуальные вопросы исследования нефтегазовых пластовых систем» (SPRS-2016), состоявшейся в сентябре 2016 г. в Москве. В работе конференции, организованной ПАО «Газпром» и ООО «Газпром ВНИИГАЗ», приняли участие представители 37 компаний из пяти стран, 150 специалистов дочерних предприятий ПАО «Газпром», а также сотрудники отечественных академических и отраслевых институтов и вузов.

Прозвучавшие на пленарном заседании доклады в целом подробно осветили современное состояние, задачи и перспективы исследований пластовых систем месторождений нефти и газа. Показаны новейшие достижения в области моделирования термодинамических свойств и фазовых равновесий сложных многокомпонентных систем с использованием кубических и многоконстантных уравнений состояния, возможности методов молекулярной динамики. В том числе в связи со вступлением в силу с 1 января 2016 г. новой редакции Закона РФ «О недрах», повысившей ответственность недропользователей за сохранность образцов горных пород и пластовых жидкостей в специализированных керно- и флюидохранилищах, заместитель начальника Департамента ПАО «Газпром» С.К. Ахмедсафин и Генеральный директор ООО «Газпром ВНИИГАЗ» Д.В. Люгай особо отметили актуальность и своевременность создания в ПАО «Газпром» Корпоративной системы работы с керном и флюидами.

На секционных заседаниях заслушаны около 100 докладов о газоконденсатных и газодинамических исследованиях скважин, изучении керна пород-коллекторов и пород-покрышек залежей нефти и газа, пластовых флюидов и их компонентов, фильтрации многофазных систем. Вопросы методологии отбора керна и пластовых флюидов при строительстве разведочных и эксплуатационных скважин, разработки нормативно-методической документации по проведению геофизических исследований скважин, газоконденсатных и лабораторных петрофизических исследований, а также проектирования и изготовления экспериментальных установок и оборудования для исследования керна и флюидов детально обсуждались на круглых столах.

По итогам конференции рекомендовано в том числе подготовить комплекс национальных стандартов по определению компонентно-фракционного состава газоконденсатной смеси, а также активизировать работы в области создания отечественного программно-вычислительного комплекса для расчета фазовых равновесий и теплофизических свойств пластовых систем.

Учитывая большую научную и практическую значимость исследований керна и пластовых флюидов, исключительную заинтересованность нефтегазовых компаний в развитии этих исследований, а также плодотворные итоги конференции, принято решение придать ей статус постоянно действующей и провести в сентябре-октябре 2018 г. в Москве II Международную научно-техническую конференцию SPRS-2018.



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

Содержание

Современное состояние исследований пластовых систем

- 4 **Ахмедсафин С.К., Люгай Д.В.**
Современное состояние, проблемы и перспективы исследований пластовых систем (керна, флюиды) месторождений нефти и газа
- 7 **Рыжов А.Е., Складорова З.П.**
Совершенствование системного подхода к исследованиям керна и пластовых флюидов нефтегазовых месторождений в ПАО «Газпром» (создание Корпоративной системы исследований керна и флюидов)

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

- 13 **Григорьев Б.А., Брусиловский А.И., Зинченко И.А.**
Методы моделирования фазового поведения пластовых систем
- 21 **Шеберстов Е.В.**
О моделях подземной физико-химической гидродинамики
- 27 **Нестеренко А.Н., Касперович А.Г., Омельченко О.А., Рычков Д.А., Якушенко Е.А.**
Практический опыт, проблемы и пути совершенствования методов определения и прогноза составов добываемого сырья газоконденсатных месторождений для адекватного моделирования его промышленной подготовки, транспорта и переработки
- 37 **Григорьев Б.А., Зайченко В.М., Молчанов Д.А., Соколуценко В.Н.**
Математическое моделирование процессов изотермической фильтрации газоконденсатной смеси при различных режимах течения
- 41 **Ваньков В.П., Мизин А.В., Рассохин С.Г., Соколов А.Ф., Троицкий В.М., Ковалёв А.Л., Фомин Е.Л.**
Обоснование эффективности экранных технологий для повышения углеводородоотдачи методами физического и математического моделирования

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

- 50 **Богатырёв А.Ф., Григорьев Е.Б., Макеенкова О.А.**
Термодиффузия в разреженных трехкомпонентных газовых системах
- 56 **Гусейнов А.Г., Шахвердиев А.Н.**
Экспериментальное исследование плотности и упругости паров высокоминерализованных природных пластовых вод
- 62 **Ковалёв А.Л., Коваленко Ю.Ф.**
К вопросу определения упругопластических свойств материала пласта по результатам испытаний образцов керна
- 71 **Кузнецов М.А., Овсянников П.О., Григорьев Е.Б., Нестеров П.А.**
Тепловые процессы в насыщенных пластовых системах
- 77 **Троицкий В.М., Рассохин С.Г., Соколов А.Ф., Мизин А.В., Ваньков В.П.**
К вопросу определения фазовых проницаемостей в системе «газ – газоконденсат – вода» для коллекторов газоконденсатных месторождений
- 87 **Александров И.С., Герасимов А.А., Григорьев Б.А.**
Новое фундаментальное уравнение состояния нормального пентана
- 96 **Михалкина О.Г.**
Применение метода рентгеновской дифракции для исследования керна и техногенных продуктов
- 108 **Булейко В.М., Григорьев Б.А., Истомин В.А.**
Калориметрическое исследование образования и разложения гидратов изобутана и смесей изобутана и нормального бутана

Комплексная интерпретация результатов исследования пластовых систем

- 117 **Рыжов А.Е., Крикунов А.И., Филиппова Л.А., Канунникова Н.Ю.**
Результаты уточнения положения границ ботубинского продуктивного горизонта на Северном блоке Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения

- 127 **Рыжов А.Е., Крикунов А.И., Филиппова Л.А., Канунникова Н.Ю.**
Выяснение закономерностей в распределении засолоненности ботуобинского продуктивного горизонта Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения
- 133 **Парфёнова Н.М., Григорьев Е.Б., Косякова Л.С., Шафиев И.М.**
Углеводородное сырье Южно-Киринского месторождения: газ, конденсат, нефть
- 145 **Соколов А.Ф., Сутырин А.В., Рассохин С.Г., Троицкий В.М., Мизин А.В., Ваньков В.П., Алеманов А.Е., Монахова О.М.**
Экспериментальная оценка эффективности воздействия кислотных растворов различного состава на призабойную зону пласта скважин, вскрывающих терригенный коллектор
- 154 **Ступакова А.В., Суслова А.А., Сауткин Р.С., Большакова М.А., Санникова И.А., Агашева М.А., Катков Д.А., Пушкарёва Д.А., Карпов Ю.А.**
Перспективы открытия новых месторождений в пределах арктического шельфа

Обзорная информация

- 165 **Касперович А.Г., Боровков Е.В., Овсянкин М.В., Шиллинг Л.А., Мамонтова Ю.В., Циглер Н.Л.**
Исследования и статистический анализ сырьевой базы ООО «Газпром переработка» в Западной Сибири
- 173 **Шарипов А.Ф., Волков А.Н.**
Система контроля и оценки качества газоконденсатных исследований скважин
- 181 **Остроухов Н.С., Рассохин А.С., Карначёв Д.В.**
Отечественные глубинные пробоотборники
- 186 **Ларюхин А.И., Янкевич Н.М.**
Современные методы исследования товарной нефти Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения

К защите диссертаций

- 190 **Федоров И.А., Васильев Ю.Н., Латышев А.А., Ракк П.П.**
Теоретические и экспериментальные исследования ультразвукового воздействия на газоконденсатную систему
- 196 **Чепкасова Е.В.**
Диагностирование и количественная оценка перемещения газовой контактной зоны на основе ретроспективного анализа газодинамических исследований
- 202 **Прокопов А.В., Истомина В.А., Федулов Д.М.**
Выделение углеводородов C_{3+8} из газоконденсатной смеси при промысловой подготовке пластового флюида
- 207 **Сведения об авторах**
- 213 **Аннотированный перечень статей**
- 222 **Information about the authors**
- 227 **Annotated list of articles**

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ИССЛЕДОВАНИЙ ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ

УДК [622.031:553.98]:[622.143.1:550.8.01]

С.К. Ахмедсафин, Д.В. Люгай

Современное состояние, проблемы и перспективы исследований пластовых систем (керна, флюиды) месторождений нефти и газа

Ключевые слова: пластовые системы углеводородов, исследования керна и флюидов, средства измерений, моделирование, Корпоративная система работ с кернами материалами и пластовыми флюидами.

Keywords: reservoir hydrocarbon systems, research of core and fluids, metering instruments, simulation, Corporate system for works with core material and reservoir fluids.

Исследования керна и пластовых флюидов – носителей первичной геологической информации о недрах – являются неотъемлемой частью поиска, разведки и разработки месторождений нефти и газа, выбора и эксплуатации подземных хранилищ газа. Условия освоения углеводородных ресурсов постоянно усложняются в связи со смещением основных центров добычи и проведением геологоразведочных работ в новые регионы (п-ов Ямал, Восточная Сибирь, Дальний Восток, континентальный шельф России), а также вовлечением в разведку и разработку залежей сложного состава и строения, залегающих на больших глубинах при аномально высоких пластовых давлениях и температурах, с большим содержанием конденсатной составляющей и ухудшенными фильтрационно-емкостными характеристиками. В традиционных районах газодобычи на месторождениях в поздней стадии добычи остро стоят вопросы выработки запасов низконапорного газа, остающегося в недрах после истечения экономически целесообразного срока разработки, ввода в промышленную разработку углеводородного потенциала ачимовских залежей, доразведки и освоения сенонских и юрских залежей.

В связи с усложнением геологоразведочных работ и структуры запасов углеводородов необходимо повышать точность и достоверность определения параметров пластовых систем, закладываемых в расчеты при оценке запасов и проектировании разработки месторождений, а также КПД геологоразведочных работ и качество проектных решений по разработке месторождений. Создание новых технологий повышения углеводородоотдачи пласта требует более детализированной информации о процессах, протекающих в пластовых системах.

Решать эти задачи можно только комплексно, а именно: развивать новые методы исследований с учетом геологических особенностей сложнопостроенных, низкопроницаемых, засоленных коллекторов; создавать высокоточное и надежное экспериментальное оборудование и средства измерений, комбинируя результаты лабораторно-аналитических исследований и математического и физического моделирования свойств и фазового поведения пластовых углеводородных систем; совершенствовать нормативно-методическую базу в области исследований керна и пластовых флюидов, газогидродинамических, газоконденсатных исследований скважин. Так, например, при изучении новых перспективных отложений сенона к измерительной аппаратуре предъявляются особые требования: она должна обеспечивать проведение исследований тонкопоровой структуры пустотного пространства высокой емкости. Еще одним примером развития подходов к изучению пластовых систем может служить комплекс лабораторных исследований засоленных пород, учитывающий особенности пробоподготовки образцов керна и необходимость проведения специальных экспериментов по оценке влияния рассоления на процессы массообмена.

Активно разрабатываются новые методики, совершенствуются устройства и средства измерений, применяемые при газогидродинамических исследованиях скважин, отборе и анализе проб пластовых флюидов. Современная прецизионная электронная измерительная техника позволяет определять термобарические условия не только на уровне поверхностного оборудования скважины, но и на забое, проводить анализ некоторых параметров флюида непосредственно в скважине, определять фильтрационно-емкостные свойства пласта как в призабойной, так и в межскважинной зонах, непосредственно в процессе фильтрации флюидов, т.е. в текущих рабочих условиях. В настоящее время активно развиваются беспроводные телеметрические системы испытания пластов, позволяющие получать данные с забоя скважины в режиме реального времени, производить разобщение пластов, а также выполнять отбор проб пластовых флюидов при однократной спуско-подъемной операции.

Важное место в исследовании керна и флюидов занимают методы физического и математического моделирования фильтрационных процессов и фазового поведения пластовых углеводородных систем. Изучается термодинамика процессов доразработки газоконденсатных залежей. Постоянно модернизируются методы повышения углеводородоотдачи пласта, экспериментального обоснования технологических параметров при строительстве подземных хранилищ газа, повышения эксплуатационной надежности и качества строительства скважин, визуализации процессов флюидодинамики. Развитие расчетных методов моделирования и электронно-измерительного комплекса существенно повышает информативность, точность, воспроизводимость результатов исследований нефтегазовых пластовых систем, сокращает временные затраты и субъективное влияние человеческого фактора, а также способствует появлению новых компьютерных программ обработки и интерпретации результатов исследований.

Совершенствование нормативно-методической базы в области исследований керна и пластовых флюидов, газогидродинамических, газоконденсатных исследований скважин, разработка единых унифицированных комплексов лабораторно-аналитических исследований керна и пластовых флюидов для скважин различного назначения, модернизация

имеющихся и создание принципиально новых технических средств, разработка и внедрение новых методов и технологий, комплексирование методов лабораторно-аналитических исследований и математического и физического моделирования и совместная интерпретация результатов исследований – все это в конечном счете повышает обоснованность исходных параметров при подсчете запасов углеводородов, способствует выработке наиболее оптимальных решений при проектировании технологических систем добычи, сбора, подготовки, транспорта и переработки углеводородного сырья, делает более эффективными поиск и разведку новых месторождений и залежей углеводородов.

Важнейшим аспектом реализации комплексного и системного подхода к исследованиям нефтегазовых пластовых систем является длительное кондиционное защищенное хранение первичной геологической информации – образцов горных пород, керна, проб пластовых флюидов, а также параметров пластовых систем, получаемых в ходе промышленных исследований скважин, оперативных и лабораторных исследований керна и флюидов. На законодательном уровне устанавливаются требования к хранению, использованию и представлению геологической информации. Вступившие в силу с 1 января 2016 г. изменения Закона «О недрах»¹ обязывают недропользователей обеспечить сохранность образцов горных пород, керна, пластовых жидкостей, флюидов и иных материальных носителей первичной геологической информации до их передачи в государственные специализированные хранилища. Закон предусматривает также создание Единого фонда геологической информации о недрах.

В этой связи особую актуальность приобретают задачи сбора, систематизации и ретроспективного анализа накопленного к настоящему моменту огромного объема аналитических данных по керну и пластовым флюидам посредством внедрения современных информационных систем сбора, хранения и управления данными, информатизации и автоматизации кернохранилищ и флюидохранилищ, что повысит надежность хранения данных и эффективность их использования, значительно сократит

¹ см. Федеральный закон от 29 июня 2015 г. № 205-ФЗ «О внесении изменений в Закон Российской Федерации «О недрах» и отдельные законодательные акты Российской Федерации».

временные затраты на поиск, анализ и обработку информации.

Для решения всех перечисленных задач в ПАО «Газпром» создана и функционирует вертикально структурированная Корпоративная система работ с кернавым материалом и пластовыми флюидами. Головной Корпоративный центр действует в составе ООО «Газпром ВНИИГАЗ», филиалы и региональные отделения находятся в Тюмени, Ухте, Оренбурге, Ставрополе. Корпоративная система предусматривает координированное взаимодействие всех подразделений ПАО «Газпром», занимающихся отбором, транспортировкой, исследованием и хранением кернавого материала и проб пластовых

флюидов на основе формирования следующих единых унифицированных ресурсов:

- нормативно-методической базы;
- технического обеспечения экспериментально-аналитических работ;
- информационного поля результатов исследований пластовых систем.

Совершенствование и развитие Корпоративной системы работ с кернавым материалом и пластовыми флюидами будут способствовать повышению эффективности геологоразведочных работ, рациональному и сбалансированному освоению минерально-сырьевой базы, обеспечат необходимую информационную поддержку принятия управленческих решений в области недропользования.

УДК [622.031:553.98]:[622.143.1:550.8.01]

А.Е. Рыжов, З.П. Складорова

Совершенствование системного подхода к исследованиям керна и пластовых флюидов нефтегазовых месторождений в ПАО «Газпром» (создание Корпоративной системы исследований керна и флюидов)

Стратегия развития геологической отрасли Российской Федерации до 2030 г. предусматривает необходимость совершенствования системы сбора, обработки, анализа, хранения и предоставления в пользование геологической информации. Текущая ситуация в сфере изучения недр отражает существенное усложнение условий проведения геологоразведочных работ, ухудшение структуры сырьевой базы углеводородов, что обуславливает повышение требований к полноте и достоверности исходной геологической информации, являющейся основой для оценки запасов и составления проектной документации на разработку месторождений.

Освоение углеводородных ресурсов на современном этапе связано с вовлечением в разведку и разработку залежей сложного состава и строения, залегающих на больших глубинах при аномально высоких пластовых давлениях и температурах, с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами. В традиционных районах газодобычи на месторождениях в поздней стадии добычи на данном этапе актуальны задачи выработки запасов низконапорного газа, остающегося в недрах после истечения экономически целесообразного срока разработки, ввода в промышленную разработку ачимовских залежей, доразведки и освоения углеводородного потенциала надсеноманских и юрских залежей. Насущность работы с первичными геологическими материалами подтверждают изменения в федеральном законодательстве – принятие Федерального закона от 29.06.2015 № 205-ФЗ [1].

В соответствии со Стратегией развития геологической отрасли Российской Федерации [2] разрабатываются стратегические программы развития ПАО «Газпром». Комплексными программами повышения эффективности разработки месторождений ПАО «Газпром» на перспективу 2008–2010 и 2011–2015 гг. были предусмотрены мероприятия по формированию в Обществе вертикально интегрированной корпоративной системы работы с первичными источниками геологической информации – кернавым материалом и пробами пластовых флюидов.

В ПАО «Газпром» в 2011 г. утверждено Положение об организации системной работы с кернавым материалом и пробами пластовых флюидов в ОАО «Газпром», (план мероприятий по реализации Положения утвержден в 2012 г.), которое определяет основные принципы организации работы и устанавливает порядок работ с кернавым материалом и пробами пластовых флюидов.

Корпоративная система работ с кернавым материалом и пластовыми флюидами в ПАО «Газпром» предусматривает координированное взаимодействие всех подразделений обществ ПАО «Газпром», занимающихся отбором, транспортировкой, исследованиями и хранением кернавого материала и проб пластовых флюидов. Орган управления корпоративной системой – Администрация ПАО «Газпром»; участники корпоративной системы: Корпоративный центр исследования пластовых систем (керна и флюиды), созданный в ООО «Газпром ВНИИГАЗ», региональные научно-исследовательские центры (НИЦ), недропользователи (операторы по проведению геологоразведочных работ и добыче). За выработку и закрепление научно-методических и организационных решений в рамках организаций – участников Корпоративной системы отвечает Научно-технический

Ключевые слова:

стратегическое развитие, геологическая информация, корпоративная система, ПАО «Газпром», исследование керна и пластовых флюидов.

Keywords:

strategic development, geological data, corporate system, Gazprom PJSC, investigation of core and reservoir fluids.

совет Корпоративного центра, в который вошли представители заинтересованных департаментов ПАО «Газпром», Корпоративного центра, региональных научно-исследовательских центров, недропользователей.

Основной принцип функционирования Корпоративной системы работ с керновым материалом и пластовыми флюидами – это унификация нормативно-методической базы, политики технического обеспечения экспериментально-аналитических работ, информационного поля результатов исследований пластовых систем.

Корпоративный центр наделен функциями:

- организации и выполнения лабораторно-аналитических и промысловых исследований керна и пластовых флюидов;
- создания эталонных и представительных коллекций керна, представительных коллекций флюидов;
- формирования единого информационно-ресурса и единой нормативно-методической базы в области исследований керна и флюидов;
- подготовки кадров.

В свою очередь функции региональных НИЦ подразумевают:

- отбор образцов керна для эталонных и представительных коллекций;
- выполнение промысловых и лабораторно-аналитических исследований керна и пластовых флюидов для решения технологических задач;
- хранение керна;
- наполнение единого информационного ресурса.

Функции недропользователей связаны с обеспечением отбора и оперативного хранения кернового материала и проб пластовых флюидов.

Комплекс исследований нефтегазовых пластовых систем, выполняемый участниками корпоративной системы, охватывает:

- оперативные (полевые) исследования керна;
- промысловые гидродинамические, газоконденсатные, геофизические исследования скважин, отбор проб пластовых флюидов;
- комплексные лабораторно-аналитические и экспериментальные исследования керна;
- комплексные лабораторные исследования физико-химических свойств и технологических характеристик пластовых флюидов;

- термодинамические (PVT¹) исследования углеводородных систем, фазового поведения пластовых газоконденсатных систем;

- физическое и математическое моделирование фильтрационных процессов в пласте, разработку методов и технологий воздействия на пласт с целью повышения углеводородоотдачи;

- разработку нормативно-методической документации в области исследований керна и пластовых флюидов.

Полевые (оперативные) исследования керна на скважинах направлены на оперативное выделение перспективных для испытания интервалов глубин и состоят в описании условий залегания пластов; оценке выноса и целостности керна; послойном литологическом макроописании породы, а именно: аттестации текстурных особенностей, вторичных преобразований, следов тектонической деятельности (трещин, зеркал скольжения), окаменелостей, включений углей, растительного детрита, определении присутствия признаков насыщения породы углеводородами, выявлении других макрохарактеристик породы. Для сохранения на исходном уровне параметров породы, проведения расширенного комплекса аналитических исследований, обеспечения транспортировки керна используются следующие методы и средства консервации: парафинирование, криоконсервация (замораживание) керна, нагнетание эпоксидной смолы в пространство между керна и стенками керноприемника для обеспечения транспортировки и подготовки образцов рыхлых и рассыпчатых пород, механическая стабилизация плотных пород с помощью прокладок для предотвращения их разлома во время транспортировки, специальные контейнеры для транспортировки керна.

В настоящее время при исследовании скважин используют современные электронные прецизионные средства измерений термобарических условий, позволяющие определять параметры не только на уровне поверхностного оборудования скважины, но и на забое, а также передавать данные на большие расстояния. Актуальные технические решения дают возможность отказаться от громоздкого сепарационного оборудования. Например, многофазные расходомеры обеспечивают замеры добываемой продукции без

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

предварительного ее разделения в широком диапазоне давлений и температур, а разработанные одним из участников корпоративной системы (ООО «ТюменьНИИГипрогаз») способ и устройство (получен патент) позволяют проводить газоконденсатные исследования скважин методом отбора части потока.

Существуют два основных метода отбора проб пластовых флюидов: глубинный отбор и отбор с устья скважин или сепарационного оборудования. В ООО «Газпром ВНИИГАЗ» активно ведутся работы по усовершенствованию пробоотборного оборудования. В том числе специалисты Корпоративного центра разработали и налаживают производство глубинных пробоотборников проточно-поршневого типа для отбора проб пластовых нефтей, поршневых и проточных пробоотборников для отбора устьевых и сепараторных РVT-проб. В настоящее время проектируются глубинные пробоотборники, позволяющие сохранять однофазность отобранной пробы на всех этапах ее транспортировки до лаборатории.

Зарубежные компании, специализирующиеся на исследовании проб пластовых флюидов, создают современные инструменты отбора и анализа проб, способные исследовать некоторые параметры флюида непосредственно в скважине. К методам глубинного анализа флюидов (*англ.* downhole fluid analysis, DFA) относят оптическую абсорбционную спектроскопию, измерения отражающей способности и флуоресценции, а также и некоторые неоптические методы анализа (определения плотности, вязкости, рН). Подобные разработки внедряются и в рамках корпоративной системы ПАО «Газпром».

Степень извлечения запасов углеводородов зависит не только от совершенства применяемых технологий, но и от полноты и достоверности данных о пласте и скважине. Газогидродинамические исследования скважин (ГГДИ) позволяют определять фильтрационно-емкостные свойства пласта непосредственно в процессе фильтрации флюидов – как в призабойной, так и в межскважинной зонах пласта, т.е. в условиях его разработки. Развитие моделирования и использование добывающими компаниями и проектно-исследовательскими институтами геолого-технологических моделей месторождений предопределили прогресс газогидродинамических методов исследования пластов и скважин. Появились отечественные электронные регистрационные комплексы,

имеющие довольно неплохие ценовые и технические характеристики относительно зарубежных аналогов, позволяющие вести длительную непрерывную регистрацию изменения параметров на забое скважины. Появление электронных средств регистрации забойных параметров способствовало в свою очередь созданию отечественных компьютерных программ интерпретации результатов ГГДИ. Также сегодня активно развиваются системы испытания пластов с беспроводной телеметрией, позволяющие получать данные с забоя скважины в режиме реального времени, производить разобщение пластов, выполнять отбор проб пластовых флюидов при однократной спуско-подъемной операции. Перечисленные факторы за последнее время значительно повысили информативность ГГДИ.

В лабораторных условиях участниками корпоративной системы выполняется широкий комплекс профильных, стандартных и специальных исследований кернового материала, а именно:

- оценка кондиционности и качества керна;
- выбуривание стандартных образцов;
- профильные исследования (спектральный гамма-каротаж по профилю керна, увязка глубин отбора керна с результатами геофизических исследований скважин);
- фотографирование в дневном и ультрафиолетовом свете;
- изучение литологических характеристик пород (гранулометрического, минералогического состава, содержания карбонатных минералов, глинистости);
- изучение фильтрационно-емкостных свойств пород (проницаемости по газу и абсолютной газопроницаемости, открытой пористости 1) при насыщении образцов керосином, пластовой водой (или моделью пластовой воды в случае отсутствия проб пластовой воды, приготовленной в соответствии с химическим составом пластовых вод изучаемого объекта) либо 2) газоволюметрическим методом по гелию, остаточной водонасыщенности);
- исследование физических свойств пород (удельного электрического сопротивления при 100%-ном насыщении моделью пластовой воды объемной и минералогической плотности).

Стандартный комплекс лабораторных исследований керна является обязательным, не зависит от объекта исследований (месторождения, пласта, подземного хранилища газа) и проводится

на всем объеме kernового материала. Детальные (специальные) петрофизические исследования кернa выполняются для получения уникальной информации и решения определенных технологических задач. На kernовых моделях в условиях, моделирующих пластовые, проводятся исследования фильтрационно-емкостных, физических свойств пород, коэффициентов вытеснения нефти, относительных фазовых проницаемостей, изучается влияние буровых растворов и растворов различных кислот на фильтрационно-емкостные свойства. Исследование кернa сложнопостроенных, рыхлых, низкопроницаемых, засоленных коллекторов (с растворяющимся цементом) требует применения новых методов и подходов, разработки более высокоточного и надежного экспериментального оборудования и средств измерений.

Знание состава и свойств пластовых флюидов играет ключевую роль в оценке и подсчете запасов углеводородов, проектировании технологических систем добычи, сбора, подготовки, транспорта и переработки углеводородного сырья, а также в эффективном управлении разработкой месторождений. Для исследований состава и свойств углеводородных флюидов используется широкий комплекс методов, позволяющих получить разнообразную информацию об основных физико-химических свойствах нефтей и конденсатов. К основным методам исследований можно отнести физико-химические, хроматографические и спектральные.

В течение последних 60 лет, с середины XX в., когда наметился курс на интенсивное развитие отечественной и мировой науки, произошел огромный скачок в совершенствовании методов анализа нефтей и нефтепродуктов. На смену ручным лабораторным установкам пришли современные автоматические приборы, основные преимущества которых – прецизионная точность определения, заложенная в программе прибора, высокая воспроизводимость результатов, значительное сокращение времени анализа, отсутствие субъективного влияния человеческого фактора. Проиллюстрировать очевидный прогресс в области физико-химического анализа можно физико-химическими методами измерений основных свойств конденсатов и нефтей, а также их фракционного и химического составов. Последние достижения электроники и современных микропроцессорных технологий позволили радикально изменить

аппаратное обеспечение традиционных для нефтепереработки дистилляционных анализов. Современные автоматизированные установки для фракционирования нефтей существенно упрощают выполнение упомянутых измерений и имеют ряд неоспоримых преимуществ. Процесс фракционирования проводится полностью в автоматизированном режиме без участия оператора, начиная со стадии дебутанизации и заканчивая разгонкой при пониженном давлении и последующем охлаждении.

Важнейшим методом аналитических исследований пластовых флюидов является хроматография, изобретенная еще в начале прошлого века как метод разделения сложных веществ. Методы хроматографического разделения углеводородных флюидов – это мощное, хорошо развитое и высокоинформативное направление аналитических исследований. Современные хроматографические системы широко применяются практически во всех лабораториях научно-исследовательского профиля и во многих производственных организациях.

В настоящее время в сфере исследования пластовых флюидов очень востребованы газовая и газожидкостная хроматография, а также хромато-масс-спектрометрия. С их помощью на молекулярном уровне проводится углубленное изучение состава газов, конденсатов и нефтей с определением индивидуального и группового углеводородных составов, генетического типа флюида и его товарной характеристики. Полученная информация позволяет выявить качественный и количественный состав (углеводороды, сернистые соединения, азот, гелий и др.), тип изучаемого флюида (газовый конденсат, нефтегазоконденсатная смесь, нефть). Кроме того, на основе параметров индивидуального состава осуществляется корреляция флюидов между собой и с исходным органическим веществом материнской породы, а также с использованием ряда биомаркерных коэффициентов на основе стеранов, гопанов, трициклических терпанов, метилфенантронов, метилдibenзотиофенов, металлопорфириновых комплексов оцениваются степень катагенетической преобразованности и литолого-фациальная обстановка формирования исходного органического вещества.

Также в последние годы широкое распространение получил метод имитированной дистилляции, позволяющий, используя хроматограф, произвести разгонку флюида, определить его фракционный состав и построить

кривую истинных температур кипения до C_{120} . Основное преимущество метода заключается в том, что он позволяет проводить анализ флюидов не только быстрее, но и с минимальным количеством проб. Учитывая развитие приборно-аналитической базы, появилась возможность более детально изучить компонентный состав и свойства пластовых углеводородных систем.

Для исследования углеводородных систем также применяются оптические и спектральные методы: инфракрасная спектроскопия, эмиссионный спектральный анализ, люминесцентная спектроскопия, спектроскопия в ультрафиолетовой и видимой областях спектра, спектроскопия электронного парамагнитного резонанса, фотоколориметрия. Сохраняется тенденция совершенствования газохроматографического оборудования, сопряжения его с другими физическими приборами (масс- и ИК-спектрометрами).

Экспериментальные исследования пластовых углеводородных смесей проводят на установках фазовых равновесий (установках PVT). В отношении пластовой нефти разработан целый ряд специальных установок: АСМ-300, АСМ-600, УИПН-2, рVТ-12, УПН-Башнипи, АКППН-1, УИПФ-1,5. Среди отечественных установок для исследования газоконденсатных систем можно назвать PVT-7, PVT-8, УГК-2 и используемые до настоящего времени УГК-3 и УФР-2.

Зарубежные установки фазовых равновесий – как правило, антикоррозионного исполнения – можно подразделить на две группы: ртутные и безртутные. К первому типу относятся mini-PVTTM, Ruska-PVT, Magra-PVT, Arnoulin-PVT; ко второму – установки PVT, выпускаемые такими компаниями, как Oilphase-DBR, Vinci Technologies, Chandler Engineering и др. Перечисленные устройства представляют собой сложные экспериментальные PVT-комплексы, позволяющие определять фазовые характеристики пластовых углеводородных систем, изучать изменение вязкости, плотности в широком диапазоне термобарических условий. Совместно используемые с ними дополнительные модули обеспечивают проведение специальных опытов по изучению влияния геолого-технологических факторов на компонентоотдачу, коэффициенты извлечения нефти, конденсата.

В ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработана и успешно эксплуатируется собственная модель установки для исследования пластовых

нефтей, обладающая рядом преимуществ перед отечественными и некоторыми иностранными образцами. Для исследования пластовых углеводородных систем с высоким содержанием агрессивных компонентов (сероводорода, углекислого газа) в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» проведена глубокая модернизация PVT-установки французской фирмы Arnoulin Sermip France с оснащением ее современными средствами регистрации основных параметров (давления, объема, температуры) и полным переводом на компьютерное управление. Учитывая, что большинство приборов и экспериментальных установок производится за рубежом, ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в рамках развития Корпоративной системы исследования ядра и пластовых флюидов проводит работы по импортозамещению. Корпоративным и региональными центрами разработана Комплексная программа частичного импортозамещения приборной базы для исследования ядра и пластовых флюидов, подразумевающая проектирование и изготовление собственных приборов и экспериментального оборудования.

Важное место в исследовании углеводородных систем занимают методы математического моделирования парожидкостного равновесия. В современной инженерной практике при математическом моделировании парожидкостного равновесия многокомпонентных углеводородных смесей применяются в основном единые для описания системы уравнения состояния. В настоящее время сотрудниками ООО «Газпром ВНИИГАЗ» совместно со специалистами других научных организаций активно разрабатываются высокоточные многоконстантные уравнения состояния (Вагнера и др., Герасимова – Григорьева), которые имеют преимущества с точки зрения описания свойств углеводородных смесей.

В лаборатории комплексных исследований углеводородных систем Корпоративного центра изучили большое число залежей и месторождений, находящихся в различных термобарических условиях. Это позволило:

- создать ряд методик промышленных, лабораторных и экспериментальных исследований по изучению газоконденсатных характеристик залежей;
- обосновать научные принципы прогноза фазового состояния и поведения пластовых углеводородных систем в период разведки и в процессе разработки месторождений;

- получить основу для выявления закономерностей по параметрам подсчета геологических и извлекаемых запасов углеводородного сырья, проектированию разработки, учету добычи;

- выявить характер фазового поведения пластовых флюидов глубинных залежей с высоким содержанием конденсата;

- разработать методы определения типа залежи углеводородов, находящихся в различных термобарических, в том числе «околокритических», условиях;

- создать методы определения степени влияния неуглеводородных компонентов на основные газоконденсатные характеристики.

В настоящее время в Корпоративном центре выполняется большой объем исследований в сфере поиска методов управления пластовыми углеводородными системами при разработке месторождений с целью повышения степени извлечения углеводородов из последних. Особое место в данном случае занимают вопросы конденсатоотдачи в залежах, находящихся вблизи критической зоны так называемых «летучих» нефтей.

Как уже отмечалось, один из принципов функционирования корпоративной системы работ с керновым материалом и пластовыми флюидами в ПАО «Газпром» – это формирование единого информационного поля результатов исследований пластовых систем, поскольку длительное кондиционное хранение первичной геологической информации – одна из важнейших задач нефтегазодобывающих компаний. В этой связи обращает на себя внимание отношение к керновому материалу федеральных служб таких нефтедобывающих стран, как США, Канада, Норвегия, и крупных нефтяных компаний, где сохранение керна и информации, получаемой в процессе его изучения, считается общегосударственной задачей и подкреплено соответствующими законодательными актами. В центре исследования керна в Калгари (штат Альберта, Канада) хранится около 2 млн м керна, при этом сохранен уникальный керновый материал конца XIX в.

С учетом зарубежного опыта при непосредственном руководстве департаментов «Газпрома» в 2009 г. в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» введено в эксплуатацию корпоративное кернохранилище. Несколько позже создано кернохранилище и в ООО «ТюменНИИгипрогаз». Ведутся паспортизация и кондиционное хранение кернового материала

и проб пластовых флюидов, формируются эталонные и представительные коллекции керна и пластовых флюидов.

Корпоративным центром разработаны нормативные документы по систематизации исследований пластовых систем. Основой для разработки этих документов стали многолетние комплексные фундаментальные исследования физических свойств керна и пластовых флюидов, фазовых равновесий, многоконстантных уравнений состояния, физического и математического моделирования пластовых процессов. Кроме того, в целях совершенствования системы подготовки и переподготовки кадров в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» функционирует базовая кафедра РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина «Исследования нефтегазовых пластовых систем».

Таким образом, можно утверждать, что созданная и функционирующая в ПАО «Газпром» Корпоративная система работ с керновым материалом и пластовыми флюидами решает следующие задачи:

- повышает обоснованность расчета запасов углеводородов и вероятность принятия оптимальных управленческих решений в отношении их освоения, увеличивая тем самым капитализацию ПАО «Газпром»;

- формирует единый защищенный корпоративный ресурс первичной геологической информации;

- обеспечивает системное хранение эталонных и представительных коллекций кернового материала и проб пластовых флюидов по всем лицензионным участкам ПАО «Газпром»;

- сокращает капитальные вложения ПАО «Газпром» в обустройство месторождений и исследование керна и пластовых флюидов;

- способствует подготовке инженерно-технических и научных кадров в области исследования нефтегазовых пластовых систем для дочерних обществ ПАО «Газпром».

Список литературы

1. Федеральный закон от 29.06.2015 № 20-ФЗ «О внесении изменений в Закон Российской Федерации “О недрах” и отдельные законодательные акты Российской Федерации».
2. Стратегия развития геологической отрасли до 2030 года // Сайт Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации. – <http://www.mnr.gov.ru/regulatory/detail.php?ID=129117>

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

УДК [622.031:553.98]:[550.8.01:536.71]

Б.А. Григорьев, А.И. Брусиловский, И.А. Зинченко

Методы моделирования фазового поведения пластовых систем

Прогнозирование и анализ фазовых превращений систем природных углеводородов (УВ), определяемых массообменными процессами, протекающими при разработке и эксплуатации месторождений природных газов и нефтей, необходимы для квалифицированного подсчета извлекаемых запасов, проектирования разработки залежей, промышленной обработки, заводской переработки и транспортировки добываемого сырья, развития методов повышения конденсато- и нефтеотдачи пластов. В основу методов прогнозирования и анализа фазового состояния и PVT-свойств УВ комплексно закладываются результаты промысловых измерений, лабораторных исследований и математического описания соответствующих процессов. Расчеты фазового состояния и термодинамических свойств (ТДС) УВ смесей базируются на уравнениях состояния, методах моделирования фазового равновесия в многокомпонентных системах и эффективных вычислительных процедурах. В практике технологических расчетов для оценки ТДС, коэффициентов переноса (вязкости, теплопроводности) газов и жидкостей широко применяют и апробированные эмпирические методики и корреляции, которые приводятся в научно-методической и справочной литературе. Наряду с подходами, плодотворно используемыми в инженерной практике, российскими учеными проводятся и поисковые фундаментальные исследования в области компьютерного моделирования фазового поведения углеводородных систем.

Далее приводится обзорная характеристика отмеченных направлений в области математического моделирования фазового поведения углеводородных систем.

Уравнения состояния природных газов и нефтей

Кубические уравнения состояния. При математическом моделировании фазового состояния, калорических и термических свойств природных УВ систем применяют формулы, вытекающие из комплексного использования фундаментальных основ термодинамики многокомпонентных систем, и уравнения состояния. Если используется обобщенный вид уравнения состояния, то на его основе получают формулы для расчета термодинамических свойств, из которых как частные случаи вытекают выражения, соответствующие известным уравнениям состояния. Такой подход применяется в программно-вычислительных комплексах, предназначенных для моделирования PVT-свойств флюидов месторождений природных углеводородов [1].

Подробные обзоры развития уравнений состояния ван-дер-ваальсового типа опубликованы в [2–7]. В практике проектирования разработки и эксплуатации месторождений в настоящее время наиболее часто применяют уравнения состояния Пенга–Робинсона (PR) и Соаве–Редлиха–Квонга (SRK). Моделирование PVT-свойств природных УВ систем с применением отмеченных уравнений состояния PR, SRK показало, что при давлениях свыше 40 МПа существенной становится неточность в оценке

Ключевые слова:

углеводородная смесь, уравнение состояния, математическое моделирование, фазовое поведение, термодинамические свойства, PVT-свойства.

Keywords:

hydrocarbon mixture, equation of state, mathematical simulation, phase behavior, thermodynamic properties, PVT-properties.

z -фактора (фактора сжимаемости) газовой (паровой) фазы. Погрешность при описании плотности жидкой фазы и при низких давлениях является высокой. Существует достаточно много способов уточнения кубических уравнений состояния, например введение шифт-параметра [8, 9], введение и уточнение температурных функций [10–12], коррекция критических свойств и фактора ацентричности ω [13] и др.

А.И. Брусиловским поставлена и решена задача создания модификации кубического уравнения состояния, более точно описывающего PVT-свойства природных нефтегазовых смесей при давлениях до 100 МПа и температурах до 200 °С без применения шифт-параметра. В качестве основы выбрана следующая форма уравнения состояния:

$$p = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{(v+c)(v+d)}, \quad (1)$$

где p – давление; T – температура; v – мольный объем; R – универсальная газовая постоянная; b , c , d – коэффициенты, постоянные для данного вещества; коэффициент a зависит от температуры ($a = a_k \varphi(T)$, где a_k – константа, φ – температурная функция, равная единице при критической температуре T_k).

Подробный алгоритм применения уравнения А.И. Брусиловского, структура используемых коэффициентов, таблицы значений коэффициентов парного взаимодействия, компонентов смеси, а также многочисленные примеры, показывающие весьма высокую точность моделирования PVT-свойств чистых веществ и смесей природных углеводородов при использовании созданной модификации кубического уравнения состояния, приведены в работах [1, 2]. Уравнение А.И. Брусиловского наилучшим образом описывает фазовые равновесия сложных углеводородных систем.

В других источниках [2–5, 14, 15] проводится ретроспективный анализ методических приемов создания расчетных моделей природных УВ смесей, а также отмечены современные вычислительные процедуры идентификации фазового состояния многокомпонентных УВ систем с использованием кубических уравнений состояния.

Многокоэффициентные эмпирические уравнения состояния. Теоретической базой многокоэффициентных эмпирических уравнений состояния служит уравнение состояния в вириальной форме. Для расчета свойств вещества при давлении, не превышающем половину величины критического давления, в правой части сумму можно ограничить слагаемым со вторым вириальным коэффициентом. Его значения для многих газов табулированы или выражены в виде функции $B = B(T)$.

Сложности при определении вириальных коэффициентов более высокого порядка делают невозможным применение вириального уравнения для описания состояний веществ при больших плотностях. В связи с этим создаются эмпирические уравнения состояния, в которых давление представлено в виде полинома от плотности с коэффициентами, зависящими от температуры. Эти уравнения содержат также экспоненциальный член, введенный для компенсации членов более высокого порядка вириального уравнения.

Среди этой категории уравнений состояния широкое применение при моделировании парожидкостного равновесия и термодинамических свойств смесей легких углеводородов получили восьмикoefficientное уравнение Бенедикта – Вебба – Рубина (BWR) и его модификации. Наиболее распространенной модификацией уравнения BWR явилось 11-коэффициентное уравнение состояния Старлинга – Хана (SH) [16]:

$$p = RT\rho + \left(B_0 RT - A_0 - \frac{C_0}{T^2} + \frac{D_0}{T^3} - \frac{E_0}{T^4} \right) \rho^2 + \left(RTb - a - \frac{d}{T} \right) \rho^3 + \alpha \left(a + \frac{d}{T} \right) \rho^6 + \frac{c\rho^3}{T^2} (1 + \gamma\rho^2) \exp(-\gamma\rho^2), \quad (2)$$

где A_0 , B_0 , C_0 , D_0 , E_0 , a , b , c , d , α , γ – коэффициенты; ρ – мольная плотность.

Для использования уравнения ШН при расчете парожидкостного равновесия природных смесей Старлинг и Хан получили корреляционные зависимости коэффициентов уравнения состояния от значений критических давления и температуры и ацентрического фактора веществ.

Многоконстантные фундаментальные уравнения состояния. Альтернативой кубическим и многокоэффициентным уравнениям состояния, полученным на базе вириального разложения, являются единые для жидкой и газовой фаз многоконстантные фундаментальные уравнения состояния (ФУС). Активные исследования многоконстантных ФУС начались в 70-е гг. прошлого века применительно к технически важным веществам, для которых имелись разнородные высокоточные экспериментальные данные о ТДС в широком диапазоне параметров состояния. Первоначально уравнения записывались в виде зависимости коэффициента сжимаемости z от приведенной плотности δ и приведенной температуры τ . В дальнейшем в связи с попытками установить физический смысл слагаемых уравнения состояния исследовалась зависимость свободной энергии Гельмгольца $a(T, \rho)$ от ее собственных переменных – температуры и плотности. Эти, фундаментальные, уравнения описывают фазовый переход «жидкость – газ», удовлетворяют условиям в критической точке, позволяют производить расчет всех ТДС без привлечения дополнительной информации. Нерешенным оставался вопрос о структуре уравнения – числе коэффициентов полиномиального и экспоненциального вида и показателях степени при температуре и плотности. Число коэффициентов в разных уравнениях колебалось от 14 до 55. При большом числе коэффициентов ФУС в некоторых областях поверхности состояния нарушалась устойчивость уравнения, а именно: наблюдались либо волнообразный характер изменения ТДС, либо нефизичное поведение того или иного свойства, что объясняется ограниченными возможностями применяемого линейного метода поиска коэффициентов. Это существенно затрудняло разработку ФУС для технически важных, но малоисследованных веществ, а также разработку обобщенных ФУС (ОФУС), обладающих широкими прогнозными возможностями. Значительный прорыв был осуществлен

в 1980–1990-е гг. в связи с появлением эффективных оптимизационных алгоритмов, которые широко использовались в различных областях знания. Достаточно полную информацию по проблеме оптимизации УС можно найти в монографии [17]. В настоящее время для технических расчетов предложены две универсальные формы уравнений состояния: 12-константное уравнение Спана – Вагнера [17] и 14-константное уравнение Сана – Эли [18], которое может быть использовано как для полярных, так и для неполярных веществ.

Далее предлагается обзор методов, рекомендуемых для расчета ТДС нефтяных и газоконденсатных систем на основе индивидуальных и обобщенных ФУС [19, 20]. (Следует отметить, что рекомендации суммируют результаты многолетних исследований, выполненных коллективом ученых под руководством чл.-корр. РАН, д.т.н., проф. Б.А. Григорьева.) Последовательно изложены рекомендации:

1) по применению многокоэффициентных уравнений состояния для расчета ТДС дегазированных УВ жидкостей;

2) компонентов, находящихся при стандартных условиях в газовой фазе, а также пентанов (C_5), гексанов (C_6) и гептанов (C_7);

3) вычислению ТДС для многокомпонентных пластовых углеводородных смесей.

ОФУС. Расчет термодинамических свойств сложных жидких УВ смесей (стабильный газовый конденсат, дегазированная нефть, фракции и товарные нефтепродукты) производится с использованием обобщенных ФУС. Для расчета рекомендуется использовать два ОФУС, первое из которых описывает ТДС парафиновых углеводородов ($C_5 - C_{50}$), второе – углеводородов, в молекулах которых имеются циклические структуры – нафтеновые и ареновые.

Уравнения описывают безразмерную свободную энергию Гельмгольца:

$$\frac{a(T, \rho)}{RT} = \frac{a^0(T, \rho) + a^r(T, \rho)}{RT} = \alpha^0(\tau, \delta) + \alpha^r(\tau, \delta), \quad (3)$$

где $a(T, \rho)$ – свободная энергия Гельмгольца; $\alpha^0(\tau, \delta)$ – идеально-газовая часть; $\alpha^r(\tau, \delta)$ – избыточная часть; $\delta = \rho/\rho_r$; $\tau = T_r/T$; ρ_r, T_r – опорные значения плотности и температуры

соответственно. В уравнениях в качестве параметров приведения используются критические значения, т.е. $T_r = T_k$ и $\rho_r = \rho_k$.

Идеально-газовая часть определяется соотношением

$$\alpha^0(\tau, \delta) = \frac{h_o^0 \tau}{RT_k} - \frac{s_o^0}{R} - 1 + \ln \frac{\delta \tau_0}{\delta_0 \tau} - \frac{\tau}{R} \int_{\tau_0}^{\tau} \frac{c_p^0}{\tau^2} d\tau + \frac{1}{R} \int_{\tau_0}^{\tau} \frac{c_p^0}{\tau} d\tau, \quad (4)$$

где $\delta_0 = \rho_0/\rho_k$ – приведенная идеально-газовая плотность при $p_0 = 101325$ Па и температуре $T_0 = 298,15$ К; $\tau_0 = T_k/T_0$ – приведенная температура в опорной точке; h_o^0 – идеально-газовая энтальпия в опорной точке; s_o^0 – идеально-газовая энтропия в опорной точке; c_p^0 – идеально-газовая изобарная теплоемкость.

Для описания избыточной (конфигурационной) части использована функциональная форма 14-константного уравнения, предложенная Саном и Эли [18] и применяемая для расчета ТДС полярных и неполярных веществ:

$$\alpha^r(\tau, \delta) = \sum_{i=1}^6 n_i \tau^{t_i} \delta^{d_i} + \sum_{i=7}^{14} n_i \tau^{t_i} \delta^{d_i} \exp(-\delta^{p_i}). \quad (5)$$

$$\text{Коэффициенты } n_i = c_{1,i} + c_{2,i} \omega + c_{3,i} \omega^{c_{4,i}}. \quad (6)$$

Поиск коэффициентов c_{ij} и степеней t_i, d_i, p_i при приведенной температуре τ и плотности δ осуществлялся одновременно посредством нелинейной оптимизационной процедуры. В качестве таковой была применена модификация метода случайного поиска с возвратом при неудачном шаге. Алгоритм модифицирован введением элементов детерминированного поиска на шаге корректировки величины шага поиска и выбора направления. При разработке уравнений накладывались различные ограничения на вид термодинамической поверхности, что позволило обеспечить выполнение условий критической точки, правила Максвелла, положительности теплоемкостей и др.

В Рекомендациях ПАО «Газпром» [19] коэффициенты ОФУС приводятся как для парафиновых углеводородов (от C_5 до C_{50}) в диапазоне изменения $\omega = 0,25 \div 1,8$, так и для циклических углеводородов (нафтеновых, ареновых, гибридных) в диапазоне изменения $\omega = 0,2 \div 1,1$. Уравнения применимы для описания всех термодинамических свойств сложных УВ смесей, содержащих углеводороды с числом атомов углерода от пяти и выше, в диапазоне температур от тройной точки до 700 К при давлениях до 100 МПа.

Индивидуальные ФУС. Как уже отмечалось, математическая модель пластовой УВ смеси представляет собой комбинацию компонентного и фракционного составов. Фракционный состав, характеризующий жидкую (так называемую конденсатную или нефтяную) при стандартных условиях часть пластовой смеси, моделируется фракциями (псевдокомпонентами), ТДС которых рассчитывают по приведенным ранее ОФУС. Для описания ТДС компонентов, находящихся при стандартных условиях в газовой фазе ($N_2, CO_2, H_2S, C_1, C_2, C_3, n-C_4, i-C_4$), а также распределенных между жидкой и газовой фазами (C_5, C_6, C_7), рекомендуется [19, 20] использовать 12-константные ФУС, разработанные Спаном и Леммоном [17]. Уравнения имеют форму, аналогичную (5), но содержат 12 индивидуальных коэффициентов:

$$\alpha^r(\tau, \delta) = \sum_{i=1}^6 n_i \tau^{t_i} \delta^{d_i} + \sum_{i=7}^{12} n_i \tau^{t_i} \delta^{d_i} \exp(-\delta^{p_i}). \quad (7)$$

Уравнения применимы в диапазоне температуры от тройной точки до 600–700 К при давлениях до 100 МПа, а для некоторых компонентов и при более высоких давлениях. Коэффициенты уравнения (6) для компонентов, а также коэффициенты идеально-газовых функций и форма уравнений, описывающих идеально-газовую теплоемкость, приведены в [19].

Уравнение состояния для пластовой смеси. Для расчета ТДС пластовой смеси состава \bar{x} рекомендуется [19] использовать ФУС реальной многокомпонентной системы, описывающее безразмерную энергию Гельмгольца:

$$\alpha(\delta, \tau, \bar{x}) = \alpha^0(\rho, T, \bar{x}) + \alpha^r(\delta, \tau, \bar{x}), \quad (8)$$

где $\alpha(\delta, \tau, \bar{x})$ – свободная приведенная энергия Гельмгольца смеси; $\alpha^0(\rho, T, \bar{x})$ – идеальная часть энергии Гельмгольца смеси:

$$\alpha^0(\rho, T, \bar{x}) = \sum_{i=1}^N x_i [\alpha_{0i}^0(\rho, T) + \ln x_i], \quad (9)$$

где $\alpha_{0i}^0(\rho, T)$ – идеальная часть энергии Гельмгольца i -го компонента смеси.

Избыточная функция (часть энергии Гельмгольца смеси) $\alpha^r(\delta, \tau, \bar{x})$ определяется по формуле

$$\alpha^r(\delta, \tau, \bar{x}) = \sum_{i=1}^N x_i \alpha_{0i}^r(\delta, \tau) + \sum_{i=1}^{N-1} \sum_{j=i+1}^N x_i x_j F_{ij} \alpha_{ij}^r(\delta, \tau); \quad (10)$$

$$\alpha_{ij}^r(\delta, \tau) = \sum_{k=1}^{K_{polij}} n_{ij,k} \delta^{d_{ij,k}} \tau^{t_{ij,k}} + \sum_{k=K_{polij}+1}^{K_{polij}+K_{expj}} n_{ij,k} \delta^{d_{ij,k}} \tau^{t_{ij,k}} e^{-n_{ij,k}(\delta-\varepsilon_{ij,k})^2 - \beta_{ij,k}(\delta-\gamma_{ij,k})}, \quad (11)$$

где $\alpha_{0i}^r(\delta, \tau)$ – избыточная часть энергии Гельмгольца i -го компонента (определяется по уравнению (7) либо по ОФУС); x_i – мольная доля i -го компонента в смеси.

Параметры приведения $\delta = \rho/\rho_r(x)$; $\tau = T_r(x)/T$; $\rho_r(x)$, $T_r(x)$, или так называемые псевдокритические свойства, определяются следующим правилом комбинирования, предложенным Кунцем и Вагнером:

$$\frac{1}{\rho_r(x)} = \sum_{i=1}^N x_i^2 \frac{1}{\rho_{c,i}} + \sum_{i=1}^{N-1} \sum_{j=i+1}^N 2x_i x_j \beta_{v,ij} \gamma_{v,ij} \frac{x_i + x_j}{\beta_{v,ij}^2 x_i + x_j} \frac{1}{8} \left(\frac{1}{\rho_{c,i}^{1/3}} + \frac{1}{\rho_{c,j}^{1/3}} \right)^3; \quad (12)$$

$$T_r(x) = \sum_{i=1}^N x_i^2 T_{c,i} + \sum_{i=1}^{N-1} \sum_{j=i+1}^N 2x_i x_j \beta_{T,ij} \gamma_{T,ij} \frac{x_i + x_j}{\beta_{T,ij}^2 x_i + x_j} (T_{c,i} T_{c,j})^{0,5}, \quad (13)$$

где $T_{c,i}$ и $\rho_{c,i}$ – критические свойства i -го компонента; $\beta_v, \gamma_v, \beta_T, \gamma_T$ – коэффициенты бинарного взаимодействия. В Рекомендациях ПАО «Газпром» значения коэффициентов n_{ij} избыточной функции (см. (11)) и коэффициентов $\beta_v, \gamma_v, \beta_T, \gamma_T$ заимствованы из работ Кунца и Вагнера [19].

Тестирование методики расчета ТДС для стабильных углеводородных смесей проведено с использованием массива экспериментальных данных о плотности и изобарной теплоемкости более 200 нефтей, газоконденсатов, их фракций, товарных нефтепродуктов в диапазоне температур 200–630 К при давлениях до 60 МПа [19]. Плотность жидкой фазы описывается с погрешностью 0,2–1,5 %. Среднее относительное отклонение 0,7 %. При температурах свыше 450 К и $\omega > 0,7$ ошибки расчета несколько возрастают.

Для бензиновых фракций плотность жидкой фазы описывается с погрешностью 0,5–1,2 %, плотность газовой фазы – с погрешностью 1,0 %. В надкритической области погрешности расчета возрастают от 3 до 8 %. Изобарная теплоемкость рассчитывается со средними ошибками 1–3 % при $\omega < 0,6$. При возрастании фактора ацентричности ошибки расчета увеличиваются и при $\omega > 1,0$ достигают от 8–10 %. Для кубических уравнений состояния ошибки расчета изобарной теплоемкости для тяжелых фракций варьируются в диапазоне 20–100 %.

В газовой фазе изобарная теплоемкость описывается с погрешностью 1–3 %, в надкритической области – в диапазоне 3–7 %.

При тестировании из рассмотрения исключена критическая область $T_n \leq T \leq 1,05 T_k$; $|\rho/\rho_k - 1| \leq 0,3$ (T_n – температура насыщения).

Корреляционные зависимости для оценки свойств нефтей и природных газов

В инженерной практике для оценки свойств флюидов месторождений нефти и газа широко используются корреляционные зависимости, прошедшие широкую апробацию и рекомендуемые опытными специалистами в области свойств пластовых флюидов [21–25]. Тогда в качестве исходных рассматриваются данные стандартных промысловых измерений, не подразумевающих определения компонентного состава флюидов. При ограниченной первичной информации с помощью апробированных корреляций можно получать вполне достоверные значения свойств нефти, газа и воды, необходимые для прогнозирования и мониторинга разработки залежей. Корреляции являются удобным инструментом определения свойств флюидов не только применительно к технологическим расчетам процессов добычи, но и с точки зрения оперативной оценки и верификации подсчетных параметров нефти и газа при отсутствии результатов лабораторных исследований представительных проб.

Атомистическое компьютерное моделирование как новое средство описания фазового состояния УВ систем

Отмечается, что современные вычислительные средства и методы, в том числе атомистического моделирования (АМ), позволяют выполнять расчеты фазовых диаграмм без непосредственного привлечения экспериментальных данных [26]. К основным для АМ относят методы молекулярной динамики (ММД) и Монте-Карло (ММК). ММД использует численное интегрирование уравнений движения для системы атомов и может применяться как универсальный метод исследования вещества.

Ключевой фактор в обеспечении достоверности результатов АМ – выбор потенциала взаимодействия в модельной системе. Для моделирования фазовых диаграмм УВ наиболее широко применяют потенциал ТраРРЕ (англ. transferrable potential for phase equilibria), а для воспроизведения свойств жидкой фазы –

потенциал OPLS (англ. optimized potentials for liquid simulations).

Недостаток АМ заключается в ограничении размера моделируемой системы мощностью компьютера. Современные многопроцессорные системы позволяют моделировать систему в составе до 10^9 частиц, что соответствует объему в несколько кубических микронов. Преимущество АМ – возможность расчета не только термодинамических характеристик, но и кинетических свойств вещества, таких как коэффициенты переноса, а также динамики равновесных и неравновесных процессов. Особенно полезно АМ при исследовании свойств вещества и процессов в нанометрических масштабах. Оно позволяет изучать конденсацию в поровом пространстве в неравновесных условиях.

Предлагается создать отечественный программно-вычислительный комплекс для моделирования свойств флюидов месторождений природного газа и нефти, который не будет уступать зарубежным аналогам ни по полноте моделируемых свойств и процессов, ни по применяемым методам. Такой программный продукт должен аккумулировать современные методы математического моделирования фазовых превращений и теплофизических свойств природных УВ систем, что будет способствовать *реализации программы импортозамещения* на важном научно-техническом направлении обеспечения процессов проектирования разработки и эксплуатации залежей достоверными данными о фазовом состоянии и PVT-свойствах пластовых, добываемых и нагнетаемых флюидов.

В свою очередь, реализация данного предложения повысит востребованность научно-исследовательских результатов, полученных специализированными организациями ПАО «Газпром», ООО «Газпромнефть НТЦ», институтами РАН и университетами. Кроме того, такой комплекс, несомненно, принесет пользу с точки зрения организации обучения на курсах повышения квалификации специалистов отрасли и в высших учебных заведениях.

Список литературы

1. Брусиловский А.И. Методология и результаты применения кубических уравнений состояния для моделирования термодинамических свойств природных углеводородных флюидов / А.И. Брусиловский // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. статей: в 2 ч. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – Ч. 2. – С. 150–165. – (Вести газовой науки).
2. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа / А.И. Брусиловский. – М.: Грааль, 2002. – 575 с.
3. Whitson C.H. Phase behavior / C.H. Whitson, M.R. Brule. – Richardson, Texas, 2000. – 240 p. – (SPE Monograph Series).
4. Danesh A. PVT and phase behavior of petroleum reservoir fluids / A. Danesh. – Elsevier Science B.V., 1998. – 104 p.
5. Pedersen K.S. Phase behavior of petroleum reservoir fluids / K.S. Pedersen, P.L. Christensen, J.A. Shaikh. – Taylor & Francis Group LLC, 2015. – 439 p.
6. Уэйлес С. Фазовые равновесия в химической технологии: в 2-х ч. / пер. с англ. – М.: Мир, 1989. – Ч. 1: 304 с. – Ч. 2: 360 с.
7. 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.
8. Peneloux A. A consistent volume correction for Redlich–Kwong–Soave volumes / A. Peneloux, E. Rauzy, R. Freze // Fluid Phase Equilibria. – 1982. – V. 8. – P. 7–23.
9. Jhavery B.S. Three-parameter modification of the Peng–Robinson equation of state to improve volumetric predictions / B.S. Jhavery, G.K. Youngren // SPE Reservoir Engineering. – 1988. – V. 3. – № 3 (August). – P. 1033–1040.
10. Duan Z. A new cubic equation of state and its applications to the modeling of vapor-liquid equilibria and volumetric properties of natural fluids / Z. Duan, J. Hu // Geochimica et cosmochimica acta. – 2004. – V. 68, № 14. – P. 2997–3009.
11. Atilhan M. A new cubic equation of state: a thesis / M. Atilhan // Master of science. – Texas A&M University, 2004. – 136 p.
12. Neau E. The Soave, Twu and Boston–Mathias alpha functions in cubic equations of state. P. II. Modeling of thermodynamic properties of pure compounds / E. Neau, O. Hernandez-Garduza // Fluid phase equilibria. – 2009. – V. 276. – P. 156–164.
13. Hinojosa-Gomez H. A modification to the Peng–Robinson – fitted equation of state for pure substances / H. Hinojosa-Gomez, J.F. Barragan-Aroche, E.R. Bazua-Rueda // Fluid phase equilibria. – 2010. – V. 298. – P. 12–23.
14. Брусиловский А.И. Рациональный подход к формированию моделей пластовых нефтей для гидродинамических расчетов при проектировании и мониторинге разработки месторождений / А.И. Брусиловский, А.Н. Нугаева, И.Е. Хватова // Вестник ЦКР Роснедра. – 2009. – № 4. – С. 48–56.
15. Ющенко Т.С. Новый инженерный метод создания и адаптации PVT-модели природной газоконденсатной смеси / Т.С. Ющенко, А.И. Брусиловский // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 14–20.
16. Starling K.E. Fluid thermodynamics properties for light systems / K.E. Starling. – Houston: Gulf Publ. Co., 1973. – 270 p.
17. Span R. Multiparameter equation of state: an accurate source of thermodynamic property data / R. Span. – Berlin: Springer, 2000. – 367 p.
18. 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.
19. Григорьев Б.А. Моделирование термодинамических свойств нефтяных и газоконденсатных систем на основе фундаментальных многоконстантных уравнений состояния / Б.А. Григорьев, А.А. Герасимов, И.С. Александров и др. // Рекомендации ПАО «Газпром». – М.: Газпром экспо, 2016.
20. Григорьев Б.А. Моделирование термодинамических свойств нефтяных и газоконденсатных систем на основе многоконстантных уравнений состояния / Б.А. Григорьев, А.А. Герасимов, И.С. Александров // Газовая промышленность. – 2013. – № 696: спецвыпуск. – С. 98–101.

21. Григорьев Б.А. Теплофизические свойства нефти, нефтепродуктов, газовых конденсатов и их фракций / Б.А. Григорьев, А.А. Богатов, А.А. Герасимов; под ред. Б.А. Григорьева. – М.: Издательство МЭИ, 1999. – 372 с.
22. Григорьев Б.А. Теплофизические свойства и фазовые равновесия газовых конденсатов и их фракций / Б.А. Григорьев, А.А. Герасимов, Г.А. Ланчаков; под общ. ред. Б.А. Григорьева. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 344 с.
23. Корреляционные зависимости для нефтяных систем. Гл. 6 // Справочник инженера-нефтяника. Т. 1: Введение в нефтяной инжиниринг. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2014. – С. 313–406.
24. McCain W.D. Petroleum reservoir fluid property correlations / W.D. McCain, Jr., J.P. Spivey, C.P. Lenn. – PennWell Publishing Company, 2011. – 219 p.
25. McCain W.D. Reservoir fluid property correlations – state of the art / W.D. McCain, Jr. // SPE Reservoir Engineering. – 1991. – May. – P. 266–272.
26. 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.

УДК [622.031:553.98]:550.8.013

Е.В. Шеберстов

О моделях подземной физико-химической гидродинамики

Решение многих проблем разработки нефтяных и газовых месторождений, подземного хранения газа, экологии опирается на результаты физического и математического моделирования физико-химических процессов в пласте. За последние три-четыре года в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» на установке многофазной фильтрации выполнена серия опытов по вытеснению нефти из керновой модели пласта азотом, газом сепарации, диоксидом углерода, раствором полимера, водогазовой смесью. Каждый из упомянутых агентов обладает специфическими особенностями, которые по-разному проявляются в коллекторах различного типа. Значительные усилия, в частности, были затрачены на моделирование закачки диоксида углерода. При взаимодействии этого газа с нефтью происходит набухание нефти. При использовании в качестве агента вытеснения полимера существенную роль играет адсорбция.

Применительно к разработке нефтяных оторочек газоконденсатных месторождений исследовались так называемые барьерные технологии. Эти процессы характеризуются изменяющейся во времени вязкостью закачиваемого агента.

Для интерпретации результатов экспериментов привлекались математические модели, воспроизводящие многофазную фильтрацию в лабораторной установке. В основном использовались коммерческие программы, но небольшое число компьютерных моделей создано в Корпоративном центре по исследованию нефтегазовых пластовых систем. Обобщение этого опыта составляет содержание настоящей статьи.

Следует заметить, что разработка компьютерных моделей собственными силами никоим образом не противопоставляется использованию мощных программ типа ECLIPSE, способных моделировать как сложнейшие в геологическом отношении реальные объекты, так и процессы в лабораторных моделях. Тем не менее обсуждаемый в данной работе подход имеет привлекательные стороны. Во-первых, благодаря простоте геометрии объекта появляется возможность применять численные методы, которые непригодны для моделирования сложных областей фильтрации. Во-вторых, в компьютерной модели, создаваемой своими силами, можно учесть любые эффекты, в том числе эффекты, еще не учитываемые в больших программах. Для исследования сложных физико-химических процессов это очень важное преимущество. Далее, «свою» программу можно удобным образом включить в алгоритм подбора параметров модели, обеспечивающих наилучшее воспроизведение эксперимента (обратная задача). И последнее соображение, не редко встречаемое в литературе: составление и отладка программы для цифрового моделирования способствуют лучшему пониманию исследуемого процесса.

В качестве примера рассматривается создание математической модели вытеснения нефти раствором полимера из керновой модели пласта, в которой содержатся включения твердой соли, контактирующие с фильтрующимися флюидами. Заметим, что наличие твердой соли оказывает, судя по публикациям, заметное влияние на разработку нефтяных оторочек газоконденсатных месторождений Восточной Сибири.

На первом этапе создания модели выполняется схематизация процесса, которую удобно представить в виде матрицы (табл. 1). Как видно, в модель включены пять компонентов – вода, галит (соль NaCl), полиакриламид (ПАА), нефть и газ, которые

Ключевые слова:
математическое моделирование физико-химических процессов в пласте, многофазная фильтрация, метод прямых.

Keywords:
mathematical modelling of the physical and chemical processes in a stratum, multiphase filtration, method of lines.

распределены по пяти фазам. Предполагается, что углеводородные компоненты могут находиться в жидкой и газовой фазах, соль – в растворе и твердом состоянии, вода – только в растворе, ПАА – в растворе и в адсорбированном состоянии.

Адсорбированное вещество сосредоточено в тонком слое, примыкающем к поверхности пористой среды. Причем происходит непрерывный обмен молекулами полимера между раствором и адсорбционным слоем. Обычно слой адсорбированного вещества не рассматривается как фаза, занимающая некоторый конечный объем. Поэтому фазовое состояние системы характеризуется насыщенностями раствора (S^p), твердой соли (S^r), жидкого углеводорода (S^*), газообразного углеводорода (S^r) и содержанием адсорбированного вещества, приходящимся на единицу массы твердой породы (A). Данная модель предполагает одну среду – пористый пласт. Наличие в пласте плотной сети трещин можно учесть, включив в модель вторую среду.

На следующем этапе формируется математическая модель. Ее каркас образуют уравнения материального баланса, записываемые для каждого компонента отдельно по фазам (т.е. для каждого знака «плюс» в табл. 1). Эти уравнения однотипны, каждое включает три члена:

$$\frac{\partial v_{\alpha}^{\beta}}{\partial t} + \operatorname{div}(G_{\alpha}^{\beta}) = \Pi_{\alpha}^{\beta}, \quad (1)$$

где α – индекс компонента, β – индекс фазы; v_{α}^{β} – массовое или мольное содержание компонента в фазе на единицу объема пласта; G_{α}^{β} – массовый или мольный поток компонента в фазе; Π_{α}^{β} – массовая или мольная скорость перехода компонента в указанную фазу из прочих фаз. Если символ имеет один индекс – нижний или верхний, то он относится, соответственно, либо к компоненту, либо к фазе. Каждому балансовому уравнению рассматриваемого примера соответствует строка в табл. 2. Содержание компонента в фазе можно также выразить мольной долей, c , моль/моль.

Таблица 1

Матрица распределения компонентов по фазам в пористой среде

Компонент / индекс компонента	Фаза / индекс фазы				
	раствор / р	твердое вещество / т	адсорбированный полимер / а	жидкий углеводород / ж	газообразный углеводород / г
Вода / в	+	–	–	–	–
Галит / с	+	+	–	–	–
ПАА / П	+	–	+	–	–
Нефть / н	–	–	–	+	+
Газ / г	–	–	–	+	+

Примечание: возможность перехода компонента в соответствующую фазу отмечено знаком «плюс».

Таблица 2

Члены уравнений материального баланса (см. формулу (1), табл. 1):

γ – плотность минералов, составляющих твердый скелет; $C_{\text{нас}}$ – концентрация (плотность) насыщенного раствора; K_{α} – кинетический коэффициент; $A_{\text{из}}(C)$ – изотерма адсорбции полимера; μ_{α}^{β} – химический потенциал; ω_{α}^{β} – массовая доля; ρ^{β} – плотность фазы; w – скорость фильтрации; C_{α}^{β} – концентрация компонента в фазе, кг/м³

№	Компонент	Фаза	v_{α}^{β}	G_{α}^{β}	Π_{α}^{β}
1	Вода	Раствор	$mS^p\rho^p\omega_b$	$w^p\rho^p\omega_b$	0
2	Соль (галит)	Раствор	$mS^p\rho^p\omega_c$	$w^p\rho^p\omega_c$	$K_c(C_{\text{нас}} - C_c^p)$
3		Твердое вещество	$mS^r\rho^r$	0	$-K_c(C_{\text{нас}} - C_c^p)$
4	Полимер	Раствор	$mS^p\rho^p\omega_{\Pi}$	$w^p\rho^p\omega_{\Pi}$	$-K_{\Pi}(A_{\text{из}}(C_{\Pi}) - A)$
5		Адсорбированный полимер	$(1 - m)\gamma A$	0	$K_{\Pi}(A_{\text{из}}(C_{\Pi}) - A)$
6	Нефть	Жидкий углеводород	$mS^*\rho^*\omega_n^*$	$w^*\rho^*\omega_n^*$	$K_n(\mu_n^r - \mu_n^*)$
7		Газообразный углеводород	$mS^r\rho^r\omega_n^r$	$w^r\rho^r\omega_n^r$	$-K_n(\mu_n^r - \mu_n^*)$
8	Газ	Жидкий углеводород	$mS^*\rho^*\omega_r^*$	$w^*\rho^*\omega_r^*$	$K_r(\mu_r^r - \mu_r^*)$
9		Газообразный углеводород	$mS^r\rho^r\omega_r^r$	$w^r\rho^r\omega_r^r$	$-K_r(\mu_r^r - \mu_r^*)$

Перенос фазы описывается законом Дарси:

$$w^{\beta} = -K \frac{k^{\beta}}{\mu^{\beta}} (\text{grad } P^{\beta} + g^{\beta} \text{grad } Z), \quad (2)$$

где K, k – абсолютная и относительная проницаемости; μ – вязкость; P – давление; g – ускорение свободного падения; Z – высота над уровнем моря. При необходимости можно учесть диффузионный перенос компонентов.

Если компонент присутствует более чем в одной фазе, то межфазный перенос этого компонента выражается обменным членом. В данном случае имеем четыре пары обменных членов, выражающих скорость растворения-кристаллизации, скорость адсорбции-десорбции, а также скорости обмена нефтью и газом между жидкой и газовой фазами (испарения-конденсации).

Далее необходимо определить аналитический вид или алгоритм вычисления всех входящих в модель членов и согласовать со специалистами, занимающимися подготовкой физического эксперимента, разделение параметров модели на две группы. К первой относятся параметры, определяемые по справочным данным или с помощью специальных экспериментов (например, зависимость вязкости раствора от концентрации полимера и соли). Типичная трудность этого этапа – отсутствие данных о взаимовлиянии отдельных эффектов. Дело в том, что обычно при изучении эффекта стараются элиминировать все, что может усложнить интерпретацию опытов. В рассматриваемом примере, в частности, возникает вопрос о влиянии твердой соли на адсорбционную способность пористой среды по отношению к полимеру. Вторая группа включает параметры, которые будут определяться с помощью создаваемой математической модели путем воспроизведения эксперимента.

Математическая модель представляет собой систему квазилинейных уравнений, для исследования которых можно применить, например, метод характеристик [1]. Ограничимся, однако, несколькими элементарными преобразованиями, которые часто позволяют получить представление о качественном поведении решений. Прежде всего следует получить балансные уравнения для фаз и транспортные уравнения для компонентов. Для этого складываются уравнения для всех компонентов, составляющих фазу, и используется условие равенства единице суммы массовых (или мольных) долей

компонентов. Так, сложением 1-й, 2-й и 4-й строк табл. 2 получим уравнение для фазы «водный раствор»:

$$\frac{\partial(mS^p \rho^p)}{\partial t} + \text{div}(w^p \rho^p) + \Pi_c^p + \Pi_{II}^p = 0. \quad (3)$$

Далее с помощью уравнения (3) из 2-й строки табл. 2 получаем уравнение переноса соли в растворе:

$$mS^p \rho^p \frac{d^p \omega_c}{dt} - \omega_c (\Pi_c^p + \Pi_{II}^p) + \Pi_c^p = 0, \quad (4)$$

где $\frac{d^p}{dt}$ означает полную производную вдоль линии тока фазы раствора;

$$\frac{d^p(\omega_c)}{dt} = \frac{\partial(\omega_c)}{\partial t} + \frac{w^p}{mS^p} \text{grad}(\omega_c). \quad (5)$$

Аналогичное уравнение получается для примеси полимера.

Согласно уравнению (4) при отсутствии фазовых переходов массовая доля соли осталась бы неизменной вдоль линии тока. Если твердая соль отсутствует и растворения не происходит, то концентрация соли все равно будет изменяться при наличии адсорбирующегося полимера.

При получении уравнений для остальных фаз табл. 2 появятся производные вдоль соответствующих линий тока. Причем для неподвижных фаз (твердая соль и адсорбированный газ) полные производные равны производным по времени.

Целью следующего преобразования является исключение производных насыщенностей по времени. Добиться этого можно, используя равенство единице суммы насыщенностей всех фаз. Результирующее уравнение полезно записать в виде

$$\text{div}(w_1 + w_2 + \dots) = R \left(\frac{\partial}{\partial t}, \frac{\partial}{\partial x} \dots \right). \quad (6)$$

При анализе задач физико-химической гидродинамики часто делается предположение о равенстве нулю правой части. В одномерном случае это эквивалентно предположению о независимости расхода от пространственной координаты, что существенно упрощает задачу. В общем случае анализ величины правой части уравнения (6) позволит оценить приемлемость этого допущения. В частности, если рассмотреть течение раствора соли (нефть, газ

и полимер отсутствует), то уравнение (6) принимает следующий вид:

$$\operatorname{div}(w^p) = -\frac{\partial m}{\partial t} - \frac{mS^p}{\rho^p} \frac{d^p \rho^p}{dt} + \frac{\Pi_c^p}{\rho^p} - \frac{\Pi_r^p}{\rho^r}. \quad (6')$$

Если предположить, что плотность не зависит от давления, а является функцией только насыщенности, и воспользоваться уравнением (4), то предположение о равенстве нулю дивергенции эквивалентно принятию закона Амага (объем раствора равен сумме объемов воды и твердой соли, из которых раствор получен).

При учете капиллярного давления и гравитации полезно сделать еще одно преобразование: исключить фазовые давления из уравнений движения, вводя глобальное давление [2].

В исходной модели (см. табл. 2) все фазовые переходы рассматриваются как неравновесные. Однако если скорость перехода много больше скорости фильтрации, то можно принять предположение о локальном термодинамическом равновесии, что позволит упростить модель.

Для оценки роли неравновесности необходимы специальные лабораторные опыты и вычислительные эксперименты. В числе последних весьма полезны модели процессов в герметичной ячейке, для получения которых достаточно положить $G_\alpha^b = 0$ в табл. 2 и заметить частные производные по времени на полные. В результате получается система обыкновенных дифференциальных уравнений (ОДУ),

которая описывает переход замкнутой системы в равновесное состояние.

В качестве примера рассмотрим двухфазную двухкомпонентную систему «вода – соль, раствор – твердая соль». Ее поведение описывается уравнениями 1-й – 3-й строк табл. 2. Для замыкания системы необходимо выражение для плотности раствора. Воспользуемся формулой для капельной жидкости:

$$\rho^p(C) = \rho_0(C) \exp\left(\frac{p - p_0}{E^p}\right); \quad (7)$$

$$\rho_0(C) = \rho_b^0 + \frac{C}{C_{\text{нас}}}(\rho^* - \rho_b^0), \quad (8)$$

где C – концентрация соли в растворе, $\text{кг}/\text{м}^3$; E^p – объемный модуль; ρ_b^0 – плотность воды при пластовой температуре и давлении p_0 ; ρ^* – плотность насыщенного раствора. К системе трех ОДУ добавим два балансных соотношения $S^p + S^r = 1$ и $\omega_c + \omega_b = 1$. В результате получим систему пяти уравнений с пятью неизвестными $\omega_c, \omega_b, S^p, S^r, p$.

Система имеет два интеграла. Первый следует из уравнения в 1-й строке табл. 2, второй – из суммы 2-й и 3-й строк. Они выражают неизменность масс воды M_b и соли M_c в ячейке:

$$mS^p \rho^p \omega^p = M_b = \text{const}; \quad (9)$$

$$m(S^p \rho^p \omega_c + S^r \rho^r) = M_c = \text{const}. \quad (10)$$

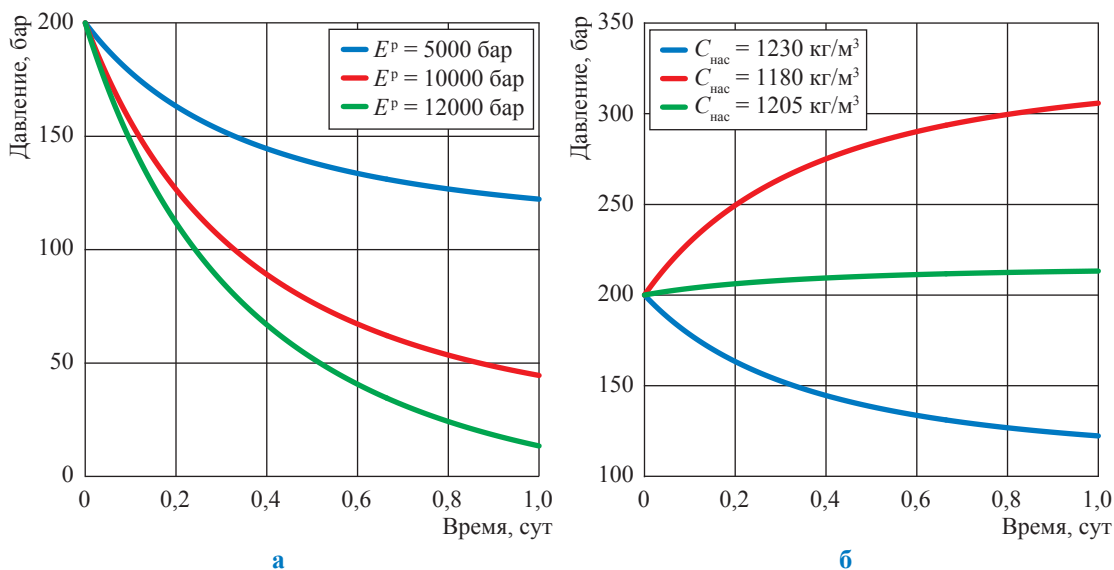


Рис. 1. Влияние параметров уравнения (7) – объемного модуля (а) и плотности насыщенного раствора (б) – на динамику давления в ячейке

Из уравнения (10) можно выразить $C = \rho^p \omega_c$ через S^t . Подставим это выражение в обменный член. Теперь в 3-й строке табл. 2 имеем ОДУ относительно S^t . Кинетический коэффициент можно связать функциональной зависимостью с насыщенностью S^t , если учесть, что его величина прямо пропорциональна площади контакта «твердая соль – раствор». Для частиц правильной формы площадь контакта однозначно связана с S^t . Решив полученное уравнение с помощью какого-нибудь стандартного метода, вычислим ω_c , ρ^p , S^p и из (7) определим давление.

Эта простая модель позволила получить важную информацию:

- 1) выяснилась сильная зависимость давления от параметров E^p , ρ^* формул (7), (8), выражающих плотность раствора (рис. 1);
- 2) удается оценить влияние формы частиц твердой соли на динамику процесса;
- 3) модель оказалась полезной при контроле точности коммерческой программы tNavigator;
- 4) модель использована как часть программы расчета нестационарного течения в лабораторном опыте.

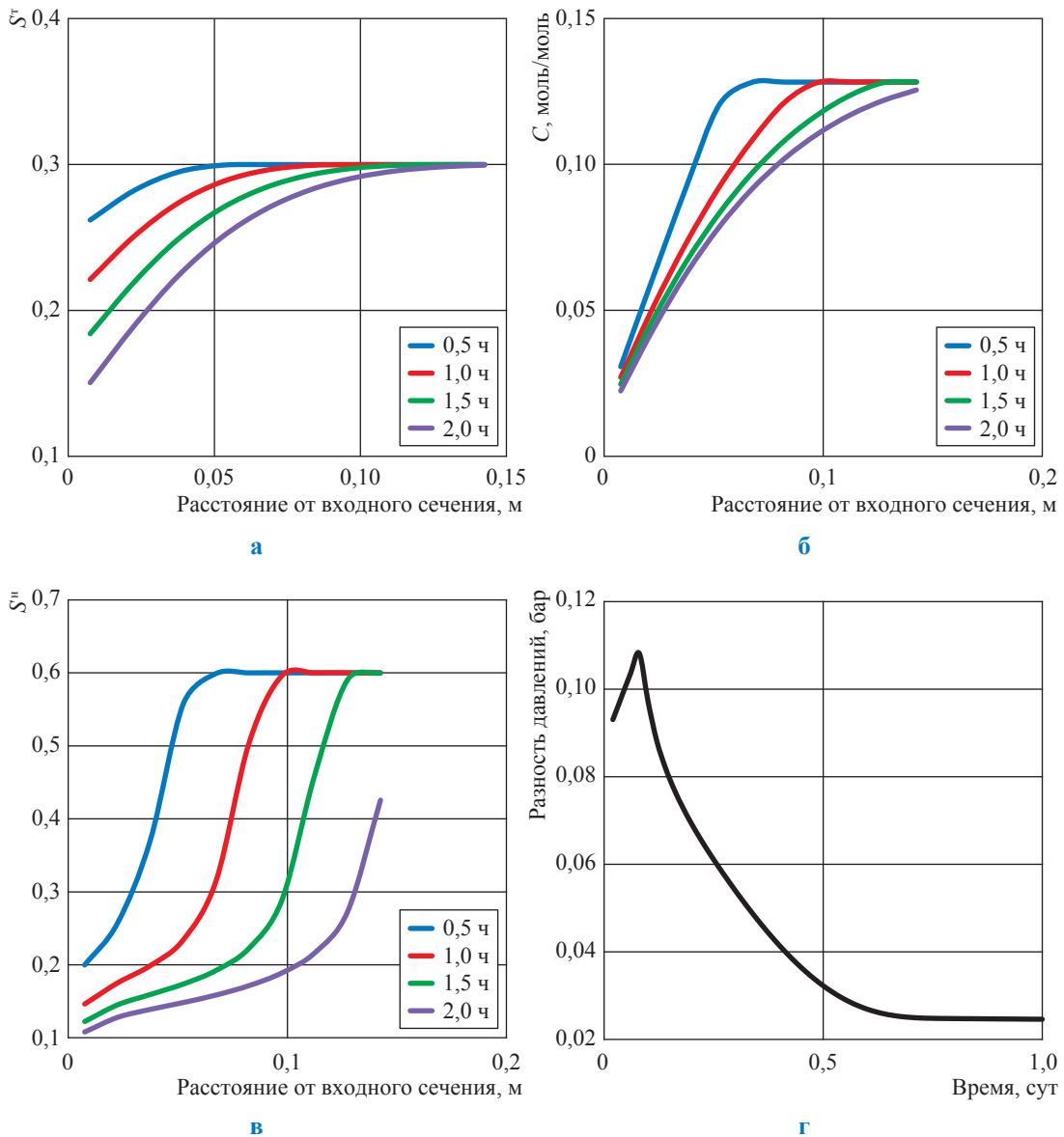


Рис. 2. Динамика распределения твердой соли (а), концентрации раствора (б), нефтенасыщенности (в). Разность давлений на торцах модели (г)

Лабораторная модель представляла собой цилиндр, составленный из нескольких образцов керна, содержащих твердую соль. Модель заполнялась нефтью, которая затем вытеснялась слабоминерализованной водой. Отношение перепада давлений на торцах к абсолютной величине давления в модели составляло величину порядка 10^{-3} , поэтому предполагалось, что флюиды несжимаемы и плотность смеси зависит только от концентрации раствора в соответствии с законом Амага.

Численное решение получено методом прямых. Модель области фильтрации разбивается на конечное число ячеек. Производится конечно-разностная аппроксимация пространственных производных. Частные производные по времени заменяются на полные. В результате приходим к системе ОДУ, число которых равно числу неизвестных, умноженному на число ячеек. Большим преимуществом метода является наличие пакетов программ общематематического назначения, с помощью которых можно решать системы ОДУ, применяя явные или неявные схемы или методы решения жестких систем. Для решения задач моделирования процессов в лабораторных моделях пласта этот метод может превзойти методы, применяемые при полномасштабном моделировании месторождений. Преимущества метода убедительно

показаны в работе, опубликованной в Журнале вычислительной математики и математической физики [3]. Авторы успешно применили метод прямых для численного решения уравнения Рапопорта – Лиса. Результаты расчетов сравнивались с лабораторными данными и расчетами, выполненными обычными конечно-разностными методами.

Классическим объектом метода прямых служат краевые задачи для уравнения теплопроводности, а именно к этому типу относятся системы, описывающие фильтрацию сжимаемых флюидов. На рис. 2 показаны примеры расчета процесса в условиях, близких к лабораторным. Использовано десять блоков (решалась система 30 ОДУ). От ОДУ, описывающего герметичную ячейку, система уравнений метода прямых отличается только правой частью. Имеется качественное совпадение измеряемых (перепад давления, накопленная добыча нефти) и расчетных характеристик.

Приведенные примеры в достаточной степени иллюстрируют предлагаемый подход к созданию программного обеспечения для экспериментальных исследований рассматриваемой группы процессов. Результаты решения полной задачи о закачке раствора полимера в засолоненный коллектор предполагается изложить в отдельной работе.

Список литературы

1. Рождественский Б.Л. Системы квазилинейных уравнений / Б.Л. Рождественский, Н.Н. Яненко. – М.: Наука, 1978. – 688 с.
2. Binning P. Practical implementation of the fractional flow approach to multi-phase flow simulation / P. Binning, M.A. Celia // *Advances in water resources*. – 1999. – V. 22. – № 5. – P. 461–478.
3. Alvarez L. Numerical solution of the Rapoport–Leas equation using the method-of-line and DASSL code / L. Alvarez, C. Cunha // *Журнал вычислительной математики и математической физики*. – 1998. – Т. 38. – № 11. – С. 1928–1935.

УДК 622.279:[553.98:622.031]:550.8.013]

А.Н. Нестеренко, А.Г. Касперович, О.А. Омельченко, Д.А. Рычков, Е.А. Якушенко

Практический опыт, проблемы и пути совершенствования методов определения и прогноза составов добываемого сырья газоконденсатных месторождений для адекватного моделирования его промышленной подготовки, транспорта и переработки

Составы добываемого сырья газоконденсатных месторождений (ГКМ) являются одной из важнейших характеристик, необходимых для решения широкого круга проектных, аналитических и эксплуатационных задач как в области разработки месторождений, так и в сфере промышленной подготовки, транспорта и переработки углеводородов. В процессе эксплуатации ГКМ состав добываемого сырья существенно изменяется, поэтому необходимо периодически осуществлять его контроль и прогноз.

Формат определения составов добываемого сырья зависит от цели выполнения аналитических процедур. Для решения большинства задач вполне достаточно краткого формата, ограниченного компонентами C_1-C_5 и C_{6+} или C_1-C_{12} , C_{13+} , при этом в случае необходимости подробное распределение фракций тяжелой жидкой части конденсата может определяться с помощью моделирования. Однако для проектирования, планирования и прогноза перспективного развития систем транспорта и переработки жидких углеводородов необходимо получать подробные компонентно-фракционные составы (КФС), представленные индивидуально до углеводородов C_5 и далее узкими фракциями до C_{44} или до температур кипения порядка $500\text{ }^\circ\text{C}$ и выше. Использование краткого формата КФС в таких задачах нежелательно, поскольку приводит к значительным потерям точности компонентно-балансовых расчетов [1].

Вопросы определения и прогноза КФС добываемого сырья ГКМ с целью его последующего использования при моделировании промышленной подготовки, транспорта и переработки рассматриваются далее.

Определение состава фактически добытого сырья по результатам расчетно-технологического мониторинга объектов его промышленной подготовки

В настоящее время КФС промышленных потоков можно измерять современными газохроматографическими методами. Поэтому периодическое определение КФС добываемого сырья может осуществляться экспериментально при исследованиях скважин и обследованиях промышленных установок. Для этого производятся отборы и исследования проб газа и конденсата, выделяющихся из добываемого флюида, с последующей расчетной рекомбинацией полученных экспериментально составов с помощью замеренных дебитов скважин или объемов промышленной продукции.

Однако такого рода работы весьма трудоемки, и их регулярное выполнение проблематично. Существует также вероятность значительных отклонений КФС различных определений в результате флуктуаций режимов эксплуатации скважин и промышленной технологии. Кроме того, определение КФС продукции отдельных скважин не дает представления о составе сырья в целом по промыслу, хотя и необходимо для контроля изменения составов по объектам разработки, эксплуатационным участкам и т.д. Регулярное же проведение исследований всего эксплуатационного фонда скважин практически неосуществимо в виду крайне высоких трудозатрат.

Ключевые слова:
компонентно-фракционный состав, физико-химические свойства компонентов, моделирование, промышленная подготовка газа, установка комплексной подготовки газа, дифференциальная конденсация.

Keywords:
fractional analysis, physical and chemical properties of components, simulation, upstream gas treatment, complex facility for gas treatment, constant volume depletion.

Таким образом, систематическое экспериментальное определение КФС совокупно добываемого на промыслах сырья практически невозможно, но такая информация крайне необходима для моделирования промысловой подготовки, транспорта и переработки сырья. Авторами была поставлена и решена задача определения КФС добываемого сырья на базе моделирования его промысловой подготовки с использованием в качестве исходных данных результатов экспериментальных определений КФС промысловой продукции. В итоге в настоящее время в ООО «ТюменНИИгипрогаз» для периодического (ежегодного) определения составов добываемого сырья действующих северных ГКМ Западной Сибири используется специально разработанная и реализованная методология, включающая экспериментальные работы по отбору и исследованию проб промысловой продукции с определением ее КФС и последующим моделированием промысловой подготовки в режиме расчетно-технологического мониторинга (РТМ) на базе экспериментальных составов, фактических усредненных параметров аппаратов и удельных выходов конденсата.

В соответствии с разработанной методологией на первом этапе выполняется отбор проб нестабильных конденсатов (НК), получаемых со всех интересующих промыслов, и определяются их КФС. Параллельно ведется обработка фактических режимных параметров работы промысловых установок на момент отбора проб. При этом режимные параметры усредняются по технологическим линиям за непродолжительный период (например, три последних месяца), отбраковываются заведомо некорректные величины параметров, обусловленные ошибками в работе средств измерений либо незапланированными периодами остановки промыслов или аппаратов (следует отметить, что период отбора проб заранее планируется так, чтобы не совпасть с плановыми остановками).

После получения результатов лабораторного эксперимента создаются технологические модели обследованных промысловых установок в одной из систем технологического моделирования (СТМ) [2]. По созданным моделям выполняются итерационные расчеты при усредненных и отбракованных величинах фактических режимных параметров эксплуатации оборудования. Цель расчета промысла в режиме РТМ – получение такого КФС добываемого сырья на входе установки комплексной подготовки

газа (УКПГ), при котором рассчитанный по модели промысла удельный выход конденсата на объем товарного газа равен фактическому и при этом расчетный КФС НК максимально близок к экспериментальному. Достигается поставленная цель итерационной рекомбинацией экспериментальных составов НК и товарного газа в варьируемом соотношении. При отсутствии или сомнениях в достоверности экспериментального КФС товарного газа его нередко заменяют на рассчитываемый по модели.

Экспериментальный КФС НК может быть заменен на рассчитываемый по модели на любом шаге итерации, что иногда необходимо для достижения более высокой точности схождения комплекса расчетных и фактических данных. Для удобного, оперативного и наглядного осуществления операций по рекомбинации состава добываемого сырья, сравнению расчетных, фактических и экспериментальных данных в процессе выполнения итераций используются специально настроенные электронные таблицы, связанные с моделью СТМ.

Пример сравнения расчетного состава НК с экспериментальным по результатам РТМ приведен в табл. 1. На рис. 1 и 2 представлена полученная по результатам многолетних расчетов промыслов в режиме РТМ динамика изменения потенциального содержания базовых фракций в добываемом сырье одного из валанжинских и одного из ачимовских промыслов.

Можно отметить существенные изменения валанжинского сырья и стабильность (в пределах флуктуаций) ачимовского. Последнее объясняется тем, что среднее пластовое давление ачимовских отложений в пределах данного промысла до настоящего времени еще не достигло давления начала конденсации или, как минимум, не снизилось существенно ниже его уровня.

Результаты представленной работы ежегодно используются при мониторинге и прогнозе сырьевой базы ООО «Газпром переработка», а также в работах по анализу разработки ряда месторождений. Основной недостаток существующей практики – невысокая статистическая достоверность получаемых КФС, так как для моделирования используется однократное экспериментальное определение составов промысловой продукции, и даже высокое качество полученной информации не гарантирует ее соответствия среднестатистической. Для совершенствования данного направления необходимы разработка и внедрение

Таблица 1

Сравнение расчетного и экспериментального составов НК по результатам РТМ:

 T_k – температура кипения

Компонент, фракция (T_k , °C)	Эксперимент, % масс.	Расчет, % масс.	Абсолютное отклонение, % масс.	Относительное отклонение, %
Метан	5,4568	5,4920	-0,0353	-0,6466
Этан	5,7750	5,7149	0,0602	1,0418
Пропан	13,2261	13,1022	0,1239	0,9369
Изобутан	8,6510	8,6104	0,0407	0,4704
Н-бутан	11,9922	11,9639	0,0283	0,2360
Изопентан	7,6259	7,6404	-0,0145	-0,1899
Н-пентан	6,8258	6,8457	-0,0199	-0,2920
45–60	1,1607	1,1654	-0,0046	-0,3993
60–70	7,9195	7,9541	-0,0346	-0,4373
70–80	2,6583	2,6703	-0,0120	-0,4511
80–90	3,1177	3,1319	-0,0143	-0,4573
90–100	5,7611	5,7876	-0,0265	-0,4597
100–110	6,0983	6,1264	-0,0281	-0,4606
110–120	3,9036	3,9216	-0,0180	-0,4609
120–130	1,9729	1,9820	-0,0091	-0,4610
130–140	1,8546	1,8632	-0,0086	-0,4610
140–150	1,0947	1,0997	-0,0050	-0,4610
150–160	1,1901	1,1956	-0,0055	-0,4610
160–170	0,9181	0,9223	-0,0042	-0,4610
170–180	0,6204	0,6232	-0,0029	-0,4610
180–190	0,3845	0,3862	-0,0018	-0,4610
190–200	0,3939	0,3957	-0,0018	-0,4610
200–210	0,2058	0,2067	-0,0009	-0,4610
210–220	0,2359	0,2370	-0,0011	-0,4610
220–230	0,1152	0,1157	-0,0005	-0,4610
230–240	0,1504	0,1511	-0,0007	-0,4610
240–250	0,0742	0,0745	-0,0003	-0,4610
250–260	0,0863	0,0867	-0,0004	-0,4610
260–270	0,0524	0,0526	-0,0002	-0,4610
270–280	0,0505	0,0507	-0,0002	-0,4610
280–290	0,0412	0,0414	-0,0002	-0,4610
290–300	0,0245	0,0246	-0,0001	-0,4610
300–310	0,0302	0,0303	-0,0001	-0,4610
310–320	0,0251	0,0253	-0,0001	-0,4610
320–330	0,0160	0,0161	-0,0001	-0,4610
330–340	0,0211	0,0212	-0,0001	-0,4610
340–350	0,0187	0,0188	-0,0001	-0,4610
350–360	0,0183	0,0184	-0,0001	-0,4610
360–370	0,0131	0,0132	-0,0001	-0,4610
370–380	0,0169	0,0169	-0,0001	-0,4610
380–390	0,0158	0,0159	-0,0001	-0,4610
390–400	0,0153	0,0153	-0,0001	-0,4610
400–410	0,0149	0,0149	-0,0001	-0,4610
410–420	0,0138	0,0138	-0,0001	-0,4610
420–430	0,0137	0,0138	-0,0001	-0,4610
430–440	0,0126	0,0127	-0,0001	-0,4610
440–450	0,0126	0,0127	-0,0001	-0,4610
450–КК	0,9572	0,9616	-0,0044	-0,4610

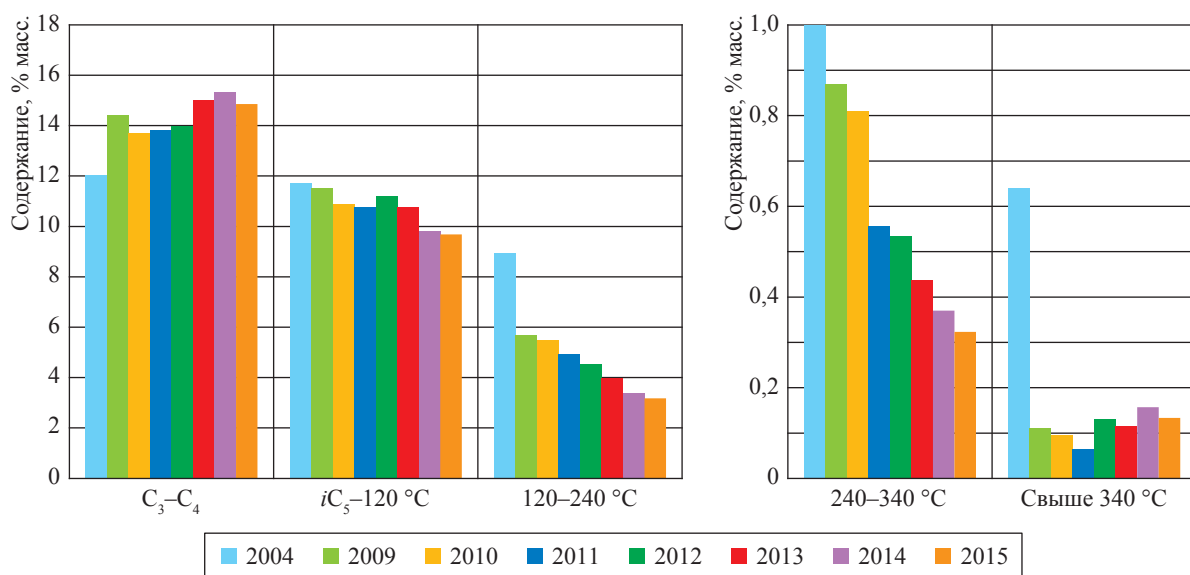


Рис. 1. Динамика изменения потенциального содержания базовых фракций добываемого сырья одного из валанжинских промыслов по результатам РТМ

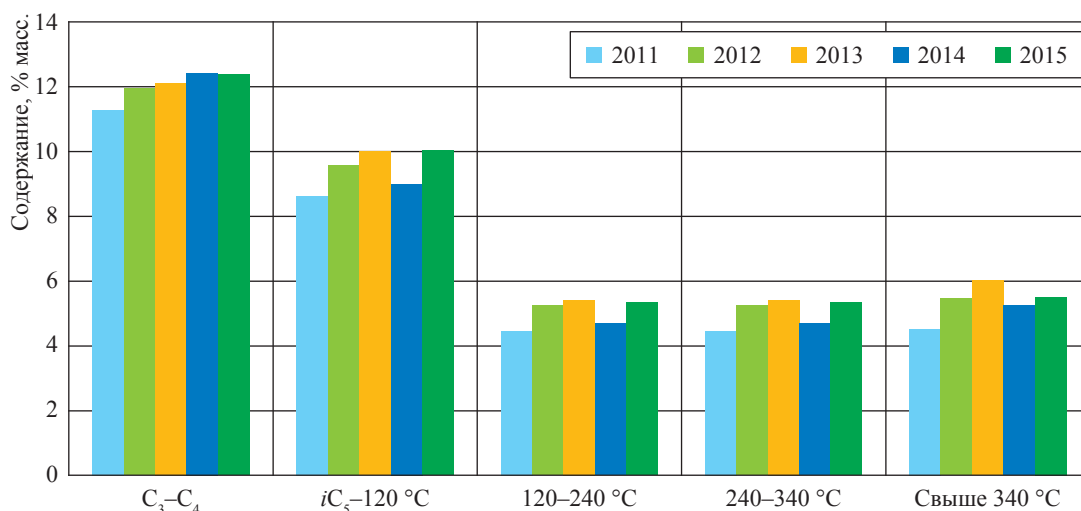


Рис. 2. Динамика изменения потенциального содержания базовых фракций добываемого сырья одного из ачимовских промыслов по результатам РТМ

на месторождениях новых нормативных документов на экспериментальные методики определения составов, обеспечивающих высокие показатели сходимости и воспроизводимости результатов разных лабораторий, что позволит дополнительно к экспериментальным данным ООО «ТюменНИИгипрогаз» использовать результаты аналитического контроля промысловых лабораторий.

Необходимо отметить, что, по мнению авторов, применение разработанной методики не должно и не способно заменить работы по газоконденсатным исследованиям скважин

и обследованиям УКПГ, но в сочетании с ними может существенно повысить качество и оперативность технических и управленческих решений на этапах анализа и проектирования разработки месторождений, а также эксплуатации существующих промыслов.

Прогноз изменения составов добытого сырья: варианты методик, проблемы, направления поиска решений

Более проблематичен с точки зрения адекватной реализации прогноз составов добываемого сырья. Известна (и подтверждается

исследованиями авторов) некорректность использования традиционной расчетной методики дифференциальной конденсации. Авторами реализована расчетная методика моделирования дифференциальной конденсации методом CVD (*англ.* constant volume depletion) [3] с некоторыми модификациями и внесением дополнительных способов расчета. По созданной модели выполнен ряд расчетов и проведено сопоставление полученных результатов с экспериментальными данными [4]. Основным выводом сравнительного анализа: наблюдаются завышенные относительно эксперимента объемы жидкой фазы и более резкое облегчение расчетных составов газа относительно экспериментальных по мере снижения давления (рис. 3).

Это ставит под сомнение возможность корректного использования данного метода на основе традиционных уравнений состояния (в том числе Пенга – Робинсона) для моделирования процессов фазовых переходов в пластовых условиях. Однако необходимо отметить, что источником расхождений могут служить не только расчетные методики, но и экспериментальные процедуры: наличие пленки жидкой фазы на стенках PVT-бомбы (особенно влияющее при высоких давлениях и крайне низких объемах жидкой фазы), капельный унос жидкой фазы в виде мелкодисперсного тумана (образующегося при конденсации углеводородов в результате снижения давления), вероятное значительное занижение расчетной плотности жидкой фазы (в том числе и при использовании

наиболее точной методики расчета COSTALD). Все эти факторы существенно осложняют решение поставленной задачи адекватного прогноза добываемого сырья.

Необходимо также отметить, что сам процесс дифференциальной конденсации достаточно далек от реального процесса фазовых переходов в пластовых условиях. Прежде всего, в PVT-бомбе отбор «добываемого» флюида осуществляется исключительно в газовой фазе. В действительности на многих месторождениях происходит частичный вынос с газом и выпавшей в пласте жидкой фазы при достижении критической конденсатонасыщенности пористой среды. Подтверждением этого служит хотя бы динамика изменения потенциального содержания тяжелой остаточной фракции свыше 340 °С в добываемом сырье одного из валанжинских промыслов (см. рис. 1): отмечается явный стабильный прирост ее доли в добываемом сырье с 2012 г., что может быть следствием только выноса ранее выпавшей в пласте жидкой фазы. И такого рода тенденции отмечаются на ряде действующих промыслов. В то же время по результатам не только расчетной, но и экспериментальной дифференциальной конденсации подобных эффектов не наблюдается: даже при испарении жидкой фазы при низких пластовых давлениях продолжается облегчение отбираемой газовой фазы.

Неудачными оказались и попытки использовать результаты гидродинамического моделирования разработки ГКМ, причем не только

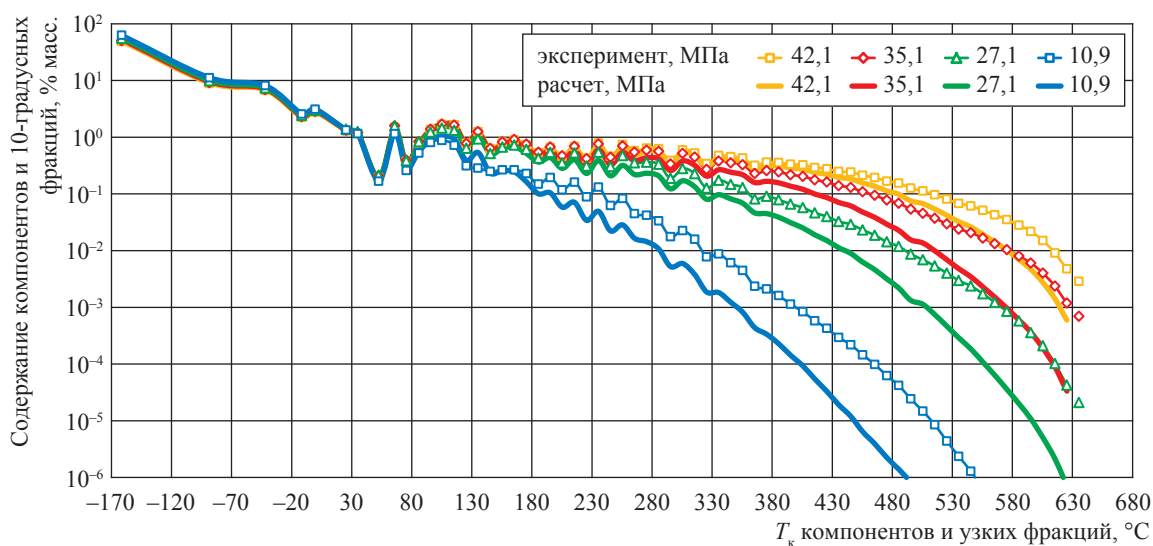


Рис. 3. Сравнение расчетных и экспериментальных КФС отбираемого из PVT-бомбы газа по ступеням снижения давления в процессе дифференциальной конденсации

на основе двухкомпонентного (*англ.* black oil) состава, но даже и на базе композиционных 8-компонентных составов. Непосредственное использование композиционных составов при моделировании промысловой подготовки, транспорта и переработки углеводородного сырья (УВС) некорректно, поскольку, как уже отмечалось, для решения указанных задач недостаточно количества компонентов, практикуемого в гидродинамических симуляторах (tNavigator, Eclipse и т.д.): если число компонентов больше восьми, расчеты серьезно замедляются и затрудняются.

Кроме того, нередко наблюдаются некоторые искажения составов и свойств широких фракций – псевдокомпонентов композиционных составов. Связано это с особенностью настройки расчетов, которые осуществляются по критериям схождения с экспериментальными данными PVT-исследований и исследований скважин. Параметры фракций в задачах гидродинамического моделирования подбираются в специальных программах (PVT-симуляторах), задача которых адаптировать физико-химические свойства (ФХС) фракций к воспроизводимости экспериментальных исследований (дифференциальная и контактная конденсация, давление насыщенных паров, исследование на керне и т.д.). В ходе таких работ достигается наилучшая адаптация композиционного состава и свойств его псевдокомпонентов к решению задач гидродинамического моделирования, но при этом, как показывает практика, подбираемые свойства псевдокомпонентов нередко оказываются достаточно далеки от экспериментально определяемых ФХС. В результате теряется возможность качественного преобразования композиционных составов в КФС добываемого сырья с необходимым набором ФХС узких фракций (плотность, вязкость, молярная масса, температура застывания и пр.), соответствующим результатам экспериментальных исследований. Все это приводит к существенным отклонениям результатов расчетов промысловой подготовки и переработки от фактических параметров и показателей при использовании КФС и ФХС узких фракций, полученных преобразованием композиционных составов УВС.

В связи с изложенным авторами проводятся работы по самостоятельному решению данной проблемы путем создания упрощенных моделей, обобщенно имитирующих процессы

изменения составов добываемого сырья ГКМ. Одним из таких способов является разработанный и реализованный статистический метод прогноза изменения составов добываемого сырья на основе интерполяции массивов коэффициентов изменения экспериментально определяемых концентраций компонентов отводимой газовой фазы в процессе экспериментальной дифференциальной конденсации.

Коэффициенты изменения концентраций компонентов, выстраиваемые в зависимости от текущего давления, приведенного к давлению начала конденсации начального пластового флюида, вычисляются по результатам экспериментальной дифференциальной конденсации:

$$K_{i,j}^n = \frac{C_{i,j}}{C_{i,0}}, \quad (1)$$

где i – номер компонента (фракции); j – текущий шаг изменения давления; $K_{i,j}^n$ – коэффициент изменения концентраций i -го компонента на j -м шаге; $C_{i,j}$ – концентрация i -го компонента на j -м шаге, % масс.; $C_{i,0}$ – концентрация i -го компонента в начальном составе пластового флюида, % масс.

Приведенное давление на j -м шаге определяется по формуле:

$$P_{\text{прив } j} = \frac{P_j^{\text{пл}}}{P_j^{\text{нас}}}, \quad (2)$$

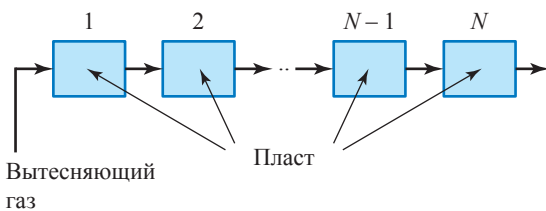
где $P_j^{\text{пл}}$ – текущее пластовое давление (давление отбора при PVT-эксперименте); $P_j^{\text{нас}}$ – давление насыщения начального пластового флюида. Полученные массивы коэффициентов изменения концентрации в зависимости от $P_{\text{прив } j}$ образуют интерполяционное поле, которое затем можно корректно использовать для вычислений КФС на каждом этапе разработки рассматриваемого месторождения. Данный подход используется авторами на протяжении ряда лет.

Следует отметить, что для достоверности таких прогнозов необходимы результаты качественных PVT-исследований для данного конкретного месторождения с определением составов отбираемой газовой фракции на каждой ступени сброса давления. Более универсальный статистический метод может быть реализован на основе построения по экспериментальным данным обобщенных сигма-функций фазового распределения компонентов пластового флюида, математически описываемого уравнением сигмоиды. Такой подход давно и успешно используется авторами при моделировании

сложных многоступенчатых процессов переработки углеводородных потоков (например, ректификации), однако в данной сфере использование этих возможностей пока лишь планируется.

Изложенный подход имеет существенное ограничение в связи с вышеупомянутым несоответствием процесса дифференциальной конденсации реальному процессу движения флюида в пласте в ходе разработки месторождения. В связи с этим авторы предприняли попытку построения упрощенной «балансовой модели пласта» с представлением его в виде ячеистой структуры и организацией в ней перетоков и фазовых переходов пластового флюида от периферии к забою усредненной скважины. Такой подход в принципе не нов. Так, в симуляторе PVTsim (CalSep Inc.) имеется упрощенная модель вытеснения газом насыщенного нефтью керна – Slim Tube Experiment, предлагающая два отдельных механизма: moving excess (вытеснение излишка) и phase mobility (фазовая подвижность). Первый механизм (рис. 4) основан на перемещении в соседнюю ячейку такого количества флюида (жидкой и газовой составляющих), которое будет превышать объем текущей рассчитываемой ячейки V_i . Причем в приоритете газовая фаза, и если ее не хватает (согласно расчету объемов фаз), то перемещается жидкая. Расчет парожидкостного равновесия, объема фаз производится в соответствии с выбранным уравнением состояния. Второй механизм работает согласно введенным пользователем значениям относительных фазовых проницаемостей.

Авторы разрабатывали «балансовую модель пласта» независимо от модели PVTsim



$$P_1 = P_2 = \dots = P_{N-1} = P_N = P;$$

$$T_1 = T_2 = \dots = T_{N-1} = T_N = T;$$

$$V_1 = V_2 = \dots = V_{N-1} = V_N \rightarrow \sum_{i=1}^N V_i = V$$

Рис. 4. Модель Slim Tube в PVT-симуляторе PVTsim. Механизм вытеснения излишка:
 P_i, T_i – давление и температура в текущей ячейке соответственно

(информация о которой была получена позже). По сути, реализован способ Moving excess с почти аналогичной настройкой сетки ячеек. Однако в авторской модели предусматриваются настройка падения давления от забоя скважины до периферии и, самое главное, настройка функции критической конденсатонасыщенности. Под этим термином понимается достижение такой концентрации жидкой фазы, когда происходит ее «проскальзывание» совместно с газовой фазой в соседнюю ячейку (независимо от факта определения избыточности жидкой фазы). Настройка функции в зависимости от давления может производиться по результатам статистической обработки фактических данных действующих месторождений. До настоящего времени выполнен ряд пробных тестовых расчетов, которые подтвердили приемлемость такого подхода. Например, на рис. 5 представлена рассчитанная по «балансовой модели» динамика потенциального содержания базовых фракций в сырье одного из валанжинских месторождений по годам разработки в сравнении с аналогичными величинами, полученными по результатам вышеупомянутого расчетно-технологического мониторинга того же промысла. Очевидно вполне приемлемое схождение сравниваемых потенциалов, достичь которого удалось в результате подбора характеристик конденсатонасыщенности пласта в «балансовой модели».

Следует отметить, что для устранения представленных выше расхождений расчетов фазовых равновесий в пластовых условиях с экспериментальными данными дифференциальной конденсации представляет интерес опробование применения упомянутой статистической сигма-функции фазовых равновесий углеводородов в пластовых условиях вместо традиционных уравнений состояния.

В настоящее время авторами также предпринимается попытка усовершенствовать термодинамические методы расчета фазовых равновесий пластовых флюидов. В частности, представляет интерес структурно-групповой анализ фракций флюидов с «расщеплением» их на парафины, нефтены и ароматику, что, вероятно, позволит улучшить настройки уравнений и уточнить расчеты фазовых равновесий, а кроме того, оптимизировать и унифицировать многие другие методики расчета балансов и качества потоков. Однако для этого необходимо построить адекватные

интерполяционные массивы свойств углеводородов различных групп в зависимости от температур их кипения или молярной массы, для чего достоверной информации пока явно недостаточно. Имеющиеся методики определения групповых составов фракций также оставляют желать лучшего.

Наконец, существует проблема несоответствия фракций-псевдокомпонентов, идентифицируемых хроматографически при определении КФС, и получаемых ректификацией с целью исследования ФХС. На рис. 6 приведено полученное в ООО «ТюменНИИгипрогаз»

распределение компонентов узких фракций ректификации по их фактическим температурам кипения. Очевидно весьма значительное отклонение реальных диапазонов кипения этих фракций от принятых для них номинальных значений. При этом узкие фракции, идентифицируемые в процессе хроматографических определений КФС, практически строго отвечают заданным для них номиналам по температурам кипения, т.е. фактически соответствуют «истинным».

Для оценки вероятных отклонений величин ФХС узких фракций, полученных

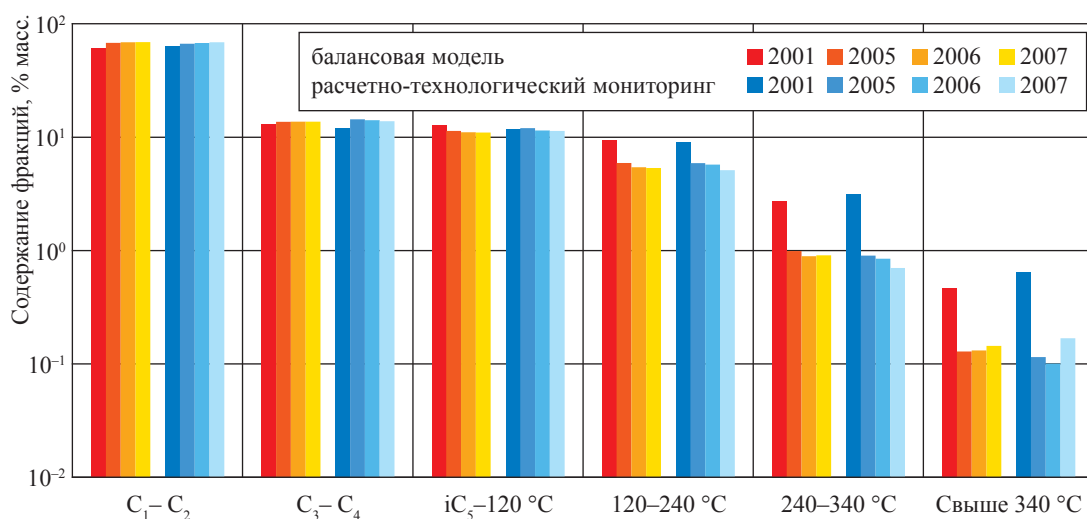


Рис. 5. Потенциальные содержания базовых фракций в добываемом сырье одного из валанжинских месторождений по «балансовой модели пласта» с учетом выноса жидкой фазы

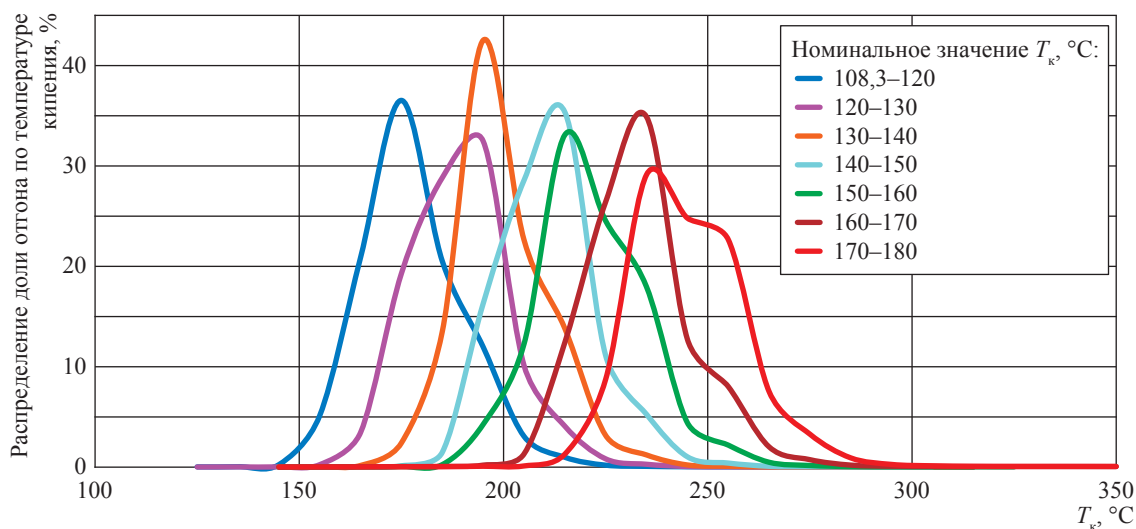


Рис. 6. Распределение узких фракций ректификации по фактическим температурам кипения

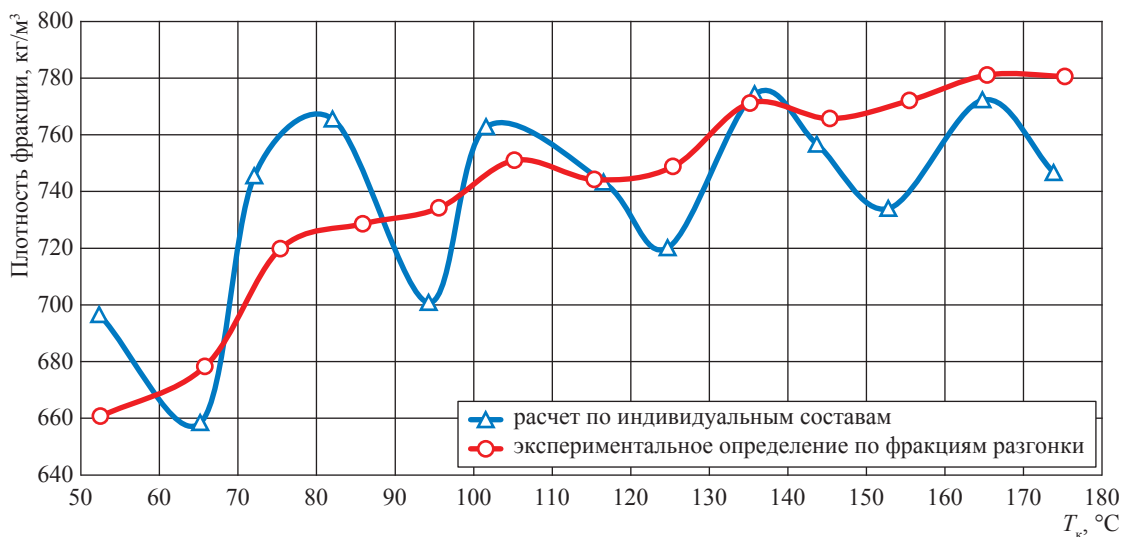


Рис. 7. Сравнение плотностей узких фракций, полученных в результате ректификации и идентифицированных при хроматографическом определении

ректификацией, от фактических значений ФХС узких фракций, определяемых хроматографически, проведено сравнение их плотностей. Для узких фракций, полученных хроматографически, плотности рассчитаны по их индивидуальным углеводородным составам, определение которых возможно в диапазоне температур кипения до 180 °С и выполняется периодически в ООО «ТюменНИИгипрогаз». Для соответствующих по номиналам температур кипения узких фракций, получаемых ректификацией, плотности получены по результатам экспериментальных определений, также периодически выполняемых в ООО «ТюменНИИгипрогаз».

Результаты сравнения (рис. 7) свидетельствуют о существенных отклонениях, что подтверждает существующую проблему и необходимость выполнения работ по ее разрешению. Идеи разработок такого рода имеются, однако объем необходимых исследований весьма значителен и требует немалых усилий и времени для реализации.

На основании изложенного материала можно сделать следующие основные выводы:

- авторами разработан и регулярно применяется метод РТМ, позволяющий определять

по экспериментально полученному КФС НК и текущим параметрам промысла КФС фактически добытого флюида, усредненного в целом по месторождению (или его участку в пределах действия обследуемого промысла), для мониторинга и статистического анализа;

- по результатам расчета модели дифференциальной конденсации установлено искажение (в сторону облегчения) КФС добываемого сырья, выдвинуты основные предположения о причинах расхождения вычислительной модели с результатами экспериментов;

- для повышения достоверности прогноза КФС добываемого сырья разработан и реализован экспресс-метод, базирующийся на применении полученной по результатам экспериментальных РVT-исследований матрицы коэффициентов изменения концентраций компонентов в зависимости от приведенного пластового давления;

- дополнительно разработана балансовая модель добычи УВС нефтегазоконденсатных месторождений, основанная на расчете фазовых переходов по ячейкам пласта, которая показала удовлетворительные результаты при тестировании, что свидетельствует о перспективности ее доработки и развития.

Список литературы

1. Касперович А.Г. Балансовые расчеты при проектировании и планировании переработки углеводородного сырья газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений / А.Г. Касперович, Р.З. Магарил. – М.: Университет, 2008. – 411 с.
2. Кабанов О.П. Методология создания адекватной технологической модели газоконденсатного промысла на основе результатов комплексного моделирования / О.П. Кабанов, А.Г. Касперович, Д.А. Рычков и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – М.: ИРЦ Газпром, 2006. – С. 30–36.
3. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа / А.И. Брусиловский. – М.: Грааль, 2002. – 579 с.
4. Нестеренко А.Н. Моделирование дифференциальной конденсации газоконденсатного флюида / А.Н. Нестеренко, В.В. Прытков, А.Г. Касперович и др. // Газовая промышленность. – 2014. – № 1. – С. 82–86.

УДК [622.031:553.98]:[51-74:536.712]

Б.А. Григорьев, В.М. Зайченко, Д.А. Молчанов, В.Н. Сокотущенко

Математическое моделирование процессов изотермической фильтрации газоконденсатной смеси при различных режимах течения

В процессе эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений на практике установлено, что одним из возможных режимов фильтрации является пульсационный режим. Неустойчивость работы газоконденсатных скважин отмечается иногда на промыслах, но это может объясняться как сменой режимов течений в стволе скважины и граничными условиями на выходе из пласта, так и собственно эффектами объемной неустойчивости.

В.С. Митлин и Б.В. Makeев теоретически описали и экспериментально подтвердили возникновение автоколебательного режима течения многокомпонентной смеси [1, 2]. Причиной наблюдаемых пульсаций могут быть как воздействия известных внешних периодических факторов, так и монотонные, например постоянные во времени, притоки энергии в систему, которая в действительности за счет своей нелинейности преобразует поступающую энергию в колебания. Пульсационный характер процесса определяется постоянным притоком тяжелых компонентов в призабойную зону и их конденсацией, приводящей к увеличению объема жидкой фазы. Далее при накоплении достаточного количества и увеличении подвижности жидкость приходит на скважину, профиль насыщенности выполаживается, и процесс повторяется. Показано [1, 2], что самоподдерживающиеся колебания должны возникать за счет циклической смены процессов накопления жидкой фазы при термобарических условиях, соответствующих ретроградной конденсации, с последующим перемещением жидкости под действием фильтрационного потока в область пространства, где термобарические условия отвечают прямому испарению, вследствие чего объем жидкой фазы в этой области уменьшается.

Математическая возможность исследования возникновения автоколебаний в процессе фильтрации связывается с потерей устойчивости стационарных решений уравнений двухфазной многокомпонентной фильтрации [1, 2]. Причем потеря устойчивости в фильтрационной системе должна иметь место как в области ретроградной конденсации, так и в области течения, отвечающей прямому испарению на фазовой диаграмме. В области ретроградной конденсации возможны также немонотонные профили давления. Время релаксации в системе возрастает при приближении ее к области неустойчивости, причем согласно экспериментальным данным [1, 2] близость к области неустойчивости определяет такой параметр, как отклонение давления на выходе от давления максимальной конденсации.

Настоящая статья посвящена математическому описанию потери устойчивости процесса неравновесной фильтрации и вычислению зависимости периода автоколебательных режимов течения двухфазных многокомпонентных смесей через пористые среды от характерных времен релаксации системы.

Общая математическая модель процесса неравновесной фильтрации

Уравнения для двухфазной l -компонентной смеси углеводородов в пористой среде, учитывающие инерционные силы, фазовые переходы, капиллярные и диффузионные эффекты приведены в материале В.В. Качалова с соавторами [3]. Мы же ограничимся рассмотрением системы уравнений фильтрации двухфазной l -компонентной смеси

Ключевые слова: пульсационный режим фильтрации, неустойчивость течения, математическое моделирование, время релаксации, автоколебания в пористой среде.

Keywords: pulse mode filtering, flow instabilities, mathematical modeling, relaxation time, self-oscillations in porous media.

с учетом неравновесности межфазного переноса в предположении изотермичности процесса фильтрации и незначительного влияния диффузии и капиллярных сил [1, 2]:

$$\frac{\partial}{\partial t}(mz_k N) = \nabla(\kappa\beta_k \nabla P), \quad k = 1 \dots l; \quad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(my_k N_\Gamma) = \nabla(\kappa\beta_k^{(r)} \nabla P) + \tau^{-1}\varphi_k, \quad k = 1 \dots l; \quad (2)$$

$$N = s \frac{\rho_{\text{ж}}}{M_{\text{ж}}} + (1-s) \frac{\rho_{\text{г}}}{M_{\text{г}}}; \quad \beta_k = z_k \left(\frac{f_{\text{г}} \rho_{\text{г}} K_k}{\mu_{\text{г}} M_{\text{г}}} + \frac{f_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}}}{\mu_{\text{ж}} M_{\text{ж}}} \right) [1 + V(K_k - 1)]^{-1};$$

$$N_\Gamma = \frac{\rho_{\text{г}}(1-s)}{M_{\text{г}}}; \quad M_{\text{г}} = \sum_{k=1}^l M_k y_k; \quad M_{\text{ж}} = \sum_{k=1}^l M_k x_k; \quad (3)$$

$$\sum_{k=1}^l \frac{(K_k - 1)z_k}{1 + V(K_k - 1)} = 0, \quad K_k = \frac{y_k}{x_k}; \quad s = s_{\text{ж}} = 1 - s_{\text{г}},$$

где P – давление; κ , m – абсолютная проницаемость и пористость пласта соответственно; z_k – мольная доля k -го компонента в смеси; x_k , y_k – мольные доли k -го компонента в жидкой и газовой фазах соответственно; $f_{\text{г}}$, $f_{\text{ж}}$ – относительные фазовые проницаемости газа и жидкости соответственно; $\rho_{\text{г}}$, $\rho_{\text{ж}}$, $\mu_{\text{г}}$, $\mu_{\text{ж}}$, $M_{\text{г}}$, $M_{\text{ж}}$ – плотности, вязкости и молярные массы газовой и жидкой фаз; s – насыщенность порового пространства жидкой фазой; V – мольная доля газовой фазы в смеси; τ – характерное время релаксации при межфазном массообмене (имеется набор величин τ_k для каждого компонента); M_k – молярная масса k -го компонента.

$\beta_k^{(r)}$ представляет собой часть величины β_k , соответствующую движению газа. Величина φ_k есть мера отклонения от фазового равновесия компонента k , пропорциональная разности химических потенциалов k -го компонента в жидкой и газовой фазах. Искомые функциями в рассматриваемой модели являются P и z_k . Плотности и вязкости фаз являются функциями давления и составов фаз, константы равновесия K_k задаются как функции давления и состава смеси, относительные фазовые проницаемости могут зависеть как от насыщенности, так и от других параметров смеси.

Общее аналитическое решение данной задачи невозможно, но и решение численными методами сталкивается со значительными трудностями, в том числе существуют проблемы устойчивости численных алгоритмов, единственности и непрерывности решения, краевых эффектов. Вместе с этим наблюдаемые экспериментально в лабораторных условиях и на промыслах пульсационные режимы фильтрации возникают в очень узкой области параметров, характеризующих фильтрационное течение. Так, автоколебания наблюдаются лишь в некотором узком диапазоне давлений при строгом отношении долей компонентов смеси. И только при определенных значениях массовых отборов реализуются самоподдерживающийся режим последовательного накопления жидкой фазы в призабойной зоне скважины и выход ее из пласта.

Таким образом, лишь при определенном сочетании физических параметров возникает эффект автоколебаний, поэтому для вычисления значений этих параметров, отвечающих условиям возникновения неустойчивых фильтрационных течений, потребуется решение задачи неустойчивости фильтрационных течений и не требуется прямого решения системы (1)–(3). Но для того чтобы получить соответствующие уравнения, дающие возможность исследования неустойчивого режима фильтрационных течений, необходимо преобразовать систему уравнений (1)–(3) относительно флуктуаций неизвестных, входящих в эту систему.

Задача о линейной стадии развития возмущений пространственно однородного решения относительно давления

Рассмотрим задачу о линейной стадии развития возмущений пространственно однородного решения системы (1)–(3) с линейным пространственным размером L (в лабораторном эксперименте L – длина модели). Учет неравновесности может быть проведен методом возмущений по времени релаксации τ в двухфазной системе. Подставляя в (1)–(3) возмущения $P^* = P - P^0$, $z_k^* = z_k - z_k^0$, которые представляют собой, соответственно, отклонения P и z_k от невозмущенных значений P^0 и z_k^0 , после линеаризации относительно возмущений давления и мольной доли получим для фурье-компоненты флуктуации давления и мольных долей уравнения [1, 2]:

$$\tau d_1 \frac{d^2 P^*}{dt^2} + \left(\frac{\partial N}{\partial P} + q^2 \tau d_2 \right) \frac{dP^*}{dt} + q^2 d_3 P^* = 0;$$

$$\frac{\partial z_k^*}{\partial t} = \frac{k}{m} (\beta_i - z_i \beta) \nabla^2 P^*, \quad i = 1 \dots (l-1), \quad (4)$$

где P^* , z_k^* – флуктуации давления и долей компонентов в смеси; q – модуль волнового вектора; d_i – функции невозмущенных параметров системы.

Учитывая, что система распалась на уравнения флуктуаций относительно давления и долей компонент, ограничимся здесь лишь исследованием бифуркации форм решения относительно давления. Введя обозначения

$$a = \frac{\frac{\partial N}{\partial P} + q^2 \tau d_2}{\tau d_1}, \quad b = \frac{q^2 d_3}{\tau d_1} = \left(\frac{2\pi}{T} \right)^2,$$

ны переменной $P^* = P \exp\left(-\frac{\omega t}{2\tau}\right)$ получим следующее уравнение относительно релаксационной флуктуации давления:

$$\frac{d^2 P}{dt^2} + \omega^2 P = 0; \quad \omega^2 = b - \frac{a^2}{4}. \quad (5)$$

Общий интеграл полученного однородного дифференциального уравнения (5) представляется функцией $P = C_1 \cos(\omega t) + C_2 \sin(\omega t)$. Это решение содержит две неизвестные постоянные интегрирования C_1 и C_2 .

Ищем нетривиальные решения уравнения возмущений. Из условия равновесного фильтрационного течения $P = 0$ при $t = \tau$

получим $C_1 = 0$, $\sin(\omega\tau) = 0$ и форму решения $P = C_2 \sin(\omega t)$. Последнее равенство указывает на то, что флуктуация давления может быть представлена как некоторое число волн синусоиды с амплитудой C_2 . Из трансцендентного уравнения следует дискретный спектр значе-

ний параметра $\omega = \frac{\pi n}{\tau}$, где $n \neq 0$ – произволь-

ное целое число полуволн синусоиды, укладываемых в периоде τ . При этом получаем, что пульсации фильтрационного течения действительно не соответствуют непрерывному изменению параметров процесса фильтрации, входящих в коэффициенты a , b , ω , поскольку, как показано, при пульсационном режиме фильтрации спектр изменения последних дискретен. Более детально изучить этот вопрос, в частности установить спектр дискретных изменений состава смеси и насыщенности при потере устойчивого фильтрационного течения, возможно решением уравнения (4) относительно z_k^* .

Из условия нейтральной устойчивости следуют величина периода возникающих автоколебаний T и модуль волнового вектора q [1, 2]:

$$T = 2\pi \sqrt{\frac{\tau d_1}{q^2 d_3}} = 2\pi \sqrt{\tau \tau_L}, \quad q^2 = \frac{4\pi^2}{L^2},$$

где τ_L – характерное время перемещения частицы в фильтрационном потоке из конца в конец модели. При этом, учитывая полученное равенство

$$\omega = \frac{\pi n}{\tau} = \frac{2\pi}{T},$$

имеем для расчета периода возникающих автоколебаний и времени релаксации следующие формулы:

$$T = 2\pi \sqrt{\tau \tau_L} = \frac{2}{n} \tau; \quad \tau = \pi^2 n^2 \tau_L. \quad (6)$$

По экспериментальным наблюдениям значений периода автоколебаний T , времени конвективного переноса флюида τ_L по длине образца L удастся из (6) определить время релаксации – время установления равновесия в фильтрационной системе. Причем, как уже отмечалось, существует набор величин τ_k как для каждого компонента, так и для различных видов неравновесностей при фильтрации флюидов через пористые среды.

При этом для более точного математического исследования неустойчивости фильтрационного течения требуются более тонкие экспериментальные исследования по определению

периодов времени релаксации фазовых переходов в открытом объеме и в пористой среде при фильтрации первоначально равновесного и неравновесного газов, а также учет капиллярных сил при приближении к сверхкритическому

термодинамическому состоянию. Эту задачу планируется решить в процессе намеченных авторами исследований особенностей некоторых режимов фильтрационных течений.

Список литературы

1. Митлин В.С. Автоколебательные режимы течения двухфазных многокомпонентных смесей через пористые среды / В.С. Митлин // Докл. АН СССР. – 1987. – Т. 296. – С. 1323–1327.
2. Макеев Б.В. Автоколебания в распределенных системах: фильтрация с фазовыми переходами / Б.В. Макеев, В.С. Митлин // Докл. АН СССР. – 1990. – Т. 310. – № 6. – С. 1315–1319.
3. Kachalov V.V. Mathematical modeling of gas-condensate mixture filtration in porous media, taking into account nonequilibrium phase transitions / V.V. Kachalov, D.A. Molchanov, V.M. Zaichenko et al. // Proc. of XXXI International Conference on Equations of State for Matter, March 1–6, 2016. – Elbrus, Kabardino-Balkaria, Russia, 2016.

УДК 622.279: [[622.031:553.98]: [550.8.013+51-74]]

**В.П. Ваньков, А.В. Мизин, С.Г. Рассохин, А.Ф. Соколов, В.М. Троицкий,
А.Л. Ковалёв, Е.Л. Фомин**

Обоснование эффективности экранных технологий для повышения углеводородоотдачи методами физического и математического моделирования

В соответствии с Законом РФ «О недрах» [1] и в целях рационального использования природных ресурсов освоение нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ) рекомендовано начинать с разработки нефтяной оторочки. Вместе с тем иногда из соображений рентабельности освоение запасов углеводородов на месторождениях, имеющих нефтяную оторочку, осуществляется при опережающем отборе сырья из газоконденсатной части залежи. В результате существует опасность развития процессов расформирования нефтяной оторочки, образования депрессионных воронок и деформации газонефтяных контактов, что может привести в конечном счете к нежелательным пластовым потерям нефти и снижению коэффициента извлечения нефти (КИН). Для предотвращения указанных негативных явлений в технологических схемах разработки НГКМ Западной и Восточной Сибири предлагается барьерная технология изоляции газонасыщенной и нефтенасыщенной частей залежи и дальнейшей последовательной, частично совмещенной (одновременной) разработки нефтяной и газоконденсатной зон. Иногда в научной литературе эту технологию называют технологией одновременно-раздельной разработки (ОРР) [2].

В настоящее время технология ОРР применяется в России как эпизодическое мероприятие по улучшению выработки локальных зон залежей нефти и не носит системного базового характера. В то же время нормативно-технические документы о проектировании разработки месторождений [3, 4] предписывают обязательное исследование вариантов применения технологий одновременно-раздельной добычи нефти. Таким образом, на сегодняшний день научно обоснованные методики и критерии оценки применимости технологии ОРР при проектировании и разработке многопластовых месторождений отсутствуют.

Основная задача создания искусственного экрана – обеспечение надежной гидроизоляции между нефте- и газонасыщенной зонами, при которой не происходит расформирования нефтяной оторочки в случае одновременной (иногда опережающей) разработки газоконденсатной зоны месторождения. Целью настоящей работы является создание методики научно обоснованного выбора наиболее эффективного агента – формирователя экрана между газоконденсатной и нефтяной частями продуктивных отложений углеводородов. В качестве объекта исследования методами физического и математического моделирования с последующим научным анализом полученных результатов выбрано типичное терригенное НГКМ А, содержащее нефтяную оторочку и произвольную по продуктивной толщине газоконденсатную часть залежи.

В процессе исследований для создания искусственных экранов и дальнейших лабораторных испытаний использовались следующие агенты (табл. 1): водный раствор полиакриламида (ПАА) с концентрацией 0,46 % масс., вязкость которого при атмосферном давлении и температуре 9 °С составляет 59,2 мПа·с; неорганическая гелеобразующая композиция ГАЛКА®-НТМ [5, 6], разработанная Институтом химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук (ИХН СО РАН) в качестве агента барьерного заводнения и предотвращения прорывов газа из шапки в нефтяную часть залежи; гелеобразующая композиция «Криогель-ПРО» на основе водорастворимого полимера, аддукта неорганической кислоты и полиола, также разработанная в ИХН СО РАН для ограничения водопритока и прорыва газа в добывающих скважинах [7].

Ключевые слова: одновременно-раздельная разработка, гидродинамический экран, фильтрация, давление прорыва экрана, фактор остаточного сопротивления, физические модели пласта, математическое моделирование.

Keywords: dual completion, hydrodynamic screen, filtration, screen breakthrough pressure, residual resistance coefficient, physical models of a stratum, mathematical modelling.

Таблица 1

Физико-химические свойства используемых агентов – формирователей экранов

Агент	рН	Плотность, г/см ³	Время гелеобразования при 10 °С, ч	Вязкость, мПа·с	
				раствора	геля
Раствор ПАА	–	1,294	–	59,2	–
ГАЛКА®-НТМ	3,2–4,0	1,05–1,2	15–48	2–3	1200–4000
«Криогель-ПРО»	4,8–5,5	1,0–1,1	24–72	40–100	900–5000

Лабораторные исследования предполагают: а) создание модели пласта (МП), включающего как нефтяную, так и газонасыщенную части; б) создание искусственного экрана в МП между нефтяной и газонасыщенной частями; в) испытание искусственного экрана на эффективность отсекающей нефтяной и газонасыщенной частей МП друг от друга; г) проведение экспериментов по вытеснению нефти различными жидкими и газообразными агентами для выбора наиболее эффективного с точки зрения повышения КИН.

Формирование насыпных моделей пласта

При формировании МП кернодержатель заполняется песчано-маршалитовой смесью в составе 7,5 % маршалита и 92,5 % песка (фракции 0,2...0,1). Смесью в процессе заполнения кернодержателя постоянно уплотняется для обеспечения лучшей однородности фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) МП. Основной задачей формирования насыпных МП является получение моделей с практически идентичными ФЕС для дальнейшего испытания эффективности различных искусственных экранов, созданных с помощью экранных жидкостей (см. табл. 1). Идентичность ФЕС МП контролируется по приближительному равенству абсолютных газопроницаемостей $K_{абс}$ и поровых объемов $V_{пор}$ всех сформированных моделей. Значения $K_{абс}$ определяются по известной методике [8] на установке стационарной линейной фильтрации газа при стандартных условиях. Величина $V_{пор}$ определяется также известным методом [9, 10] по выпуску газа из модели пласта на газовый счетчик

с приведением измеренного счетчиком выпущенного объема газа к пластовым условиям с учетом «мертвых» объемов экспериментальной установки.

Сформированы три МП (по одной для каждой экранной жидкости): $K_{абс}$ порядка 2000 мД и $V_{пор} \approx 200$ см³ (табл. 2).

Далее кернодержатель с МП подключается к гидравлической системе эксперимента, разработанной на основе установок двух- и трехфазной фильтрации [11, 12]. Компоненты и узлы гидравлической системы монтируются под конкретную задачу. В этой связи блок-схема гидравлической установки видоизменяется для каждого из перечисленных ниже случаев:

- формирования искусственных экранов;
- испытания сформированных экранов на эффективность (прочность);
- выбора наиболее эффективных агентов вытеснения нефти.

Существенным преимуществом установки является возможность проведения эксперимента в широком интервале изменения пластовых температур ($t_{пл} = 5–200$ °С) и давлений ($P_{пл} = 0,1–700$ МПа).

При создании искусственных экранов между газо- и нефтенасыщенной зонами МП используется специальная технология, позволяющая сформировать изолирующие экраны одинаковой толщины для всех исследуемых агентов-формирователей. Закачка жидких агентов – формирователей экрана в МП производится с постоянным расходом $Q = 0,5$ см³/мин. Для обеспечения такого расхода давление на нагнетательном измерительном насосе

Таблица 2

Параметры насыпных моделей пласта

Насыпная модель	Длина, см	Диаметр, см	$K_{абс}$, мД	$V_{пор}$, см ³	Пористость, %	Агент
1	49,87	3,92	1640,6	200,83	33,37	ПАА
2			1995,02	198,35	32,96	ГАЛКА®-НТМ
3			2214,2	201,44	33,47	«Криогель-ПРО»

устанавливается автоматически на некотором переменном уровне $P_{агент}$, незначительно превышающем $P_{пл}$. По параметру $P_{агент}$ можно судить о факторе приемистости скважин: чем больше $P_{агент}$, тем меньше приемистость пласта для данной жидкости экрана. По мере формирования экрана сопротивление закачке вещества экрана возрастает, что сопровождается ростом $P_{агент}$. Естественно предположить, что такое увеличение давления закачки соответствует в масштабах месторождения уменьшению приемистости скважин. Для всех исследованных жидкостей экрана величина $\Delta P = P_{агент} - P_{пл}$ не превышала 0,5 МПа (табл. 3).

Из табл. 3 следует, что при закачке агента ГАЛКА®-НТМ приемистость скважин будет приблизительно в 4 раза выше, чем при закачке агента «Криогель-ПРО» и раствора ПАА.

Эффективность жидких агентов – формирователей экранов оценивается по давлению прорыва экрана $P_{пр.э}$ и фактору остаточного сопротивления RRF. Величину $P_{пр.э}$ легко оценить по максимуму кривой изменения ΔP на МП при увеличении давления в газонасыщенной части МП:

$$P_{пр.э} = \Delta P_{\max} = P_{CH_4} - P_{пл}, \tag{1}$$

где P_{CH_4} – давление закачки метана в газонасыщенную часть МП.

При этом моделируется ситуация уменьшения давления в нефтяной части МП при опережающей разработке нефтяной оторочки. Чем больше величина $P_{пр.э}$, тем лучше гидроизолированы газоконденсатная и нефтяная части месторождения и, значит, более эффективен агент – формирователь экрана. Увеличение давления в газонасыщенной части МП обеспечивается за счет закачки метана в верхнюю часть МП с давлением P_{CH_4} .

Таблица 3

Максимальные значения параметра ΔP при формировании разделительного экрана с помощью закачки различных агентов (выходное давление $P_{вых} = P_{пл} = 13,2$ МПа; $t_{пл} = 11$ °С; $Q = 0,5$ см³/мин)

Агент	ΔP_{\max} , МПа
ПАА	0,43
ГАЛКА®-НТМ	0,11
«Криогель-ПРО»	0,44

Фактор остаточного сопротивления RRF характеризует степень изменения проницаемости МП по газу после «прорыва» экрана:

$$RRF = \frac{K_1}{K_2}, \tag{2}$$

где K_1 и K_2 – проницаемости МП по газу при стандартных условиях до создания экрана (абсолютная проницаемость) и в пластовых условиях после «прорыва» экрана соответственно. Проницаемости K_1 всех насыпных МП до создания экрана определяются по метану при стандартных условиях в соответствии с требованиями ГОСТ 26450.2-85 [8]. При этом насыпные модели формируются таким образом, чтобы для всех моделей получить приблизительно одинаковые ФЕС (см. табл. 2). Для определения RRF по формуле (2) достаточно определить проницаемость МП по метану после «прорыва» экрана и стабилизации фильтрационных процессов в пластовых условиях.

В эксперименте автоматически контролируются текущие значения следующих параметров: $P_{пл}$, ΔP на МП, $t_{пл}$, Q на входе и выходе МП, накопленные объемы закачанного метана и отобранного флюида. Анализируя поведение контролируемых параметров, можно определить моменты «прорыва» экрана и поступление метана в пластовую нефть (нефтяную область), а также момент «прорыва» метана на выходе насыпной модели пласта. Так, на рис. 1 при испытании экрана из «Криогеля-ПРО» отчетливо видны два максимума: 1-й (при накопленном объеме закачанного метана, равном $0,1V_{пор}$ модели) соответствует «прорыву» экрана; 2-й (при накопленном объеме закачанного метана, равном $2,35V_{пор}$ модели) соответствует «прорыву» метана на выходе всей модели. На рис. 1 также видно, что стабилизация фильтрационных параметров, характеризующаяся выходом ΔP на постоянный уровень, начинается после закачки $4V_{пор}$ метана. Это означает, что после «прорыва» экрана начиная с 1-го максимума происходит «размазывание» вещества экрана по поровому пространству модели вплоть до момента «прорыва» всей МП (момент 2-го максимума при значении $2,35V_{пор}$). Процесс разрушения (прорыва) экрана сопровождается ухудшением фильтрационных свойств МП и увеличением ΔP . Далее с момента «прорыва» газа на выходе МП (2-й максимум) идет медленная стабилизация фильтрационных параметров, сопровождающаяся перераспределением вещества экрана по длине МП.

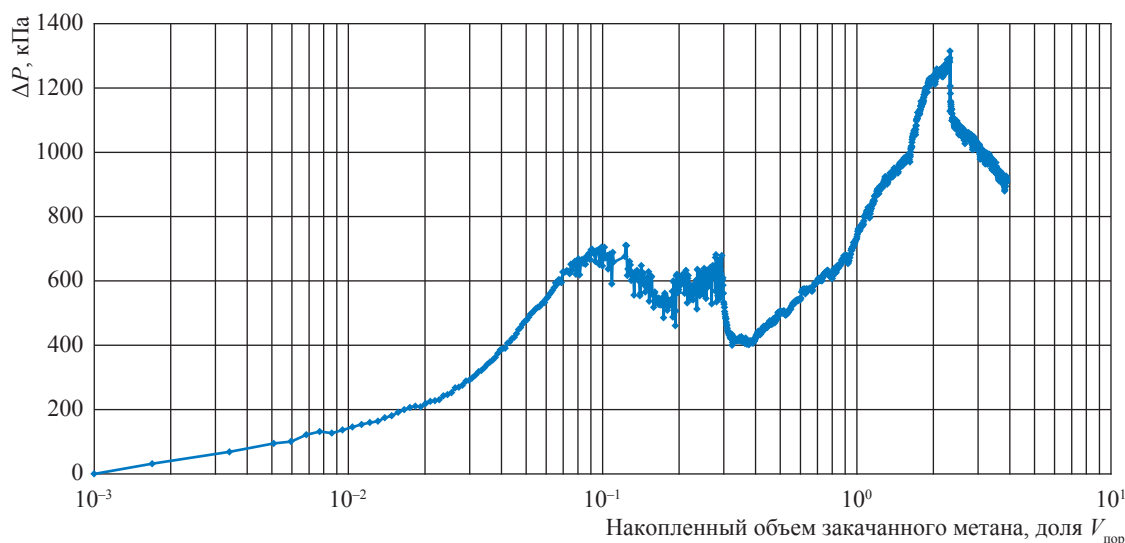


Рис. 1. Характерный перепад давления при закачке метана в МП с искусственным экраном, сформированным из агента «Криогель-ПРО»

После стабилизации на МП Q и ΔP определяется фазовая проницаемость K_2 по уравнению Дарси:

$$Q = \frac{K_2 \Delta P S}{\mu L}, \quad (3)$$

где S – площадь поперечного сечения МП; L – длина МП; $\mu = 0,0156064$ мПа·с – вязкость метана при пластовых условиях $P_{пл} = 13,2$ МПа и $t_{пл} = 11$ °С.

Результаты исследований и их анализ

Проведем сравнительный анализ результатов испытаний искусственных разделительных экранов в пористых средах для выявления наиболее эффективного агента – формирователя барьера между газо- и нефтенасыщенной частями продуктивного пласта. Будем оценивать эффективность и прочность сформированных экранов по параметрам $P_{пр.э}$ и RRF (см. формулы (1), (2), табл. 4, 5).

Основным измеряемым параметром в экспериментах по «прорыву» экранов метаном является величина 1-го максимума перепада давления ΔP_{\max} на МП (см. рис. 1), который регистрируется с высокой точностью и представляет собой максимальное превышение $P_{СН_4}$ по сравнению с $P_{пл}$ (см. формулу (1)).

Согласно данным табл. 4, наиболее прорывостойким является экран, сформированный из композиции «Криогель-ПРО»: для прорыва такого экрана потребуется превышение давления газа в газонасыщенной зоне над

Таблица 4

Физические параметры прорыва экрана метаном для исследованных агентов экрана (условия эксперимента см. в заголовке табл. 3): $V_{пр.э}$ – накопленный объем закачанного метана

Агент	$P_{пр.э}$, кПа	$V_{пр.э}$, доля $V_{пор}$
ПАА	35	0,02
ГАЛКА®-НТМ	92	0,0558
«Криогель-ПРО»	650	0,1561

пластовым более чем на 6,5 атм. Если учесть, что толщина сформированных экранов в соответствии с конструкцией кернодержателя составляет 100 мм, то формирование экрана толщиной 1 м из композиции «Криогель-ПРО» в промышленных условиях позволит обеспечить надежное отделение газонасыщенной зоны от нефтенасыщенной даже при депрессиях порядка 65 атм. В этом случае вполне возможна одновременная разработка нефтяной оторочки и газоконденсатной части месторождения даже при больших депрессиях без рисков образования газовых конусов.

Также видно (см. табл. 4), что давление прорыва экрана из раствора ПАА составит всего 0,35 атм. Такое низкое значение $P_{пр.э}$ позволит избежать образования газовых конусов только при депрессиях меньше 3,5 атм (при толщине экрана 1 м), чего для разработки нефтяной оторочки месторождений явно недостаточно. Один из возможных способов выхода

из такой ситуации и предотвращения образования газовых конусов при одновременной разработке нефтяной оторочки и газоконденсатной части месторождения – создание из раствора ПАА экрана толщиной порядка 5 м. Однако в этом случае значительно увеличиваются время формирования экрана (до 3–7 лет) и расход ПАА. Таким образом, в случае создания разделительного экрана из раствора ПАА сомнительны не только технологическая, но и экономическая целесообразность проекта.

Указанные обстоятельства становятся еще более очевидными, если сравнивать эффективность искусственных экранов по значениям RRF (см. формулу (2)). Так как величины K_1 уже известны (см. табл. 2), то для определения фактора RRF достаточно измерить проницаемости моделей пласта по газу K_2 в пластовых условиях после «прорыва» экрана и последующей стабилизации процесса фильтрации. Для стабилизации фильтрационных параметров (Q и ΔP) после «прорыва» экрана требуется прокачать порядка двух-четырех поровых объемов метана (см. рис. 1). Далее по формуле (3) вычисляется проницаемость K_2 по метану при наличии в МП вещества «прорванного» экрана и остаточной нефти. Таким образом, K_2 по существу представляет собой фазовую проницаемость МП по метану после «прорыва» экрана и всей модели. В табл. 5 представлены значения абсолютной проницаемости по метану K_1 исходных МП, фазовой проницаемости K_2 после «прорыва» экрана в исследуемых МП, а также значения RRF.

Из данных табл. 5 следует, что формирование разделительных барьеров может уменьшить проницаемость коллектора по газу более чем на 2 порядка. Наилучшими экранирующими свойствами обладает разделительный экран из композиции «Криогель-ПРО», позволяющий снизить проницаемость пористой среды более чем в 36000 раз.

Выполненные исследования показывают, что в лабораторных условиях на моделях

пласта можно сформировать разделительные экраны между газоконденсатной и нефтяной частями, а также по величине давления прорыва экрана и фактору остаточного сопротивления подобрать наиболее эффективный агент – формирователь экрана.

Математическое моделирование

В целях проверки успешности использования технологии экранирования в масштабах месторождения созданы математические модели течения раствора ПАА в пластовой системе и проведены вычислительные эксперименты методами математического моделирования. Для численного исследования возможностей создания экранов использовалась опция POLYMER коммерческой программы ECLIPSE, в которой учтены основные особенности течения раствора полимера в пористой среде. Предполагается, что флюидальная система включает пять компонентов (воду, полимер, соль, нефть, газ), которые распределены по трем фазам – водному раствору, нефти, газу. Модель включает уравнения сохранения массы компонентов и обобщенный закон Дарси для фаз. Принято предположение о том, что концентрации полимера и соли в водном растворе малы и не влияют на объем раствора. Учитываются адсорбция полимера на стенках порового пространства и наличие тупиковых пор (*англ.* dead pores), не доступных для молекул полимера. Необходимые для расчетов параметры, как правило, определяются на основе математического моделирования лабораторных опытов по вытеснению нефти раствором полимера из керновых моделей пласта.

При имитации эксперимента варьировались следующие параметры (множители к параметрам): относительные фазовые проницаемости воды и нефти; RRF для раствора полимера; изотермы адсорбции полимера; насыщенности «мертвого» порового пространства; критические значения водо- и нефтенасыщенности. Функционал невязки минимизировали методом покоординатного спуска.

Описанная модель использована для расчета процесса создания барьера на элементе некоторого НГКМ Восточной Сибири. Элемент характеризуется следующими параметрами:

- размер модели, м: 1375×1750×25;
- размер сеточного блока модели, м: 24×29×19;

Таблица 5

Параметры проницаемости по метану и остаточного сопротивления насыпных моделей пласта

Агент	K_1 , мД	K_2 , мД	RRF
ПАА	1640,6	16,05	102
ГАЛКА®-НТМ	1995,02	0,27	7389
«Криогель-ПРО»	2214,2	0,06	36903

- общее число сеточных блоков, ед.: 13224;
- размер ячейки со скважинным соединением, м: $50 \times 50 \times 1$;
- толщина газовой шапки, м: 10;
- толщина нефтяной оторочки, м: 10;
- толщина подстилающей воды, м: 5;
- пористость, д.ед.: 0,17;
- проницаемость по латерали, мД: 570;
- проницаемость по вертикали, мД: 340.

Модель задренарована тремя горизонтальными стволами нагнетательных скважин длиной 1000 м. Расстояние между стволами – 500 м. Скважины открыты во втором метровом слое над газонефтяным контактом (ГНК). Рассчитаны три варианта создания барьера с одинаковыми суммарными объемами закачанного раствора полимера (1095750 м^3), но различными темпами нагнетания и периодами закачки: $50 \text{ м}^3/\text{сут}$ на скважину в течение 20 лет (рис. 2); $10 \text{ м}^3/\text{сут}$ на скважину в течение 100 лет; $1 \text{ м}^3/\text{сут}$ на скважину в течение 1000 лет. Концентрация полимера в нагнетаемом растворе задана как 0,2 % масс., концентрация соли – $30 \text{ кг}/\text{м}^3$.

Если предположить, что раствор полимера тяжелее газа, но легче нефти, а распределение флюидов в пласте определяется исключительно гравитационным равновесием, то раствор полимера занял бы в области ГНК три метровых слоя элемента со средней насыщенностью 0,89.

Результаты расчетов показывают, что ни при одном темпе нагнетания выдержанный барьер вдоль ГНК не формируется. При относительно высоком темпе нагнетания ($50 \text{ м}^3/\text{сут}$ на скважину) оторочка разрезается на блоки вертикальными барьерами, в самих

же блоках газ по-прежнему контактирует с нефтью (см. рис. 2). При самом низком темпе нагнетания ($1 \text{ м}^3/\text{сут}$ на скважину) не образуется даже вертикальных барьеров: раствор полимера тонет и растекается по подстилающей оторочке воде.

В варианте с изотермой адсорбции, уменьшенной в 1000 раз, напротив, концентрация полимера в середине межскважинного пространства доходит к концу закачки до половины предельной, но при этом водонасыщенность составляет порядка 0,25.

Таким образом, выполненное математическое моделирование не позволяет обосновать способ создания выдержанного барьера вдоль ГНК путем закачки раствора ПАА, несмотря на широкий диапазон режимов закачки и свойств раствора. Вместе с тем средствами компьютерного моделирования можно оценить масштаб потенциальной выгоды в случае успешной реализации барьерной технологии на промысле. С этой целью сформирован гипотетический вариант разработки участка нефтяной оторочки того же месторождения Восточной Сибири с использованием локальных непроницаемых экранов над нефтедобывающими скважинами. Искусственные экраны протяженностью 300 м (равной длине горизонтальных стволов) размещались на уровне ГНК, чтобы ослабить негативное влияние газовых конусов.

Результаты расчета варианта с локальными экранами показывают, что успешно реализованные мероприятия по созданию непроницаемых барьеров над добывающими скважинами, безусловно, позволят прирастить КИН. Величина прироста зависит от года разработки, но в любом случае она оказалась невелика: на конец 10-го года прирост КИН составляет

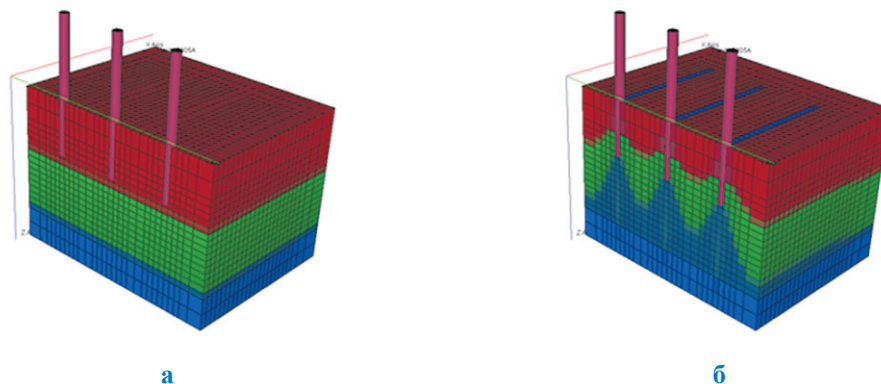


Рис. 2. Распределение насыщенности фаз в расчетном элементе залежи на начало (а) и конец (б) закачки раствора полимера в темпе $50 \text{ м}^3/\text{сут}$ на скважину в течение 20 лет

0,6 % (абс.), на конец расчетного периода (50 лет) – 0,3 % (абс.).

Интересно сопоставить, как сказывается появление искусственных барьеров на динамике продвижения газа к забоям добывающих скважин (рис. 3). Хорошо видно, что первый скачок ГНФ (прорыв газа) по всем скважинам участка сглаживается наличием экранов, но в дальнейшем их влияние становится малозаметным. Динамика по отдельным скважинам различается, что, видимо, обусловлено величиной абсолютного значения поля проницаемости (вблизи скважин) и степенью его неоднородности.

Сравнительный анализ динамики интегральных показателей позволяет сделать вывод об относительно невысокой эффективности масштабного использования локальных экранов при разработке подгазовых зон нефтяных оторочек. Тем не менее выборочное применение данной технологии может оказаться более продуктивным. При этом технологические свойства экранов определяются главным образом плотностью и вязкостью агента, причем со временем вязкость должна изменяться от очень малой величины, определяемой требуемыми размерами экранов, до величин, обеспечивающих необходимую прочность экрана.

Гелеобразующие агенты

Неорганическая гелеобразующая композиция ГАЛКА®-НТМ и полимерная гелеобразующая композиция «Криогель-ПРО» характеризуются относительно невысокой начальной вязкостью и небольшим временем гелеобразования (см. табл. 1). Размеры экранов, получаемых закачкой этих агентов, можно оценить исходя из следующих соображений. Скорость изменения линейных размеров экрана определяется уравнением Дарси:

$$\frac{dX}{dt} = \frac{w}{ms_a} = \frac{1}{ms_a} \frac{K \Delta P}{\mu X}, \tag{4}$$

где w – скорость фильтрации; m – пористость; s_a – насыщенность порового пространства агентом; K – проницаемость; μ – вязкость агента; ΔP – репрессия при закачке; X – расстояние от контакта агент-газ до нагнетательной скважины. Отсюда получаем:

$$X(t) = \sqrt{\frac{2}{ms_a} \frac{K \Delta P}{\mu} t}, \tag{5}$$

где t – время.

Подставив в формулу (5) характерные значения пористости, проницаемости, начальной вязкости (вязкость: 2–3 мПа·с

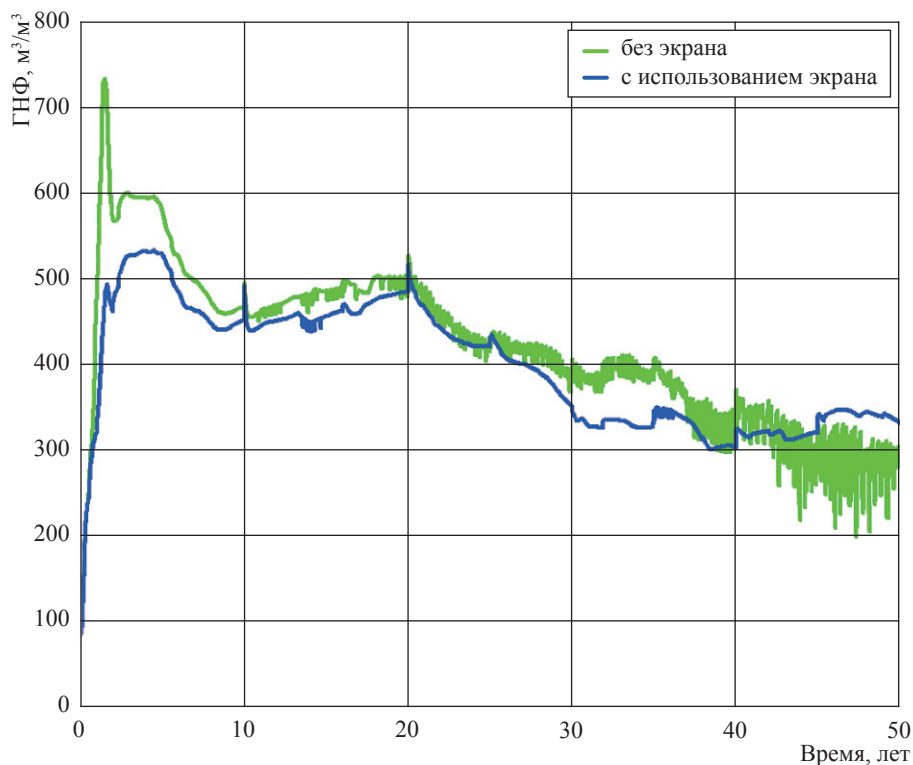


Рис. 3. Динамика газонефтяного фактора (ГНФ) по всем скважинам рассматриваемого участка нефтяной оторочки

для ГАЛКА®-НТМ и 40–100 мПа·с для «Криогеля-ПРО»), можно убедиться, что за время гелеобразования (порядка 20–40 ч) линейный размер экрана не превысит 20 м для ГАЛКА®-НТМ и порядка четырех-пяти метров для «Криогеля-ПРО». Это грубая оценка, так как не учтен коэффициент остаточной проницаемости и завышен градиент давления на контакте. Основная часть репрессии расходуется в окрестности нагнетательной скважины. Для ее уточнения необходимо более детально изучить фильтрацию гелей в неоднородном пласте, окружающем нагнетательную скважину. Однако даже из этой оценки вытекает невозможность создания протяженного экрана закачкой рассмотренных гелеобразующих агентов.

Таким образом, на физических моделях пласта применительно к геолого-физическим и горно-геологическим условиям типового НГКМ Восточной Сибири исследованы возможности создания и эффективность искусственных разделительных экранов. Разделительные экраны сформированы на насыпных моделях пласта с использованием следующих реагентов – формователей экранов: водного раствора ПАА, композиции ГАЛКА®-НТМ и композиции «Криогель-ПРО». Эффективность созданных экранов оценена по величине давления «прорыва» экрана метаном и фактору остаточного сопротивления.

Анализ полученных результатов показал высокую эффективность экранирующих свойств композиций «Криогель-ПРО» и ГАЛКА®-НТМ, но слабую эффективность водного раствора ПАА. Разделительный экран из композиции «Криогель-ПРО» позволяет уменьшить проницаемость пористой среды более чем в 36000 раз.

Созданы геолого-фильтрационные модели элементов продуктивных пластов НГКМ Восточной Сибири, а также компьютерные модели физико-химической гидродинамики. На основании результатов математического моделирования показано:

- при закачке раствора полиакриламида в газовую часть НГКМ формирования протяженного низкопроницаемого барьера вдоль ГНК не происходит даже при отсутствии адсорбции полимера на стенках порового пространства и максимально возможной доле тупиковых пор;
- слой раствора полимера, размещенный каким-либо образом на поверхности ГНК, гидродинамически неустойчив и быстро перестает служить препятствием для прорыва газа к добывающей скважине;
- начальная вязкость и малая продолжительность гелеобразования агентов ГАЛКА®-НТМ и «Криогель-ПРО» не позволяют создать экраны с линейным размером более 10–20 м.

Список литературы

1. Закон РФ «О недрах» (в редакции Федерального закона от 3 марта 1995 г. № 27-ФЗ с изменениями на 3 июля 2016 г.) / редакция действует с 3 октября 2016 г.
2. Афанасьев В.А. Состояние, проблемы и перспективы развития на многопластовых месторождениях Западной Сибири одновременно-раздельной эксплуатации скважин УЭЦН / В.А. Афанасьев, С.Н. Бастриков, В.А. Попов // Нефть и газ. – 2015. – № 1. – С. 19–25.
3. ГОСТ Р 53710-2009. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки.
4. ГОСТ Р 53713-2009. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки.
5. Алтунина Л.К. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений: обзор / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов // Успехи химии. – 2007. – Т. 76. – № 10. – С. 1034–1052.
6. Altunina L.K. Thermotropic inorganic gels for enhanced oil recovery / L.K. Altunina, V.A. Kuvshinov // Oil & Gas Journal Russia. – 2008. – № 5 (18). – P. 64–72.
7. Алтунина Л.К. Криогели для тампонажных работ в районах распространения многолетнемерзлых пород / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов, С.Н. Долгих // Гидротехника. – 2010. – № 3 (20). – С. 52–56.
8. ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации.

9. Копосов И.А. Петрофизика коллекторов нефти и газа: сб. тр. МИНХиГП / И.А. Копосов, Я.Р. Морозович и др.; под ред. В.Н. Дахнова. – М.: Недра, 1975. – Вып. 115. – 286 с.
10. Морозович Я.Р. Новый прибор для экспрессного определения открытой пористости / Я.Р. Морозович // Нефтегазовая геология и геофизика: экспресс-информация. – 1975. – № 13. – С. 6–9.
11. 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.: ВНИИГАЗ, 1998. – С. 27–38.
12. Рассохин С.Г. Экспериментальное исследование процессов трехфазной фильтрации в термобарических условиях аптских отложений / С.Г. Рассохин, В.М. Троицкий, А.В. Мизин и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 167–179.

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

УДК [622.031: 553.981]:533.735

А.Ф. Богатырёв, Е.Б. Григорьев, О.А. Макеенкова

Термодиффузия в разреженных трехкомпонентных газовых системах

Ключевые слова:
термодиффузия,
трехкомпонентные
газовые системы,
термодиффузионная
постоянная,
метод расчета.

Keywords:
thermal diffusion,
ternary gas systems,
thermal diffusion
factor,
method
of calculation.

Задачи тепломассообмена актуальны для многих областей науки и техники. Развитие газовой, нефтяной, химической и других отраслей промышленности требует знания теплофизических свойств веществ и, в частности, характеристик молекулярного массопереноса – диффузии и термодиффузии. Явление термодиффузии заключается в изменении состава газовой смеси в горячей и холодной областях при наложении на нее градиента температур. Во многих случаях термодиффузия является процессом, который может существенно воздействовать на течение других процессов или вызывать их. Поэтому необходимо либо вводить соответствующую поправку на термодиффузию, либо исключать ее влияние на технологические процессы [1–3].

Большинство процессов проходят в газовых смесях, содержащих три компонента и более. Среди многокомпонентных газовых смесей наиболее полно исследованы трехкомпонентные. Настоящая статья посвящена обобщению имеющихся экспериментальных данных по трехкомпонентным газовым системам. Также рассмотрена методика вычисления термодиффузионных постоянных (ТДП) – коэффициентов, используемых для описания термодиффузии.

Результаты экспериментальных и теоретических исследований

Первое экспериментальное исследование термодиффузии в многокомпонентных газовых системах выполнили в 1948 г. Чипмен и Дастур [4], которые рассмотрели влияние добавки инертных газов (гелия, аргона) и паров ртути на разделение паров воды и водорода. Работа носит скорее качественный, чем количественный характер.

В дальнейшем экспериментальные исследования термодиффузии были продолжены различными учеными в 1960–1970 гг. и начале 2000-х гг. Практически все измерения выполнялись так называемым двухколбовым [5] либо модифицированным двухколбовым [6] методами (табл. 1).

В настоящее время теоретические методы описания термодиффузии в многокомпонентных газовых системах наиболее подробно рассмотрены в рамках строгой [16, 17] и элементарной [18] кинетических теорий. При этом если строгая теория при описании термодиффузии рассматривает любой вид потенциала межмолекулярного взаимодействия [16], то элементарная кинетическая теория в основном развита для модели потенциала взаимодействия «твердая сфера» [18]. Однако, как показали проведенные исследования, даже для бинарных смесей газов описание термодиффузии в рамках строгой кинетической теории не всегда согласуется с экспериментом [9, 11]. В настоящее время различные исследователи используют разные методы согласования теории и эксперимента [5, 11].

Методика предложенной авторами схемы расчета ТДП α_{ij} основана на принятом в строгой кинетической теории формализме термодиффузионных характеристик [19]. Сделано предположение, что теоретически вычисляемые значения α_{ij} , входящие в соотношения для нахождения ТДП в многокомпонентной газовой смеси $\alpha_{T_{ij}}^{mlt}$

Таблица 1

Данные экспериментальных исследований термодиффузии в трехкомпонентных газовых системах: T_1, T_2 – температуры холодной и горячей колб двухколбового прибора соответственно; \bar{T} – средняя логарифмическая температура; x_i и x_j – мольные доли i -го и j -го газов соответственно; δ – средняя погрешность эксперимента; ε – среднее отклонение экспериментальных данных от расчетных

Система газов	T_1, K	T_2, K	Количество фиксированных отношений x_i/x_j	Количество исследованных смесей, ед.	$\delta, \%$	$\varepsilon, \%$	Источник
1	2	3	4	5	6	7	8
H ₂ -CH ₄ -Ar	280, 350, 380	500, 600–900	16	148	3,2	4,2	[7, 8]
H ₂ -CH ₄ -N ₂	280	800	7	53	3,0	4,5	[7, 8]
He-N ₂ -CO ₂	280	800	9	63	3,6	4,0	[7]
H ₂ -CH ₄ -CO ₂	280	800	8	59	3,5	5,5	[7]
H ₂ -CH ₄ -Ne	280	600	7	49	3,1	4,5	[7]
N ₂ -Ar-CO ₂	280, 300	800, 900	4	20	3,0	5,7	[7]
H ₂ -CO-CO ₂	280, 350, 380	500, 600–900	13	93	3,4	5,0	[7]
H ₂ -N ₂ -CO ₂	280, 380	600, 800	9	97	3,1	4,1	[7, 8]
H ₂ -He-Ar	280,300	500, 600–900	6	51	3,4	4,6	[7, 8]
	297	400, 500–900	5	30	2–15		[9]
H ₂ -He-N ₂	280	800	8	55	3,2	4,1	[7, 8]
	297	600	1	1	2–15		[9]
He-Ar-CO ₂	300	400, 600–1000	3	15	3,1	4,2	[7]
	297	400, 500–1000	4	24	2–15		[9]
H ₂ -N ₂ -Ar	300	800	4	28	3,0	4,5	[7, 8]
	297	400, 600, 800	1	8	2–15		[9]
H ₂ -Ar-CO ₂	280	800	3	8	4–6	4–8	[8]
H ₂ -He-CO ₂	280	800	3	24	4–6	4–8	[8]
H ₂ -Ne-Ar	280	800	3	24	4–6	4–8	[8]
H ₂ -Ne-CO ₂	280	800	3	24	4–6	4–8	[8]
CH ₄ -N ₂ -CO ₂	280	800	3	21	5,8–7,6	5–9	[10]
He-Ne-Kr	\bar{T}	336, 356, 330–630	2	16	5	8	[11, 12]
H ₂ -Ne-Kr	\bar{T}	336, 356	1	4	5	8	[11]
He-Ne-CO ₂	\bar{T}	341,2, 361,9	1	5	5	8	[13]
		340–520		1			
H ₂ -He-CO ₂	323,1	397,9	1	7	2–15	8	[14]
He-Xe-C ₁₄ H ₁₀	\bar{T}	410–550		3	5	–	[15]
He-Xe-I ₂	\bar{T}	410–550		3	5	–	[15]
He-N ₂ -Ar	297	400, 600, 700–1000	6	42	2–15	9	[9]
N ₂ -O ₂ -CO ₂	297	600, 700, 800	2	10	2–15	–	[9]
H ₂ -He-CH ₄	297	400, 500–700	1	1	2–15	–	[9]
Итого				987			

Примечание: $\bar{T} = [T_1 T_2 \ln(T_2 / T_1)] / (T_2 - T_1)$.

согласно соотношениям строгой кинетической теории [17] являются бинарными значениями ТДП $\alpha_{T_{ij}}^{\text{bin}}$ при выполнении следующего условия:

$$x_i / x_j = x_{ij} / x_{ji}, \quad (1)$$

где x_{ij} и x_{ji} – мольные доли i -го и j -го газов в бинарной смеси соответственно.

Тогда для трехкомпонентных газовых систем соотношение для расчета ТДП можно записать в виде:

$$\begin{aligned} \alpha_{T_{ij}}^{\text{tn}} &= \alpha_{T_{ij}}^{\text{bin}} + x_k (\alpha_{T_{ik}}^{\text{bin}} - \alpha_{T_{jk}}^{\text{bin}} - \alpha_{T_{ij}}^{\text{bin}}); \\ i, j, k &\in \{1, 2, 3\}; \quad i \neq j \neq k; \\ \alpha_{T_{ii}}^{\text{bin}} &= 0; \quad \alpha_{T_{ji}}^{\text{bin}} = -\alpha_{T_{ij}}^{\text{bin}}. \end{aligned} \quad (2)$$

При этом ТДП бинарных смесей должны быть найдены исходя из условия равенства температур горячих и холодных областей в трехкомпонентной и бинарных смесях. Следует отметить, что формулу (2) можно применять, если считать, что при термодиффузии в разреженных газах отсутствуют тройные столкновения молекул. Значения ТДП в бинарных смесях газов можно получить различными методами: найти экспериментально или вычислить тем или иным способом. Естественно, точность нахождения $\alpha_{T_{ij}}^{\text{bin}}$ будет сказываться и на точности вычисления $\alpha_{T_{ij}}^{\text{tn}}$ по формуле (2).

В настоящее время накоплен определенный экспериментальный материал по исследованию термодиффузии в бинарных смесях газов [5, 20–22]. Существуют и определенные методы обобщения экспериментальных данных [5].

Обычно ТДП вычисляют по формуле

$$\alpha_{T_{ij}} = \frac{\ln q_{ij}}{\ln(T_2 / T_1)}, \quad (3)$$

где $q_{ij} = \left(\frac{x_{ijT_1}}{x_{jiT_1}} \right) / \left(\frac{x_{ijT_2}}{x_{jiT_2}} \right)$ – коэффициент разделения; x_{ijT_n} , x_{jiT_n} – мольные доли i -го и j -го газов, соответственно, при n -й температуре до разделения [5].

Как показано в работе [21], значения ТДП для бинарных смесей газов можно вычислить и по формуле

$$\alpha_{T_{ij}}^{\text{bin}} = \frac{\frac{\Delta x_{ij}}{x_{ij}} - \frac{\Delta x_{ji}}{x_{ji}}}{\ln \frac{T_2}{T_1}} = \frac{\Delta x_{ij}}{x_{ij} x_{ji} \ln \left(\frac{T_2}{T_1} \right)}, \quad (4)$$

где $\Delta x_{ij} = x_{ijT_2} - x_{ijT_1}$ – разделение.

Формула (4) получается, если выразить мольные доли компонентов в формуле (3) через разделение и геометрические параметры установки, разложить полученное выражение в ряд и отбросить второй и последующие члены разложения.

Значения $\alpha_{T_{ij}}^{\text{bin}}$, рассчитанные по формулам (3) и (4), практически совпадают при условии:

$$0,5 < \frac{V_1 T_2}{V_2 T_1} < 2,$$

где V_1 и V_2 – геометрические объемы, соответственно, холодной и горячей колб прибора.

В работе [21] также предложены методы обобщения экспериментальных данных по термодиффузии в бинарных смесях газов. Применительно к большинству бинарных газовых смесей ТДП демонстрирует слабую температурную зависимость (как правило, 5 %) в диапазоне температур 200–1000 К, которая фактически в большинстве случаев является погрешностью эксперимента.

Согласно методу, изложенному в работах [21, 22], значения $\alpha_{T_{ij}}^{\text{bin}}$ при условии независимости ТДП от температуры можно найти по формуле

$$\alpha_{T_{ij}}^{\text{bin}} = \left(1 - \frac{a_{ij}}{2} \right) \frac{\sqrt{m_j} - \sqrt{m_i}}{x_{ij} \sqrt{m_i} + x_{ji} \sqrt{m_j}}, \quad (5)$$

где m_i , m_j – массы молекул газов сорта i и j соответственно; $a_{ij} = A_{ij} x_{ij} + B_{ij}$ – полуэмпирическая величина [10, 21, 22] (A_{ij} , B_{ij} – константы для данной пары газов i и j , которые можно определить экспериментально по бинарным смесям газов, табл. 2) [8].

В соответствии с приведенными в табл. 2 значениями A_{ij} и B_{ij} по формуле (2) вычислены значения ТДП для всех исследованных систем газов (ошибка расчета для разных газовых систем находилась в пределах 3–10 %). Сравнение их с данными в табл. 1 показывает, что с учетом погрешности эксперимента (см. табл. 1) измеренные и расчетные значения ТДП для трехкомпонентных систем неплохо согласуются между собой применительно ко всем исследованным в настоящее время системам газов. Это утверждение, а также характер поведения ТДП в трехкомпонентной газовой системе иллюстрируют рис. 1 и 2.

Таким образом, концентрационная зависимость ТДП в трехкомпонентных системах имеет сложный характер и зависит как от состава бинарной смеси, так и от добавки

Таблица 2

Значения полуэмпирических констант A_{ij} и B_{ij} для всех исследованных систем газов

Система газов	Температура, К	Интервал мольных долей x_{12}	Число экспериментальных точек	$A_{ij} \pm \Delta A_{ij}$	$B_{ij} \pm \Delta B_{ij}$
H ₂ -He	100–900	0,05–0,90	79	0,326 ± 0,016	1,107 ± 0,008
H ₂ -CH ₄	280–800	0,06–0,92	57	-0,36 ± 0,02	1,529 ± 0,007
H ₂ -Ne	10–900	0,20–0,87	55	0,57 ± 0,05	1,156 ± 0,028
H ₂ -N ₂	81–900	0,10–0,85	126	0,197 ± 0,011	1,438 ± 0,005
H ₂ -CO	260–900	0,07–0,91	42	0,45 ± 0,02	1,35 ± 0,01
H ₂ -Ar	260–900	0,06–0,95	105	0,309 ± 0,006	1,353 ± 0,007
H ₂ -CO ₂	280–880	0,06–0,94	103	0,107 ± 0,010	1,493 ± 0,006
He-N ₂	81–1010	0,06–0,95	85	0,085 ± 0,009	1,174 ± 0,005
He-Ar	90–1010	0,03–0,93	182	0,178 ± 0,009	1,194 ± 0,005
He-CO ₂	270–900	0,10–0,81	28	0,11 ± 0,04	1,185 ± 0,025
CH ₄ -Ne	300–900	0,09–0,90	34	0,44 ± 0,04	1,181 ± 0,020
CH ₄ -N ₂	270–800	0,06–0,93	43	0,80 ± 0,06	1,00 ± 0,04
CH ₄ -Ar	260–900	0,07–0,94	54	0,12 ± 0,02	1,49 ± 0,02
CH ₄ -CO ₂	270–800	0,06–0,90	43	0,140 ± 0,011	1,501 ± 0,009
N ₂ -Ar	94–900	0,15–0,70	38	0,57 ± 0,09	0,81 ± 0,05
N ₂ -CO ₂	283–900	0,10–0,93	45	-0,030 ± 0,004	1,471 ± 0,014
CO-CO ₂	283–1273	0,12–0,77	14	0,019 ± 0,007	1,48 ± 0,04
Ar-CO ₂	270–900	0,02–0,90	34	0,29 ± 0,11	1,09 ± 0,06
He-Ne	69–638	0,20–0,90	115	-0,04 ± 0,04	1,004 ± 0,018
He-Kr	185–585	0,30–0,70	29	0,14 ± 0,063	1,307 ± 0,034
Ne-Kr	77–464	0,20–0,97	26	-0,19 ± 0,07	1,339 ± 0,030

Примечание: значения A_{ij} и B_{ij} найдены согласно экспериментальным данным (см. в статьях [20, 21]) с учетом измерений по исследованию термодиффузии в бинарных смесях газов [10, 21, 22].

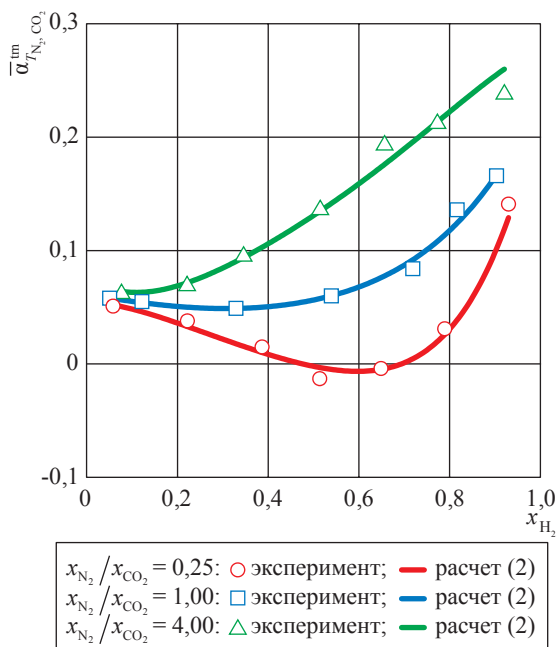


Рис. 1. Зависимость средней величины ТДФ смеси N₂-CO₂ в газовой системе H₂-N₂-CO₂ от мольной доли H₂ при T₁ = 280 К, T₂ = 800 К

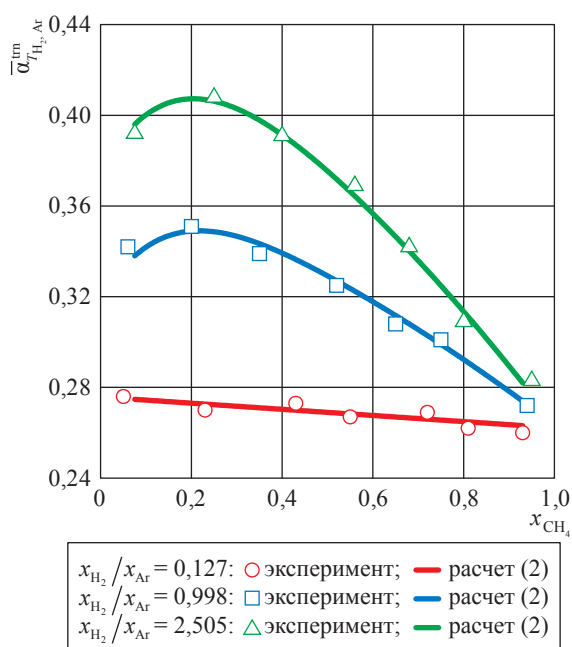


Рис. 2. Зависимость средней величины ТДФ смеси H₂-Ar в газовой системе H₂-CH₄-Ar от мольной доли CH₄ при T₁ = 280 К, T₂ = 600 К

третьего компонента. Величина ТДП данной пары газов в зависимости от добавки третьего может увеличиваться, уменьшаться, принимать отрицательные значения.

Всего на сегодняшний день исследовано 26 трехкомпонентных газовых систем, измерения проведены для 987 смесей различного состава. Эксперимент поставлен для разреженных трехкомпонентных газовых смесей в интервале температур 280–1000 К.

По 22 системам газов проведено сравнение экспериментальных данных и расчетных значений, вычисленных по предложенной

полуэмпирической формуле. Для большинства систем наблюдается согласие в пределах погрешностей эксперимента и расчета (3–10 %). Полученные результаты позволяют рекомендовать названную формулу для расчета и обобщения данных по термодиффузионному разделению и ТДП в разреженных трехкомпонентных газовых системах.

Работа выполнена в рамках базовой части государственного задания Минобрнауки России № 2014/123 на выполнение государственных работ в сфере научной деятельности, проект № 2493.

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. Доценко В.В. Геохимия газа. Происхождение нефти и газа / В.В. Доценко. – Ростов н/Д: Ростовский университет, 2001. – 39 с.
3. Кузнецов М.А. Состояние теплофизических исследований пластовых систем / М.А. Кузнецов, П.О. Овсянников, Е.Б. Григорьев // Актуальные вопросы исследования пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – Ч. 2. – С. 69–81. – (Вести газовой науки)
4. Chipman J. A note on gaseous thermal diffusion: The effect of a third component / J. Chipman, M.N. Dastur // J. Chem. Phys. – 1948. – V. 16. – № 6. – P. 636–637.
5. Шашков А.Г. Фактор термодиффузии газовых смесей / А.Г. Шашков, А.Ф. Золотухина, В.Б. Василенко. – Минск: Белорусская наука, 2007. – 239 с.
6. Богатырёв А.Ф. Термодиффузионное разделение в плотных трехкомпонентных газовых системах / А.Ф. Богатырёв, М.А. Незовитина // Научное обозрение. – 2012. – № 2. – С. 123–128.
7. Макеенкова О.А. Исследование термодиффузии в разреженных трехкомпонентных газовых системах при различных концентрациях и температурах: дисс. ... канд. техн. наук / О.А. Макеенкова. – М., 2015. – 158 с.
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. Крючков В.Ф. Исследование термодиффузионного разделения некоторых многокомпонентных газовых систем: дисс. ... канд. физ.-мат. наук / В.Ф. Крючков. – Алма-Ата: КазГУ, 1975. – 236 с.
10. 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.
11. Deb S.K. Thermal diffusion in ternary gas mixtures / S.K. Deb, A.K. Barua // Physica. – 1967. – V. 34. – № 3. – P. 438–444.
12. 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.
13. Deb S.K. Thermal diffusion in the ternary system helium-neon-carbon dioxide / S.K. Deb, A.K. Barua // Trans. Faraday Soc. – 1968. – V. 64. – P. 358–362.
14. 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.

15. Мазуренко Ю.Т. Термическая диффузия в трехкомпонентных смесях с исчезающе малым содержанием одного из компонентов / Ю.Т. Мазуренко, В.В. Данилов // Журнал технической физики. – 1976. – Т. 46. – № 4. – С. 868–871.
16. Гиршфельдер Д. Молекулярная теория газов и жидкостей / Д. Гиршфельдер, Ч. Кергис, Р. Берд. – М.: ИИЛ, 1961. – 929 с.
17. Вальдман Л.В. Явления переноса в газах при среднем давлении / Л.В. Вальдман // Термодинамика газов. – М.: Машиностроение, 1970. – С. 169–414.
18. Laranjeira M.F. An elementary theory of thermal and pressure diffusion in gaseous binary and complex mixtures. Pt. I: General theory / M.F. Laranjeira // Physica. – 1960. – V. 26. – P. 409–416.
19. Bogatyrev A.F. Computational method in treating thermal diffusion characteristics in ternary gas mixtures / A.F. Bogatyrev, O.A. Makeenkova, M.A. Nezovitina // Advanced Studies in Theoretical Physics. – 2014. – V. 8. – № 28. – P. 1199–1204.
20. Vasaru G. Thermal diffusion bibliography 1965–1995 / G. Vasaru. – Chikusa-ku, Nagoya, Japan: ITIM Cluj-Napoca: Romania and Nagoya University, 1996.
21. Незовитина М.А. Анализ и обобщение опытных данных по термодиффузии в газовых смесях / М.А. Незовитина, А.Ф. Богатырёв, О.А. Макеенкова и др. – Смоленск: Универсум, 2014. – 156 с.
22. 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.

УДК [622.031:[556.3+553.982]]:536.71

А.Г. Гусейнов, А.Н. Шахвердиев

Экспериментальное исследование плотности и упругости паров высокоминерализованных природных пластовых вод

Ключевые слова:

коэффициент вытеснения нефти, пластовое давление, температура высокоминерализованных пластовых вод.

Keywords:

coefficient of oil displacement, reservoir pressure, temperature of highly mineralized brain waters.

В результате долгосрочной эксплуатации нефтяных скважин падает нефтеотдача пласта. Увеличение нефтеотдачи пластов – важнейшая проблема нефтедобывающей промышленности. Эта задача может быть решена прежде всего путем тщательного изучения фактической нефтеотдачи истощенных и разрабатываемых месторождений и тех причин, которые вызывают задержку нефти в пласте. Нефтеотдачу пласта изучают и оценивают различными методами.

Для эффективного освоения нефтегазоконденсатных месторождений необходимо проводить комплексные экспериментальные исследования и физическое моделирование процессов в нефтяных оторочках с применением различных инновационных технологий и агентов вытеснения [1–4]. В результате смешивания агентов вытеснения с природными пластовыми водами вязкость нефти снижается, что способствует увеличению проницаемости пласта и выравниванию фронта вытеснения (таблица) [5, 6].

Отдельное изучение теплофизических свойств высокоминерализованных пластовых вод при активном воздействии на пласт даст возможность обеспечить необходимое соотношение вязкостей вытесняющего агента (μ_a) и нефти (μ_n): достаточно высоких коэффициентов извлечения нефти (более 30–35 %) можно ожидать при соотношениях

$$\frac{\mu_a}{\mu_n} \geq 1,5 \div 2.$$

Многие инженерные задачи из области нефтехимии, транспорта и переработки природного газа успешно решаются на основе надежных данных о теплофизических свойствах флюидов, в частности коэффициентах плотности, вязкости и теплопроводности. Однако экспериментальное определение указанных величин – трудоемкая операция. Далее в статье рассказывается о технологии получения достаточно точных данных о свойствах высокоминерализованных пластовых вод с различной концентрацией солей, показан алгоритм составления на их основе расчетного уравнения состояния.

Свойства высокоминерализованных пластовых вод в широком диапазоне изменения параметров состояния исследовались на специальной экспериментальной установке методом неразгруженного пьезометра постоянного объема, разработанным С.Л. Ривкиным и Т.С. Ахундовым для исследования плотности обычной и тяжелой воды. Расчетная формула метода теоретически обоснована.

Выбранный метод измерений обладает следующими достоинствами:

- а) сравнительной простотой конструкции установки и методики проведения эксперимента;
- б) высокой точностью учета всех поправок, присущих методу;
- в) надежностью получаемых прецизионных данных о термических свойствах веществ.

Кроме того, установка позволяет проводить измерения плотности в широком диапазоне параметров состояния, включая критическую и сверхкритическую области жидкого состояния и пара, двухфазного состояния и зависимости давления насыщенного пара P_s от температуры T_s , а также получать экспериментальные данные на термодинамической поверхности в различных сечениях: на изотермах, изобарах и изохорах (это очень удобно с точки зрения внутреннего согласования полученных результатов).

Реагенты, повышающие нефтеотдачу пласта

Реагент	Динамическая вязкость, мПа·с	Плотность ρ , г/см ³	Агрегатное состояние
1. ОП-10: 0,05 % водного раствора оксипропилированного алкилфенола на основе полимердистиллата	3100 при 20 °С	–	Жидкость
2. ПАПС: смесь части сульфоната и трех-десяти частей водного раствора полиакриламида (ПАА)	2,2–60	0,98–1,0	
3. ПАВ: 3,5–7,5 % сульфоната; 2,5–6,5 % ОП-4; остальное – вода минерализации до 40 кг/м ³	–	1	
4. ПАА CS-131	–	–	Порошок
5. Алкилированная серная кислота: 80–86 % H ₂ SO ₄ ; 10–13 % сульфокислоты; 5–7 % смолянисто-масляных веществ; 0,5 % карбоновых кислот	> 80 при 20 °С	1,660 при 20 °С	Маслянистая жидкость
6. Бура техническая	–	1,73 при 20 °С	Кристаллы
7. РХ: 43–45 % едкого натрия	50,8 при 20 °С	1,43–1,44 при 20 °С	Прозрачная жидкость
8. Изопропиловый спирт: 1–5 % оторочки ПАВ	2,39 при 20 °С	0,79 при 20 °С	Бесцветная жидкость
9. Серная кислота: 93 % технической кислоты; 0,14–0,15 % сульфокислот (ПАВ)	23,3 при 20 °С	1,83 при 20 °С	
10. СНПХ-95: ПАВ неионогенного и сульфатного типов	4,0 при 20 °С	1,08 при 20 °С	Жидкость
11. ОП-4 (7–13 %) + ОП-10 (7–13 %) + + моноалкилфениловый эфир + тетраэтиленгликоль + + жидкий углеводород (35–45 %) + вода	–	–	
12. ОНПК-50: оксипропилированная полиакриловая кислота, нейтрализованная NaOH	1,3·10 ⁻⁶ при 20 °С и pH > 4	0,101 при 20 °С	Вязкая жидкость
13. Азот, диоксид углерода, ПАА в воде	–	–	–

Методика проведения эксперимента

Сущность метода неразгруженного пьезометра постоянного объема заключается в нагреве жидкости в пьезометре в процессе эксперимента. Соответственно, давление в правом колене трубки U-образного жидкостного манометра поднимается. Чтобы сохранить объем жидкости постоянным, для компенсации давления из пьезометра выпускают несколько капель жидкости.

Объем исследуемого вещества

$$V_{P,T} = V_0 + \Delta V_T + \Delta V_P,$$

где V_0 – объем пьезометра при нормальных условиях (давление $P = 0,1$ МПа и температура $T = 293,15$ К); ΔV_T – поправка на изобарическое изменение давления пьезометра; ΔV_P – поправка на изотермическое изменение давления пьезометра.

Масса исследуемого вещества находится на основе опытных данных по формуле

$$M_{P,T} = M_P - \sum M_{\text{вып}} - \sum M_{\text{балл}} - \Delta M_{\text{испар}},$$

где M_P – количество вещества в пьезометре при нормальных условиях; $\sum M_{\text{вып}}$ – количество вещества, выпускаемое из пьезометра в пикнометр; $\sum M_{\text{балл}}$ – количество вещества при балластном объеме; $\Delta M_{\text{испар}}$ – объем вещества, испаряющегося из пьезометра.

Таким образом, рабочая формула принимает вид:

$$\rho_{P,T} = \frac{M_{P,T}}{V_{P,T}},$$

где $\rho_{P,T}$, $V_{P,T}$, $M_{P,T}$ – плотность, объем и масса вещества, соответственно, при заданных значениях параметров P и T .

Для исследования подбирались растворы пластовых вод следующих минерализаций: 11,2; 18,11; 25,77; 32,55 и 48,0 г/л. Опыты проводились по изотермам при постоянном объеме раствора в пьезометре с температурным шагом $T = 298,15$ – $598,15$ К и по изохоре в диапазоне температур при давлении $P = 0,1$ – 40 МПа.

Схема экспериментальной установки

Экспериментальная установка (рис. 1), собранная в целях определения PvT -зависимостей для жидкостей, представляет собой один из вариантов метода пьезометра постоянного объема, обеспечивающий возможность точного экспериментального определения поправки на балластный объем [7, 8].

Анализ существующих температурных зависимостей, отличающихся простотой формы и меньшим числом коэффициентов, показал, что ни одно из уравнений не может быть использовано для описания с необходимой точностью результатов выполненных авторами экспериментов [9, 10], кроме уравнения Ахундова–Иманова в форме

$$P = \frac{L}{v^4} - \frac{D}{v^8}, \quad (1)$$

где L и D – коэффициенты, заменяющие температурные функции, v – молярный объем. Приемлемость предложенного уравнения была проверена в координатной системе

$$\left(P \cdot v^4; \frac{1}{v^4} \right),$$

где экспериментальные данные от-

дельных изотерм с большой точностью располагались на прямой линии в интервале температур 323,15–598,15 К вплоть до линии насыщения. Применительно ко всем исследованным растворам для каждой изотермы в отдельности методом наименьших квадратов найдены значения коэффициентов L и D (рис. 2).

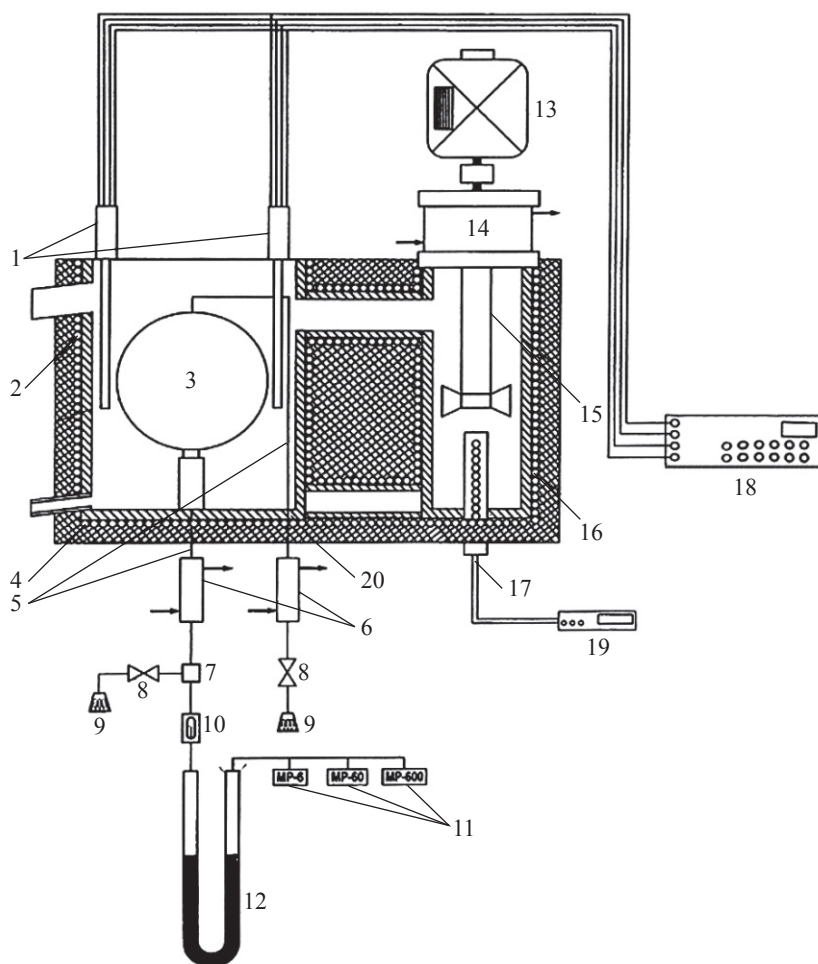


Рис. 1. Схема экспериментальной установки: 1 – термометр сопротивления; 2, 16 – торцевые нагреватели; 3 – сферический пьезометр; 4 – нижний нагреватель; 5 – капилляры соединений; 6 – охладители капилляров; 7 – тройник; 8 – вентиль; 9 – бюкс для выпуска жидкости; 10 – смотровое окно; 11 – грузопоршневые манометры; 12 – U-образный жидкостный манометр; 13 – двигатель насоса; 14 – охладитель оси насоса; 15 – пропеллер насоса; 17 – регулировочный нагреватель; 18 – потенциометр; 19 – терморегулятор нагревателя; 20 – изоляция термостата

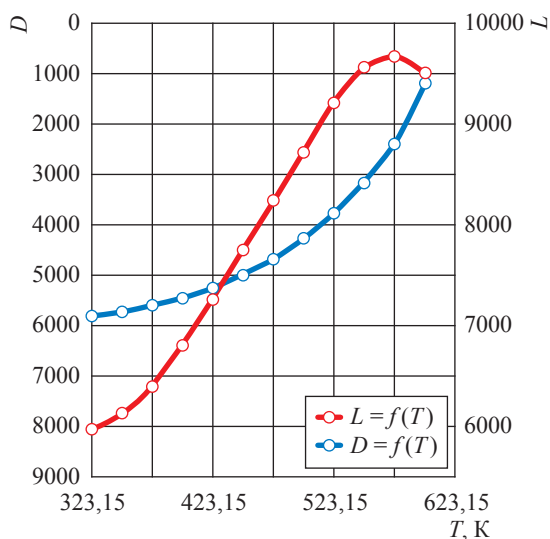


Рис. 2. Зависимость коэффициентов L и D от температуры для концентрации раствора (минерализации воды) $c = 8,2$ г/л

Анализ показал, что если считать коэффициент D постоянным и равным примерно его среднему значению в температурном интервале 448,15–598,15 К, то новые вычисления значения L для отдельных изотерм практически не влияют на точность описанного уравнения. С этой целью для всех концентраций были вычислены средние значения D , и по этим данным рассчитаны значения L . Кривая L после

пересчета имеет значительно меньшую кривизну и описывается уравнением вида:

$$L = BT^x + A. \tag{2}$$

Следовательно, уравнение (1) можно записать в виде:

$$P = \frac{BT^x + A}{v^4} + \frac{D}{v^b}, \tag{3}$$

где A, B, D и x – коэффициенты, постоянные для отдельных значений c . Значения D, x для различных значений c отличаются друг от друга. С очень хорошим приближением их изменение описывается линейными уравнениями вида:

$$D = D_0 - D_1c; \tag{4}$$

$$x = x_0 - x_1c. \tag{5}$$

На рис. 3 и 4 показаны зависимости уровней минерализации (при заданных значениях $T = 323,15$ – $573,15$ К) и температуры (при заданных значениях $c = 0$ – $89,32$ г/л) пластовых вод от плотности при $P = 10$ МПа.

Коэффициент A , входящий в уравнение (3), имеет степенную зависимость:

$$A = A_0 + A_1c^{2,3}. \tag{6}$$

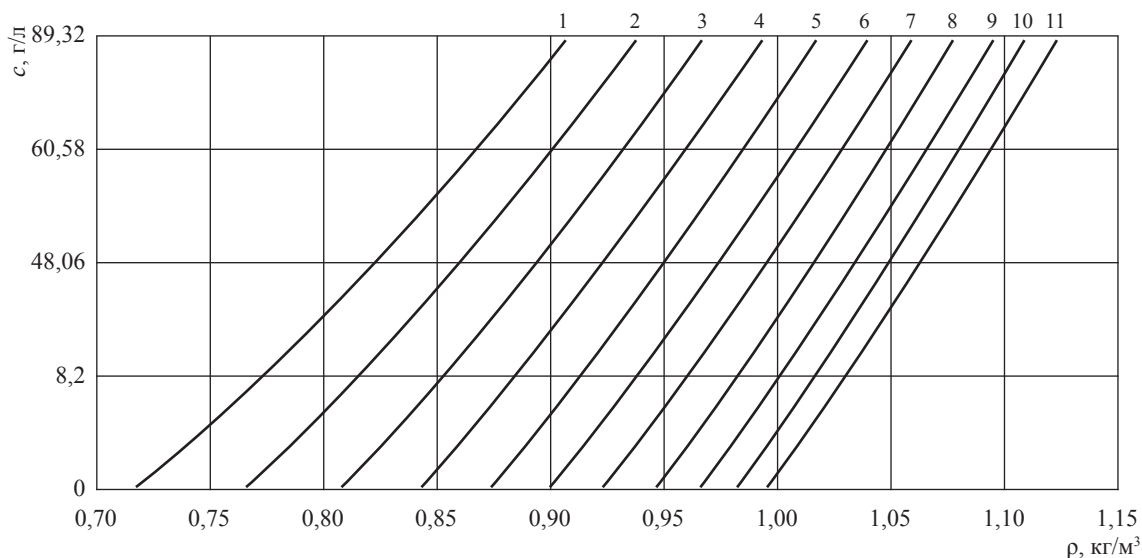


Рис. 3. c, ρ -диаграмма при $P = 10$ МПа для различных температур, К: 573,15 (1); 548,15 (2); 523,15 (3); 498,15 (4); 473,15 (5); 448,15 (6); 423,15 (7); 398,15 (8); 373,15 (9); 348,15 (10); 323,15 (11)

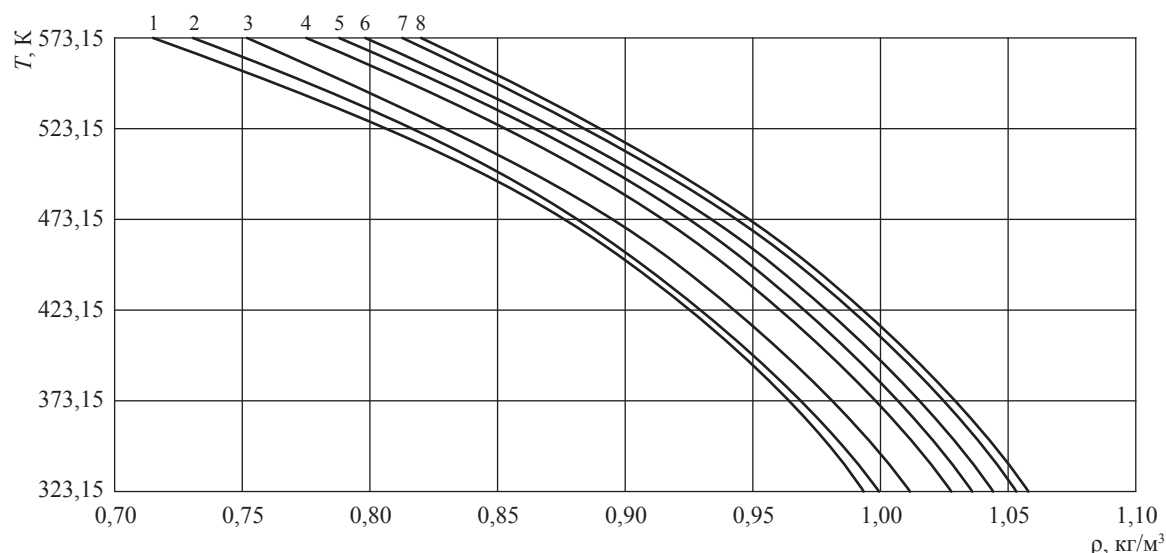


Рис. 4. T, ρ -диаграмма при $P = 10$ МПа для различных уровней минерализации воды, г/л: 0 (1); 11,2 (2); 25,77 (3); 32,55 (4); 48,06 (5); 60,41 (6); 79,74 (7); 89,32 (8)

Коэффициент B имеет сложный характер и описывается экспоненциальной зависимостью:

$$B = B_0 \exp(a_1 c + a_2 c^2 + a_3 c^3). \quad (7)$$

С учетом уравнений (4–7) в окончательном виде обобщенное уравнение состояния для пластовых вод в диапазоне минерализации $c = 0–48,0$ г/л в исследованном интервале давлений ($P_s = 40$ МПа; $T_s \leq 598,15$ К) имеет вид:

$$P = \frac{BT^{x_0 - x_1 c} + A_0 + A_1 c^{2,3}}{v^4} + \frac{D_0 + D_1 c}{v^8}. \quad (8)$$

Выше указанных параметров вплоть до линии насыщения уравнение (8) описывает экспериментальные значения плотности со среднеквадратической ошибкой 0,03 %. Вблизи линии насыщения ошибка существенно возрастает.

Список литературы

1. Троицкий В.М. Обоснование выбора агентов вытеснения нефти при разработке нефти и газоконденсатных 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.: ВНИИГАЗ, 2014. – № 2. – С. 98–105.
2. Рассохин А.С. Исследование эффективности водного раствора полиакриламида и двухфазной водо-метановой смеси как вытесняющих вязкую нефть агентов / А.С. Рассохин // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. трудов. – М.: ВНИИГАЗ, 2010. – С. 170–190. – (Вести газовой науки).
3. Ривкин С.Л. Экспериментальное исследование удельных объемов воды / С.Л. Ривкин, Т.С. Ахундов // Теплоэнергетика. – 1962. – № 1. – С. 57–65.
4. Гумбатов Г.Г. Защита окружающей среды при добыче, хранении и транспорте нефти с применением коллоидных композиций / Г.Г. Гумбатов, Р.А. Дащдиев. – Баку: Элм, 1998. – 336 с.
5. Гумбатов Г.Г. Химические реагенты, применяемые при добыче, подсчете нефти и газа: справ. Т. II / Г.Г. Гумбатов, Р.А. Дащдиев. – Баку: Элм, 1999. – С. 101–130.

6. Григорьев Б.А. Теплофизические свойства нефти, нефтепродуктов газовых конденсатов и их фракций / Б.А. Григорьев, Г.Ф. Багатов, А.А. Герасимов. – М.: Изд. МЭИ, 1999. – С. 365.
7. Салаватов Т.Ш. Экспериментальное исследование вытеснения нефти в пористой среде углекислым газом / Т.Ш. Салаватов, Э.Т. Алиев, Г.Х. Меликов. – Баку: НИИ геотехнологических проблем нефти, газа и химии. – С. 75–82.
8. Акперов Р.М. Исследование воздействия на пласт водным раствором полимера для увеличения нефтеотдачи пластов / Р.М. Акперов // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1992. – № 7. – С. 36–39.
9. Гусейнов А.Г. Исследование переносного свойства пластовых вод / А.Г. Гусейнов; Neftin, Qazın Geotexnoloji Problemləri və Kimya Elmi-Tədqiqat İnstitutu. Elmi əsərlər, VII cil. – Bakı, 2006. – s. 220–225.
10. Григорьев Б.А. Методы расчета теплофизических свойств нефти, газовых конденсатов и их фракций / Б.А. Григорьев, А.А. Герасимов // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. трудов. – М.: ВНИИГАЗ, 2010. – С. 224–238. – (Вести газовой науки).

УДК 622.023.25:622.143.1

А.Л. Ковалёв, Ю.Ф. Коваленко

К вопросу определения упругопластических свойств материала пласта по результатам испытаний образцов керна

Ключевые слова:
испытание образцов, напряжение, деформация, упругопластические свойства, критерий пластичности.

Keywords:
testing of samples, stress, deformation, elastic properties, plastic-yield criterion.

В последнее время происходит осознание важности учета геомеханического фактора в процессе разработки нефтегазовых залежей, а также решающей роли физического эксперимента на керне для определения упругопластических свойств материала пласта и наполнения тем самым фильтрационно-прочностных геомеханических моделей. В статье анализируются некоторые результаты испытаний керна ряда объектов разработки, выполненных на испытательном стенде независимого трехосного нагружения (ИСТНН) в ИПМех РАН по договорам с ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Кинематика нажимных плит установки ИСТНН обеспечивает независимое нагружение образца по трем осям по любой заданной программе с одновременным замером осевых деформаций. Испытанию подвергают выпиленные из керна образцы породы – кубики с длиной ребра 4–5 см. В качестве стандартных для определения упругопластических свойств материала пласта приняты так называемые трехосные испытания. Их проводят в три цикла. Вначале каждого цикла напряжения обжима по всем трем осям доводят до одинаковой величины: 2 МПа – в первом цикле, 10 МПа – во втором и 20 МПа – в третьем. Затем напряжение по двум осям фиксируется, а по третьей увеличивается, в идеале – до разрушения образца. Иногда в целях экономии кернавого материала в первых двух циклах образец доводят лишь до появления признаков скорого разрушения, затем разгружают и испытывают повторно в следующем цикле.

Кривые деформирования (рис. 1) имеют три характерных участка: 1) нелинейный, обусловленный закрытием микротрещин при нагружении образца относительно поверхностных условий; 2) линейный, по которому определяются упругие параметры материала; 3) нелинейный, обусловленный переходом материала в пластическое состояние и разрушением образца (по нему определяются параметры пластики и разрушения). При определении упругих свойств материала используют, как правило, простую изотропную линейную модель, характеризующуюся двумя константами – модулем Юнга E и коэффициентом Пуассона ν :

$$\begin{aligned}\varepsilon_1 &= \frac{1}{E}[\sigma_1 - \nu(\sigma_2 + \sigma_3)]; \\ \varepsilon_2 &= \frac{1}{E}[\sigma_2 - \nu(\sigma_3 + \sigma_1)]; \\ \varepsilon_3 &= \frac{1}{E}[\sigma_3 - \nu(\sigma_1 + \sigma_2)].\end{aligned}\tag{1}$$

Здесь ε_i и σ_i – деформация и напряжение вдоль i -й оси.

Константы в системе (1) достаточно легко могут быть определены путем обработки 2-го участка кривых деформирования трехосных испытаний, например, при помощи метода наименьших квадратов (воспроизведение эксперимента такой моделью показано на рис. 1 утолщенными линиями, обозначенными с наращением m).

Известно, однако, что пласты осадочных пород в силу генезиса очень часто характеризуются анизотропией свойств (не только прочностных) вдоль и поперек напластования. Для описания подобной анизотропии упругих свойств разработана трансверсально-изотропная модель [1], в которой фигурируют уже, как минимум,

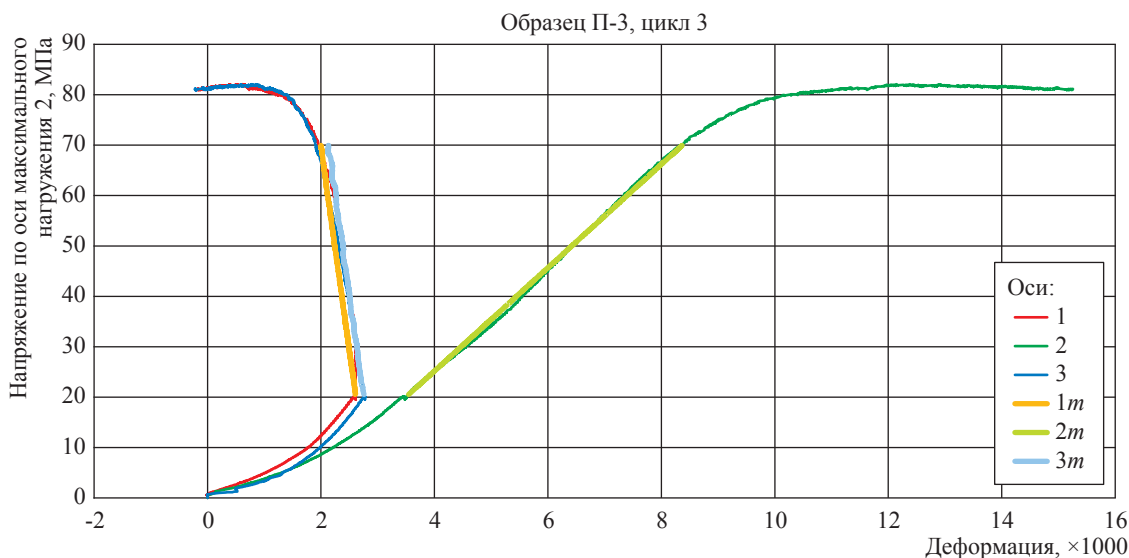


Рис. 1. Кривые деформирования по результатам трехосных испытаний и воспроизведение их линейного участка изотропной упругой моделью:

1, 2, 3 – эксперимент; 1m, 2m, 3m – модель

четыре константы – по модулю Юнга и коэффициенту Пуассона вдоль каждого из названных направлений:

$$\begin{aligned} \varepsilon_1 &= \frac{1}{E}(\sigma_1 - \nu\sigma_3) - \frac{\nu'}{E'}\sigma_2; \\ \varepsilon_2 &= -\frac{\nu'}{E'}(\sigma_1 + \sigma_3) + \frac{1}{E'}\sigma_2; \\ \varepsilon_3 &= \frac{1}{E}(-\nu\sigma_1 + \sigma_3) - \frac{\nu'}{E'}\sigma_2. \end{aligned} \quad (2)$$

Здесь константы со штрихом определяют упругие свойства породы поперек напластования, без штриха – вдоль напластования.

Наличие анизотропии упругих свойств можно достаточно легко выявить путем «прозвучивания» образцов зерна ультразвуком вдоль соответствующих осей. И возникает вопрос: насколько достоверно параметры трансверсально-изотропной модели могут быть определены по результатам трехосных испытаний? Отметим, что алгоритм решения этой задачи методом наименьших квадратов не намного сложнее алгоритма для случая изотропного материала.

Чтобы ответить на поставленный вопрос, были использованы результаты трехосных испытаний образцов зерна продуктивных отложений одного из газоконденсатных месторождений. Ультразвуковое «прозвучивание» этих образцов показало, что скорость продольных волн поперек напластования (вдоль оси зерна)

систематически ниже, в среднем на 20 %, скорости распространения таких волн вдоль напластования, т.е. налицо заметная анизотропия упругих свойств.

По результатам трехосных испытаний определены параметры изотропной и трансверсально-изотропной моделей упругого деформирования. На рис. 2 сопоставляются модули Юнга и коэффициенты Пуассона этих моделей: по горизонтальным осям графиков отложены значения параметров изотропной модели, определенные по каждому циклу испытаний всех образцов; по вертикальным осям – определенные по совпадающим циклам пары параметров трансверсально-изотропной модели соответственно поперек и вдоль напластования. (Отметим, что во всех рассмотренных трехосных испытаниях ось максимального нагружения совпадала с осью зерна, т.е. образцы максимально нагружались поперек напластования.)

Можно видеть, что наблюдается практически полное совпадение и модуля Юнга, и коэффициента Пуассона изотропной модели с аналогичными параметрами трансверсально-изотропной модели поперек напластования. В то же время корреляция между параметрами изотропной модели и параметрами трансверсально-изотропной модели вдоль напластования практически отсутствует. Более

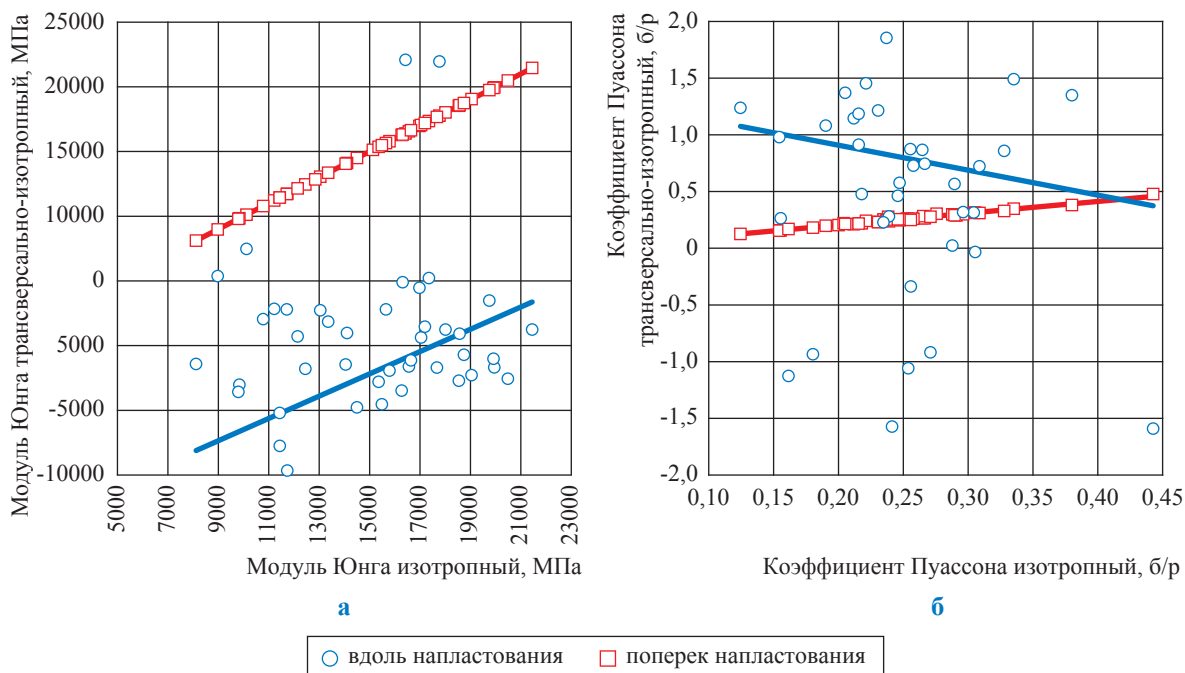


Рис. 2. Сопоставление определений упругих параметров для изотропной и трансверсально-изотропной сред (трансверсально-изотропная среда по ультразвуку): а – модуль Юнга; б – коэффициент Пуассона

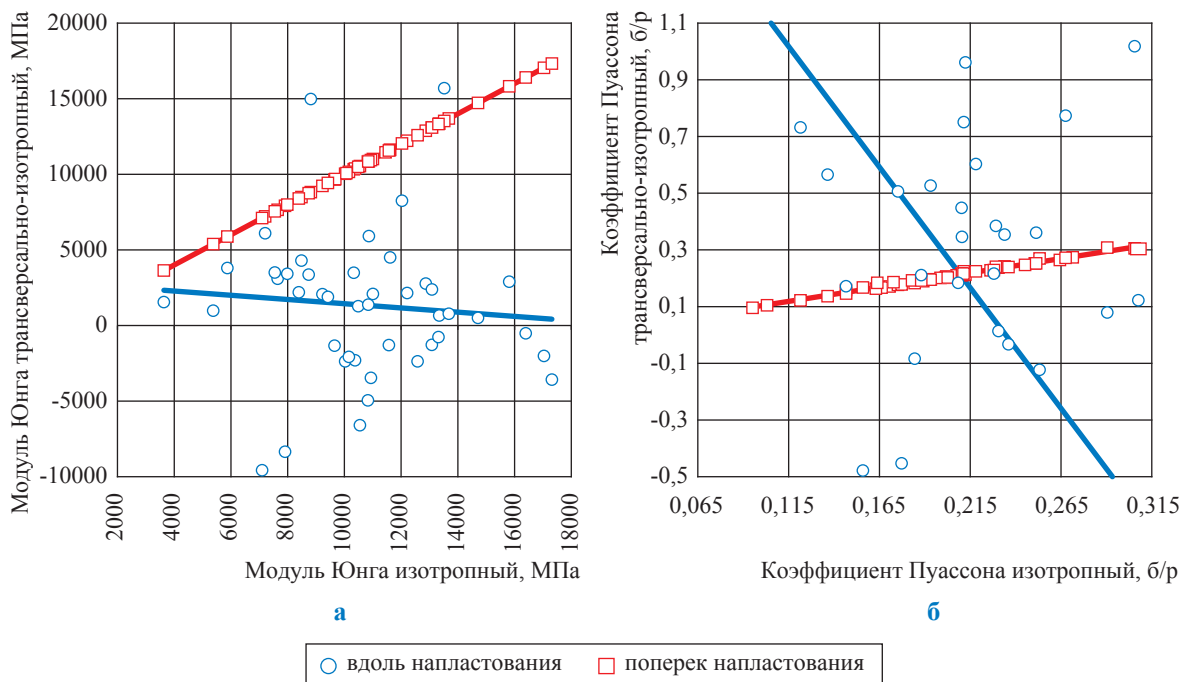


Рис. 3. Сопоставление определений упругих параметров для изотропной и трансверсально-изотропной сред (изотропная среда по ультразвуку): а – модуль Юнга; б – коэффициент Пуассона

того, некоторые значения последних параметров явно выходят за пределы допустимого диапазона (а некоторые из них – и за диапазоны представленных графиков).

Интересно отметить, что похожий результат получен и при обработке испытаний образцов керна продуктивных пластов трех других месторождений, ультразвуковое «прозвучивание» которых свидетельствовало об изотропии упругих свойств (рис. 3).

Представленные результаты позволяют сделать вывод о том, что с наибольшей точностью по результатам трехосных испытаний можно определить значения E и ν вдоль оси, на которой создается максимальное напряжение. Упругие параметры вдоль других двух осей, на которых закрепляется напряжение первоначального обжима, определяются весьма недостоверно. Таким образом, трехосные испытания позволяют более-менее уверенно определять упругие свойства лишь вдоль одной из осей, и, следовательно, эти испытания подходят в полной мере только для изотропного материала. Отметим, что сомнения в достаточности трехосных испытаний для всестороннего и полного определения упругопластических свойств материала пласта высказываются и в ряде опубликованных работ (см. далее).

Обратимся теперь к другому виду испытаний образцов керна – физическому моделированию напряженно-деформированного состояния (НДС) на стенке скважины. Этот вид

испытаний предложен специалистами Института проблем механики (ИПМех РАН). Идея эксперимента заключается в создании в образце напряжений, аналогичных возникающим на стенке скважины в процессе ее освоения и эксплуатации при упругом деформировании материала. Этот подход сродни упрощенному прочностному расчету, когда рассчитывается поле напряжений при упругом деформировании, и затем в какой-либо из точек по критерию пластичности проверяется, останется ли материал в упругом состоянии. В физическом эксперименте вместо этого фиксируются напряжения, при которых произошло разрушение образца, и определяется соответствующее им давление на забое скважины. Образец по осям нагружается в соответствии с напряжениями, действующими в окрестности скважины в цилиндрической системе координат, – осевым σ_z , радиальным σ_r и тангенциальным σ_θ (рис. 4). Материал пласта считается изотропным, в простейшем случае тензор эффективных напряжений, действующих в пласте, – равнокомпонентным (т.е. боковое горное давление равно вертикальному). Первоначально образец нагружается одинаково по трем осям, что соответствует состоянию пробуренной скважины, в ствол которой залит буровой раствор, по плотности соответствующий весу вышележащих пород (рис. 5, см. [0; А]). На стенке скважины имеется корка, препятствующая гидродинамической связи ствола скважины

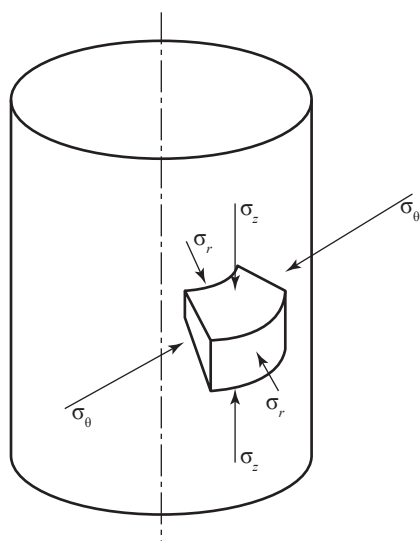


Рис. 4. Напряжения, действующие в окрестности скважины

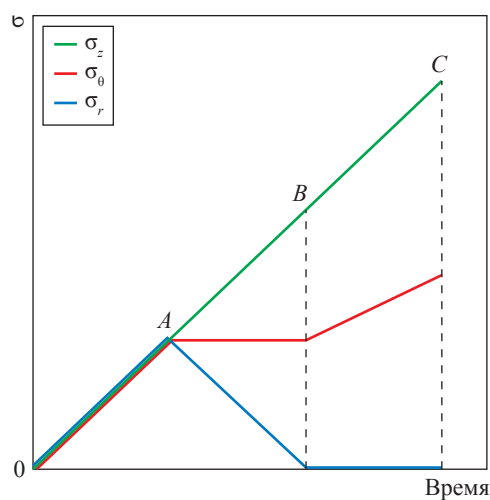


Рис. 5. Программа нагружения образцов при моделировании НДС на стенке скважины

с пластом. Затем имитируется постепенное уменьшение плотности бурового раствора. При этом осевое напряжение остается неизменным, радиальное – снижается, тангенциальное – растет (последние два процесса симметричны) (см. [A; B] на рис. 5). При достижении радиальным напряжением нуля буровой раствор удаляется из ствола и устанавливается гидродинамическая связь между стволом и пластом. Далее начинают синхронно понижаться давления на забое скважины и в окружающем пласте (как результат отбора флюида при отсутствии потерь давления в пласте). При этом радиальное напряжение остается равным нулю, тангенциальное продолжает расти, и растет осевое напряжение, но в два раза медленнее тангенциального (см. [B; C] на рис. 5).

Если рассматривать данный эксперимент в рамках модели идеальной пластичности, то до момента разрушения образца его состояние следует считать упругим. Однако воспроизвести эксперимент моделью линейной упругости не получается, поскольку экспериментальные кривые деформирования начинают сильно отклоняться от линейности задолго до разрушения образца (рис. 6).

Тем не менее, идея подбора моделей, способных адекватно воспроизвести подобные испытания, представляется плодотворной. Далее рассказано о попытке воспроизвести эти испытания двумя простейшими известными моделями нелинейной упругости [2, 3]. В обеих моделях модуль Юнга представляется функцией

наименьшего главного напряжения. Если ранжировать, как это принято, главные напряжения в порядке убывания, то наименьшее из них следует обозначить индексом 3. В рассматриваемом эксперименте таковым по абсолютной величине будет радиальное напряжение.

$$\begin{aligned}\varepsilon_1 &= \frac{1}{E(\sigma_3)}[\sigma_1 - \nu(\sigma_2 + \sigma_3)]; \\ \varepsilon_2 &= \frac{1}{E(\sigma_3)}[\sigma_2 - \nu(\sigma_3 + \sigma_1)];\end{aligned}\quad (3)$$

$$\varepsilon_3 = \frac{1}{E(\sigma_3)}[\sigma_3 - \nu(\sigma_1 + \sigma_2)].$$

Для модели I [2] $E(\sigma_3) = E_0\sigma_3^\alpha$. (4)

Для модели II [3] $E(\sigma_3) = E_\alpha + E_0\sigma_3^\alpha$. (5)

Здесь E_α , E_0 и α – постоянные коэффициенты.

Глядя на формулы (3)–(5), априори можно отметить, что при использовании таких моделей для обработки результатов трехосных испытаний в каждом из циклов E останется постоянным, поскольку на обрабатываемом втором участке кривых деформирования минимальным главным напряжением будет постоянное напряжение обжима. Возвращаясь к моделированию НДС на стенке скважины, нетрудно заметить, что при достижении радиальным напряжением нулевого значения модель I обратит E также в ноль, т.е. деформации станут бесконечными, что нефизично. Очевидно, модель II служит попыткой исправить такую нефизичность: в ней вводится постоянный член,

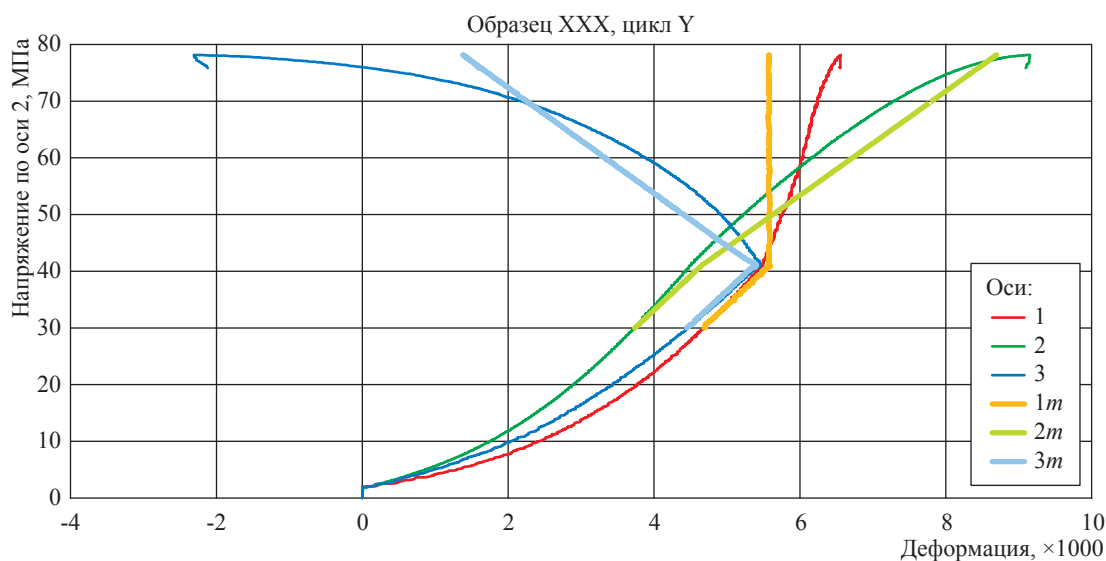


Рис. 6. Воспроизведение физического моделирования НДС на стенке скважины моделью линейной упругости: расшифровку легенды см. на рис. 1

которому должен быть равен E при нулевом значении минимального главного напряжения. (Оговоримся, что, хотя теоретически радиальное эффективное напряжение на стенке скважины должно выводиться в ноль, в реальных экспериментах по физическому моделированию НДС на стенке скважины этого никогда не происходит (в силу технических возможностей установки), поэтому и модель I не выходит за рамки физичности.)

Задача подбора параметров указанных моделей решалась так же, как и при адаптации линейных моделей: методом наименьших квадратов, с тем отличием, что итоговая система уравнений получалась нелинейной. Для

ее решения использовался метод Ньютона. Воспроизведение эксперимента моделями I и II показано на рис. 7. Можно отметить, что изгибы модельных кривых деформирования совпадают по направлению с изгибами экспериментальных кривых. При этом лучшее по формальному признаку (сумме квадратов отклонений расчетных и фактических деформаций) воспроизведение эксперимента моделью II в ряде мест расходится с экспериментом сильнее, чем воспроизведение моделью I. Нетрудно заметить и общий дефект: итоговое приращение модельной тангенциальной деформации превышает экспериментальное; приращение модельной радиальной деформации, напротив,

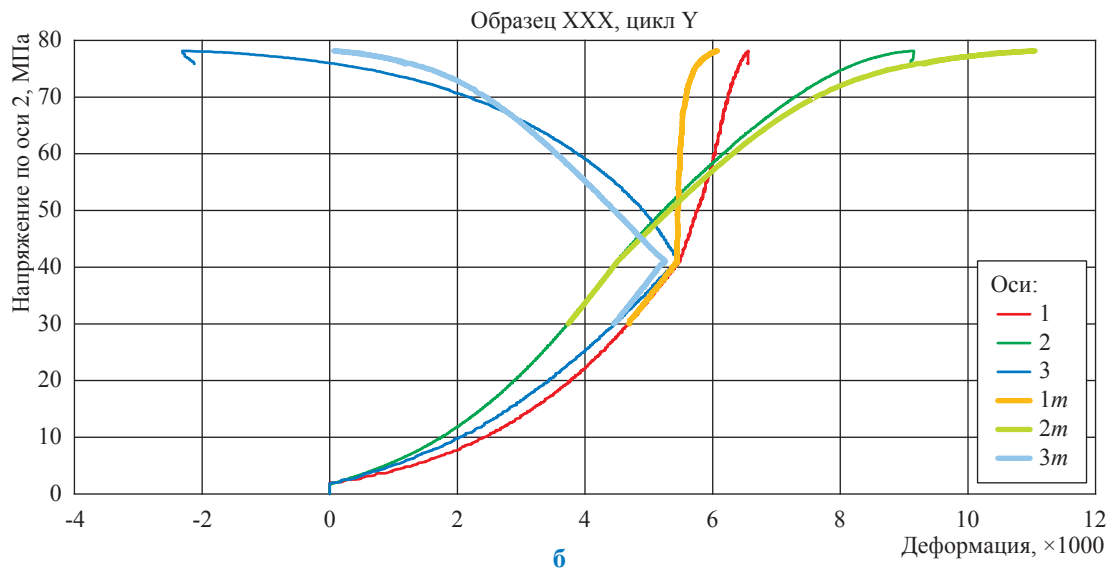
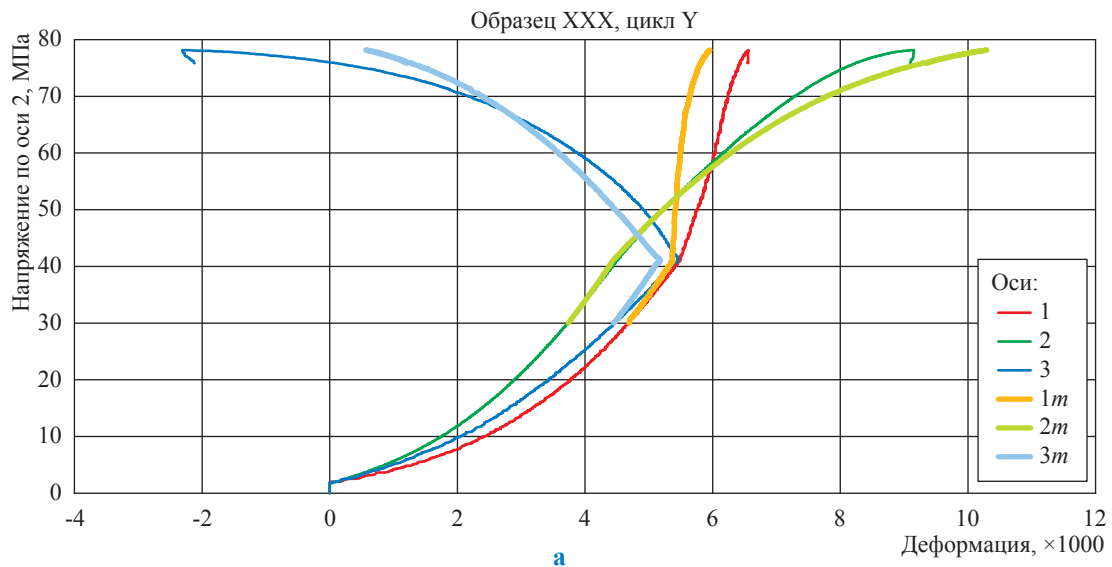


Рис. 7. Воспроизведение физического моделирования НДС на стенке скважины моделями нелинейной упругости: а – модель I; б – модель II (расшифровку легенды см. на рис. 1)

меньше экспериментального. Таким образом, воспроизведение ни той, ни другой моделью нельзя считать хорошим.

Следует отметить, что в силу нелинейности система уравнений (3) применительно к модели II имеет больше одного решения. На рис. 8 показаны две ветви возможных решений – зависимостей функционала (суммы квадратов отклонений Σ) от свободного члена E_a в уравнении (5). Левая ветвь в положительной области этого параметра не имеет оптимума (минимума), в нуле она совпадает с решением

для модели I. В отрицательной области происходит асимптотическое снижение функционала, в ходе выполненных расчетов минимум достигнут не был. Правая ветвь имеет минимум, меньший минимума для модели I (эксперимент на базе именно этого решения воспроизведен ранее, см. рис. 7а).

На рис. 9 приведены зависимости E от наименьшего главного напряжения в моделях I и II. Можно видеть, что при подходе этого напряжения к нулю E в модели II не стремится к свободному члену в его зависимости, а устремляется

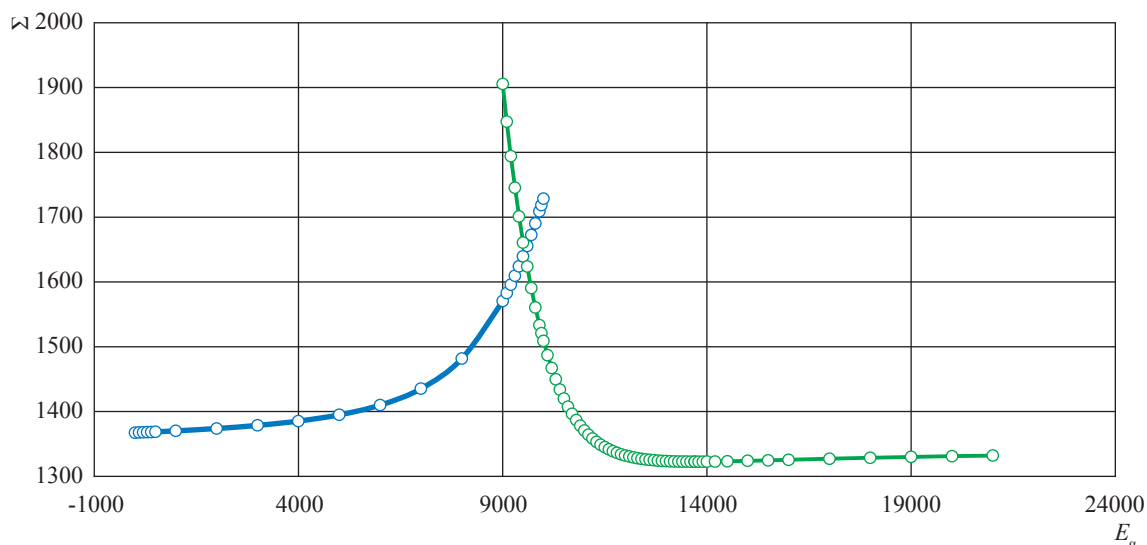


Рис. 8. Две ветви оптимизации при определении параметров зависимости модуля Юнга от наименьшего главного напряжения (модель II)

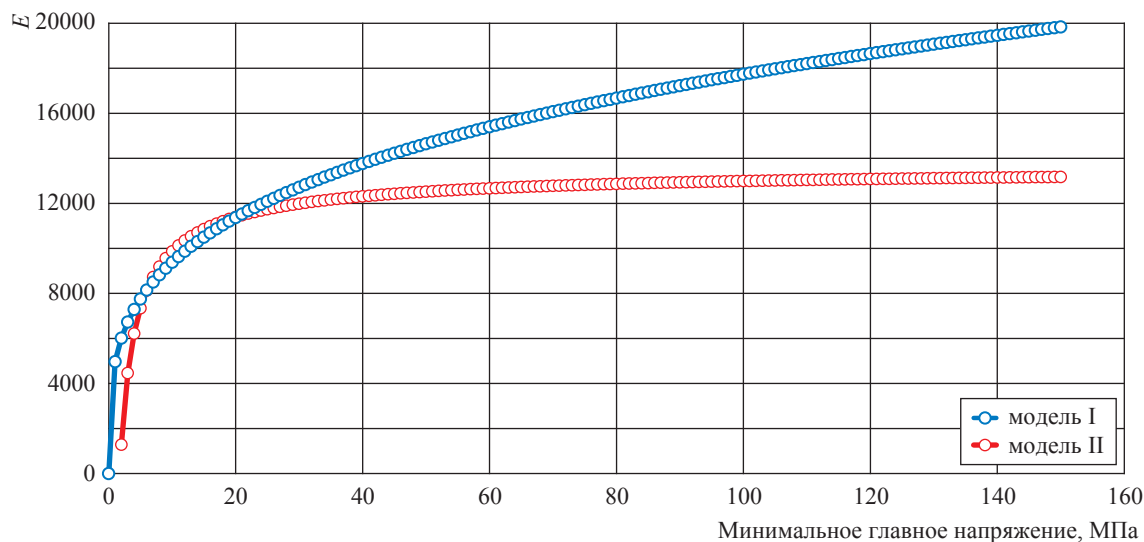


Рис. 9. Зависимости модуля Юнга от наименьшего главного напряжения в моделях I и II

в окрестность нуля. Это происходит из-за полученного в решении отрицательного значения коэффициента при наименьшем главном напряжении. В самом нуле модуль Юнга модели II не определен из-за отрицательного значения показателя степени при наименьшем главном напряжении.

Отметим также, что коэффициент Пуассона в моделях I и II получился очень низким – шесть-семь сотых. Таким образом, и параметры исследованных моделей нелинейной упругости получились не совсем физическими.

Вернемся, однако, к теме недостаточности трехосных испытаний для всестороннего и полного определения упругопластических свойств материала пласта. Х.Ф. Кристенсен с коллегами [4] поднимают вопрос о правомерности неучета промежуточного главного напряжения при моделировании перехода материала пласта в пластическое состояние. Как известно, по трехосным испытаниям строятся круги Мора и определяются параметры критерия Кулона–Мора: когезия и угол внутреннего трения. Также по этим испытаниям может быть построен график, именуемый паспортом прочности, в координатах «минимальное главное напряжение – максимальное главное напряжение». На этот график наносятся точки, соответствующие моменту разрушения образца в каждом из циклов трехосных испытаний. Ни критерий Кулона–Мора, ни паспорт прочности не учитывают промежуточного главного напряжения. Да и в самих трехосных испытаниях это напряжение можно считать отсутствующим, поскольку в данном случае промежуточное и минимальное главные напряжения равны между собой.

Чтобы исследовать этот вопрос, упомянутые ученые [4] выполнили серию экспериментов – как трехосных, так и многоосных (авторское название) – на образцах песчаника из двух объектов. Эксперименты чем-то походили на охарактеризованные ранее эксперименты по физическому моделированию НДС на стенке скважины, и в них промежуточное главное напряжение не всегда совпадало с минимальным.

Впоследствии на паспорта прочности, построенные по результатам указанных трехосных испытаний, были нанесены данные, полученные в ходе многоосных испытаний аналогичных образцов. Проанализировав материал,

исследователи заметили: если данные в многоосных испытаниях получены при условии равенства промежуточного и минимального главных напряжений, то соответствующие точки хорошо ложатся на паспорт прочности; в противном случае, когда такого равенства не наблюдалось, точки ложатся заметно выше линии паспорта прочности. Объяснив феномен неучетом обычным критерием Кулона–Мора промежуточного главного напряжения, они предложили модифицированный критерий Кулона–Мора, принимающий в расчет промежуточное напряжение.

Далее с обычным и модифицированным критериями Кулона–Мора на фильтрационно-прочностной модели была выполнена серия расчетов для прискважинной области. Сопоставление однотипных расчетов с разными критериями показало существенно большее развитие зоны пластических деформаций при использовании обычного критерия Кулона–Мора (что и логично, учитывая, как ложились данные многоосных испытаний на паспорт прочности).

Авторы настоящей статьи решили проверить указанный феномен на материале опытов ИПМех РАН. На рис. 10 показаны паспорта прочности двух образцов керна пласта-коллектора одного из газоконденсатных месторождений, построенные по результатам трехосных испытаний. Позднее на графики нанесены точки, соответствующие моменту разрушения однотипных образцов в процессе моделирования НДС на стенке скважины. Можно наблюдать практически идеальное попадание этих точек на линию паспорта прочности, притом что разрушение образцов в экспериментах моделирования НДС на стенке скважины происходит при существенном различии промежуточного и минимального главных напряжений. Подобный результат следует и из опытов ИПМех РАН на образцах керна из других объектов.

Не ставя ни в коей мере под сомнение результаты зарубежных коллег, авторы, однако, осмеливаются утверждать, что стандартный критерий Кулона–Мора (без учета промежуточного главного напряжения) вполне применим для моделирования перехода в пластическое состояние материала пласта большого числа реальных нефтегазовых залежей.

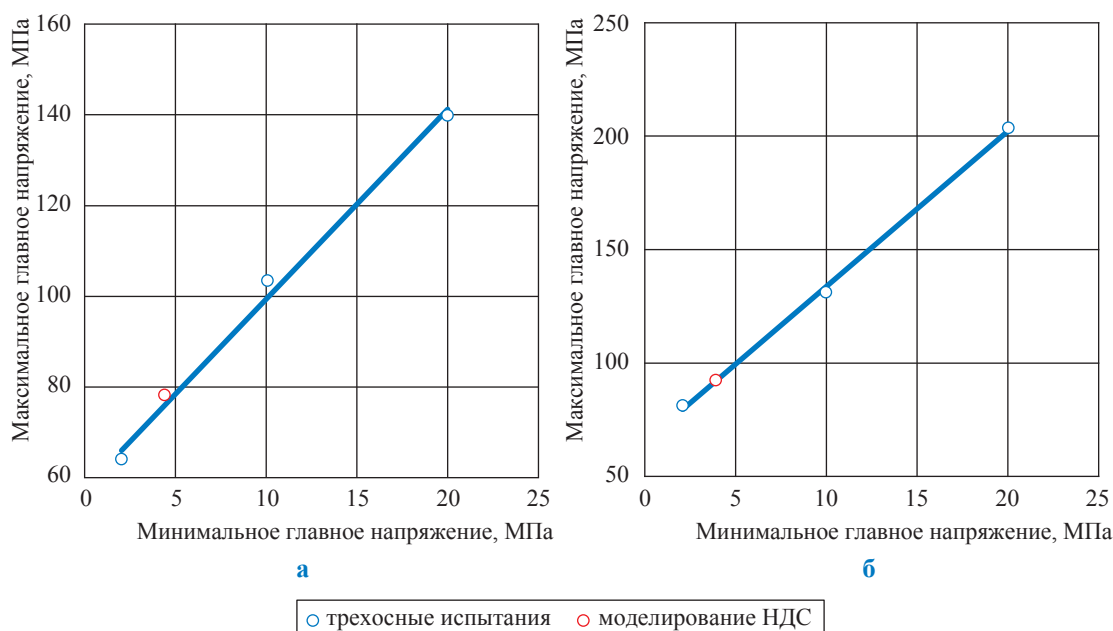


Рис. 10. Паспорта прочности по результатам трехосных испытаний двух образцов с нанесением точки разрушения соответствующих образцов в процессе моделирования НДС на стенке скважины: а – образец I; б – образец II

Подводя итог, в качестве основного вывода следует указать на необходимость продолжить исследования для получения возможности определения по результатам физического моделирования параметров трансверсально-изотропного материала и воспроизведения нелинейных эффектов в прискважинных областях. Некоторые отмеченные недостатки существующих методик и моделей должны послужить стимулом к этому.

Однако и существующие модели должно признать адекватными для решения практических задач. Так, при расчете просадок влиянием прискважинных областей можно пренебречь.

В остальных же частях обширных геологических массивов, подверженных деформациям, разноосность напряжений не столь высока, потому здесь вполне применима модель линейной упругости.

Упругие деформации в прискважинных областях достаточно малы, даже при отклонении их от линейности. В то же время модели, основанные на критерии Кулона–Мора (применимость его стандартной версии подтверждена в статье) и имеющие линейную упругую составляющую, обеспечивают вполне достоверный прогноз возникновения и развития зон пластической деформации, что в данном случае более важно.

Список литературы

1. Лехницкий С.Г. Теория упругости анизотропного тела / С.Г. Лехницкий. – 2-е изд. – М.: Наука, Главная редакция физ.-мат. лит., 1977. – 416 с.
2. Kulhawy F.H. Stress deformation properties of rock and rock discontinuities / F.H. Kulhawy // Engineering Geology. – 1975. – № 9. – P. 327–350.
3. Santarelli F.J. Analysis of borehole stresses using pressure-dependent linear elasticity / F.J. Santarelli, E.T. Brown, V. Maury // Int. J. Rock Mech. Min. Sci. & Geomech. Abstr. – 1986. – № 23 (6). – P. 445–449.
4. Christensen H.F. Impact of the intermediate principal stress on rock strength: Polyaxial testing and numerical simulations / H.F. Christensen, N.K. Loe, B. Plischke et al. – <http://www.researchgate.net/publication/238050261> (24.06.2015).

УДК 622.031: 536

М.А. Кузнецов, П.О. Овсянников, Е.Б. Григорьев, П.А. Нестеров

Тепловые процессы в насыщенных пластовых системах

Для разработки оптимальной технологии отбора флюида из пласта необходимо учитывать наличие температурных градиентов в породе, возникающих под влиянием скважинного оборудования, или при изменении параметров состояния насыщающих флюидов, или при воздействии на пласт каким-либо агентом. Особенно это важно применительно к окологрещическим (для насыщающих углеводородных флюидов) термобарическим условиям. Поскольку непосредственное измерение температуры пласта связано со значительными трудностями, единственным приемлемым способом исследования пластовых тепловых процессов остаются лабораторные экспериментальные исследования теплофизических свойств флюидонасыщенных образцов керна и разработка на их основе прогнозных методов.

Ранее на основе подробного анализа современного состояния исследований теплофизических свойств (теплопроводности и теплоемкости) углеводородов нефти и насыщенных ими пород различных литологических типов были сформулированы следующие выводы [1]:

1) основные исследования теплофизических свойств горных пород (сухих, водо- и углеводородонасыщенных) при пластовых температурах и давлениях проведены в СССР и Российской Федерации в 1970–1990 гг. применительно к Предкавказью и Уралу;

2) в достаточной степени отработаны методы экспериментального определения теплопроводности λ при температурах до 573 К и давлениях до 350 МПа абсолютными стационарными методами радиального теплового потока, плоского слоя и относительным способом регулярного теплового режима 3-го рода. Погрешность определения λ при этом составляет 4–5 %. Методы достаточно трудоемкие и дорогостоящие, в связи с чем накопленный экспериментальный материал ограничен в отношении географии и номенклатуры сочетаний «порода – насыщающий флюид – параметры состояния». Это не позволяет выполнить широкомасштабные обобщения и установить универсальные закономерности формирования глубинных тепловых полей;

3) предложены эмпирические аппроксимационные уравнения, связывающие теплопроводность с температурой и давлением, установлены корреляционные связи между некоторыми тепловыми свойствами и данными стандартного комплекса геофизических исследований скважин (ГИС) для водо- и битумонасыщенных коллекторов;

4) установлен характер изменения теплофизических свойств пласта в зависимости от его литологического состава, но лишь качественно оценено влияние на них насыщающего флюида. Не исследованы породы, насыщенные легкими углеводородами, которые при пластовых параметрах могут находиться в сверхкритических состояниях;

5) отсутствуют универсальные методы прогнозирования теплофизических свойств углеводородов, находящихся в порах при пластовых термобарических условиях;

6) не исследованы закономерности изменения теплофизических свойств горных пород при изменении фазового состояния насыщающих углеводородов;

7) требуются дополнительные исследования экспериментально установленных кратных изменений фильтрационно-емкостных характеристик некоторых типов пород, обусловленных изменением температуры;

8) нуждаются в систематизации методы анализа температурных и тепловых полей нефтегазоносных провинций, что может быть выполнено с использованием накопленного керна и постановкой модельного эксперимента

Ключевые слова:
углеводороды, теплофизические свойства, насыщенная порода, измерение теплопроводности.

Keywords:
hydrocarbons, thermal properties, saturated rock, thermal conductivity measurement.

по исследованию его теплофизических свойств в условиях, моделирующих пластовые;

9) необходима разработка физически обоснованных корреляций теплофизических свойств углеводородонасыщенных горных пород с данными ГИС, что позволит разработать универсальные методы прогнозирования этих свойств;

10) реализация изложенных положений позволит создать теоретические основы прогнозирования залежей углеводородов по характеру геотепловых полей, усовершенствовать методологию моделирования теплового воздействия на пластовую флюидальную систему, оптимизировать технологии разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений путем создания оптимальных условий фильтрации в широких диапазонах температур и давлений. Выявление термодинамических закономерностей системы «скважина – массив горных пород», прогнозирование характера изменения температуры в стволе скважин может стать основой для подготовки рекомендаций по организации мероприятий, призванных исключить осложнения при строительстве скважин.

Анализ указанных положений привел к заключению, что необходимы дальнейшие экспериментальные исследования теплофизических свойств углеводородов и насыщенных ими горных пород с целью разработки универсальных методов прогнозирования указанных свойств с погрешностью не хуже 5 %. В связи с этим были проведены описанные далее мероприятия.

Предложена и апробирована методика измерения изобарной теплоемкости углеводородов и их смесей, находящихся в жидком, газовом и сверхкритическом состояниях при температурах 300–650 К и давлениях до 60 МПа [2]. Методика реализована с использованием проточного адиабатического калориметра и калориметра-расходомера. Измерительный калориметр представляет собой бифилярный змеевик, оснащенный дифференциальной многоспайной прецизионной термопарой для измерения разности температур на входе и выходе потока, возникающей при подведении тепла от электрического нагревателя, помещенного внутрь змеевика. Аналогичный по конструкции калориметр использован для измерения расхода исследуемого вещества. Калориметр-расходомер находится в одном проточном контуре и при одинаковом давлении P с измерительным калориметром, но при комнатной температуре, для которой значение изобарной

теплоемкости (C_p) жидкой фазы углеводорода может быть рассчитано с высокой точностью. Тщательный учет и компенсация тепловых потоков в калориметре и паразитных термоЭДС в измерительной схеме позволяет достичь общей погрешности измерения C_p в широкой области параметров жидкого, газового и сверхкритического состояний 0,4 % с учетом неискл. остатка систематической и случайной составляющих погрешности, а также ошибок отнесения при доверительной вероятности $\alpha = 0,95$. Вблизи линии насыщения (за 1–1,5 К до температуры насыщения $T_{\text{нас}}$) и в сверхкритической области максимумов изобарной теплоемкости погрешность отдельного измерения C_p достигает 3 % – в основном за счет роста ошибок отнесения по температуре и давлению.

По этой методике выполнены измерения изобарной теплоемкости *n*-гептана в широкой области жидкого, газового и сверхкритического состояний, что позволило и для других углеводородов разработать сравнительные методы ее расчета, основанные на принципе соответственных состояний [3, 4]. Сущность методов расчета изобарной теплоемкости заключается в описании температурной или барической зависимости этого свойства для хорошо экспериментально изученного, эталонного, вещества (например, *n*-гептана). После этого определяются поправки для другого вещества, для чего необходимо установить коррелирующий параметр. Очевидно, что количественное значение изобарной теплоемкости вещества в состоянии идеального газа напрямую связано со структурой молекулы. Кроме того, использование при разработке коррелирующего параметра идеальное газовой теплоемкости позволяет в дальнейшем вычислять абсолютное, а не конфигурационное значение свойства, что удобно с точки зрения инженерной практики. В обобщениях оказалось удобным использовать безразмерный структурный коррелирующий параметр K :

$$K = \left(\frac{C_p^0}{C_{P(\text{эт})}^0} \right)_{T=0,74T_{\text{кр}}}, \quad (1)$$

где C_p^0 – теплоемкость рассматриваемого вещества в состоянии идеального газа при температуре $0,74T_{\text{кр}}$ ($T_{\text{кр}}$ – критическая температура рассматриваемого вещества); $C_{P(\text{эт})}^0$ – теплоемкость эталонного вещества в состоянии идеального газа при температуре $0,74T_{\text{кр}}$. Значение $0,74T_{\text{кр}}$ получено для температуры абсолютного минимума свободной энергии в процессе фазового

перехода жидкость-пар [5]. Кроме того, широко используемый при разработке корреляций теплофизических свойств фактор ацентричности Питцера рассчитывается по формуле

$$\omega = \lg P_{\text{нас}} - 1 \text{ при } T_{\text{нас}} = 0,7T_{\text{кр}}, \quad (2)$$

где $P_{\text{нас}}$ – давление насыщенного пара.

Рассматривая температурные зависимости C_p^0 большинства углеводородов, можно установить, что при температуре $T \approx 0,75T_{\text{кр}}$ все они перестают быть линейными. Количественное описание $C_{p(\text{ст})}^0 - P - T$ поверхности *n*-гептана для всей газовой области удалось выполнить в форме нейронной сети, что позволило разработать численный метод расчета теплоемкости углеводородных газов [6].

Из-за сложности температурной зависимости C_p для сверхкритической области аппроксимировать ее с помощью нейронной сети с приемлемой точностью оказалось невозможно, поэтому она была интерполирована с помощью многочлена Лагранжа переменной степени. Увеличение вклада в теплоемкость характера межмолекулярных взаимодействий в сверхкритической области оказалось возможным учесть введением коррелирующего параметра K_1 :

$$K_1 = \left(\frac{T_{\text{кр(ст)}}}{T_{\text{кр}}} \right)^K, \quad (3)$$

где $T_{\text{кр(ст)}}$ – критическая температура эталонного вещества.

Качество основанного на этом метода и реализующей его программы для ЭВМ [7] было подтверждено проверочными расчетами теплоемкости углеводородов, имеющих сравнительную базу экспериментальных данных в сверхкритической области максимумов теплоемкости (метан, пропан, циклогексан, *n*-нонан). Метод позволяет прогнозировать значения изобарной теплоемкости углеводородов в сверхкритической области максимумов с погрешностью не более 10 %, т.е. сопоставимой с достижимой на данный момент погрешностью ее экспериментального определения.

Для прогнозирования теплоемкости углеводородонасыщенной породы предложен следующий алгоритм. В образце породы выделяют три основных компонента и по литологическим треугольникам определяют его теплоемкость при заданной температуре. Влияние температуры на теплоемкость при построении литологических треугольников можно

оценить посредством уравнения Майера–Келли. Влияние давления на теплоемкость сухой породы можно оценить только качественно в связи с отсутствием систематизированных экспериментальных данных при давлениях до 100 МПа и строгой теории теплоемкости твердого тела. Однако в результате анализа публикаций, посвященных литологии горных пород, установлено, что теплоемкость породы слабо зависит от давления. Тогда теплоемкость флюидонасыщенного образца породы может быть определена по аддитивной формуле (правило Неймана–Коппа): теплоемкость системы равна сумме теплоемкостей образующих систему веществ.

К сожалению, такой подход к прогнозированию теплопроводности насыщенной породы был бы слишком большим упрощением. Применение правила аддитивности для минерального скелета ограничивается анизотропией теплопроводности в радиальном и тангенциальном направлениях и наличием контактных тепловых сопротивлений как в консолидированной, так и в неконсолидированной породах. Поэтому перед разработкой жизнеспособных прогнозных методов необходимо провести экспериментальное определение теплопроводности сухих и насыщенных образцов породы при горном давлении до 100 МПа с учетом анизотропии этого свойства. Требуемую для этого погрешность (2–5 %) могут обеспечить только стационарные методы, которые, как отмечено ранее, трудоемки, опасны и дорогостоящи из-за необходимости создавать давление в большом объеме. Далее предлагаются способы и экспериментальные устройства, позволяющие определить теплопроводность сухих образцов пористых горных пород и влияние на нее всестороннего давления.

Недостатком всех реализованных вариаций стационарного метода плоского слоя является то, что пористый образец насыщается создающим давление агентом, что приводит к значительному изменению его теплопроводности. Для предотвращения этого предлагается покрывать поверхность пористого цилиндрического образца вязкотекучим составом на основе низкомолекулярных силиконовых каучуков (полиорганосилоксанов), отверждающихся при комнатной температуре под воздействием влаги воздуха.

Предлагается измерять теплопроводности пористых тел следующим способом [8]

(рис. 1). Цилиндрический образец 1 (диаметр 20–60 мм, высота 5–20 мм) помещается между цилиндрическими нагревателем 2 и холодильником 3. Нагреватель 2 и холодильник 3 имеют радиальные каналы 6 и 5 для размещения термопар – датчиков температуры нагревателя $T_{\text{нагр}}$ и холодильника $T_{\text{хол}}$. Соприкасающиеся поверхности образца 1, нагревателя 2 и холодильника 3 шлифуются для уменьшения теплового сопротивления. После этого свободная боковая поверхность образца 1 покрывается слоем полиорганосилоксана (силиконового каучука) 4 толщиной 0,25–0,5 мм, и вся измерительная ячейка (см. рис. 1) выдерживается на воздухе в течение 24 ч.

Для проведения измерений измерительная ячейка помещается в термостатированный автоклав, где создается гидростатическое давление. Теплопроводность рассчитывается по формуле

$$\lambda = \frac{Q - Q_{\text{пот}}}{T_{\text{нагр}} - T_{\text{хол}}} \frac{l}{S}, \quad (4)$$

где Q – количество тепла, выделяемое нагревателем 2; $Q_{\text{пот}}$ – потери тепла нагревателем 2; l – толщина образца 1; S – эффективная площадь сечения образца 1.

Другой оригинальный способ измерений [9] (рис. 2) особенно эффективно может быть использован для исследования термобарических условий образования и разрушения

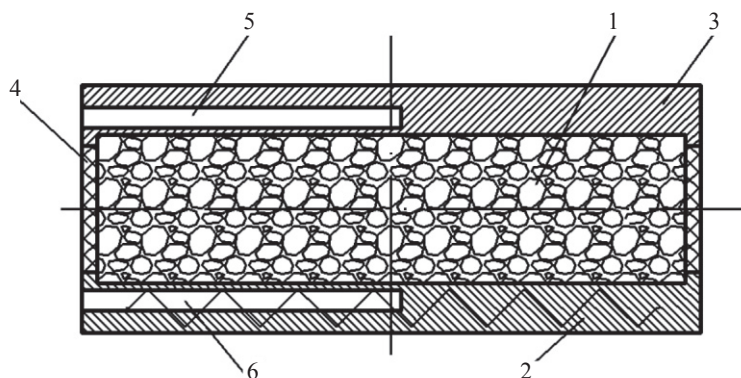


Рис. 1. Схема измерительной ячейки, предназначенной для измерения теплопроводности пористых тел при всестороннем давлении

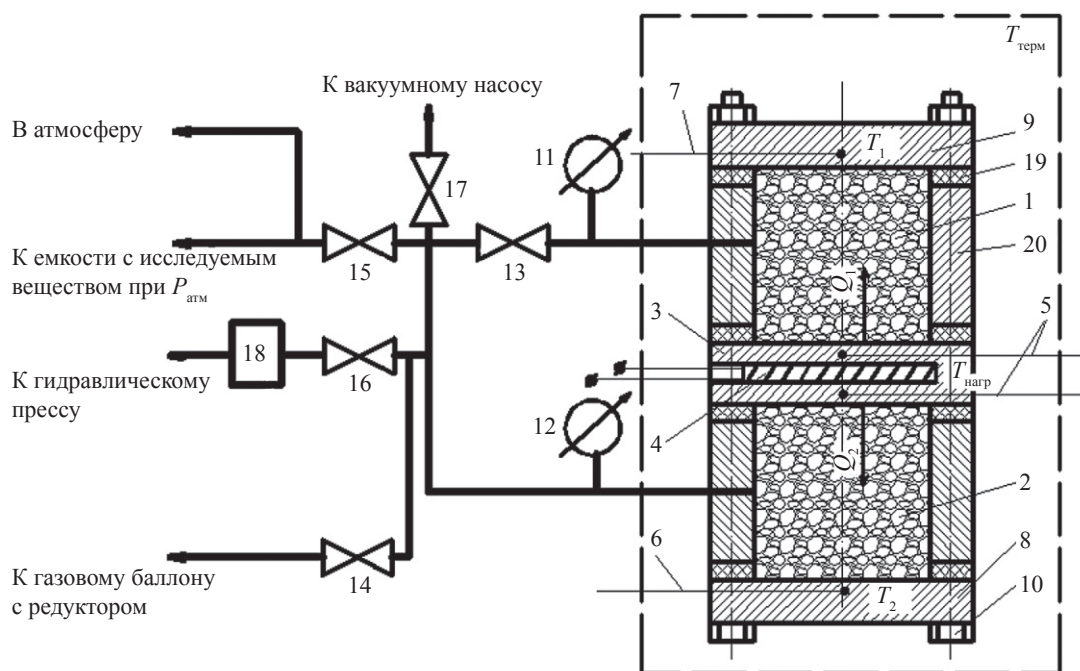


Рис. 2. Схема измерения влияния давления до 100 МПа на теплопроводность флюидонасыщенных пористых тел

гидратов углеводородных газов в флюидонасыщенных породах пластовых резервуаров месторождений углеводородов, так как теплопроводность газовых гидратов аномально высока. Также предлагаемым способом можно исследовать анизотропию теплопроводности насыщенных горных пород.

Одинаковые цилиндрические пористые образцы 1 и 2 (диаметр 20–60 мм, высота 5–20 мм) симметрично располагаются относительно нагревателя 3. На образцы надеваются обечайки 20 и холодильники 8 и 9. Вся конструкция стягивается шпильками 10 через теплоизолирующие эластичные прокладки 19, которые также обеспечивают герметическую изоляцию образцов друг от друга и тепловой контакт между образцами и нагревателем 3 с холодильниками. Для измерения температуры нагревателя 3 $T_{\text{нагр}}$ он оснащен термомпарами 5. Измерение температур T_1 и T_2 холодильников 8 и 9 осуществляется термомпарами 6 и 7 соответственно. Тепловые потоки Q_1 и Q_2 соответственно в образцах 1 и 2 создаются электрическим нагревателем 4. Холодильники 8, 9 и нагреватель 3 изготовлены из материала с большой теплопроводностью (неотожженная медь), обечайки 20 – из материала с малой теплопроводностью (хромоникелевая сталь), прокладки 19 можно выполнить из фторопласта. Использование этих материалов позволяет создавать в образцах гидростатическое давление до 100 МПа при температурах 200–500 К.

Измерительный эксперимент осуществляется следующим образом. Собранный измерительный аппарат помещается в термостат при $T_{\text{терм}} = \text{const}$. В полостях образцов 1 и 2 создается вакуум (вентили 13 и 17 открыты, 14, 15 и 16 – закрыты). Затем оба образца насыщаются исследуемым флюидом при атмосферном давлении $P_{\text{атм}}$ через вентили 13 и 15 (все остальные закрыты). Далее все вентили закрываются, а через вентиль 16 в образце 2 создается гидростатическое давление P_2 . Для изоляции

гидравлических систем пресса и измерительной ячейки служит разделитель давления 18 (например, U-образный сосуд с несмешивающейся с углеводородами жидкостью).

Если исследуемый флюид при $P_{\text{атм}}$ находится в газовой фазе, насыщение образцов 1, 2 и создание предварительного давления в образце 2 осуществляются с помощью газового баллона с редуктором через вентиль 14 (остальные вентили закрыты). Давления P_1 и P_2 соответственно в полостях образцов 1 и 2 контролируются мановакуумметрами 11 и 12.

После стабилизации значений P_1 , P_2 и $T_{\text{терм}}$ включают нагреватель 4 и измеряют установившиеся при этом температуры $T_{\text{нагр}}$, T_1 и T_2 . Теплопроводности при термобарических условиях 1-го и 2-го образцов $\lambda_{1(2)}$ рассчитываются по формуле стационарного метода плоского слоя:

$$\lambda_{1(2)} = \frac{Q_{1(2)} - Q_{\text{пот}}}{T_{\text{нагр}} - T_{1(2)}} \frac{l_{1(2)}}{S_{1(2)}}, \quad (5)$$

где $Q_{1(2)}$ – количество тепла, выделяемое нагревателем 3; $Q_{\text{пот}}$ – потери тепла нагревателя 3; $l_{1(2)}$ – толщина образца; $S_{1(2)}$ – площадь круглого сечения образца; $T_{\text{нагр}}$ – температура нагревателя 3; $T_{1(2)}$ – температура холодильника. Индекс 1 относит параметр к полости образца 1, а индекс 2 – к полости образца 2. Поскольку все величины в формуле (5) одинаковы, то влияние давления на теплопроводность флюидонасыщенного образца пористой горной породы пропорционально отношению температур T_1 и T_2 .

Анизотропию теплопроводности насыщенных горных пород исследуют аналогично, но в обеих полостях создают одинаковое гидростатическое (пластовое) давление для радиально (1) и тангенциально (2) изготовленных образцов горных пород. Количественно анизотропия также пропорциональна отношению температур T_1 и T_2 .

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (Грант 14-08-00067а).

Список литературы

1. Кузнецов М.А. Состояние теплофизических исследований пластовых систем / М.А. Кузнецов, Е.Б. Григорьев, П.О. Овсянников // Актуальные вопросы исследования пластовых систем месторождений углеводородов. Ч. 2. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С. 69–82. – (Вести газовой науки).
2. ГСССД МЭ 230-2014. Методика измерения изобарной теплоемкости углеводородов и их смесей, находящихся в жидком, газовом и сверхкритическом состояниях, при температурах 300–650 К и давлениях до 60 МПа / М.А. Кузнецов, Е.Б. Григорьев. – М.: Российский научно-технический центр информации по стандартизации, метрологии и оценке соответствия, 2014. – 37 с., ил.
3. Кузнецов М.А. Сравнительные корреляции термодинамических свойств газообразных углеводородов при высоких давлениях и температурах / М.А. Кузнецов, Е.Б. Григорьев, А.В. Богданов // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследования пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 128–144.
4. Кузнецов М.А. Теплоемкость углеводородов при сверхкритических термобарических условиях / М.А. Кузнецов, П.О. Овсянников, Е.Б. Григорьев и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследования пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 2 (18). – С. 59–64.
5. Юсуф Ахмед Э.М. Разработка методов расчета теплоты парообразования бинарных смесей углеводородов: дис. ... канд. тех. наук / Э.М. Юсуф Ахмед; 05.17.2008. – М., 2011. – 134 с.
6. Свидетельство о гос. регистрации программы для ЭВМ № 2011618328. Программа для расчета теплоемкости углеводородов метанового ряда в газовой фазе при параметрах их нахождения в пласте / М.А. Кузнецов, П.О. Овсянников, Е.Б. Григорьев и др.
7. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2012612289. Программа для расчетов теплоемкости углеводородов метанового ряда при сверхкритических давлениях / М.А. Кузнецов, П.О. Овсянников, Е.Б. Григорьев и др.
8. Патент РФ № 2461818. Способ измерения теплопроводности пористых тел при всестороннем давлении / М.А. Кузнецов, Е.Б. Григорьев, П.О. Овсянников и др.; приоритет 18.04.2011.
9. Патент РФ № 2575473. Способ измерения влияния давления до 100 МПа на теплопроводность флюидонасыщенных пористых тел / М.А. Кузнецов, Е.Б. Григорьев; приоритет 28.10.2014.

УДК 553.981.6:[622.031:532/533]

В.М. Троицкий, С.Г. Рассохин, А.Ф. Соколов, А.В. Мизин, В.П. Ваньков

К вопросу определения фазовых проницаемостей в системе «газ – газоконденсат – вода» для коллекторов газоконденсатных месторождений

Для прогноза производительности скважин газоконденсатных месторождений (ГКМ), выбора оптимальных технологий извлечения газа и конденсата, построения реалистичных геологических и гидродинамических моделей месторождения необходимы знания о фильтрационных характеристиках пластовой коллекторно-флюидальной системы. На сегодняшний день имеются очень ограниченные и противоречивые данные о фильтрационных свойствах коллекторов ГКМ Западной и Восточной Сибири для системы «газ – газоконденсат – вода». Эти измерения проведены на одиночных керновых образцах и, как правило, с нарушением критериев подобия [1]. Кроме того, в экспериментах часто моделируется отвлеченная, нереалистичная пластовая флюидальная система, для которой вместо «родного» конденсата исследуемого месторождения используются смеси непонятного состава и происхождения, а исследования проводятся при атмосферных условиях. В этой связи актуальна постановка научно-исследовательских работ по физическому моделированию фильтрационных процессов ГКМ при пластовых условиях на оригинальном керновом материале и пластовых флюидах в системе «газ – газоконденсат – вода».

Далее в статье рассказывается об отработке методики изучения фильтрационных процессов в системе «газ – газоконденсат – вода» при термобарических условиях залегания углеводородов газоконденсатных месторождений Западной и Восточной Сибири.

Краткая характеристика пластовых условий

Газовые, газоконденсатные и нефтегазоконденсатные (газоконденсатные с нефтяной оторочкой) залежи большинства месторождений Восточной Сибири имеют аномально низкие значения пластовых давлений и температур [2]. Независимо от глубины залегания начальные пластовые давления ниже условного гидростатического иногда на 29 %; пластовые температуры значительно ниже, чем «фоновая» температура на тех же глубинах за пределами залежей, разница температур доходит до нескольких десятков градусов. В качестве причин появления низких термобарических условий в рассматриваемых залежах называются [3] тектонические, физико-географические, геохимические, геотермические, гидромеханические факторы. Комплексом этих факторов можно объяснить любое состояние как недр в целом, так и отдельного объекта в частности. Однако влиянию этих факторов подвержены все залежи, а аномальными параметрами обладают, как правило, только газовые и газоконденсатные месторождения.

В качестве объекта исследования выберем типичное ГКМ Восточной Сибири (месторождение А) с терригенным коллектором и следующими пластовыми условиями: пластовое давление $P_{пл} = 26$ МПа, горное давление $P_{гор} = 52$ МПа, пластовая температура $t_{пл} = 57$ °С.

Краткая характеристика флюидальной системы

Результаты расчетов состава пластового газа в скважинах месторождения А показывают, что потенциальное содержание конденсата составляет порядка 70 г на 1 м³ пластового газа. Экспериментальное исследование рекомбинированной газоконденсатной системы с таким потенциалом свидетельствует о том, что пластовая система недонасыщена конденсатом. Действительно, при $P_{пл} = 26$ МПа давление начала

Ключевые слова: газоконденсатное месторождение, фазовая проницаемость, система «газ – газоконденсат – вода», пластовые условия, ступенчатое разгазирование, давление конденсации, влияние конденсата на фазовую проницаемость.

Keywords: gas-condensate field, permeability to phase, «gas – gas condensate – water» system, in-situ conditions, differential liberation test, condensation pressure, condensate impact to the permeability to phase.

конденсации $P_{нк} = 24,7$ МПа, а давление максимальной конденсации $P_{мк} = 5,9$ МПа.

Добываемый газ по составу относится к метановым (90,52 % мол.). Содержание углеводов $C_{5+в}$ равно 1,32 % мол. По величине коэффициента «жирности» газ относится к типу «полужирных». Неуглеводородные газы представлены довольно высокими концентрациями гелия (0,21 % мол.). Содержание азота составляет 1,59 % мол., водорода – 0,05 % мол., углекислого газа – 0,03 % мол. По классификации [3] анализируемый газ относится к гелиеносным низкоазотным низкоуглекислым.

Анализ кратких характеристик пластовых условий и флюидальной системы месторождения показывает, что весь конденсат при начальном пластовом давлении находится в растворенном газовом состоянии. В этом случае фильтрационные эксперименты при начальном пластовом давлении должны ограничиваться измерениями фазовых проницаемостей (ФП) только в системе «газ – вода».

Методика определения фазовых проницаемостей в системе «газ – вода» при начальном пластовом давлении

Исследования в системе «газ – вода» при пластовых условиях выполнены на прецизионной установке трехфазной фильтрации Tetratek [4, 5]. В качестве моделей пласта использовались составные модели из кернавого материала месторождения А, в качестве флюидов – рекомбинированная газоконденсатная смесь и модель пластовой минерализованной воды данного месторождения.

Характеристики кернавого материала

В табл. 1 представлены параметры образцов составной кернавой модели пласта (далее –

1-я МП): абсолютная проницаемость каждого образца по азоту K_{N_2} , объем пор $V_{пор}$, длина, диаметр и пористость. В последней строке табл. 1 приведены фильтрационно-емкостные параметры для *всей* 1-й МП при пластовых условиях.

Значения K_{N_2} каждого образца (см. табл. 1) получены по азоту при среднем пластовом давлении, близком к атмосферному, при обжимном давлении 1 МПа и комнатной температуре. Измерения проводились в соответствии с ГОСТ 26450.2-85 [6]. Значение $K_{абс}$ для 1-й МП определено по метану при пластовых условиях (см. ранее) и остаточной водонасыщенности $K_{во} = 0$. Видно, что $K_{абс}$, равная 2,26 мД, почти на порядок меньше абсолютных проницаемостей составляющих кернавых образцов (измеренных при атмосферных условиях). Значение $K_{абс}$ используется в дальнейшем при нормировке ФП по газу в системе «газ – вода».

Для нормировки ФП по воде были проведены предварительные измерения абсолютной проницаемости 1-й МП по воде $K_{абс, H_2O}$ при пластовых условиях и 100%-ной водонасыщенности составной модели. Измеренное значение оказалось равным 0,28 мД, что почти на порядок меньше $K_{абс}$.

Создание остаточной водонасыщенности

Остаточная водонасыщенность создается по стандартной методике методом центрифугирования [7]. Вначале поровое пространство кернавых образцов насыщается полностью пластовой водой. Затем для вытеснения воды из кернавых образцов используется центрифуга dC-6МЦ с крестовым ротором и давлением вытеснения 0,45 МПа. В табл. 2 представлены значения $K_{во}$ каждого образца и сформированной составной модели.

Таблица 1

Технологические характеристики 1-й МП

Лабораторный номер образца	K_{N_2} , мД	$V_{пор}$, см ³	Длина, см	Диаметр, см	Пористость, %
3	43,21	3,5417	2,905	3,061	16,56
10	32,86	2,2334	2,907	3,06	14,93
12	27,66	3,1937	2,905	3,062	13,65
13	23,46	2,9213	2,907	3,062	14,48
9	23,34	2,9957	2,807	3,063	15,12
22	21,84	2,5909	2,905	3,06	11,64
20	15,99	2,4885	2,908	3,06	12,12
25	14,13	2,5507	2,908	3,06	11,93
1-я МП	$K_{абс} = 2,26$	22,5159	23,15	3,061	13,94

Таблица 2

Значения остаточной водонасыщенности образцов керна и сформированной составной МП

Лабораторный номер образца	$K_{во}, \%$
3	39,7
10	44,1
12	28,1
13	44,4
9	40,5
22	35,4
20	36,9
25	40,6
1-я МП в сборе	38,51

В качестве *пластовой* используется модельная вода типа Cl–Na–Ca, характеризующаяся минерализацией 331 г/дм³ и плотностью 1184 кг/м³. Данный состав модельной воды применяется в дальнейшем во всех подготовительных операциях и основном эксперименте.

Модель пластового газа готовится в строгом соответствии с результатами газоконденсатных исследований проб газа месторождения А. В специальном аккумуляторе при пластовых условиях синтезируется достаточное для эксперимента количество газоконденсатной смеси – рекомбинированной пробы газа. Алгоритм приготовления пробы пластового газа прост:

1) по результатам стандартной сепарации на промысле определяются состав газа сепарации и значение конденсатоголового фактора (КГФ);

2) с учетом полученных результатов в специальном РVT-сосуде при пластовых условиях готовится газоконденсатная смесь.

В табл. 3, 4 приведены характеристики натурального пластового газа месторождения А, а также характеристики синтезированного модельного пластового газа.

Видно, что степень совпадения свойств натурального и модельного газов высокая.

Порядок проведения эксперимента двухфазной фильтрации в системе «газ – вода» при пластовых условиях соответствует отраслевому стандарту ОСТ 39-235-89 [8]. Измерения выполнены при $P_{пл} = 26,0$ МПа, $t_{пл} = 57,0$ °С и $P_{гор} = 52,0$ МПа (обжимное давление). При измерении фазовых проницаемостей вода и газ фильтруются по рециркуляционной схеме

Таблица 3

Компонентный состав натурального и модельного пластовых газов месторождения А

Компонент	Содержание, % мол.	
	натурный пластовый газ (отбор через установку подготовки газа 07.04.2011)	модельный газ
Метан	90,52	92,751
Этан	4,57	4,319
Пропан	1,11	0
Изобутан	0,24	0
Бутан	0,36	0,02
Изопентан	0,22	0
Бутан	0,15	0,37
Гексан	0,24	0,24
Гептан	0,16	0,16
Октан	0,13	0,13
Нонан	0,11	0,11
Декан	–	0,1615
Декан+	0,31	–
Гексадекан	–	0,1485
Гелий	0,21	0
Водород	0,05	0
Азот	1,59	1,59
Углекислота	0,03	0
Всего	100	100

Таблица 4

Физико-химические свойства натурального и модельного пластовых газов месторождения А

Свойство	Натурный пластовый газ (отбор через установку подготовки газа 07.04.2011)	Модельный газ
Плотность газа, г/м ³	753,575	753,545
Молярная масса газа, г/моль	18,126	18,126
Содержание фракции C_{5+} , % мол.	1,32	1,32
КГФ фракции C_{5+} , г/м ³	62,764	62,763
Молярная масса фракции C_{5+} , г/моль	112,863	112,861
Содержание фракции C_{10+} , % мол.	0,31	0,31
КГФ фракции C_{10+} , г/м ³	23,608	23,607
Молярная масса фракции C_{10+} , г/моль	182,610	182,602
Содержание фракции C_{2-4} , % мол.	6,28	4,339
КГФ фракции C_{2-4} , г/м ³	98,141	56,947
Молярная масса фракции C_{2-4} , г/моль	35,230	30,199

до тех пор, пока не достигается стационарный режим фильтрации (постоянство перепада давления ΔP на МП и стабилизация уровней флюидов на сепараторе) [4, 5]. При известных расходах Q_i и вязкостях μ_i каждого флюида значения фазовых проницаемостей воды ($\Phi_{Пв}$) и газа ($\Phi_{Пг}$) для каждого режима рассчитываются по формулам:

$$\Phi_{Пв} = \frac{Q_v \mu_v L}{\Delta P F}; \quad \Phi_{Пг} = \frac{Q_g \mu_g L}{\Delta P F}, \quad (1)$$

где Q_v , Q_g – расходы воды и газа в соответствующем режиме; $\mu_v = 2,016$ мПа·с и $\mu_g = 0,0232$ мПа·с – динамические вязкости воды и газа соответственно в условиях эксперимента (получены методом Пуазейля по результатам дополнительной экспериментальной фильтрации флюидов по петле тонкого металлического капилляра при пластовых условиях); L – длина МП; ΔP – измеренный перепад давления для данного режима; F – площадь поперечного сечения МП.

Для получения значений относительной фазовой проницаемости (ОФП) для воды и газа при различных пропорциях фильтруемых фаз значения $\Phi_{Пв}$ и $\Phi_{Пг}$ нормируются на значения $K_{абс.Н_2O} = 0,28$ мД и $K_{абс} = 2,26$ мД соответственно:

$$\text{ОФП}_в = \frac{\Phi_{Пв}}{K_{абс.Н_2O}} 100\%; \quad \text{ОФП}_г = \frac{\Phi_{Пг}}{K_{абс}} 100\%. \quad (2)$$

Совместная фильтрация воды и газа производится при различных соотношениях (режимах) флюидов в потоке. Применительно к каждому такому соотношению фильтрация продолжается до достижения стационарного режима, при котором проводятся замеры перепада давления, расходов и определяется водонасыщенность образца. От режима к режиму доля воды в потоке увеличивается (реализуется режим пропитки), и заканчивается эксперимент на фоне фильтрации исключительно воды.

Графики относительных фазовых проницаемостей по воде и газу строятся в дальнейшем в зависимости от водонасыщенности модели. Текущие величины водо- и газонасыщенностей определяются по материальному балансу: подача флюидов регистрируется с большой точностью, обеспечиваемой насосами, а сепаратор высокого давления обеспечивает измерение объемов флюидов на выходе МП для каждой фазы соответственно (погрешность измерения объема с помощью сепаратора $\pm 2 \cdot 10^{-8}$ м³).

Относительная погрешность определения фазовых проницаемостей в эксперименте составляет 1,3 % для газа и 0,8 % для воды (в соответствии с ОСТ 39-235-89 [8] допускается относительная ошибка не более 5 %). Тогда для относительных фазовых проницаемостей в соответствии с формулой (2) погрешности измерения удваиваются: 2,6 % для газа и 1,6 % для воды.

Результаты фильтрационного эксперимента в системе «газ – вода»

В табл. 5 показан порядок смены режимов фильтрации газа и воды через составную керновую МП, а также приведены соответствующие тому или иному режиму показатели системы (параметры МП см. в табл. 1). Измерения проведены при остаточной водонасыщенности модели $K_{во} = 38,51$ %. Для нормировки фазовых проницаемостей по газу и воде использовались значения $K_{абс} = 2,26$ мД и $K_{абс.Н_2O} = 0,28$ мД соответственно.

На рис. 1 приведены зависимости измеренных $\Phi_{Пг}$ и $\Phi_{Пв}$ от водонасыщенности, на рис. 2 – аналогичные зависимости для ОФП.

Анализируя поведение фазовых проницаемостей по газу и воде (см. рис. 1), можно заключить следующее:

1) область совместной фильтрации газа и воды невелика (заклучена в диапазоне водонасыщенностей 0,3851–0,6537 д. ед.);

Таблица 5

Результаты измерения ОФП по газу и воде на составной керновой МП

Режим фильтрации, доля в потоке		Насыщенность, д. ед.		ФП, мД		ОФП, %	
газ	вода	газ	вода	газ	вода	газ	вода
1	0	0,6149	0,3851	0,1142	0	5,051	0
0,75	0,25	0,4960	0,5040	0,0017	0,0506	0,077	17,82
0,54	0,46	0,4259	0,5741	0,0011	0,0790	0,048	27,83
0,50	0,50	0,3846	0,6154	0,0011	0,0939	0,048	33,07
0	1	0,3463	0,6537	0	0,1157	0	40,74

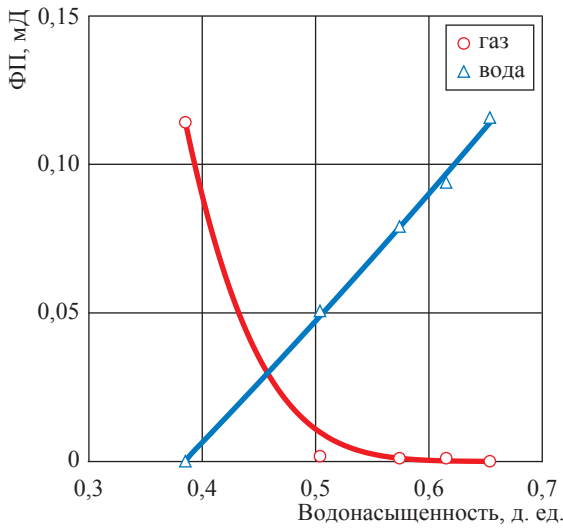


Рис. 1. Зависимость фазовых проницаемостей по газу и воде от водонасыщенности для составной ядерной модели пласта (пластовые условия месторождения А, см. ранее; параметры модели: 1-я МП, см. табл. 1)

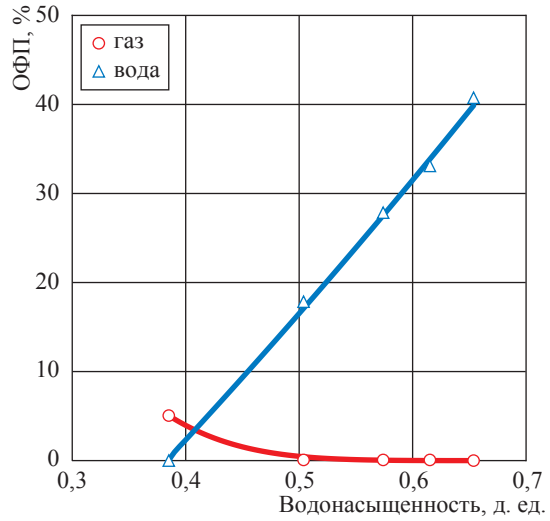


Рис. 2. Зависимость ОФП по газу и воде от водонасыщенности для составной ядерной модели пласта (пластовые условия месторождения А, см. ранее; параметры модели: 1-я МП, см. табл. 1)

2) максимальные значения $\Phi_{г}$ и $\Phi_{в}$ в крайних точках области совместной фильтрации практически равны;

3) значения $\Phi_{г}$ при незначительном увеличении водонасыщенности резко снижаются до нуля;

4) значения $\Phi_{в}$ с увеличением водонасыщенности монотонно нарастают практически линейно.

Таким образом, на основании проведенного эксперимента можно заключить, что для коллектора ГКМ А с технологическими характеристиками, представленными в табл. 1, фильтрация газа при реализации режима заводнения практически сразу же прекратится при увеличении водонасыщенности коллектора от 0,4 до 0,5 д. ед.

Результаты измерения относительных фазовых проницаемостей в системах «газ – газоконденсат – вода» на ядерных моделях при давлении максимальной конденсации

При разработке ГКМ в режиме «истощения» и постепенного снижения пластового давления в коллекторе выпадает ретроградный конденсат. Его насыщенность, как правило, ниже критической (исключение составляют месторождения с уникально высоким содержанием конденсата, обладающие потенциалом более

300 г/м³), при которой газоконденсат неподвижен (не фильтруется) и, таким образом, представляет собой чистые потери ценного углеводородного сырья. Кроме того, ретроградный конденсат, накапливаясь в пласте, снижает ОФП коллектора по газу и блокирует частично или полностью приток газа к скважине.

На основании многочисленных газоконденсатных исследований (в бомбах PVT) пластового газа различных ГКМ [9, 10] становится очевидно, что при потенциальном содержании конденсата 70 г/м³ конденсатонасыщенность коллектора месторождения А даже при $P_{мк} = 5,9$ МПа будет составлять менее 1%. При таком малом содержании конденсата его подвижность в коллекторе равна нулю. Вместе с тем конденсат, адсорбированный порами коллектора, оказывает дополнительное сопротивление фильтрации газа, хотя и находящегося в термодинамическом равновесии с конденсатной фазой при отсутствии массообмена между ними. Ясно, что сопротивление конденсата фильтрации газа будет максимальным при давлении $P_{мк}$.

Далее предлагается методика оценки количества выпавшего в модели конденсата, а также фазовой проницаемости равновесного газа на каждом шаге снижения давления в составной ядерной модели пласта месторождения А.

Поскольку для месторождения А жидкий конденсат неподвижен даже в точке максимальной конденсации при давлении 5,9 МПа, предлагается определять фазовые проницаемости при давлении $P_{\text{мк}} = 5,9$ МПа только по газу (равновесному) и воде. Влияние выпавшего конденсата при этом будет учитываться по его вкладу в величину ФП по равновесному газу и по вкладу в результирующую насыщенность коллектора жидкостями (пластовой водой и конденсатом).

Таким образом, физический эксперимент на составной керновой МП включает два основных этапа:

1) ступенчатое разгазирование МП до $P_{\text{мк}}$ с измерением фазовой проницаемости по равновесному газу на каждой ступени (моделируется истощение пластовой системы газоконденсатного месторождения);

2) определение фазовых проницаемостей по равновесному газу и воде при $P_{\text{мк}}$.

Ступенчатое разгазирование МП и определение фазовой проницаемости по равновесному газу на каждом шаге

Для формирования составной керновой модели пласта используются те же самые керновые образцы (см. табл. 1), но промытые, экстрагированные и высушенные. В результате, формируется вторая керновая МП (далее – 2-я МП), состоящая из тех же образцов керна, что и 1-я МП. Разумно ожидать, что фильтрационные характеристики 1-й и 2-й МП при пластовых условиях будут идентичны. Вместе с тем получены значения абсолютной проницаемости 2-й МП по метану $K_{\text{абс}} = 1,363$ мД, а по воде – $K_{\text{абс.Н}_2\text{О}} = 0,17$ мД, что почти в два раза меньше аналогичных значений для 1-й МП.

Для 2-й МП $K_{\text{во}}$ также создается по стандартной методике методом центрифугирования [7]. В результате получено значение $K_{\text{во}} = 50,45$ %, что несколько больше значения соответствующего значения для 1-й МП (38,51 %). В фильтрационном эксперименте для 2-й МП использованы те же самые модели пластового газа и пластовой воды, что и для 1-й МП. Испытания по ступенчатому разгазированию проводятся в следующей последовательности.

1. При пластовых условиях месторождения А (см. ранее) и $K_{\text{во}} = 50,45$ % определяется ФП_г на 2-й МП. Значение ФП_г оказалось равным 0,582 мД.

2. Фильтрация газа прекращается (фильтрация воды отсутствует на всех этапах разгазирования), и начинается 1-й этап истощения газоконденсатной смеси в измерительной системе путем медленного увеличения объема системы с помощью высокоточного блока принимающих насосов, который позволяет очень медленно снижать давление в системе. На рис. 3 представлен график снижения давления в системе на 1-м этапе истощения с 26 до 19 МПа. Видно, что темп падения давления ниже 0,2 МПа/ч.

3. После стабилизации системы при давлении 19 МПа возобновляется фильтрация равновесного газа через составную МП. Значение ФП_г по окончании 1-го этапа разгазирования оказалось равным 0,516 мД.

4. Второй этап разгазирования заключается в снижении давления в системе с 19 до 13,5 МПа. По завершении 2-го этапа значение ФП_г оказалось равным 0,478 мД.

5. Заключительный 3-й этап разгазирования системы состоит в снижении давления с 13,5 МПа до 6 МПа, т.е. до давления $P_{\text{мк}}$ газоконденсатной смеси месторождения А. Значение ФП по завершении 3-го этапа снижения давления оказалось равным 0,44 мД.

На рис. 4 представлен график зависимости значений ФП_г от $P_{\text{пл}}$ при его снижении с начального значения 26 МПа до $P_{\text{мк}} = 6$ МПа. Рис. 4 показывает, что ФП по равновесному газу при спадании $P_{\text{пл}}$ (истощении) монотонно уменьшается. Уменьшение проницаемости может быть обусловлено двумя основными причинами (рис. 5): 1) увеличением конденсатонасыщенности коллектора $S_{\text{к}}$; 2) уменьшением пористости коллектора, вызванным увеличением эффективного давления $P_{\text{эфф}}$ при уменьшении $P_{\text{пл}}$. Для оценки влияния каждого фактора на результаты фильтрационных измерений проведены дополнительные исследования $K_{\text{абс}}$ керновой модели по метану при различных $P_{\text{эфф}}$ и $t_{\text{пл}} = 57$ °С.

На рис. 5 видно, что вклад ретроградной конденсации в результирующее уменьшение ФП_г меньше, чем сжимаемости порового пространства за счет увеличения $P_{\text{эфф}}$. Действительно, за счет выпавшего конденсата ФП_г уменьшается на 10 % по сравнению с начальной величиной при снижении $P_{\text{пл}}$ с 26 до 6 МПа, а за счет сжимаемости порового пространства – на 15 %. Суммарное уменьшение фазовой проницаемости по равновесному

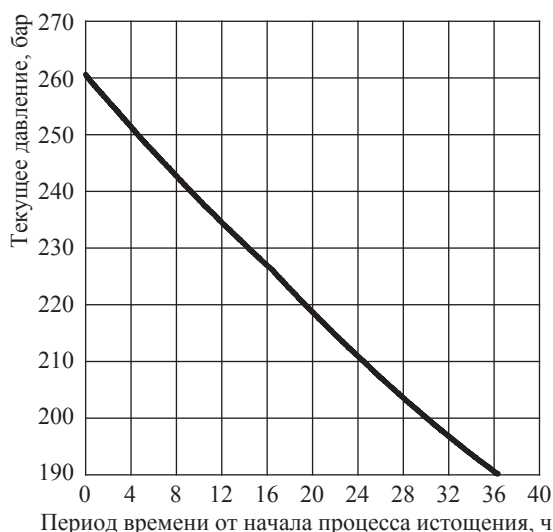


Рис. 3. Временная зависимость падения давления в системе на 1-м этапе разгазирования 2-й МП

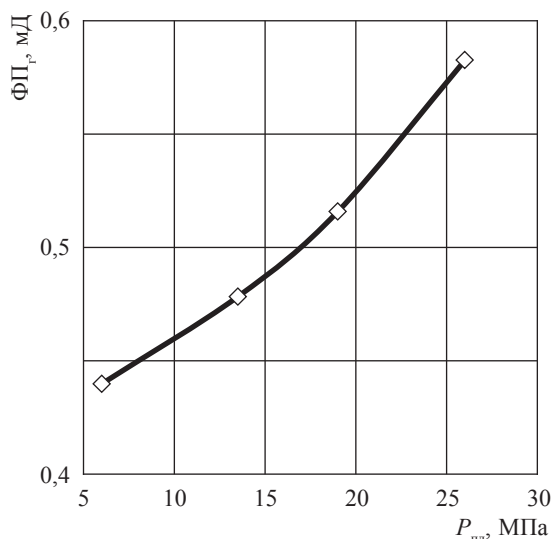


Рис. 4. Зависимость ФПг от Pпл (режим истощения пластовой системы) на составной керновой МП (пластовые условия месторождения А, см. ранее; параметры модели: 2-я МП, L = 0,2162 м)

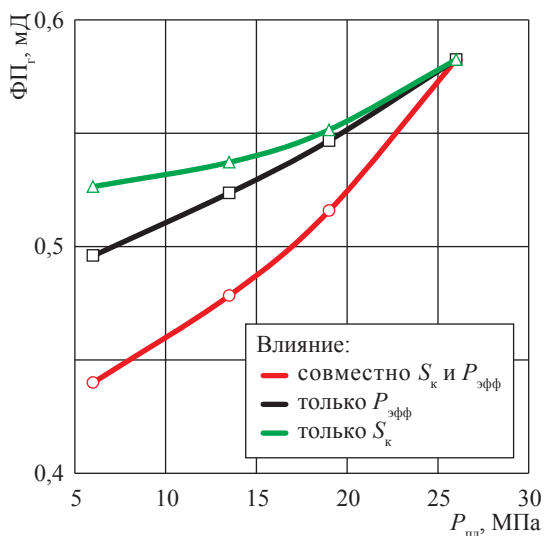


Рис. 5. Влияние ретроградной конденсации (зеленая линия) и сжимаемости порового пространства (черная линия) на результирующую кривую зависимости ФПг от падения Pпл

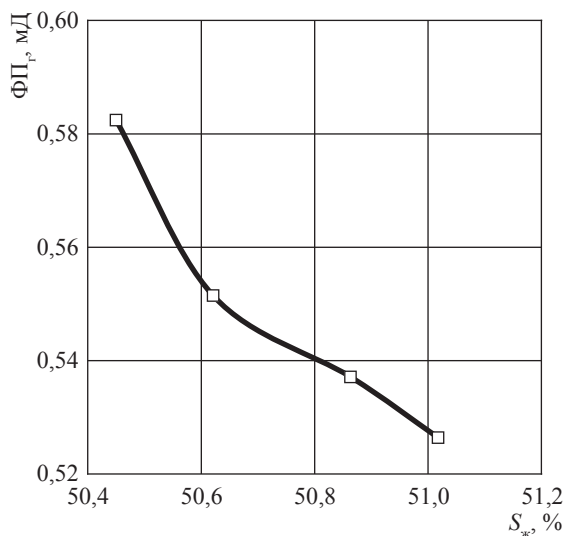


Рис. 6. Зависимость ФПг 2-й МП (L = 0,2162 м) от Sж при разгазировании пластовой системы

газу будет составлять 25 %, что необходимо учитывать во всех технологических расчетах.

Вместе с тем важно знать, какому значению S_k керновой МП соответствует каждое полученное значение ФПг при истощении. В данном случае значения S_k были получены по результатам дифференциального разгазирования

газоконденсатной системы месторождения А, выполненного на бомбах РVТ. При этом предполагалось, что при малом содержании газоконденсата в пластовом газе (концентрация фракции C_{5+} составляет порядка 70 г/м³) влияние пористой среды будет незначительным. Указанное предположение подтверждено

в дальнейшем расчетах на математических моделях.

На рис. 6 представлена зависимость ФП составной керновой модели пласта от насыщенности жидкой фазой $S_{ж}$. Под $S_{ж}$ здесь понимаются суммы $K_{во} = 50,45\%$ и $S_{к}$ на каждом этапе разгазирования системы.

В табл. 5 приведены результаты эксперимента по измерению ФП_т при уменьшении $P_{пл}$, выполненные на 2-й МП.

Математическое моделирование процесса истощения газоконденсатной системы на составной керновой модели пласта

Физический эксперимент по ступенчатому разгазированию модели пласта продублирован методами математического моделирования. При математическом моделировании использованы параметры 1-й МП (см. табл. 1) и пластовые условия месторождения А. Эксперимент представляет последовательную смену двух стадий: установления стационарного режима фильтрации и снижения давления до $P_{мк}$ с шагом 2 МПа. Всего смоделировано 17 ступеней разгазирования. Расход подающего насоса (на стадиях установления стационарного режима фильтрации) выбран $0,08 \text{ см}^3/\text{мин}$, что соответствует физическому эксперименту. При этом выход на стационарный режим занимает примерно 20 мин. Расход принимающего насоса выбирается таким, чтобы продолжительность стадии снижения давления занимала порядка 12–14 ч.

На рис. 7 представлена динамика изменения насыщенности конденсатом в PVT-эксперименте (синяя кривая) по дифференциальной конденсации, используемой при расчете модели газоконденсатной смеси, а также в керновой модели пласта в ходе фильтрационного эксперимента (желтая и красная кривые).

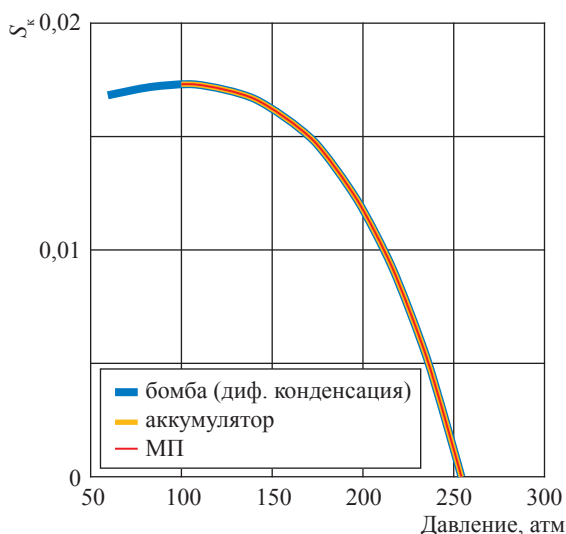


Рис. 7. Динамика изменения S_k в опыте дифференциальной конденсации, а также в физической МП в ходе фильтрационного эксперимента (расчеты выполнены Е.Л. Фоминым)

Результаты расчета свидетельствуют о том, что в фильтрационном эксперименте на моделях пласта динамика накопления жидкой фазы такая же, как и в опыте дифференциальной конденсации на сосудах PVT. Градиент давления в модели пласта не превышает 8 кПа/м при среднем значении 6 кПа/м , что хорошо соотносится с градиентами давления, используемыми в физическом эксперименте при измерении фазовой проницаемости.

Таким образом, на основании математического моделирования можно заключить, что процессы выпадения конденсата в составной модели пласта при ступенчатом разгазировании и процессы конденсации в PVT-бомбе при дифференциальном разгазировании происходят

Таблица 5

Влияние выпавшего конденсата и сжимаемости порового пространства на фильтрационные характеристики пластовой системы (2-я МП) при снижении $P_{пл}$ с 26 МПа до $P_{мк} = 6 \text{ МПа}$

$P_{пл}$, МПа	ФП _т , мД, обусловленная			S_k , %	$S_{ж}$, %
	влиянием сжимаемости пор	влиянием выпавшего конденсата	суммарным/измеренным влиянием сжимаемости и конденсата		
26	0,582	0,582	0,582	0	50,45
19	0,547	0,551	0,516	0,17	50,62
13,5	0,524	0,537	0,478	0,41	50,86
6	0,496	0,526	0,440	0,57	51,02

одинаково. При этом динамика насыщенности конденсатом для этих двух экспериментов будет идентичной только при малых градиентах давления на МП.

Определение фазовых проницаемостей по равновесному газу и воде при $P_{мк}$

После эксперимента по ступенчатому разгазированию 2-й МП выполнены стандартные измерения ФП в системе «газ – вода» (рис. 8, 9; условия измерений: термобарические условия месторождения А, см. ранее; $L = 21,62$ см). В табл. 6 приведен порядок смены режимов при фильтрации равновесного газа и воды через составную керновую модель пласта (параметры МП, кроме L , см. в табл. 1). Измерения проведены при $K_{во} = 50,45$ % и $S_k = 0,57$ %. Для нормировки фазовых проницаемостей по газу и воде использовались значения $K_{абс} = 1,36$ мД и $K_{абс.H_2O} = 0,17$ мД соответственно.

Таким образом, методами физического моделирования при пластовых условиях на составной керновой модели пласта проведены исследования фазовых проницаемостей в системе «газ – конденсат – вода» при начальном пластовом давлении и давлении максимальной конденсации. При начальных термобарических условиях ($P_{пл} = 26$ МПа; $P_{гор} = 52$ МПа; $t_{пл} = 57$ °С) пластовая система по результатам газоконденсатных исследований находится в недонасыщенном состоянии. В этой связи при $P_{пл} = 26$ МПа измерения фазовых проницаемостей проведены только в системе «газ – вода».

Анализ поведения фазовых проницаемостей по газу и воде при $P_{пл} = 26$ МПа показывает следующее:

- область совместной фильтрации газа и воды невелика (заключена в промежутке водонасыщенностей от 0,3851 до 0,6537);

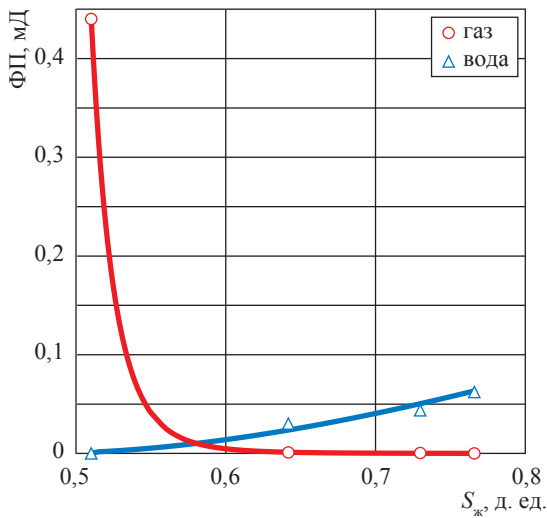


Рис. 8. Зависимость ФП по газу и воде от $S_{ж}$ (конденсат + вода) для составной керновой МП

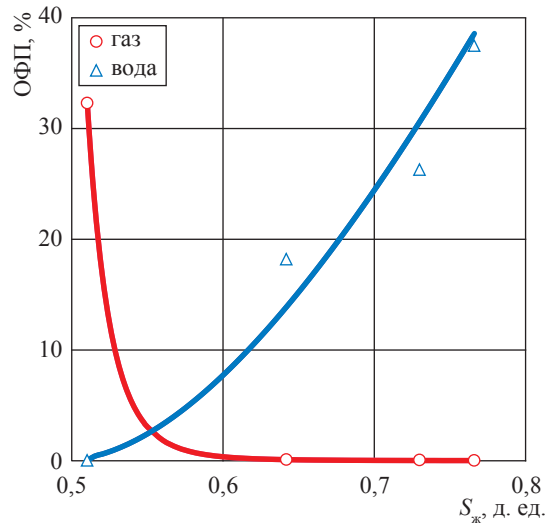


Рис. 9. Зависимость ОФП по газу и воде от $S_{ж}$ (конденсат + вода) для составной керновой МП

Таблица 6

Результаты измерений ОФП по газу и воде на 2-й МП при $P_{мк} = 6,0$ МПа

Режим фильтрации, доля в потоке		Насыщенность, д. ед.				ФП, мД		ОФП, %	
газ	вода	газ	вода	конденсат	жидкость	газ	вода	газ	вода
1	0	0,4898	0,5045	0,0057	0,5102	0,4401	0	32,29	0
0,75	0,25	0,3581	0,6362	0,0057	0,6419	0,0010	0,0302	0,07	18,17
0,50	0,50	0,2700	0,7243	0,0057	0,7300	0,0005	0,0436	0,03	26,28
0	1	0,2339	0,7604	0,0057	0,7661	0	0,0622	0	37,47

- значения фазовых проницаемостей по газу и воде в крайних точках области совместной фильтрации практически одинаковые;

- фазовая проницаемость по газу при незначительном увеличении водонасыщенности резко уменьшается до нуля;

- фазовая проницаемость по воде с увеличением водонасыщенности монотонно нарастает практически линейно.

До определения фазовых проницаемостей в системе «газ – конденсат – вода» при $P_{\text{мк}}$ проведено 3-ступенчатое разгазирование системы от начального давления 26 МПа до $P_{\text{мк}} = 6$ МПа. На каждой ступени фиксировалось количество выпавшего конденсата и определялась фазовая проницаемость модели пласта по равновесному газу. По результатам ступенчатого разгазирования выявлено следующее:

- влияние выпавшего конденсата на фазовую проницаемость по газу (равновесному) незначительно: значение фазовой проницаемости при $P_{\text{мк}} = 6$ МПа уменьшается всего на 10 % по сравнению со значением при $P_{\text{пл}} = 26$ МПа;

- конденсатонасыщенность модели пласта при $P_{\text{мк}} = 6$ МПа составляет всего 0,57 %;

- влияние сжимаемости порового пространства на фазовую проницаемость по газу (равновесному) несколько больше, чем влияние выпавшего конденсата (значение фазовой

проницаемости при $P_{\text{мк}} = 6$ МПа уменьшается на 15 % по сравнению со значением при $P_{\text{пл}} = 26$ МПа).

Выполнено исследование фазовой проницаемости в системе «газ – конденсат – вода» при $P_{\text{мк}} = 6$ МПа, которое показало, что:

- область совместной фильтрации газа и воды при $P_{\text{мк}} = 6$ МПа заключена в промежутке насыщенности жидкой фазы от 0,51 до 0,7661, т.е. смещается (за счет выпавшего конденсата) по оси насыщенности и немного сужается по сравнению с начальными пластовыми условиями $P_{\text{пл}} = 26$ МПа;

- значения фазовых проницаемостей по равновесному газу и воде в крайних точках области совместной фильтрации различаются почти на порядок, что свидетельствует о значительно большем влиянии выпавшего конденсата на фильтрацию воды, чем на фильтрацию газа;

- значения фазовой проницаемости по газу при незначительном увеличении водонасыщенности по сравнению с начальным значением 50,45 % резко уменьшаются до нуля.

На основании проведенного эксперимента можно заключить, что для коллектора месторождения А фильтрация газа при $P_{\text{мк}}$ и незначительном заводнении практически сразу же исчезает, в результате чего добыча газа становится нерентабельной.

Список литературы

1. Клещев К.А. Нефтяные и газовые месторождения России: справ. в 2 кн. Кн. 2: Азиатская часть России / К.А. Клещев, В.С. Шеин. – М., 2010. – 720 с.
2. Гинзбург Г.Д. О причинах низких пластовых давлений на севере Сибири / Г.Д. Гинзбург, А.Е. Гуревич, А.Д. Резник // Советская геология. – 1971. – № 9. – С. 45–58.
3. Старобинец И.С. Газогеохимические показатели нефтегазоносности и прогноз состава углеводородных скоплений / И.С. Старобинец. – М.: Недра, 1986. – 198 с.
4. Relative permeability coreflooding system with data acquisition and control system: operating and instruction manual. – Tulsa: Temco Inc., 1995.
5. Three-phase flow system featuring QUIZIX servo-controlled pumps: operating manual. – Salt Lake City: Terratek, Inc., 1995.
6. ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации. – М.: Издательство стандартов, 1985.
7. ОСТ 39-204-86. Нефть. Метод лабораторного определения остаточной водонасыщенности коллекторов нефти и газа по зависимости насыщенности от капиллярного давления. – М.: Издательство стандартов, 1986.
8. ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. – М.: Издательство стандартов, 1989.
9. Лапшин В.И. К вопросу классификации пластовых флюидов нефтегазоконденсатных месторождений / В.И. Лапшин, А.Н. Волков, А.Н. Кульков и др. // Газовая промышленность. – 2014. – № 2. – С. 113–119.
10. Изюмченко Д.В. Практика разработки нефтегазоконденсатных месторождений требует коррекции прогноза компонентоотдачи / Д.В. Изюмченко, В.И. Лапшин, В.А. Николаев и др. // Газовая промышленность. – 2010. – № 1. – С. 24–27.

УДК 553.981:536.71

И.С. Александров, А.А. Герасимов, Б.А. Григорьев

Новое фундаментальное уравнение состояния нормального пентана

Нормальный пентан относится к технически важным углеводородам, входящим в состав нефти и газовых конденсатов. Термодинамические свойства н-пентана исследованы весьма подробно и в широком диапазоне температуры и давления. Опубликован достаточно подробный обзор экспериментальных исследований и уравнений состояния, полученных до 1990 г. [1]. Анализируя представленные результаты [1], можно сделать вывод, что на тот момент были разработаны различные уравнения состояния, описывающие термодинамические свойства в той или иной области с различной погрешностью. Однако, несмотря на весьма большой объем экспериментальных данных, отсутствовало фундаментальное уравнение состояния (ФУС), которое описывало бы все термодинамические свойства с погрешностью, близкой к экспериментальной, в диапазоне температуры от тройной точки до начала термической диссоциации н-пентана (~ 700 К). Среди наиболее поздних исследований надлежит выделить следующие работы: Дж. Ратанписита и Дж.Ф. Эли [2], в которой разработано модифицированное 32-константное уравнение Бенедикта–Вебба–Рубина (далее – м-БВР); Р. Спана [3], где фундаментальное уравнение, описывающее безразмерную свободную энергию Гельмгольца, представлено оптимизированным 12-константным уравнением (далее – Спан-12); Л. Сона и Дж.Ф. Эли [4], в которой предлагается оптимизированное, единое для полярных и неполярных веществ 14-константное ФУС (далее – Эли-14).

Как показал анализ (см. далее табл. 3), наиболее точным является уравнение Спана [3], описывающее с погрешностью, близкой к погрешности эксперимента, все термодинамические свойства в диапазоне температуры от тройной точки до 600 К. Однако данные в критической области ($0,7 < \rho/\rho_k < 1,3$ и $0,98 < T/T_k < 1,1$, где ρ – плотность, T – температура, ρ_k , T_k – критические плотность и температура соответственно) описываются существенно хуже. Для расчета термодинамических свойств в критической области разработаны кроссоверные масштабные уравнения состояния, например [5]. Однако не обеспечена термодинамическая согласованность уравнений на границе их применимости, что приводит к неопределенности термодинамических свойств в пограничной области.

Уравнение состояния

Далее в статье представлена попытка разработки ФУС, которое описывало бы все термодинамические свойства в диапазоне температуры от тройной точки до начала термической диссоциации в н-пентане при давлениях до 500 МПа, включая критическую область. Анализ современных ФУС показал, что наиболее перспективным станет уравнение, в котором для лучшего описания термических и калорических свойств в критической области введены так называемые «термы Гаусса» [3].

Свободная энергия Гельмгольца $a(\rho, T)$ представлена в виде суммы идеально-газовой $\alpha^0(\delta, \tau)$ и избыточной $\alpha^r(\delta, \tau)$ частей:

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

где $R = 8,314472$ Дж/(моль·К) – универсальная газовая постоянная; T – абсолютная термодинамическая температура; τ – приведенная температура; δ – приведенная плотность.

Ключевые слова:
уравнение состояния, плотность, теплоемкость, скорость звука, свободная энергия.

Keywords:
equation of state, density, heat capacity, speed of sound, free energy.

В свою очередь избыточная часть свободной энергии Гельмгольца представлена в виде разложения в ряд по степеням τ и δ с полиномиальными (Pol), экспоненциальными (Exp) и гауссовыми (GBS) членами для более качественного описания свойств в критической области:

$$\alpha^r(\delta, \tau) = \alpha_{\text{Pol}}^r + \alpha_{\text{Exp}}^r + \alpha_{\text{GBS}}^r = \sum n_i \tau^i \delta^{d_i} + \sum n_i \tau^i \delta^{d_i} \exp(-\gamma_i \delta^{p_i}) + \sum n_i \tau^i \delta^{d_i} \exp(-\eta_i (\delta - \varepsilon_i)^2 - \beta_i (\tau - \gamma_i)^2), \quad (2)$$

где $\delta = \rho/\rho_k$; $\tau = T_k/T$; ρ_k , T_k – параметры приведения, в качестве которых приняты критические значения. В частности, для н-пентана: $\rho_k = 3,2155$ кг/кмоль, $T_k = 469,60$ К.

Безразмерная идеально-газовая часть свободной энергии Гельмгольца определяется соотношением

$$\alpha^0(\delta, \tau) = \frac{h_0^0 \tau}{RT_k} - \frac{s_0^0}{R} - 1 + \ln \frac{\delta \tau_0}{\delta_0 \tau} - \frac{\tau}{R} \int_{\tau_0}^{\tau} \frac{C_p^0}{\tau^2} d\tau + \frac{1}{R} \int_{\tau_0}^{\tau} \frac{C_p^0}{\tau} d\tau, \quad (3)$$

где $\delta_0 = \rho_0/\rho_k$; $\tau_0 = T_k/T_0$; (T_0, p_0) – вспомогательная опорная точка ($T_0 = 298,15$ К; $p_0 = 101325$ Па); ρ_0 – плотность идеального газа при температуре T_0 и давлении p_0 ; h_0^0 , s_0^0 – соответственно энтальпия и энтропия в идеальногазовом состоянии при температуре T_0 . За термодинамическое начало отсчета принято состояние равновесного молекулярного кристалла при температуре $T = 0$ К.

Для расчета функции α^0 необходимы данные об изобарной теплоемкости в состоянии идеального газа C_p^0 ; были приняты значения, полученные в Термодинамическом исследовательском центре [6], и аппроксимированы уравнением

$$\frac{C_p^0}{R} = \sum_{i=-2}^3 c_i T^i. \quad (4)$$

Термодинамическое соотношение (3) совместно с эмпирической зависимостью (4) приводят к следующей формуле для расчета α^0 :

$$\alpha^0 = \sum_{i=-3}^2 \alpha_i \tau^i + \alpha_3 \ln \tau + \alpha_4 \tau \ln \tau + \ln \delta. \quad (5)$$

Значения коэффициентов c_i и α_i представлены в табл. 1.

Коэффициенты ФУС в форме (2) определялись по отобранными авторами разнородным экспериментальным данным о термодинамических свойствах н-пентана: давлении насыщенных паров, плотностях жидкой и газовой фаз на линии насыщения, втором и третьем вириальных коэффициентах, p, v, T -, $C_{p,p}, T$ - и $C_{v,v}, T$ -данных (v – объем; C_p , C_v – изобарная и изохорная теплоемкости соответственно) и скорости распространения звука w . Для оптимизации формы уравнения был составлен банк из 28 термов. В процессе минимизации функционала малозначащие термы

Таблица 1

**Значения коэффициентов уравнений (4) и (5)
для идеальногазовых функций н-пентана**

i	c_i	α_i
-3	–	-0,2515444
-2	-0,3192613·10 ⁶	3,570695
-1	0,5725909·10 ⁴	-29,89561
0	-0,3124129·10 ²	-38,70635
1	0,1273237	41,75795
2	-0,9715112·10 ⁻⁴	0,7238691
3	0,2914819·10 ⁻⁷	-32,24129
4	–	-12,19316

отбрасывались. В результате получено уравнение, содержащее 17 членов, из них – 6 полиномиальных, 5 – экспоненциальных и 6 – с термами Гаусса. Коэффициенты уравнения и степени при температуре и плотности представлены в табл. 2.

ФУС в форме (1) позволяет рассчитывать все термодинамические свойства. В частности, значения p , h , s , C_v , C_p и w могут быть рассчитаны исходя из соотношений (6)–(11), полученных на основе дифференциальных уравнений термодинамики:

$$\frac{p}{RT} = 1 + \delta\alpha_{\delta}^r; \tag{6}$$

$$\frac{h}{RT} = 1 + \tau(\alpha_{\tau}^0 + \alpha_{\tau}^r) + \delta\alpha_{\delta}^r; \tag{7}$$

$$\frac{s}{R} = \tau(\alpha_{\tau}^0 + \alpha_{\tau}^r) - \alpha^0 - \alpha^r; \tag{8}$$

$$\frac{C_v}{R} = -\tau^2(\alpha_{\tau\tau}^0 + \alpha_{\tau\tau}^r); \tag{9}$$

$$\frac{C_p}{R} = -\tau^2(\alpha_{\tau\tau}^0 + \alpha_{\tau\tau}^r) + \frac{(1 + \delta\alpha_{\delta}^r - \delta\tau\alpha_{\delta\tau}^r)^2}{1 + 2\delta\alpha_{\delta}^r + \delta^2\alpha_{\delta\delta}^r}; \tag{10}$$

$$\frac{w^2}{RT} = 1 + 2\delta\alpha_{\delta}^r + \delta^2\alpha_{\delta\delta}^r - \frac{(1 + \delta\alpha_{\delta}^r - \delta\tau\alpha_{\delta\tau}^r)^2}{\tau^2(\alpha_{\tau\tau}^0 + \alpha_{\tau\tau}^r)}, \tag{11}$$

где нижний индекс при α показывает частную производную по соответствующей переменной.

Конкретные аналитические зависимости различных производных термодинамического потенциала, входящие в уравнения (6)–(11), представлены, например, в статье Р. Спана [3].

Сравнение экспериментальных данных со значениями, полученными по уравнениям состояния

Как уже отмечалось, н-пентан относится к веществам, термодинамические свойства которых исследованы весьма подробно. Однако вся предыдущая история разработки ФУС свидетельствует о весьма плохой согласованности данных о термических свойствах, в частности p, ρ, T -данных. Такая ситуация, по-видимому, объясняется промежуточным положением н-пентана между газом и жидкостью (нормальная температура кипения н-пентана чуть выше комнатной). Поэтому, используя экспериментальные установки, разработанные для жидкостей, экспериментаторы неизбежно вносят дополнительные трудно исключаемые погрешности, связанные с высокой летучестью вещества.

В табл. 3 и на рис. 1–5 представлены результаты сравнения наиболее представительных экспериментальных данных о термодинамических свойствах н-пентана с данными, рассчитанными с использованием наиболее надежных ФУС. Анализ результатов показывает, что исследованные термические свойства разными авторами описываются примерно с одинаковыми ошибками, меньшими

Таблица 2

Значения коэффициентов уравнения (2) для н-пентана

i	n_i	t_i	d_i	p_i	η_i	β_i	γ_i	ε_i
1	$0,38756678 \cdot 10^{-1}$	1,3481	4	0				
2	$0,13979335 \cdot 10^1$	0,4726	1	0				
3	$-0,82040109 \cdot 10^0$	1,3473	1	0				
4	$0,45066804 \cdot 10^0$	1,8081	2	0				
5	$-0,14677492 \cdot 10^1$	1,3335	2	0				
6	$0,14405912 \cdot 10^0$	0,4953	3	0				
7	$-0,93294439 \cdot 10^0$	1,2485	1	1				
8	$-0,14555010 \cdot 10^1$	1,8292	1	2				
9	$-0,10202471 \cdot 10^1$	1,9833	3	2				
10	$-0,46700044 \cdot 10^0$	3,1730	2	2				
11	$-0,10150744 \cdot 10^{-2}$	2,3587	8	1				
12	$0,75942315 \cdot 10^0$	1,6356	1	0	1,058885	1,269040	1,204518	0,787464
13	$0,25430962 \cdot 10^0$	2,3552	1	0	0,698731	2,991772	0,990045	0,813884
14	$-0,22274932 \cdot 10^{-1}$	0,8377	2	0	0,932126	2,463776	0,930960	1,981641
15	$-0,32397079 \cdot 10^0$	2,5108	3	0	1,104990	0,532828	0,545251	0,689236
16	$0,87343143 \cdot 10^{-2}$	3,4582	3	0	1,372358	0,235227	0,617328	1,984653
17	$0,20992711 \cdot 10^{-1}$	6,2177	2	0	2,016671	2,170073	1,337184	1,262217

Таблица 3

Результаты сравнения экспериментальных данных о термодинамических свойствах н-пентана с расчетами согласно фундаментальным уравнениям состояния

Год	Экспериментальные данные	Число точек	Диапазон параметров		ФУС								
			T, К	p, МПа	ρ, кмоль/м ³	м-БВР [2]	Слан-12 [3]	Эли-14 [4]	Данная работа				
						СОО	СКО	СОО	СКО	СОО	СКО	СОО	СКО
Давление насыщенного пара													
1942	Сейдж и др. [7]	13	318–470			0,209	0,326	0,213	0,319	0,507	0,567	0,186	0,319
1945	Виллингхем и др. [8]	8	286–310			0,145	0,265	0,141	0,268	0,286	0,422	0,138	0,258
1951	Битти и др. [9]	4	373–448			0,173	0,179	0,188	0,222	0,460	0,474	0,146	0,147
1970	Дуслин [10]	9	259–331			0,030	0,040	0,018	0,024	0,455	0,537	0,075	0,112
1972	Ли и др. [11]	7	293–311			0,187	0,199	0,180	0,192	0,348	0,363	0,178	0,189
1974	Осборн и др. [12]	15	268–341			0,028	0,030	0,013	0,015	0,333	0,403	0,043	0,057
1981	Хоссенлопт и др. [13]	9	259–331			0,027	0,031	0,009	0,011	0,451	0,544	0,071	0,099
1985	Крацке и др. [14]	14	349–460			0,063	0,078	0,061	0,067	0,560	0,580	0,027	0,039
1990	Курумов [15]	12	353–469			0,329	0,330	0,029	0,039	0,039	0,047	0,202	0,306
2006	Бйвинг [16]	41	309–456			0,041	0,054	0,044	0,050	0,514	0,552	0,015	0,021
2010	Александров и др. [17]	9	143–220			6,146	7,508	3,000	3,620	6,206	6,870	0,782	0,937
Плотность насыщенной жидкой фазы													
1942	Карней [18]	6	243–293			0,044	0,054	0,066	0,069	0,033	0,039	0,035	0,037
1976	Мак-Клун и др. [19]	5	153–173			0,022	0,023	0,029	0,035	0,068	0,068	0,126	0,127
1978	Оррит и др. [20]	21	148–246			0,040	0,046	0,056	0,074	0,028	0,039	0,042	0,052
1985	Крацке и др. [14]	13	237–440			0,056	0,066	0,058	0,070	0,070	0,129	0,055	0,067
1990	Курумов [15]	22	173–469			2,048	2,833	4,527	5,740	1,489	2,424	0,341	0,521
1995	Холкомб и др. [21]	29	250–409			0,045	0,061	0,069	0,074	0,056	0,072	0,035	0,055
Плотность насыщенной газовой фазы													
1981	Амирханов и др. [22]	10	436–463			1,465	2,465	0,704	1,047	2,496	3,967	2,365	4,432
1990	Курумов [15]	10	348–469			2,000	2,545	2,987	4,181	1,342	1,425	1,473	1,604
1995	Холкомб и др. [21]	23	312–409			4,082	4,907	3,414	4,397	3,984	4,850	3,725	4,643
2011	Герасимов и др. [23]	20	143–330			2,214	2,428	1,529	1,827	2,145	2,578	0,567	0,687
Теплоемкость жидкой фазы по линии насыщения													
1943	Мессерли и др. [24]	43	148–303			1,561	1,949	0,464	0,633	0,620	0,902	0,475	0,555
Плотность													
1942	Сейдж и др. [7]	234	311–511	0,1–69		0,894	1,804	0,871	1,808	0,918	1,788	0,526	1,768
	Ж	146				0,221	0,270	0,170	0,220	0,233	0,281	0,413	0,451
	Г	22				3,522	3,564	3,466	3,466	3,497	3,546	0,216	0,295
	Ф	66				1,505	2,672	1,564	2,735	1,571	2,639	0,494	2,611
1951	Битти и др. [9], К	100	469–470	3,4		19,24	22,56	3,810	4,951	7,539	9,239	6,82	9,12
1952	Битти и др. [25]	52	473–573	2,6–34,7		1,066	1,953	0,688	0,917	0,718	0,969	0,411	0,703

Окончание табл. 3

Год	Экспериментальные данные	Число точек	Диапазон параметров			ФУС						
			T, К	p, МПа	ρ , кмоль/м ³	м-БВР [2]	Спан-12 [3]	Эли-14 [4]	Данная работа			
						СКО	СКО	СКО	СКО	СКО	СКО	СКО
	Ф	48				0,715	0,973	0,619	0,773	0,633	0,811	0,284
	К	4				5,275	6,183	1,518	1,937	1,741	2,077	1,93
1953	Ли и др. [11]	127	373–573	1,0–21,5	0,83–8,05	0,785	1,706	0,784	1,136	0,637	1,057	0,534
	Ж	38				0,236	0,401	0,232	0,398	0,251	0,421	0,228
	Г	156				0,199	0,288	0,844	0,930	0,421	0,499	0,536
	Ф	71				0,844	1,132	0,920	1,085	0,723	0,934	0,548
	К	4				7,148	8,258	3,422	3,953	3,612	4,202	3,18
1985	Крацке и др. [14]	119	238–573	1,4–60,0	5,8–9,4	0,100	0,262	0,138	0,260	0,129	0,280	0,105
	Ж	88				0,099	0,294	0,122	0,281	0,106	0,295	0,097
	Ф	31				0,104	0,131	0,184	0,185	0,192	0,229	0,124
1991	Куруммов [15]	469	173–623	0,1–140	0,05–10,8	1,350	4,866	0,591	1,382	0,824	2,113	0,528
	Ж	140				0,328	0,671	0,298	0,374	0,332	0,918	0,160
	Г	39				0,362	0,820	0,412	1,074	0,339	0,542	0,387
	Ф	228				0,518	0,738	0,398	0,609	0,509	0,680	0,367
	К	62				7,34	13,25	2,072	3,470	3,396	5,476	2,03
Изобарная теплоемкость												
1987	Харин [26]	521	293–697	0,1–60	0,1–9,4	6,947	20,85	2,282	5,032	4,272	9,410	2,154
	Ж	134				2,275	4,128	1,213	1,614	2,496	4,184	0,644
	Г	65				1,849	3,443	1,366	2,726	7,459	11,75	1,941
	Ф	214				1,043	2,037	0,723	1,300	0,855	1,985	1,002
	К	108				28,24	46,03	7,48	10,73	12,10	18,45	6,59
Изохорная теплоемкость												
1981	Амирханов и др. [22]	410	363–673	3,9–53,3	0,87–8,4	2,367	4,719	2,327	4,561	2,216	4,529	2,073
	Ж	18				6,311	6,739	6,628	6,994	6,047	6,409	6,92
	Г	13				5,254	5,408	4,966	5,103	4,215	4,329	3,92
	Ф	346				1,089	1,331	1,097	1,408	1,006	1,314	0,902
	К	33				12,47	14,89	11,84	14,17	12,04	14,39	10,87
Скорость распространения звука												
1953	Клинг и др. [27]	13	293–433	0,1–19,6	7,5–9,0	0,700	1,024	0,820	1,030	1,120	1,224	0,808
1990	Лайнц и др. [28]	220	263–433	0,6–21,3	6,02–10,5	0,389	0,486	0,659	0,725	0,994	1,203	0,289
1991	Вервейко и др. [29]	16	293–313	0,1–600	8,4–11,4	0,396	0,467	3,235	3,870	4,138	4,966	0,754
1997	Динг и др. [30]	200	293–373	5,0–100	7,6–9,7	0,738	0,771	0,117	0,148	0,857	1,027	0,338

Примечание: Ж – жидкая фаза ($T < T_c$, $\rho > 1,3\rho_c$); Г – газовая фаза ($T < T_c$, $\rho < 0,7\rho_c$); Ф – сверхкритический флюид, исключая критическую область ($T > T_c$); К – критическая область ($T < 1,05T_c$, $0,7\rho_c < \rho < 1,3\rho_c$); СОО – среднее относительное отклонение, СКО – среднеквадратическое отклонение.

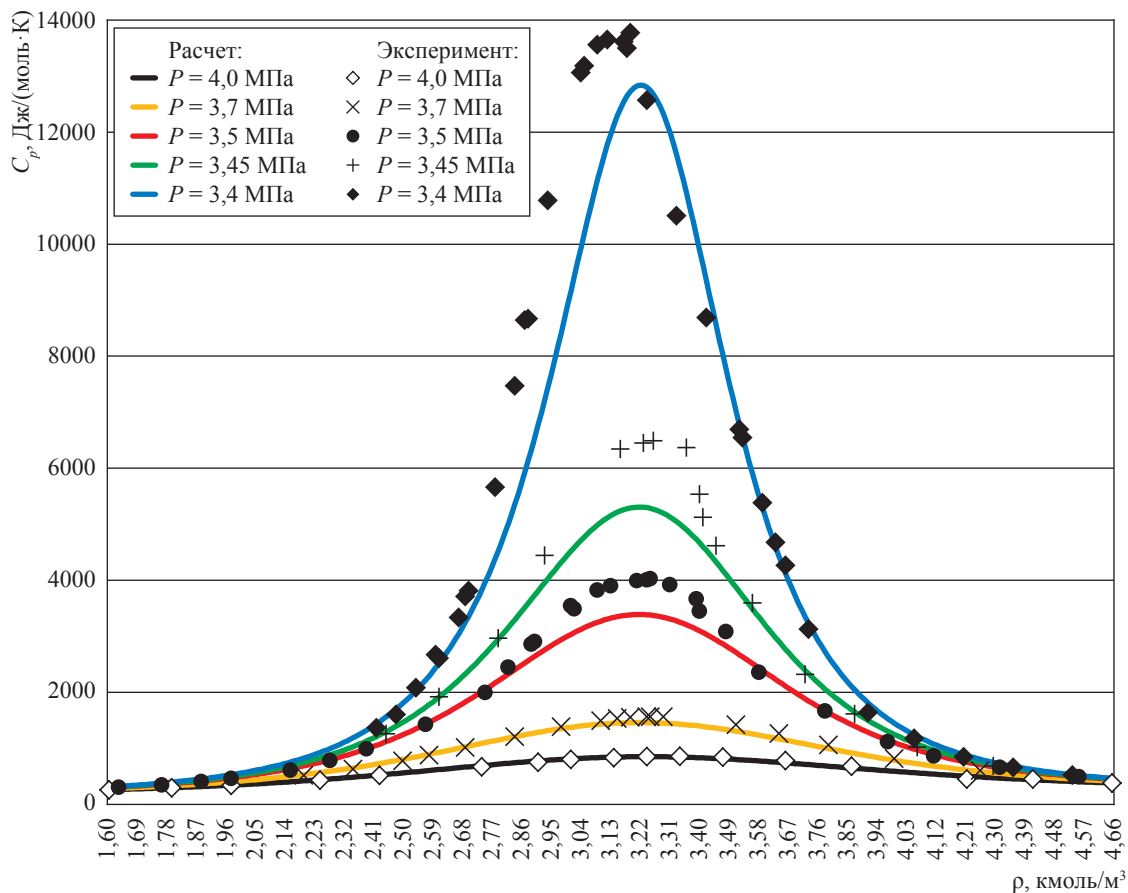


Рис. 1. Экспериментальные [26] и расчетные (по ФУС (2)) значения изобарной теплоемкости *n*-пентана в критической области

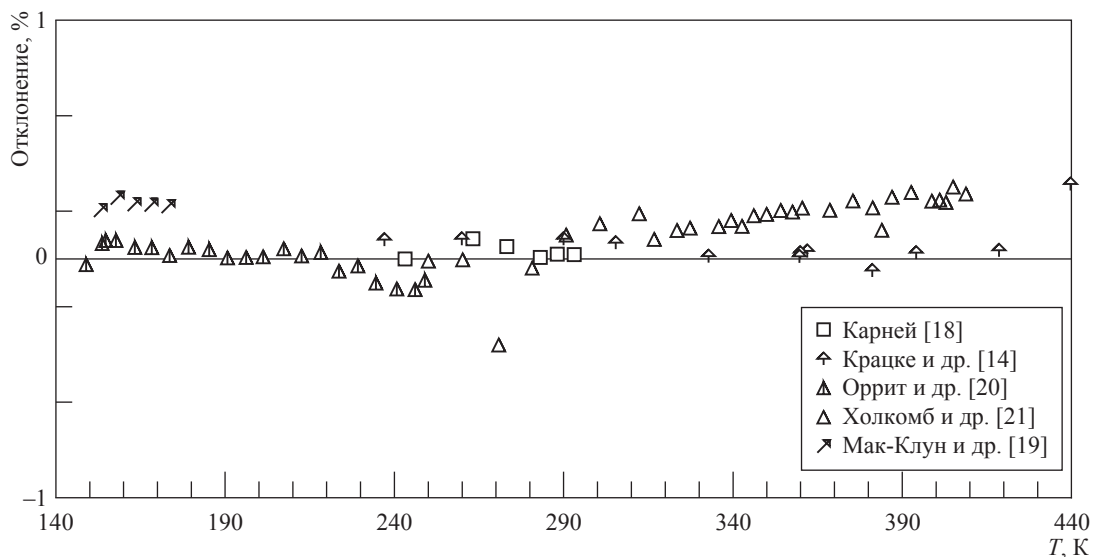


Рис. 2. Отклонения экспериментальных данных от плотности жидкой фазы на линии насыщения от рассчитанных по ФУС (2)

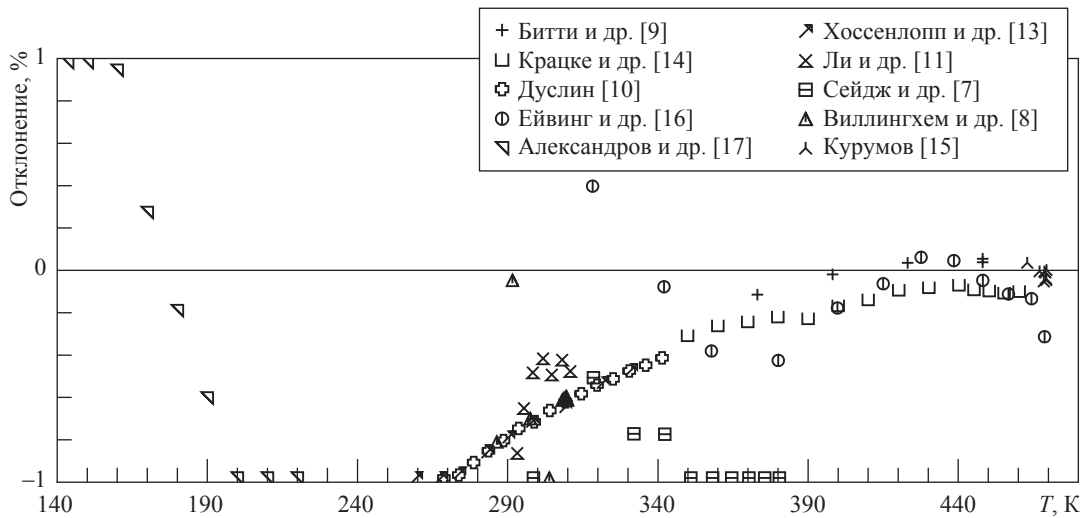


Рис. 3. Отклонения экспериментальных данных о давлении насыщенных паров от рассчитанных по ФУС (2)

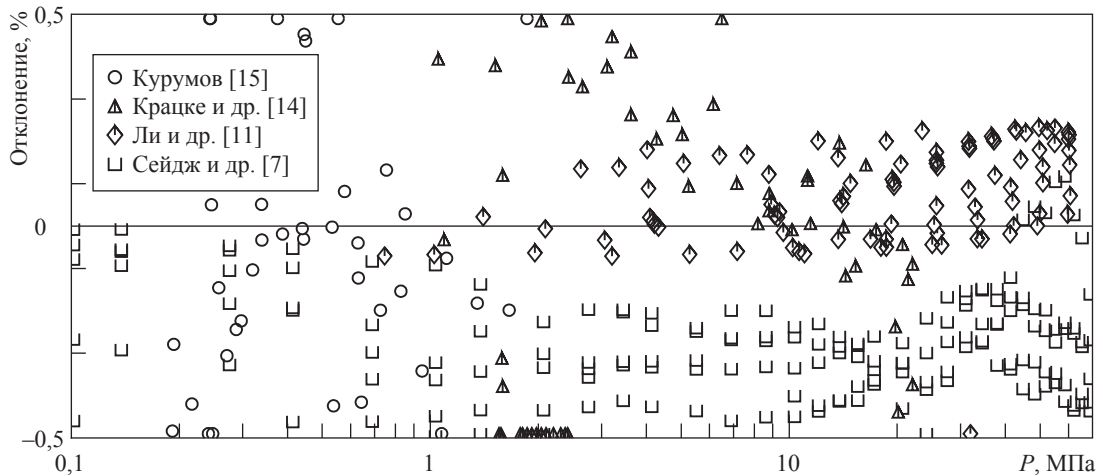


Рис. 4. Отклонения экспериментальных p, v, T -данных в жидкой фазе от рассчитанных по ФУС (2)

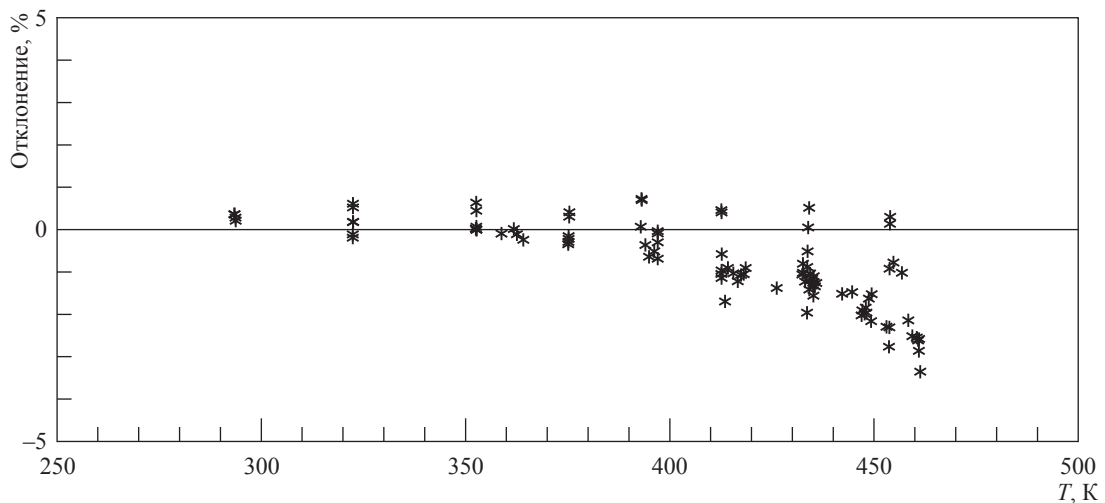


Рис. 5. Отклонения экспериментальных C_p, p, T -данных В.Е. Харина [26] в жидкой фазе от рассчитанных по ФУС (2)

в жидкой фазе и существенно большими в газовой фазе и сверхкритической области. Видно, что p, v, T -данные разных авторов плохо согласуются между собой, особенно касательно газовой фазы.

Что касается описания калорических свойств, то наименьшую точность обеспечивает уравнение м-БВР [2], а наибольшую – уравнение Спана [3] и уравнение авторов настоящей статьи. При этом следует иметь в виду, что изобарная теплоемкость *n*-пентана исследована В.Е. Хариным [26] весьма подробно и с высокой точностью. Получено большое количество экспериментальных данных в близкой к критической точке области, а также вблизи линии насыщения. Трудно указать еще одно вещество, кроме воды, изобарная теплоемкость которого так подробно исследована в критической области. Новое уравнение без существенных искажений описывает самые близкие к критической точке максимумы C_p (см. рис. 1).

Однако отклонения все же существенно больше экспериментальной погрешности. Следует отметить, что введение членов Гаусса и существенное усложнение уравнения по сравнению с ФУС Спан-12 [3] не привело к значительному улучшению описания свойств в критической области. Скорость распространения звука описывается всеми уравнениями в экспериментально исследованной области примерно с одинаковой точностью.

Таким образом, разработано новое ФУС для *n*-пентана, которое с достаточно высокой точностью передает все его термодинамические свойства в диапазоне температуры от тройной точки до 700 К при давлениях до 500 МПа и отличается от существующих ФУС более высокой точностью описания термодинамических свойств вблизи тройной точки и в критической области.

Список литературы

1. Абдулагатов И.М. Термодинамические свойства *n*-пентана: обзор / И.М. Абдулагатов, Д.И. Вихров, В.А. Мирская; Госстандарт СССР; ВНИЦ МВ; АН СССР; Дагестанский филиал; Ин-т проблем геотермии. – М.: Изд-во стандартов, 1990. – 56 с.
2. Ratanapisit J. Application of new, modified BWR equations of state to the corresponding-states prediction of natural gas properties / J. Ratanapisit, J.F. Ely // *Int. Journal of Thermophysics*. – 1999. – V. 20. – № 6. – P. 1721–1735.
3. Span R. Multiparameter equation of state: an accurate source of thermodynamic property data / R. Span. – Berlin: Springer, 2000. – 367 p.
4. 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.
5. Григорьев Б.А. Фундаментальные уравнения состояния углеводородов в критической области / Б.А. Григорьев, А.А. Герасимов, Е.Б. Григорьев // *Оборонный комплекс – научно-техническому прогрессу России*. – 2010. – № 3. – С. 52–60.
6. Marsh K.N. TRC thermodynamic properties of substances in the ideal gas state / K.N. Marsh, R.C. Wilhoit, M. Frenkel et al. // *Thermodynamics Research Center*. – 1994.
7. Sage B.H. Phase equilibria in hydrocarbon systems. Thermodynamic properties of *n*-pentane / B.H. Sage, W.N. Lacey // *Ind. Eng. Chem.* – 1942. – V. 34. – № 6. – P. 730–737.
8. Willingham C.B. Vapor pressures and boiling points of some paraffin, alkylcyclopentane, alkylcyclohexane, and alkylbenzene hydrocarbons / C.B. Willingham, W.J. Taylor, J.M. Pignocco et. al. // *J. Res. Natl. Bur. Stand.* – 1945. – V. 35. – P. 219–244.
9. Beattie J.A. The vapour pressure and critical constants of normal pentane / J.A. Beattie, S.W. Levine, D.R. Douslin // *J. Am. Chem. Soc.* – 1951. – V. 73. – P. 4431–4432.
10. Douslin D.R. Thermodynamics research under project 62 / D.R. Douslin // *Proc. Div. Ref., Am. Petrol. Inst.* – 1970. – V. 50. – P. 189–211.
11. Li I.P.C. Vapor-liquid equilibria in systems *n*-hexane-benzene and *n*-pentane-toluene / I.P.C. Li, Y.-W. Wong, S.-D. Chang et. al. // *J. Chem. Eng. Data*. – 1972. – V. 17. – № 4. – P. 492–498.
12. Osborn A.G. Vapor-pressure relations for 15 hydrocarbons / A.G. Osborn, D.R. Douslin // *J. Chem. Eng. Data*. – 1974. – V. 19. – № 2. – P. 114–117.
13. Hossenlopp I.A. Vapor heat capacities and enthalpies of vaporization of five alkane hydrocarbons / I.A. Hossenlopp, D.W. Scott // *J. Chem. Thermodyn.* – 1981. – V. 13. – № 5. – P. 415–421.

14. Kratzke H. Thermodynamic properties of saturated and compressed liquid n-pentane / H. Kratzke, S. Muller, M. Bohn et al. // *J. Chem. Thermodyn.* – 1985. – V. 17. – P. 283–294.
15. Курумов Д.С. Термические свойства n-алканов и фракций Мангышлакской нефти в жидком и газообразном состояниях: дис. ... докт. тех. наук: 05.14.05 / Д.С. Курумов. – Грозный: ГНИ, 1991. – 440 с.
16. Ewing M. V. Vapour pressures of n-pentane determined by comparative ebulliometry / M.V. Ewing, J.C.S. Ochoa // *J. Chem. Thermodynamics.* – 2006. – V. 38 – P. 289–295.
17. Александров И.С. Термодинамические свойства n-алканов на линии насыщения. Ч. 1: Энтальпия испарения и давление насыщенных паров n-алканов C_5 – C_{18} вблизи тройной точки / И.С. Александров, А.А. Герасимов, Е.Б. Григорьев // *Оборонный комплекс – научно-техническому прогрессу России.* – 2010. – № 4.
18. Carney B.R. Density of liquefied petroleum gas hydrocarbons, their mixtures and three natural gasolines / B.R. Carney // *Pet. Ref.* – 1942. – V. 21. – № 9. – P. 84–92.
19. McClune C.R. Measurement of the densities of liquefied hydrocarbons from 93 to 173 K / C.R. McClune // *Cryogenics.* – 1976. – V. 16. – Iss. 5. – P. 289–295.
20. Orrit J.E. Density of liquefied natural gas components / J.E. Orrit, J.M. Laupretre // *Adv. In Cryog. Eng.* – 1978. – V. 23. – P. 573–579.
21. Holcomb C.D. Density measurements on natural gas liquids: research report RR-147 / C.D. Holcomb, J.W. Magee, W.M. Haynes. – Tulsa: Gas Processors Association, 1995.
22. Амирханов Х.И. Изохорная теплоемкость и другие калорические свойства углеводородов метанового ряда / Х.И. Амирханов, Б.Г. Алибеков, Д.И. Вихров и др. – Махачкала: Даг. книж. изд-во, 1981. – 254 с.
23. Герасимов А.А. Термические свойства n-алканов C_5 – C_{13} в диапазоне температуры от тройной точки до критической / А.А. Герасимов, Б.А. Григорьев, И.С. Александров и др. // *Оборонный комплекс – научно-техническому прогрессу России.* – 2011. – № 1. – С. 43–57.
24. Messerly J.F. Low-temperature thermal data for n-pentane, n-heptadecane, and n-octadecane. Revised thermodynamic functions for the n-alkanes C_5 – C_{18} / J.F. Messerly, G.B. Guthrie, S.S. Tood et al. // *J. Chem. Eng. Data.* – 1967. – V. 12. – № 3. – P. 338–346.
25. Beattie J.A. The compressibility of and an equation of state for gaseous normal pentane / J.A. Beattie, S.W. Levine, D.R. Douslin // *J. Amer. Chem. Soc.* – 1952. – V. 74. – № 10. – P. 4778–4779.
26. Харин В.Е. Калорические свойства n-пентана в жидкой и газовой фазах, включая критическую область: дис. ... канд. физ.-мат. наук: 01.04.14 / В.Е. Харин. – Грозный: ГНИ, 1987. – 249 с.
27. Kling R. Application of ultrasonics in the study of the elastic properties of hydrocarbons over a wide field of temperature and pressure / R. Kling, E. Nicolini, J. Tissot // *Rech. Aeronaut.* – 1953. – V. 31. – P. 31–36.
28. Lainez A. Speed-of-sound measurements for liquid n-pentane and 2,2-dimethylpropane under pressure / A. Lainez, J.A. Zollweg, W.B. Streett // *J. Chem. Thermodyn.* – 1990. – V. 22. – № 10. – P. 937–948.
29. Verveiko V.N. Acoustic and PVT studies of benzene and toluene in the wide temperature and pressure ranges (up to 600 MPa) / V.N. Verveiko, G.A. Melnikov, Ya.F. Melikhov // *Teplofizicheskiye svoystva veshchestv i materialov (Thermophysical Properties of Substances and Materials).* – 1991. – V. 30. – P. 5–16.
30. Ding Z.S. Automation of an ultrasound velocity measurement system in high-pressure liquids / Z.S. Ding, J. Alliez, C. Boned // *Meas. Sci. Technol.* – 1997. – V. 8. – P. 154–161.

УДК 622.143.1:535.34

О.Г. Михалкина

Применение метода рентгеновской дифракции для исследования керна и техногенных продуктов

Ключевые слова: рентгенофазовый анализ, рентгеноструктурный анализ, метод Ритвельда, керн, глинистые минералы.

Keywords: X-ray phase analysis, X-ray diffraction analysis, the Rietveld method, core, argillic materials.

Рентгеновская дифракция как метод неразрушающего контроля является мощным инструментом исследования кристаллических соединений. Метод позволяет работать с большим спектром образцов, поэтому получил широкое применение в различных областях науки и промышленности. В основе метода лежит явление дифракции рентгеновских лучей на трехмерной кристаллической решетке соединений, которое подчиняется условию Вульфа–Брэггов: $2d_{hkl}\sin\theta_{hkl} = n\lambda$, где n – целое число, описывающее порядок дифракционного отражения; λ – длина волны рентгеновского луча; d_{hkl} – расстояние между плоскостями; θ_{hkl} – угол между пучком рентгеновских лучей и плоскостью [1].

Вид дифракционной картины индивидуального соединения зависит от параметров элементарной ячейки (э.я.) – положения дифракционных максимумов (рефлексов) – и распределения атомов в ячейке – интенсивности рефлексов, следовательно, каждое соединение обладает уникальной дифрактограммой. При регистрации дифракционной картины поликомпонентных образцов результат представляет собой наложение дифрактограмм индивидуальных соединений, причем положение рефлексов, относящихся к отдельным фазам, не меняется, а относительная интенсивность зависит от содержания фаз в смеси.

Наиболее часто на практике применяются такие вариации метода рентгеновской дифракции, как рентгенофазовый и рентгеноструктурный анализ. Они позволяют устанавливать структурные особенности кристаллических соединений (параметры э.я., размер кристаллитов, величину напряжений в кристаллической решетке и др.), проводить качественную идентификацию фаз и определять их количественное содержание в образце (в том числе аморфной составляющей).

Длительное время для исследования образцов керна материала рентгеновская дифракция применялась в ограниченном объеме, так как в основном в этом случае объектами исследования служат поликомпонентные и разнообразные в минеральном отношении системы. Из-за сложности объектов исследования применение «классического» количественного рентгенофазового анализа (методов внутреннего/внешнего стандарта, добавок и др.) не позволяет определять полный минеральный состав образцов, поэтому проводились качественная идентификация и полуколичественный анализ минералов в породе.

Развитие приборной базы и программного обеспечения (внедрение полнопрофильного количественного анализа по методу Ритвельда) расширили возможности рентгеновской дифракции, позволив быстро и с высокой достоверностью устанавливать качественный и количественный минеральный состав горных пород, уточняя при этом структурные особенности минералов. В результате метод рентгеновской дифракции стал основным и в ряде случаев единственно возможным применительно к определению полного минерального состава сложных геологических объектов.

Далее в статье представлены результаты исследования методом рентгеновской дифракции образцов керна материала и техногенных продуктов, образующихся на различных этапах добычи углеводородного сырья.

Эксперимент

Исследование образцов методом рентгеновской дифракции проводилось на рентгеновском дифрактометре ARL X'TRA с вертикальной θ - θ -геометрией Брегга–

Брентано, укомплектованном керамической рентгеновской трубкой с медным анодом и полупроводниковым Si(Li) детектором с системой охлаждения Пельтье. В процессе эксперимента регистрировались интенсивности дифрагированного рентгеновского излучения, отраженного кристаллическими решетками соединений в соответствии с величиной дифракционного угла 2θ . В зависимости от решаемой задачи максимальный угловой диапазон съемки по 2θ составлял от 1 до 85° , шаг сканирования $0,02^\circ$. Общий минеральный состав определялся на порошковой пробе образца, которая готовилась путем растирания средней пробы образца на планетарной мельнице Pulverisette 6 с размольной гарнитурой из оксида циркония. Идентификация органических и неорганических соединений выполнялась сравнением полученного массива рефлексов с эталонными дифрактограммами индивидуальных соединений (содержащихся в международной базе дифракционных стандартов ICDD PDF-2 Release 2014) с использованием программного комплекса Crystallographica Search-Match. Количественное определение соединений в образцах и уточнение параметров э.я. минералов проводилось средствами программного комплекса Siroquant v3 по методу Ритвельда путем моделирования экспериментальной дифрактограммы с наилучшим приближением «теория-эксперимент». Количественный рентгенофазовый анализ по методу Ритвельда предполагает полный анализ полученной дифрактограммы с учетом всех кристаллических особенностей минералов. Исключается необходимость добавления стандартного вещества к исследуемому поликомпонентному образцу, что позволяет вне зависимости от типа породы определять ее полный минеральный состав. При использовании количественного рентгенофазового анализа по методу Ритвельда содержание кристаллических фаз всегда нормировано на 100 %.

Исследование образцов kernового материала

Керн, будучи основным материалом для изучения геологического строения разреза скважин, является главным прямым источником и носителем информации о свойствах горных пород. Исследования kernового материала позволяют определять относительный и абсолютный возраст, вещественный состав, петрографические,

физические, физико-химические и другие характеристики горных пород.

В нефтегазовой отрасли метод рентгеновской дифракции в основном применяется в форме рентгенофазового анализа с целью определения качественного и количественного минерального состава образцов kernового материала. Рентгенофазовый анализ по методу Ритвельда позволяет количественно определять минеральный состав образцов kernа, представляющих как породы-коллекторы, так и породы-флюидоупоры: терригенные, карбонатные, магматические, метаморфические, соляные, ангидритовые, глинистые. На рис. 1 представлены дифрактограммы и результаты определения минерального состава карбонатных и магматических пород.

В основу классификации магматических пород положен их химический состав, т.е. процентное содержание всех элементов, входящих в состав породы, выраженное в оксидной форме. Программное обеспечение позволяет производить пересчет минерального состава образца в оксидный состав в соответствии со стехиометрическими формулами минералов (табл. 1). Параллельно при количественном рентгенофазовом анализе пород методом Ритвельда можно установить их оксидный состав.

Рентгеновская дифракция является пока единственным прямым методом изучения высокодисперсных глинистых минералов, размер частиц которых не превышает $0,01$ мм. Глинистые минералы содержатся в породах-коллекторах, а также являются основными минералами глинистых пород-флюидоупоров. К самым распространенным глинистым минералам относятся: каолинит, хлорит, слюды (истинные слюды, слюды с дефицитом межслоевых катионов), смектиты и смешанослойные минералы [2]. Состав глинистых минералов характеризует условия формирования пород, позволяет судить о влиянии глинистого цемента на электрические и водоудерживающие характеристики пластов, влияет на фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов и обуславливает флюидоизолирующие свойства покрышек. Данные по составу глинистых минералов необходимы для подсчета запасов углеводородов, интерпретации результатов геофизического исследования скважин, геолого-геофизического моделирования.

Различные особенности кристаллической структуры глинистых минералов обуславливают их весьма разнообразные физико-

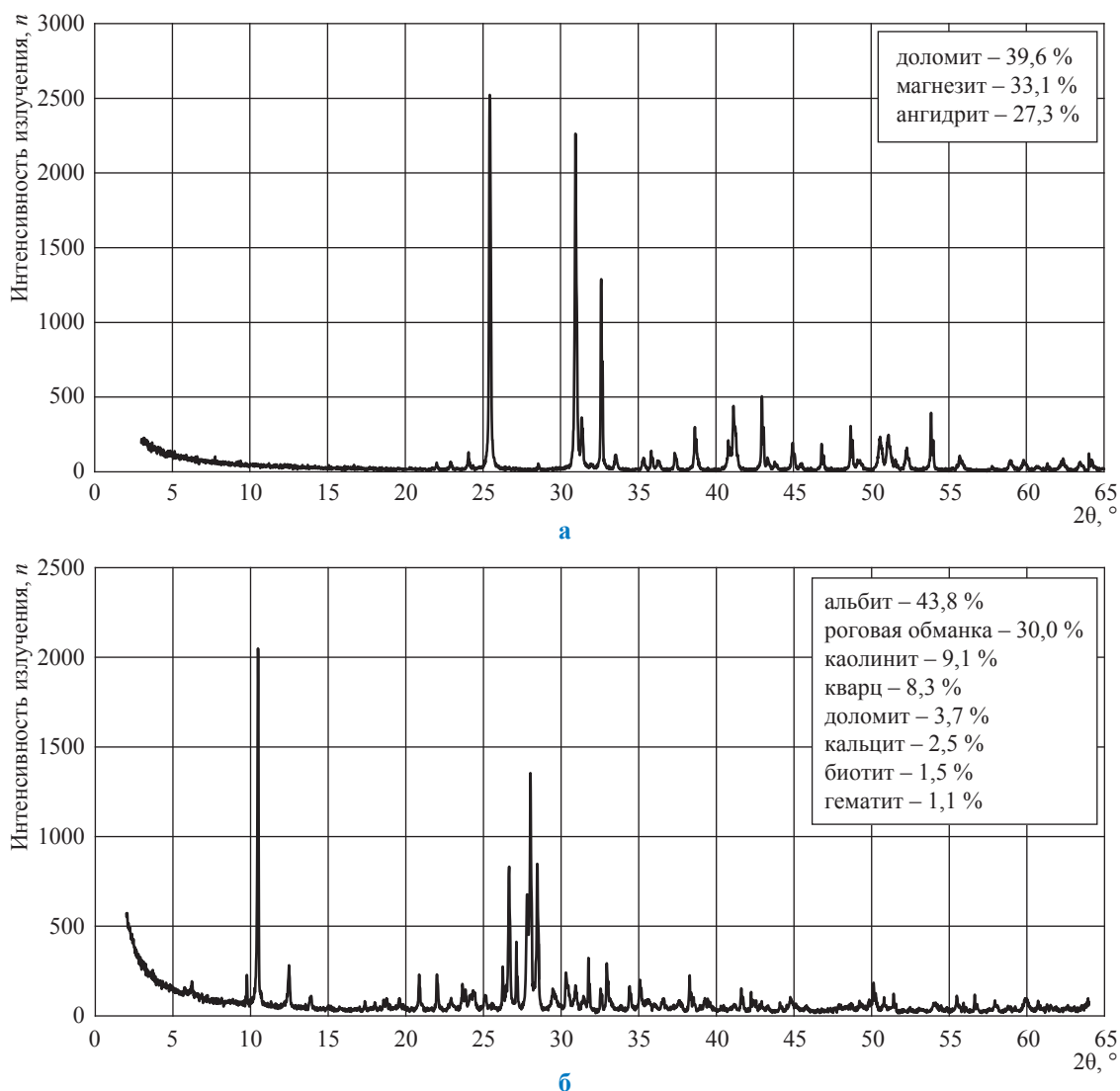


Рис. 1. Дифрактограммы образцов kernового материала из месторождений Восточной Сибири: а – карбонатный образец бюксовской свиты, взятый на глубине 1910 м; б – магматический образец, взятый на глубине 2447 м

Таблица 1

Описание и рассчитанный по данным рентгенофазового анализа оксидный состав магматического образца, взятого на глубине 2447 м

Литология	Оксидный состав, %								
	SiO ₂	Na ₂ O	Al ₂ O ₃	CaO	MgO	K ₂ O	Fe ₂ O ₃	CO ₂	H ₂ O
Парагнейс	55,4	6,1	15,3	4,8	7,6	0,3	6,5	2,5	1,5

Примечание: изученный образец по содержанию оксида кремния относится к группе магматических пород среднего состава.

химические свойства. Емкость катионного обмена (обменная емкость) служит косвенным показателем способности глинистых минералов оказывать влияние на процессы, протекающие в породах, в том числе на формирование экраняющих свойств пород. По убыванию

объемной емкости катионного обмена эти минералы образуют следующий ряд:

сметиты > смешанослойные минералы >
> иллиты > хлориты > каолинит.

Каолинит и хлорит являются минералами с электрически нейтральными кристаллическими структурами, имеющими низкое значение емкости катионного обмена. Для иллитов (слюды с дефицитом межслоевых катионов), смектитов и смешанослойных минералов характерно высокое значение емкости катионного обмена, так как они обладают высокой склонностью к изоморфным замещениям в кристаллической структуре, что приводит к формированию большого избытка отрицательного заряда. Для компенсации избыточного заряда используются не только краевые дефекты структуры, но и внешние поверхности базальных граней, а для смектитов и смешанослойных минералов дополнительно используются и внутренние поверхности базальных граней, что приводит не только к образованию у минералов диффузного слоя, но и к увеличению объема (набуханию глинистых минералов) [3]. Содержание глинистых минералов, их компонентный состав, размер частиц, наличие дефектов кристаллической структуры оказывают влияние на свойства пород.

Глинистые минералы в порошковой пробе достаточно трудно, а порой невозможно идентифицировать, например отличить смешанослойные минералы от смектитов. При изучении пород, содержащих глинистые минералы, необходим комплексный подход: рентгенофазовый анализ порошковой пробы образца для определения полного минерального состава с учетом суммарного содержания каолинита и хлорита, а также суммарного содержания иллитов, смектитов и смешанослойных минералов и дополнительное изучение ориентированного препарата глинистых минералов. Для приготовления ориентированного препарата глинистых минералов из образца кернового материала готовится водная суспензия. Из суспензии гравитационным методом выделяется фракция с размером частиц менее 0,01 мм, накапливается на стеклянную подложку и высушивается при комнатной температуре. Изучение глинистых минералов осуществляется при совместной интерпретации дифрактограмм воздушно-сухого, насыщенного глицерином или этиленгликолем и термически обработанного препарата [4]. В зависимости от интегральных и абсолютных интенсивностей дифракционных максимумов глинистых минералов в ориентированном препарате устанавливается их соотношение во фракции

с размером частиц менее 0,01 мм. Содержание глинистых минералов в породе рассчитывается по общему минеральному составу образца порошковой пробы и соотношению глинистых минералов во фракции частиц с размером менее 0,01 мм.

На рис. 2 представлены дифрактограммы и результаты рентгенофазового анализа порошковой пробы и ориентированного препарата образца породы-коллектора. Состав глинистого цемента в образце преимущественно каолинитовый, и практически отсутствуют набухающие смешанослойные минералы. Поскольку каолинит характеризуется самой высокой среди всех глинистых минералов диффузионной и фильтрационной проницаемостью, то, несмотря на достаточно большую концентрацию глинистых минералов, порода должна обладать хорошими фильтрационно-емкостными свойствами.

Оценка качества изолирующих свойств глинистых пород-флюидоупоров осуществляется комплексно с учетом минерального состава породы, однородности состава по разрезу, соотношения глинистых минералов и их структурных особенностей. Исходя из сочетания указанных факторов выделяют экраняющие горизонты глинистых пород высокого, среднего и низкого качества. Чем выше содержание глинистых минералов в породе, тем лучшими изолирующими свойствами обладает порода. Высокое содержание набухающих глинистых минералов (смектиты и смешанослойные минералы) свидетельствует о высокой способности породы к набуханию, что обуславливает хорошие изолирующие свойства и высокую пластичность пород.

На рис. 3 и в табл. 2 представлены результаты рентгенофазового анализа кернового материала курсовской свиты месторождения Восточной Сибири, образец взят на глубине 1946 м и представляет породу-флюидоупор. Помимо определения общего минерального состава и соотношения глинистых минералов в ориентированном препарате с размером частиц менее 0,01 мм проводилось исследование ориентированных препаратов с размерами частиц менее 0,005; 0,0025; 0,001 мм, что позволяет проследить закономерности изменения состава глинистых и неглинистых минералов в зависимости от изменения размера частиц. Основными породообразующими минералами образца служат глинистые минералы,

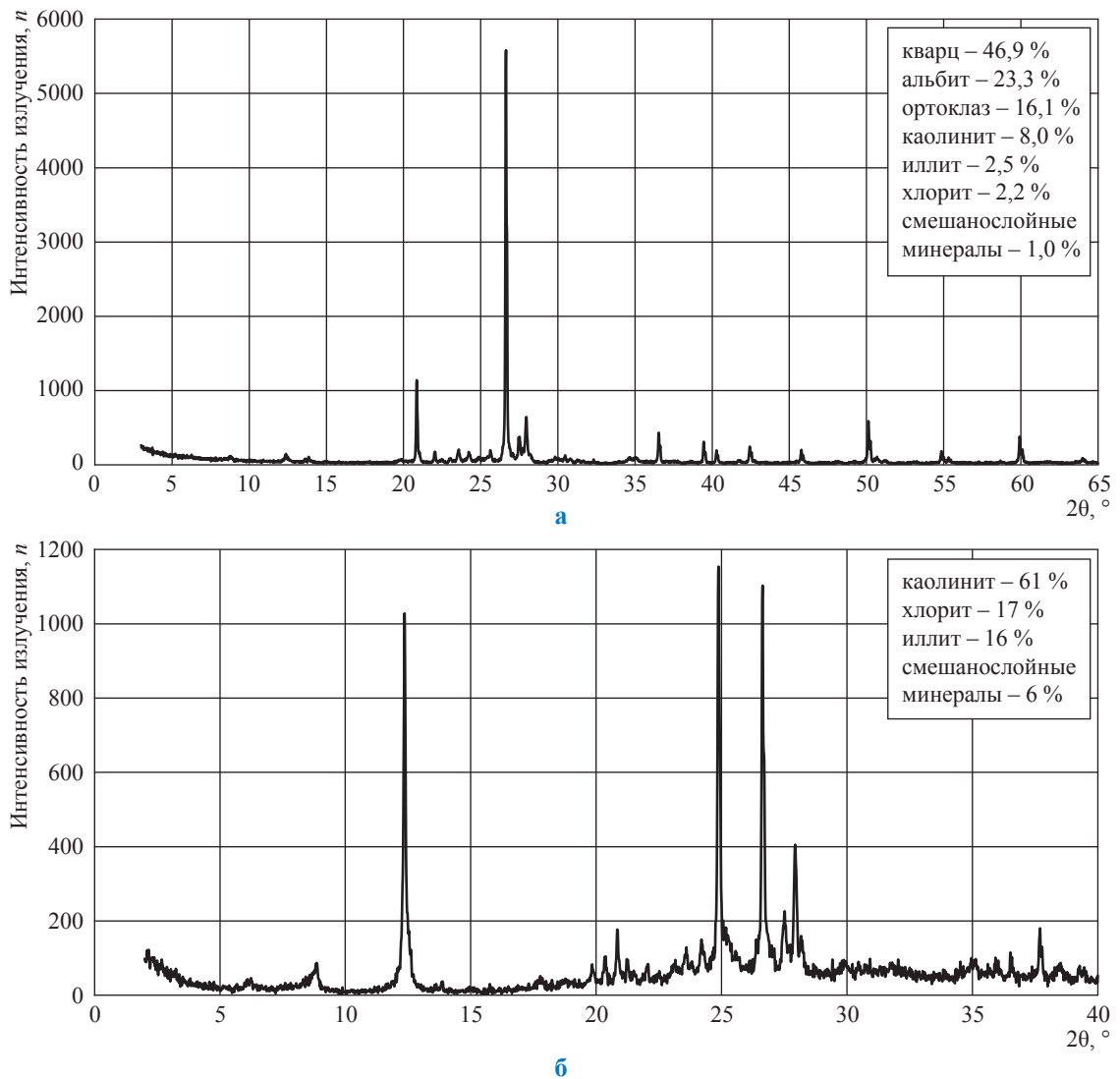


Рис. 2. Дифрактограммы образца кернового материала дагинской свиты (южная часть Северосахалинского прогиба), взятого на глубине 2804 м: а – порошковая проба образца; б – ориентированный препарат глинистых минералов с размером частиц менее 0,01 мм

суммарное содержание которых составляет 72,6 %. На дифрактограммах ориентированных препаратов наблюдаются не только глинистые, но и неглинистые минералы (см. рис. 3б). Калиевые полевые шпаты (КПш) перестают диагностироваться во фракции с размером частиц менее 0,0025 мм. Кварц (Кв) идентифицируется даже во фракции с размером частиц менее 0,001 мм, что свидетельствует о том, что размер частиц большинства неглинистых минералов сопоставим с размером частиц глинистых минералов, данное обстоятельство положительно влияет на изолирующие свойства породы.

Образец курсовской свиты (см. табл. 2) демонстрирует иллит-хлоритовый тип цемента со значительным содержанием

смешанослойных минералов. По профилю дифракционных линий можно заключить, что иллиты имеют большое количество структурных и краевых дефектов и высокое значение нескомпенсированного заряда, следовательно, обладают высокой емкостью катионного обмена, что обуславливает пластичные свойства породы и повышает ее флюидоизолирующие свойства (см. рис. 3б). При уменьшении размера частиц во фракциях практически не происходит изменения соотношения иллита, хлорита и смешанослойных минералов, что свидетельствует о незначительном размере частиц иллитов и хлоритов, сопоставимом с размером частиц смешанослойных минералов. Смешанослойные минералы

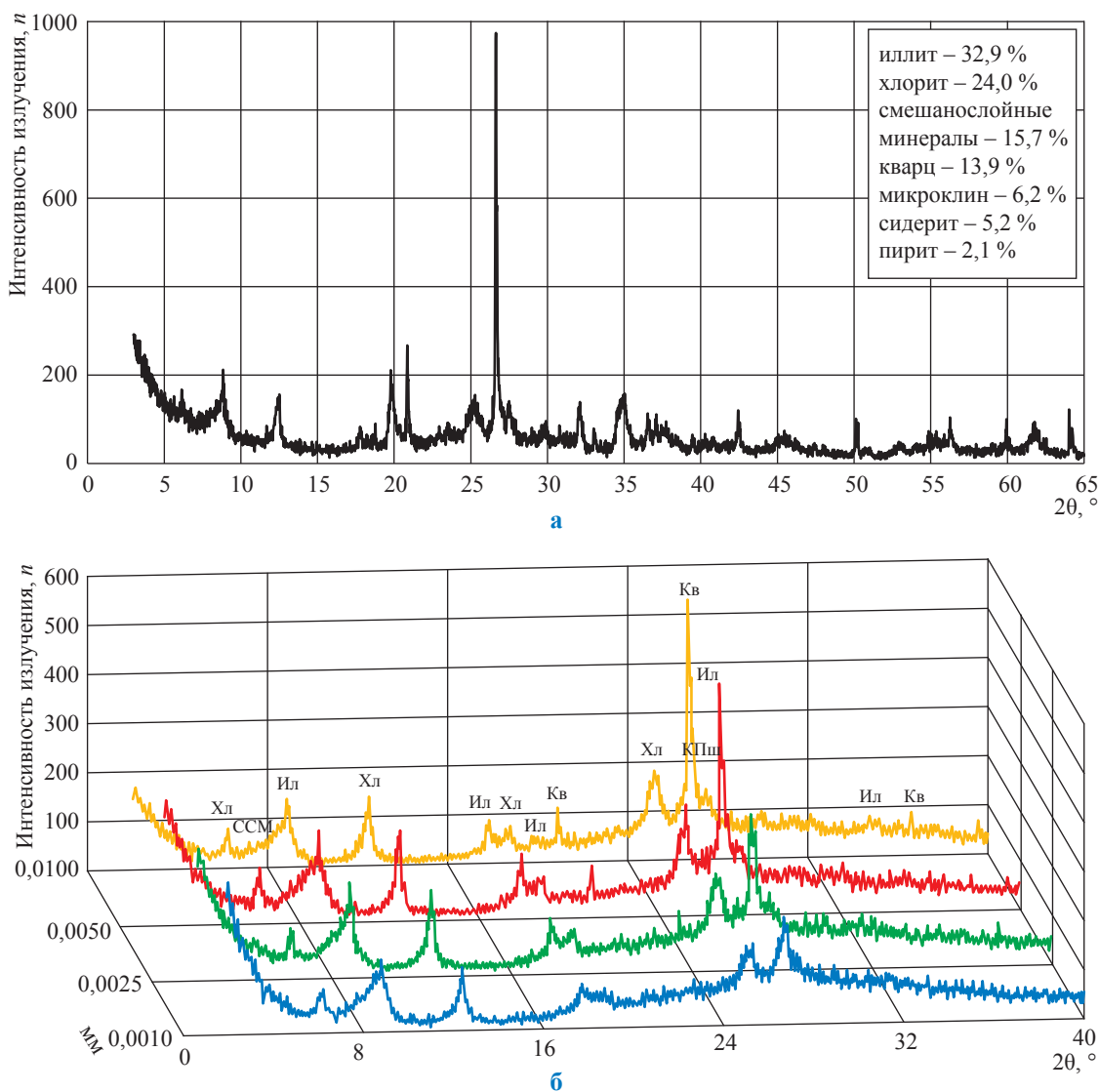


Рис. 3. Дифрактограммы образца kernового материала Восточной Сибири (курсовская свита): а – порошковая проба образца; б – ориентированные препараты глинистых минералов с размером частиц менее 0,01; 0,005; 0,0025; 0,001 мм (Ил – иллит; Хл – хлорит; ССМ – смешанослойные минералы)

Таблица 2

Соотношение глинистых минералов в образце курсовской свиты, содержащихся во фракциях с заданным размером частиц: сл. – следы (менее 5 %)

Литология	Размер частиц, мм, менее	Содержание глинистых минералов, %					Прочие минералы
		каолинит	хлорит	иллиты	смешанослойные	сметиты	
Аргиллит	0,01	–	35	44	21	–	Кв, сл. КПш
	0,005	–	34	46	20	–	Кв, сл. КПш
	0,0025	–	35	45	20	–	Кв
	0,001	–	32	46	22	–	сл. Кв

предположительно иллит-сметитового состава с неупорядоченным чередованием слоев имеют тенденцию к набуханию, что указывает на незавершенный процесс иллитизации смектитов (монтмориллонита). Принимая во внимание высокое содержание глинистых минералов

в породе, незначительный размер частиц неглинистых минералов, большое количество иллитов и набухающих смешанослойных минералов, а также структурные особенности иллита, данную породу можно отнести к флюидоупрам высокого качества.

В процессе количественного рентгенофазового анализа методом Ритвельда одновременно с установлением минерального состава пород уточняются параметры э.я. минералов. Условия формирования и преобразования пород влияют на кристаллическую структуру минералов, что можно использовать для подтверждения границ стратиграфических горизонтов (табл. 3).

Минерал доломит можно рассматривать как упорядоченный твердый раствор в системе $\text{CaCO}_3\text{--MgCO}_3$, что приводит к непостоянству стехиометрического состава минерала и изменению его структурных характеристик. Например, избыток ионов кальция Ca^{2+} в структуре доломита, имеющего больший ионный радиус, чем ионы магния Mg^{2+} , вызывает увеличение параметра э.я. и наоборот [5]. По структурным данным, параметры э.я. доломитов осинского горизонта и юряхской свиты колеблются в меньшую сторону по сравнению с теоретическими значениями, что свидетельствует об отклонении от стехиометрического состава $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$, в структуре исследованных доломитов имеется недостаток ионов кальция Ca^{2+} . Но по структурным данным доломиты четко разделяются на стратиграфические горизонты, что указывает на различные условия формирования пород. В структуре доломитов юряхской свиты наблюдается более значительный недостаток ионов кальция, что отличает их от доломитов осинского горизонта.

Рентгеноструктурный анализ можно применять при решении практических задач: например, отклонение от стехиометрического состава влияет на растворимость карбонатных

пород в соляной кислоте. При технико-технологических расчетах, связанных с применением солянокислотных обработок, для достижения экономической эффективности необходимо учитывать изоморфные замещения карбонатных пород [6]. По профилю дифракционных линий с учетом параметров э.я. возможно установить природу образования минералов (аутигенные, аллотигенные, биогенные и др.), оценить дефекты кристаллической структуры и размер областей когерентного рассеяния (минимальный размер частицы вещества, имеющей правильное кристаллическое строение) или области микроискажения в кристаллах, на которых рентгеновские лучи рассеиваются. Метод рентгеновской дифракции позволяет также анализировать микроколичества соединений, например единичные кристаллы аутигенных минералов и др.

Таким образом, рентгенофазовый и рентгеноструктурный анализ помогает установить однородность минерального состава и кристаллохимические особенности минералов по изучаемому разрезу породы-коллектора либо породы-флюидоупора. Однако рентгеновская дифракция широко применяется и в других областях, связанных с нефтегазовой отраслью. Далее представлены результаты исследования техногенных продуктов, возникающих на всех стадиях геологоразведочного и нефтепромышленного процессов: бурового шлама, осадков в различных приемниках, продуктов коррозии металлических изделий, цементов и цементного камня, асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО).

Таблица 3

Параметры э.я. доломитов осинского горизонта и юряхской свиты

№ образца	Глубина отбора, м	Стратиграфия	Содержание доломита, %	Параметр э.я., Å			
				a		c	
				структурные данные	отклонение от теоретического значения	структурные данные	отклонение от теоретического значения
1	1508	Осинский горизонт	96,2	4,8087	0,0033	16,0151	0,0049
2	1509		85,7	4,8096	0,0024	16,0191	0,0009
3	1510		93,6	4,8086	0,0034	16,0147	0,0053
4	1512		53,9	4,8088	0,0032	16,0143	0,0057
5	1513		81,9	4,8083	0,0037	16,0136	0,0064
6	1517	Юряхская свита	99,1	4,8078	0,0042	16,0095	0,0105
7	1519		99,0	4,8079	0,0041	16,0083	0,0117
8	1522		98,1	4,8071	0,0049	16,0036	0,0164
9	1534		98,5	4,8069	0,0051	16,0063	0,0137

Примечание. Теоретические параметры э.я. $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$: $a = 4,8120 \text{ Å}$, $c = 16,0200 \text{ Å}$.

Исследование образцов бурового шлама

Как уже говорилось, наиболее полные и достоверные исследования пород геологического разреза проводятся путем прямого изучения кернового материала, однако не всегда при бурении удается провести отбор керна, например, слабосцементированных, пористых и проницаемых пород, да и в большинстве случаев бурение ведется без отбора керна. Бескерновое бурение скважин отличается от бурения с отбором керна быстротой и экономической эффективностью. В результате бескернового бурения образуется буровой шлам – мелкие кусочки породы, полученные при бурении и поднятые на поверхность струей бурового раствора, следовательно, образцы шлама поступают в процессе бурения скважины практически непрерывно и могут документировать весь разрез скважины без пропусков.

Метод рентгенофазового анализа не требователен к форме и объему образца, поэтому позволяет по образцам шлама устанавливать минеральный состав пород с минералогическими особенностями разреза, фиксировать смену типов пород и маркирующие горизонты. Информативность исследований образцов шлама повышается, когда геологический разрез изучен по керновому материалу опорной скважины, тогда с использованием данных рентгенофазового анализа образцов шлама и геофизических данных удается не только проводить детальное и полное литологическое расчленение геологического разреза скважины, но и прогнозировать фильтрационно-емкостные свойства пород.

Изучая образцы шлама, можно решить ряд проблем, возникающих непосредственно в процессе бурения, например подобрать оптимальный буровой раствор или технологию бурения. В табл. 4 представлены результаты анализа налипшей на долото массы, которая препятствует бурению скважины. Основным глинистым минералом образца является смектит, содержание которого достигает 14,1 %. Сметиты

и смешанослойные минералы (с явным преобладанием смектитовых пакетов) характеризуются высокой емкостью катионного обмена и способны к набуханию. Благодаря внедрению в межслоевое пространство молекул воды или других катионов порода становится вязкой и пластичной. При прохождении данного интервала для снижения набухаемости глинистых минералов предлагается использовать буровой раствор с высокой минерализацией, который будет препятствовать взаимодействию глинистых минералов с водой.

Изучение продуктов коррозии металлов

Важным аспектом применения метода рентгеновской дифракции служит исследование продуктов коррозии. Коррозия как явление самопроизвольного разрушения металлов в результате химического или физико-химического взаимодействия с окружающей средой – это серьезный фактор аварийности трубопроводов и промышленного оборудования. Причины и продукты коррозии всегда определяются свойствами коррозионноопасной среды, с которой контактирует металлическое изделие.

Рентгенофазовый анализ позволяет определять качественный и количественный фазовый состав продуктов коррозии вне зависимости от типа коррозионного процесса, механизма коррозии, вида коррозионной среды и характера разрушения поверхности металла. Данные обстоятельства делают его основным и единственным методом определения фазового состава продуктов коррозии, обладающих кристаллической структурой. Образующиеся в результате коррозионного процесса соединения железа отражают условия, в которых происходит коррозия. Исходя из этого можно установить механизм коррозионного разрушения, параметры среды (рН, температуру, присутствие воды, наличие CO_2 в газе и растворенной углекислоты в водной фазе, присутствие механических примесей и др.), что позволяет подбирать

Таблица 4

Результаты определения общего минерального состава

Образец	Содержание минералов в породе, %										Суммарное содержание разбухающих минералов, %
	кварц	альбит	ортотлаз	пирит	амфиболы	глинистые					
						каолинит	хлорит	иллиты	смешанослойные	смектиты	
С долота	35,6	28,4	13,7	1,2	0,6	0,2	1,3	3,9	1,0	14,1	15,1

и проводить эффективные мероприятия по защите от коррозии (подбор защитных покрытий, введение ингибиторов коррозии или удаление примесей). В ряде случаев продукты коррозии играют решающую роль в торможении коррозионных процессов, например, при образовании на поверхности защитных пленок, препятствующих дальнейшей диффузии активных частиц коррозионной среды, или труднорастворимых продуктов (гидроксидов).

На рис. 4 представлены дифрактограммы двух образцов коррозии металлов. Образцы имеют различный фазовый состав, это означает, что коррозия происходит в разных условиях и методы защиты металла от коррозии следует диверсифицировать.

Контроль качества цемента и цементного камня

При введении в эксплуатацию нефтяных и газовых скважин неотъемлем процесс тампонирувания (цементации), которое необходимо для закрепления и защиты от коррозии обсадных колонн, предотвращения распространения газа или нефти в затрубной области, изоляции друг от друга пластов, содержащих различные виды флюидов (воду, нефть, газ) и др. В связи с этим к цементному (тампонажному) камню предъявляются высокие требования: значительная эластичность (трещиностойкость), позволяющая выдерживать динамические нагрузки (например, при перфорации); коррозионно- и термостойкость; хорошая адгезия с металлом и горными породами;

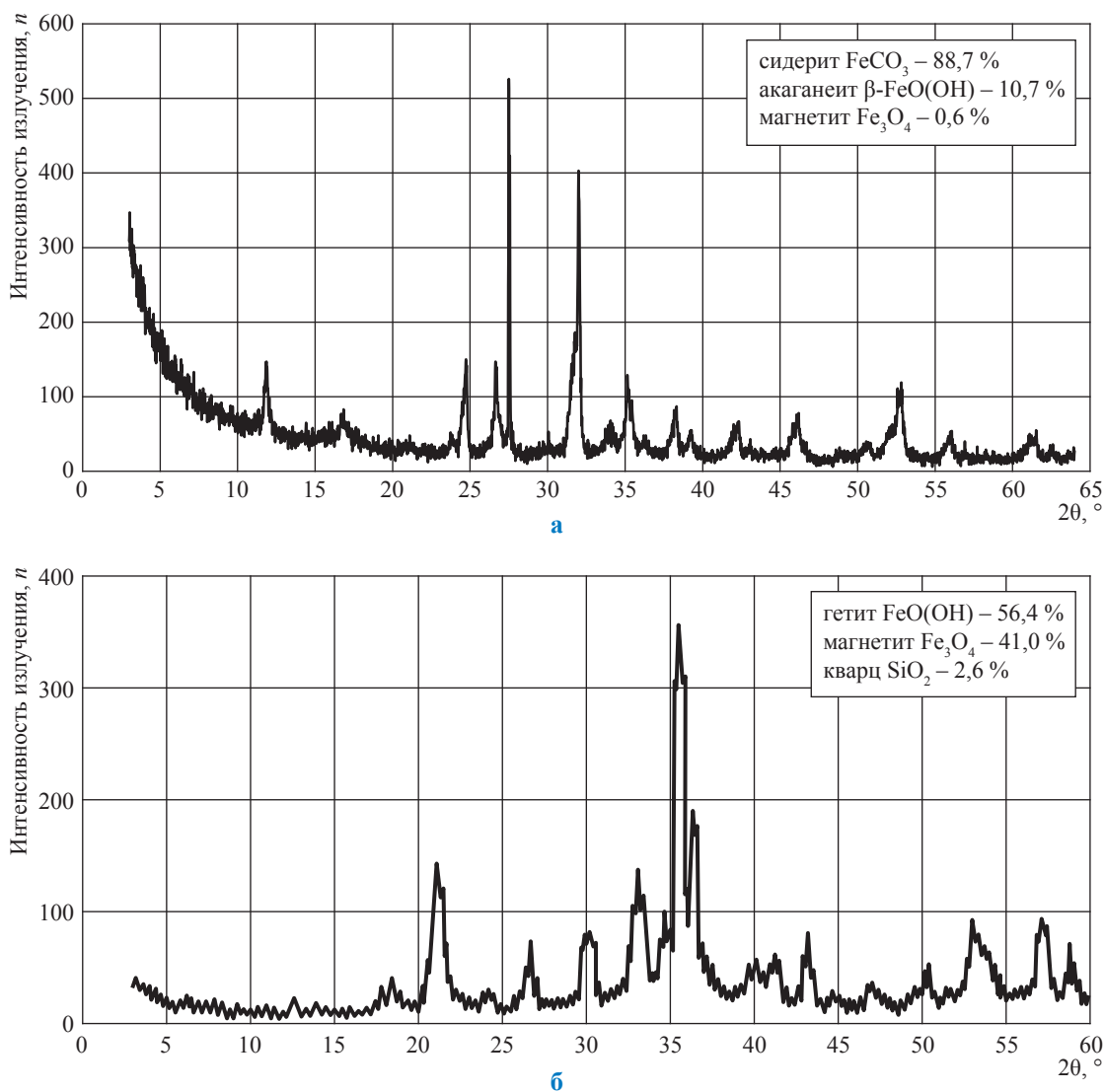


Рис. 4. Результаты рентгенофазового анализа продуктов коррозии металлов:
а – 1-й образец; б – 2-й образец

практически полная непроницаемость для жидкостей и газов; камень также не должен давать усадки при твердении и др.

Метод рентгенофазового анализа позволяет контролировать качество цементов и цементного камня вне зависимости от типа тампонажного цемента (портландцементы, цементы Сорреля и др.) по фазовому и оксидному составу (табл. 5, 6). Исходя из полученных результатов по фазовому и оксидному составу цементы соответствуют заявленным характеристикам и удовлетворяют требованиям нормативных документов.

Качество цементного камня устанавливается при исследовании материала цементных столбиков, резкое снижение прочностных характеристик цементного камня обуславливается наличием в рентгеноаморфном веществе кристаллических соединений: крупных зерен кварца, не прошедших предварительного измельчения (нарушение технологии изготовления песчанистого цемента); кристаллогидратов сульфата кальция, $Mg_3(OH)_3Cl \cdot 4H_2O$ и других соединений (нарушение технологии затворения).

Исследование органических соединений

Метод рентгеновской дифракции применим для изучения органических соединений, возникающих в результате эксплуатации нефтегазовых месторождений. К примеру, образование АСПО приводит к закупориванию пор пласта и снижению его фильтрационных характеристик, зависанию насосных штанг, уменьшению полезного сечения насосно-компрессорных труб, как следствие, значительно снижает добычу углеводородов и повышает износ оборудования. АСПО представляют собой высокодисперсные

суспензии кристаллов парафина и асфальтенов с решеткой молекулярного типа (система устойчивых, взаимодействующих, плотноупакованных молекул, которые расположены в узлах кристаллической решетки). В составе отложений могут содержаться механические примеси в виде частиц породы, продукты коррозии, кристаллы неорганических солей.

Основной характеристикой АСПО является фазовый состав, от которого зависят физико-химические свойства (температура плавления) отложений. Установление фазового состава необходимо для организации мероприятий по удалению АСПО с использованием химических (растворители) либо тепловых методов очистки. Методом рентгеноструктурного анализа удастся идентифицировать преимущественный гомолог парафина в образце АСПО. В результате исследования определяется длина цепи нормального парафина (в случае разветвленных цепей – длина основной цепи), а также устанавливается природа механических примесей в АСПО. Полученные данные позволяют подбирать эффективные методы удаления АСПО и по возможности предотвращать их образование.

На рис. 5 представлена дифрактограмма парафина, выделенного из образца АСПО, образовавшегося на стенке трубы. Определение преимущественного гомолога парафина проводилось в соответствии с методикой Котельниковой по графику зависимости расстояния между рефлексами 002 и 004 ($^{\circ}2\theta$) от числа атомов углерода в молекуле n-парафина [7]. Установлено, что парафины в образце имеют преимущественную длину цепи атомов углерода 37–38 ед. (преимущественные гомологи исследуемой смеси относятся к группам углеводородов C_{37} , C_{38}),

Таблица 5

Результаты определения фазового состава цементов

Образец	Содержание фазы, %								
	алит (C ₃ S)	белит (C ₂ S)	феррит (C ₄ AF)	алюминат (C ₃ A)	периклаз (MgO)	известь (CaO)	ангидрит (CaSO ₄)	кварц (SiO ₂)	K ₂ SO ₄
Портландцемент	51,6	17,8	12,1	1,1	2,5	6,8	5,1	1,1	1,9
Портландцемент песчанистый	57,2	32,7	6,9	1,8	1,4	–	–	–	–

Таблица 6

Оксидный состав цементов, рассчитанный по данным рентгенофазового анализа

Образец	Содержание, %						
	CaO	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	SO ₃	MgO	K ₂ O
Портландцемент	65,35	20,89	5,18	1,22	3,86	2,46	1,04
Портландцемент песчанистый	47,07	47,43	3,40	0,69	–	1,41	–

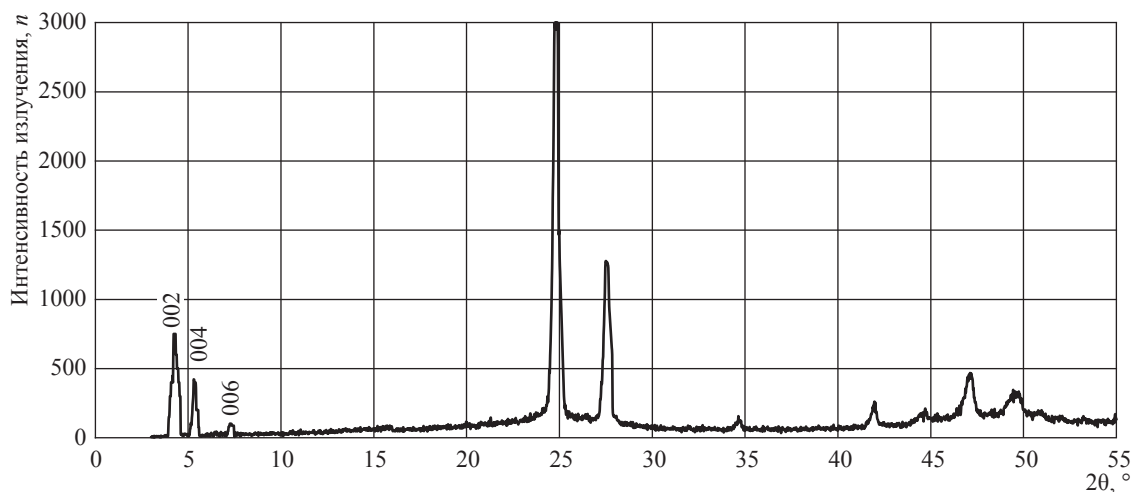


Рис. 5. Дифрактограмма пробы парафина, выделенного из АСПО (съемка в режиме переменной щели падающего излучения с последующей конвертацией на кобальтовое излучение)

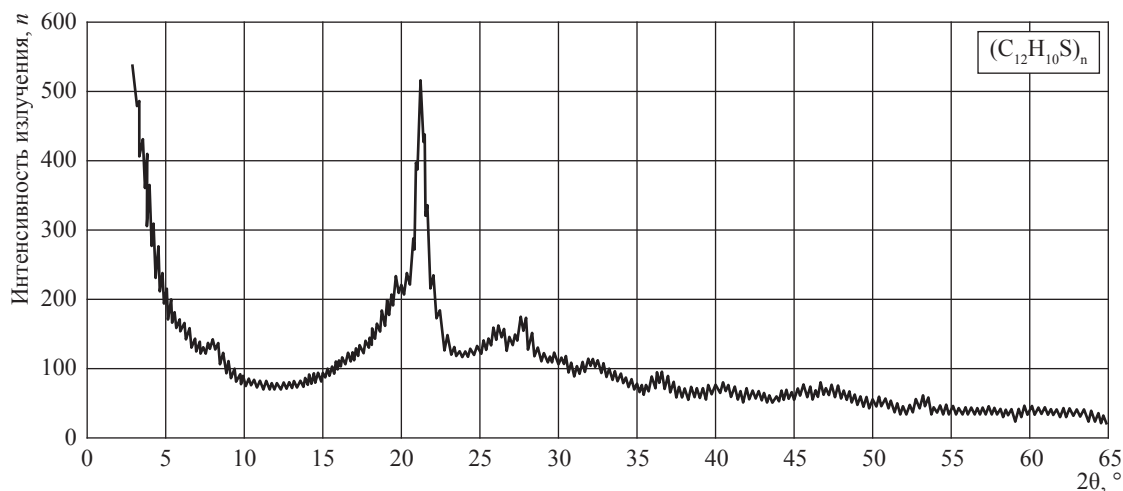


Рис. 6. Дифрактограмма осадка из приемника

следовательно, среди компонентов парафина будут преобладать церезины (смесь предельных углеводородов с числом атомов углерода в молекуле от 36 до 55), имеющие температуру плавления более 60 °С.

Дифрактограмма на рис. 6 идентифицирует в качестве основного компонента исследуемого осадка поли(1-4 фенил сульфид) $(C_{12}H_{10}S)_n$. Данный полимер используется для изготовления деталей нефтепромыслового оборудования, разрушение которого и послужило причиной образования осадка.

Метод рентгеновской дифракции (рентгенофазовый и рентгеноструктурный анализ)

является универсальным, а в ряде случаев единственно возможным применительно к исследованию сложных геологических объектов и техногенных продуктов, представляющих как неорганические, так и органические соединения. Он позволяет детально исследовать ядерный материал, обеспечивая качественную идентификацию фаз, определение количественного фазового состава и структурных особенностей минералов. Применяется также для исследования техногенных продуктов добычи углеводородного сырья: бурового шлама, продуктов коррозии, цементов и цементного камня, АСПО, различных осадков и др.

Список литературы

1. Ковба Л.М. Рентгенофазовый анализ / Л.М. Ковба, В.К. Трунов. – М.: МГУ, 1976. – 232 с.
2. Guggenheim S. Summary of recommendations of nomenclature committees relevant to clay mineralogy: report of the Association Internationale pour l'Etude des Argiles (AIPEA) Nomenclature Committee for 2006 / S. Guggenheim, J.M. Adams, D.C. Bain et al. // Clays and Clay Minerals. – 2006. – V. 54. – № 6. – P. 761–772.
3. Осипов В.И. Глинистые покрышки нефтяных и газовых месторождений. / В.И. Осипов, В.Н. Соколов, В.В. Еремеев. – М.: Наука, 2001. – 238 с.
4. Moore D.M. X-Ray diffraction and the identification and analysis of clay minerals / D.M. Moore, R.C. Reynolds. – Oxford, UK: Oxford University Press, 1989. – 332 p.
5. Пушаровский Д.Ю. Рентгенография минералов / Д.Ю. Пушаровский – М.: Геоинформмарк, 2000. – 292 с.
6. Харитонов В.П. Изоморфные замещения карбонатных пород Восточной Сибири / В.П. Харитонов, О.Г. Михалкина, С.В. Гульятев // Материалы III Байкальской всероссийской молодежной научной конференции по геологии и геофизике. – Улан-Уде, 2015. – С. 278–281.
7. Котельникова Е.Н. Кристаллохимия парафинов / Е.Н. Котельникова, С.К. Филатов // СПб.: Нева, 2002. – 352 с.

УДК 553.981:536.6

В.М. Булейко, Б.А. Григорьев, В.А. Истомина

Калориметрическое исследование образования и разложения гидратов изобутана и смесей изобутана и нормального бутана

Ключевые слова:
изобутан,
нормальный бутан,
газовый гидрат,
адиабатическая
калориметрия,
фазовое
равновесие.

Keywords:
isobutane,
normal butane,
gas hydrate,
adiabatic calorimetry,
phase equilibrium.

При моделировании процессов гидратообразования в промышленных системах необходимо иметь данные по термобарическим условиям и кинетике образования и разложения гидратов смесей углеводородов. Термодинамические свойства гидратов метана, этана и пропана, а также кинетика процессов их образования и разложения уже детально изучены, тогда как термодинамические характеристики гидрата изобутана исследованы недостаточно, а гидрат нормального бутана не был получен [1, 2]. Молекулы нормального бутана, как известно, внедряются в гидратную решетку при формировании гидратов углеводородных смесей. Однако до сих пор неизвестно, может ли чистый нормальный бутан образовывать гидраты или нет (что теоретически не исключается при температурах существенно ниже 273 К). Таким образом, требуется детализация роли нормального бутана при образовании гидратов смесей углеводородов, а также анализ возможности гидратообразования чистого нормального бутана при низких (до 110 К) температурах.

В этой связи целесообразны дополнительные термодинамические исследования образования и разложения гидратов изобутана, нормального бутана и их смесей различного состава.

Экспериментальная установка, методика исследований

Экспериментальные исследования термодинамики и кинетики образования и разложения гидратов изобутана и смесей изобутана и нормального бутана в водонасыщенном кварцевом песке проведены на прецизионном экспериментальном калориметрическом комплексе [3], который предназначен для определения термодинамических параметров (температуры, давления, энтальпии) исследуемых систем в диапазоне температур 110–420 К при давлениях до 60 МПа. Калориметрический метод позволяет на основе данных о теплоемкости и температурных производных давления при постоянном объеме строить фазовые диаграммы углеводородов в объеме и в водонасыщенных пористых средах, а также изучать релаксацию метастабильных систем в состояние равновесия. Современная адиабатическая калориметрия дает наиболее точные значения теплоемкости и кривые сосуществования чистых веществ и их смесей, позволяет определить тип фазового перехода и свойства сосуществующих фаз по характеру температурной зависимости термодинамических производных измеряемых параметров.

Измерения выполнены по оригинальной методике ГСССД [4], зарегистрированной в Российском научно-техническом центре информации по стандартизации, метрологии и оценке соответствия. Методика [4], в частности, описывает процедуры приготовления образца, заполнения калориметрической ячейки водой и газом, собственно исследований.

Исследования проведены как в объеме, так и в водонасыщенном кварцевом песке (размер зерна 25–38 мкм, удельная поверхность $0,104 \cdot 10^6$ м²/м³, поровый объем $4,896 \cdot 10^{-6}$ м³, пористость 45,9 %). Для приготовления образцов использовались изобутан 99,99 % мол. чистоты и нормальный бутан 99,96 % мол. чистоты, а также бидистиллированная вода. Равномерная водонасыщенность порового пространства кварцевого песка создавалась по специальной методике [5], доля заполнения порового пространства составляла 0,22 объема пор. После равномерного насыщения порового

пространства кварцевого песка водой калориметрическая ячейка помещалась в калориметр, далее система охлаждалась ниже температуры кристаллизации льда. После замораживания воды система вакуумировалась и заполнялась бутанами. Использовались три режима измерения: 1) охлаждение, 2) нагрев и 3) релаксация системы в состояние равновесия [6]. В ходе измерений непрерывно фиксировались четыре параметра: давление, температура, теплоемкость и энтальпия.

Исследование процесса образования и разложения гидрата изобутана

Проведено калориметрическое исследование фазового поведения жидкого и газообразного изобутана в водонасыщенном кварцевом песке при условии гидратообразования (измерение основных термодинамических параметров, построение фазовой диаграммы изобутана и его гидрата, изучение кинетики образования и разложения гидрата изобутана). При этом также отработывалась методика получения гидрата изобутана, которая использовалась при последующем изучении гидратов смесей бутанов. Установлено, что процесс образования гидрата изобутана имеет определенные особенности, затрудняющие его получение. Эффективным способом получения гидрата изобутана является предварительное охлаждение системы «вода – изобутан» до температуры жидкого азота (77,35 К) с последующим

ее нагревом. Благодаря этому удается перевести в фазу гидрата изобутана практически всю воду, о чем свидетельствовали результаты измерений удельной теплоемкости и энтальпии системы в окрестности 273,16 К. Измерение этих величин в окрестности 273,16 К является способом контроля количества льда, не перешедшего в гидратную фазу [5, 6]. Отклонение от регулярной составляющей теплоемкости системы свидетельствует о наличии поглощения теплоты в результате плавления льда (тем самым определяется полнота перехода льда в гидратную фазу).

На основе экспериментальных данных о теплоемкости и температурных производных давления при постоянном объеме построена фазовая диаграмма гидрата изобутана (рис. 1). Для сравнения представлены фазовые диаграммы гидратов метана, этана и пропана, полученные ранее [5, 6], (см. рис. 1).

Уточненные кривые фазовых равновесий «вода – гидрат – изобутан (газ, жидкость)» были получены в результате исследования процессов образования и разложения гидратов в режиме релаксации [6]. На рис. 2 показана низкотемпературная область гидрата изобутана и для сравнения нанесены ранее полученные экспериментальные данные [7] в диапазоне температур 242–273 К. Следует отметить хорошее совпадение в этом диапазоне температур ранее опубликованных данных с прецизионными результатами последних измерений.

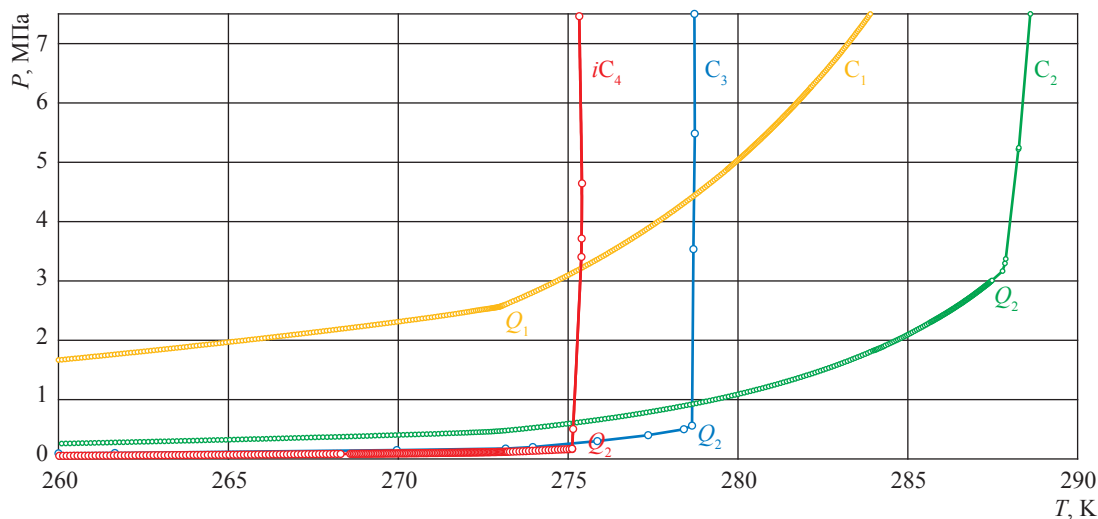


Рис. 1. Фазовые диаграммы гидратов изобутана (iC_4), метана (C_1), этана (C_2) и пропана (C_3): Q_1 , Q_2 – нижняя и верхняя квадрупольные точки газовых гидратов соответственно; T – температура; P – давление

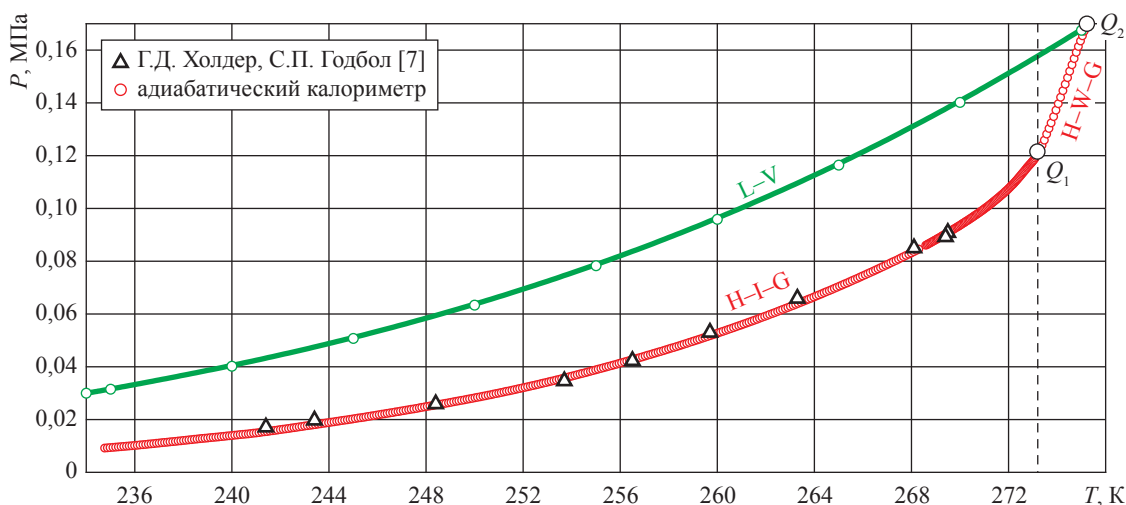


Рис. 2. Фазовая диаграмма гидрата изобутана: L–V – пограничная кривая «жидкость – пар» изобутана; H–I–G – кривая равновесия «гидрат изобутана – лед – газообразный изобутан»; H–W–G – кривая равновесия «гидрат изобутана – вода – газообразный изобутан»

На рис. 2 также показаны нижняя Q_1 ($T = 273,16$ К; $P = 0,122$ МПа) и верхняя Q_2 ($T = 275,14$ К; $P = 0,169$ МПа) квадрупольные точки гидрата изобутана. Нижняя квадрупольная точка гидрата изобутана находится на пересечении кривых трехфазного равновесия H–I–G и H–W–G. Верхняя квадрупольная точка гидрата изобутана – это точка пересечения кривой трехфазного равновесия H–W–G и пограничной кривой L–V изобутана. В термобарической области выше верхней квадрупольной точки линия трехфазного равновесия «вода – гидрат изобутана – жидкий изобутан» практически вертикальна.

Исследование возможности образования гидрата нормального бутана

Предпринята попытка применить отработанную методику получения и исследования гидрата изобутана для получения гидрата нормального бутана. С этой целью водонасыщенный кварцевый песок заполнялся нормальным бутаном и охлаждался до температуры жидкого азота (аналогично процессу получения гидрата изобутана). После этого система исследовалась в режиме нагрева. На рис. 3 и 4 представлены зависимости, отражающие фазовое состояние системы «лед (вода) – (изо- и нормальный) бутан» при нагреве (изохора A–E). Участки изохор A'B'C' и A''B''C'' соответствуют процессу образования гидрата изобутана при плавлении

льда в окрестности 273,16 К. Участки изохор C'D'E' и C''D''E'' соответствуют процессу разложения гидрата изобутана. Экстремумы B' и B'' соответствуют плавлению льда, а экстремумы D' и D'' – разложению гидрата изобутана (см. рис. 4).

Анализ полученных данных свидетельствует о том, что метод, оказавшийся эффективным для получения гидрата изобутана, не дал положительного результата применительно к нормальному бутану. Аналогично участкам изохор A'B'C' и A''B''C'' системы «изобутан – вода» участок изохоры ABC системы «нормальный бутан – вода» соответствует плавлению льда в окрестности 273,16 К (экстремум в точке B). Однако, если в случае изобутана при дальнейшем нагреве наблюдались экстремумы D' и D'', соответствующие разложению гидрата изобутана, в случае нормального бутана подобного экстремума в точке D не наблюдалось (см. рис. 4), что свидетельствует о том, что в процессе нагрева при плавлении льда гидрата чистого нормального бутана не образуется.

Попытки получения гидрата чистого нормального бутана были предприняты для широкого диапазона плотностей газообразного и двухфазного (жидкость – пар) нормального бутана, но к положительным результатам не привели.

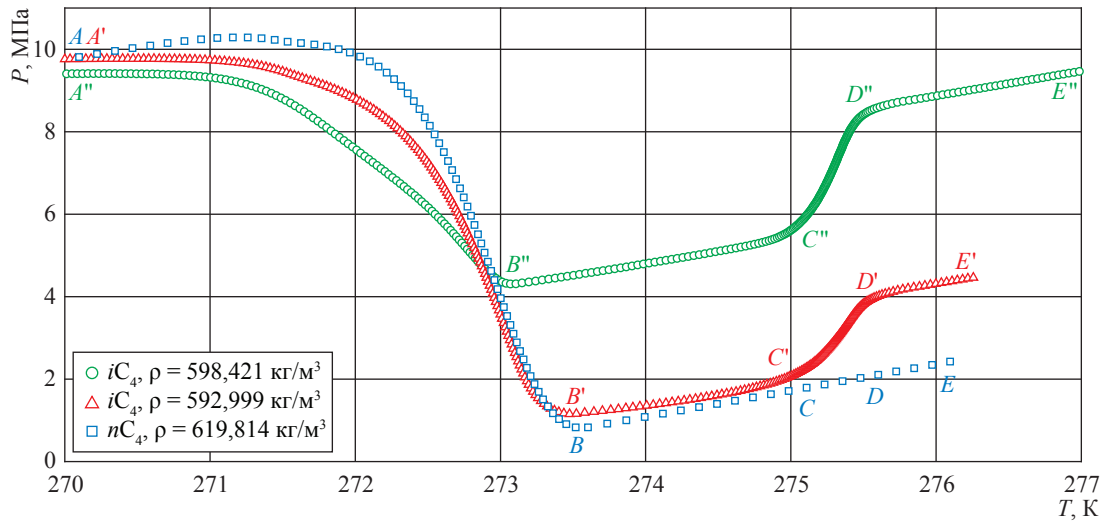


Рис. 3. Изохоры плавления льда ($A'E'$), образования и разложения гидрата изобутана ($A''E''$) и плавления льда системы «нормальный бутан – вода» (AE)

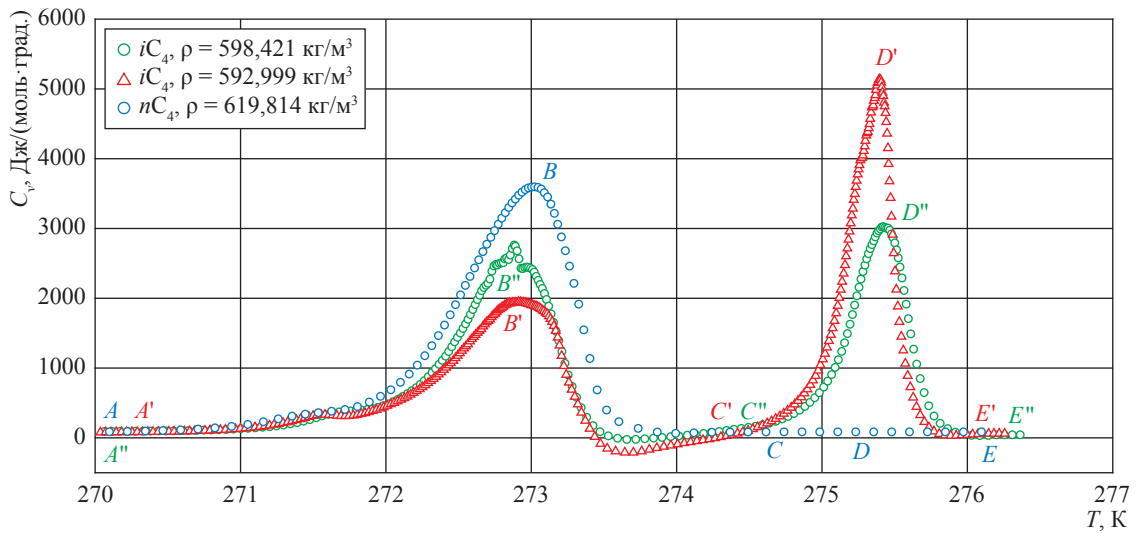


Рис. 4. Изохорная теплоемкость плавления льда ($A'E'$), образования и разложения гидрата изобутана ($A''E''$) и плавления льда системы «нормальный бутан – вода» (AE)

Исследование процесса образования и разложения гидратов смесей изобутана и нормального бутана

Проведено исследование фазового поведения жидких и газообразных смесей изобутана и нормального бутана в водонасыщенном кварцевом песке при условии гидратообразования. Состав смесей представлен в табл. 1. В экспериментах плотность бутановых смесей варьировалась от 50 до 450 кг/м³, что позволило исследовать равновесие гидратов как с газовой, так и с жидкой фазой бутанов.

На рис. 5 показана изохора разложения гидрата изобутана, находящегося в равновесии с бинарной смесью «изобутан – нормальный бутан» (см. смесь № 2 в табл. 1). Благодаря малой плотности (53,812 кг/м³) и низкой концентрации (0,85 % мол.) нормального бутана на участке изохоры AQ_1' бутановая смесь находится в газообразном состоянии. Пунктиром (CD) на рис. 5 нанесен график изменения общего давления в системе, обеспечивающего равновесие парциального давления изобутана и его гидрата при концентрации изобутана

Таблица 1

Процентный состав смесей изобутана и нормального бутана, используемых при исследовании процесса образования и разложения гидратов, % мол. nC_4 / % мол. iC_4

Состав смеси	Смесь								
	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5	№ 6	№ 7	№ 8	№ 9
Исходный	0/ 100	0,85/ 99,15	3,11/ 96,89	4,75/ 95,25	9,75/ 90,25	14,57/ 85,43	20,27/ 79,73	25,64/ 74,36	30,06/ 69,94
В точке $Q'_1(Q_1)$	0/ 100	12,48/ 87,52	30,02/ 69,98	30,07/ 69,93	30,15/ 69,85	29,43/ 70,57	29,57/ 70,33	29,39/ 71,61	30,40/ 69,60

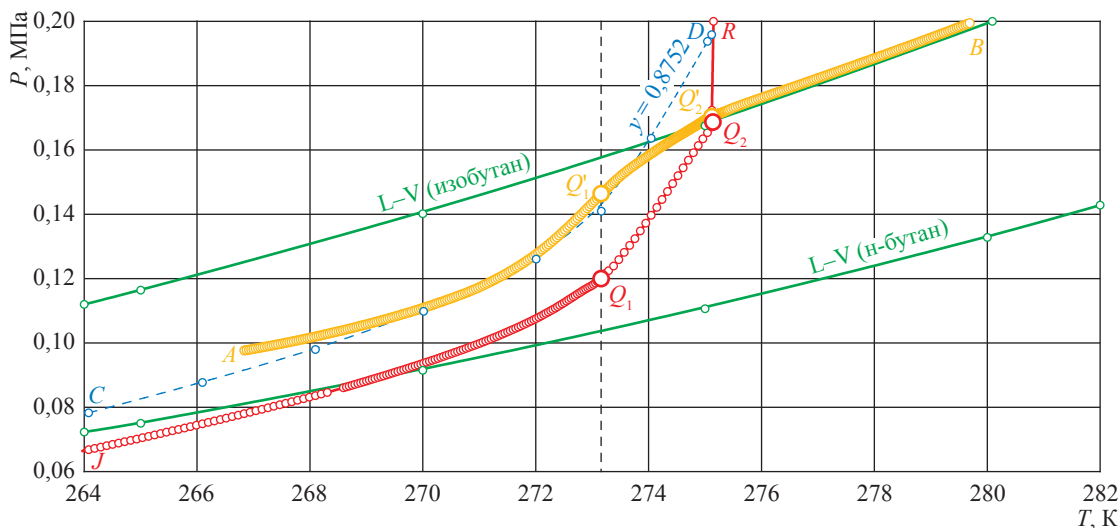


Рис. 5. Фазовая диаграмма гидрата чистого изобутана (JQ_1Q_2R) и изохора разложения гидрата изобутана, находящегося в равновесии с бинарной смесью «изобутан – нормальный бутан» ($AQ'_1Q'_2B$): Q_1, Q_2 – нижняя и верхняя квадрупольные точки гидрата чистого изобутана; Q'_1, Q'_2 – нижняя и верхняя квадрупольные точки гидрата изобутана, находящегося в равновесии с бинарной смесью «изобутан – нормальный бутан»

87,52 % мол. в смеси бутанов (см. далее соотношение (2)).

Увеличение плотности смеси или концентрации нормального бутана (см. смесь № 3 и последующие в табл. 1) ведет к образованию двухфазной системы (жидкость – пар) бутанов и, как следствие, согласно правилу фаз Гиббса (см. далее соотношение (3)) к снижению числа степеней свободы системы в точке Q'_1 до нуля (в равновесии находятся пять фаз трехкомпонентной системы). Результаты исследования систем с более высоким содержанием нормального бутана представлены на рис. 6.

Как результат неинвариантности системы все изохоры пересекаются в одной точке Q'_1 . Концентрация изобутана в нижней квадрупольной точке Q'_1 не зависит от исходного состава смеси и составляет 29,39–30,40 % мол. При понижении температуры ниже точки Q'_1 концентрация нормального бутана в смеси, находящейся

в равновесии с гидратом, повышается (см. рис. 5: в отсутствии гидратообразования участок изохоры AQ'_1 в представленном диапазоне температуры почти горизонтален). Постоянство концентрации изобутана в нижней квадрупольной точке Q'_1 для различных составов исходной смеси бутанов поддерживается за счет частичной диссоциации гидрата, благодаря которой увеличивается доля изобутана в смеси.

На рис. 7 представлены энтальпии изохорного разложения гидрата изобутана, находящегося в равновесии с бинарными смесями «изобутан – нормальный бутан», содержащими ~ 14 % мол. нормального бутана. Участок AB соответствует плавлению льда, BC – разложению гидрата. Изменение энтальпии изохорного разложения гидрата изобутана, находящегося в равновесии с бинарными смесями бутанов, показывает, что уменьшение плотности исходной смеси влечет частичную

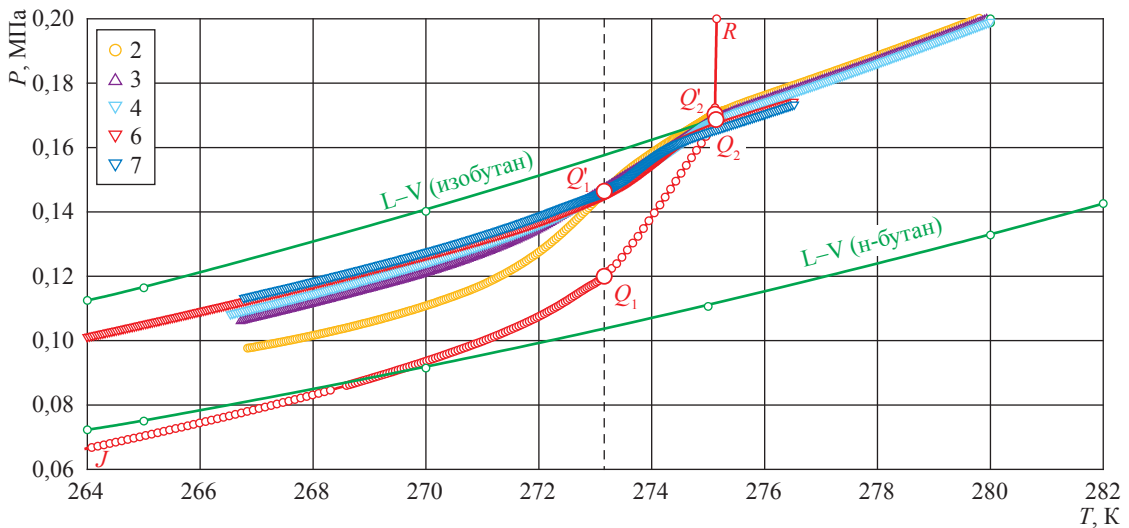


Рис. 6. Изохоры разложения гидрата изобутана, находящегося в равновесии с бинарными смесями «изобутан – нормальный бутан»: номера кривых соответствуют номерам смесей (см. табл. 1)

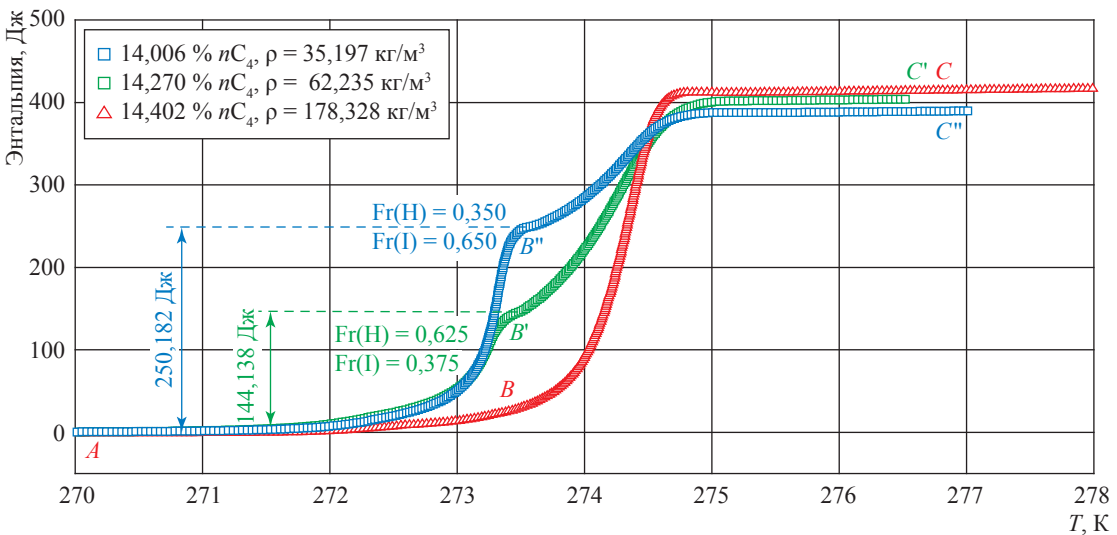


Рис. 7. Энтальпия изохорного разложения гидрата изобутана, находящегося в равновесии с бинарными смесями «изобутан – нормальный бутан»: Fr(H) – доля гидрата; Fr(I) – доля льда; ρ – плотность исходной смеси бутанов

диссоциацию гидрата, обеспечивая тем самым постоянство (29,39–30,40 % мол.) состава равновесной смеси бутанов в нижней квадрупольной точке. Наоборот, увеличение плотности исходной смеси ведет к увеличению доли гидрата, поскольку для обеспечения равновесной концентрации в нижней квадрупольной точке при повышенной плотности исходной смеси необходима дополнительная «клатрация»¹

изобутана (доля гидрата увеличивается). Вследствие увеличения плотности исходной смеси бутанов с 35,197 до 62,235 кг/м³ доля гидрата в нижней квадрупольной точке возрастает с 0,35 до 0,625, а при ρ = 178,328 кг/м³ вся вода находится в фазе гидрата (см. рис. 7).

Верхняя квадрупольная точка гидрата чистого изобутана Q₂ трансформируется для смесей в линию верхних квадрупольных точек гидрата изобутана, находящегося в равновесии с бинарной смесью бутанов. В табл. 2 представлены параметры верхних квадрупольных

¹ Клатрация – способ разделения, выделения и очистки веществ, основанный на явлении образования клатратов.

Таблица 2

Параметры верхних квадрупольных точек гидратов изобутана, находящихся в равновесии с чистым изобутаном, а также исследованных смесей бутанов (составы смесей см. в табл. 1)

Параметр	Смесь								
	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5	№ 6	№ 7	№ 8	№ 9
T_{Q_2} , К	275,08	275,12	275,12	275,01	274,92	274,60	274,31	273,98	273,31
P_{Q_2} , МПа	0,169	0,171	0,170	0,168	0,166	0,162	0,159	0,156	0,150

точек гидратов изобутана, находящихся в равновесии с чистым изобутаном, а также исследованных смесей бутанов (см. рис. 5: Q_2 – верхняя квадрупольная точка гидрата изобутана, находящегося в равновесии со смесью № 2).

Как показали исследования, фазовое поведение бутанов в водонасыщенном кварцевом песке при условии гидратообразования для газообразного и двухфазного состояний бутанов имеет определенные особенности:

1) в смеси изобутана и нормального бутана в процессе гидратообразования участвует главным образом изобутан;

2) нормальный бутан, находясь в смеси с изобутаном, изменяет термодинамические параметры существования гидрата изобутана.

Условием равновесия смеси изобутана и нормального бутана с гидратом является равенство химического потенциала (летучести) изобутана в газовой фазе (G) и в гидрате (H):

$$\mu_{nC_4}^G = \mu_{nC_4}^H \quad (1)$$

Термодинамические условия эксперимента ($P < 2$ бар) позволяют при малой плотности смесей бутанов применять методы теории идеальных растворов. Поскольку парциальное давление компонентов смеси невелико, летучести компонентов достаточно близки к их парциальным давлениям. Увеличение концентрации нормального бутана в смеси, находящейся в равновесии с гидратом, ведет к общему росту давления системы, поддерживающего парциальное давление изобутана равным давлению его равновесия с гидратом. Таким образом, можно записать

$$P = \frac{P_1^H}{y} \quad (2)$$

где P – общее давление; P_1^H – равновесное давление гидрата чистого изобутана; y – мольная доля изобутана в паровой фазе.

Согласно правилу фаз Гиббса состояние многофазной многокомпонентной системы определяет следующее уравнение:

$$F = K - \Phi + 2, \quad (3)$$

где F – число степеней свободы; K – число компонентов; Φ – число фаз. Двойка обозначает два параметра: давление и температуру.

Исходная концентрация изобутана в смеси № 2 (99,15 % мол., см. табл. 1, 2) подобрана таким образом, чтобы обеспечить однофазное (газ) состояние равновесной с гидратом бутановой смеси вплоть до точки Q'_1 , соответствующей 273,16 К (температура плавления льда) (см. изохору JQ_1Q_2R на рис. 5). Повышение температуры сопровождается частичным разложением гидрата и, как следствие, ростом давления, в результате разложения гидрата изобутана, мольная концентрация которого в паровой фазе растет. Точка Q'_1 изохоры AQ'_1 соответствует равновесию «гидрат – лед – вода – газ (изобутан – нормальный бутан)». В соответствии с правилом фаз Гиббса (3) в точке Q'_1 изохоры AQ'_1 система моновариантна, т.е. фактически точка Q'_1 является проекцией концентрационной координаты, заканчивающейся в нижней квадрупольной точке Q'_1 . Состав паровой фазы в точке Q'_1 определяется на основе балансовых соотношений и данных о теплоте плавления льда и гидрата (см. рис. 7). Положение точки Q'_1 на фазовой диаграмме определяется содержанием изобутана в паровой фазе и соответствует 87,52 % мол. изобутана в бутановой смеси. Давление на изохоре AQ'_1 выше или равно давлению (при соответствующей температуре) на кривой CD (см. рис. 5), которая отвечает общему давлению в системе, обеспечивающему равновесие парциального давления изобутана и его гидрата.

Участок изохоры $Q'_1Q'_2$ соответствует равновесию «гидрат – вода – двухфазная (жидкость – пар) смесь “изобутан – нормальный бутан”». Повышение температуры сопровождается разложением гидрата и, как следствие, ростом давления в результате выделения изобутана, концентрация которого в двухфазной области растёт. На участке изохоры Q'_2B в равновесии находятся две фазы: бутановая смесь состава $0,0085 nC_4 + 0,9915 iC_4$ и вода. Система имеет три степени свободы.

Увеличение концентрации нормального бутана (см. смесь № 3 и далее в табл. 1) ведет к образованию двухфазной системы (жидкость – пар) бутанов и, как следствие, согласно правилу фаз Гиббса к снижению числа степеней свободы системы в точке Q'_1 до нуля (в равновесии находятся пять фаз трехкомпонентной системы: бутановая смесь (жидкость – пар), гидрат, лед и вода). В точке Q'_1 система, содержащая 3 компонента (изобутан, нормальный бутан и воду), согласно соотношению (3) неинвариантна. Как результат неинвариантности системы все изохоры пересекаются в одной точке Q'_1 (см. рис. 6). На участке изохоры $Q'_1Q'_2$ система, содержащая 3 компонента (изобутан, нормальный бутан и воду), согласно соотношению (3), моновариантна.

В верхней квадрупольной точке Q'_2 в равновесии находятся четыре фазы: гидрат, вода, двухфазная (жидкость – пар) смесь «изобутан – нормальный бутан». В точке Q'_2 система, содержащая 3 компонента (изобутан, нормальный бутан и воду), так же, как и на участке изохоры $Q'_1Q'_2$, согласно соотношению (3) моновариантна. В результате верхняя квадрупольная точка гидрата чистого изобутана трансформируется в линию верхних квадрупольных точек гидрата изобутана, находящегося в равновесии с бинарной смесью бутанов.

Таким образом, в работе представлены новые калориметрические данные по фазовому поведению жидких и газообразных бутанов

(изобутана, нормального бутана и их смесей) в водонасыщенном кварцевом песке при условии гидратообразования. Получены термодинамические параметры системы «вода – бутаны» в режиме гидратообразования. На основе экспериментальных данных о теплоемкости и температурных производных давления при постоянном объеме построены фазовые диаграммы бутанов и их гидратов. Изучена кинетика образования и разложения гидрата изобутана и гидратообразования изобутана в смеси с нормальным бутаном. Установлен диапазон составов гидратообразующих смесей изобутана с нормальным бутаном.

На основании результатов проведенных исследований можно сделать следующие выводы.

1. Получены новые данные по линиям трехфазных равновесий гидрата изобутана.
2. В смеси изобутана и нормального бутана в процессе гидратообразования участвует главным образом изобутан.
3. Нормальный бутан, находясь в смеси с изобутаном, изменяет термодинамические параметры существования гидрата изобутана.
4. В нижней квадрупольной точке гидрата изобутана, находящегося в равновесии с бинарными смесями «изобутан – нормальный бутан», система неинвариантна, концентрация изобутана не зависит от исходного состава смеси и составляет 29,39–30,40 % мол. При понижении температуры (ниже температуры в нижней квадрупольной точке) концентрация нормального бутана в смеси, находящейся в равновесии с гидратом, повышается.
5. Постоянство концентрации изобутана в нижней квадрупольной точке для различных составов исходной смеси поддерживается за счет частичной диссоциации гидрата, благодаря которой увеличивается доля изобутана в смеси.
6. Верхняя квадрупольная точка гидрата чистого изобутана трансформируется в линию верхних квадрупольных точек гидрата изобутана, находящегося в равновесии с бинарной смесью «изобутан – нормальный бутан».

Список литературы

1. Ng Heng-Joo. The role of n-butane in hydrate formation / H.-J. Ng, D.B. Robinson // *AIChE Journal*. – 1976. – V. 22. – № 4. – P. 656–661.
2. Rouher O.S. Hydrates of iso- and normal butane and their mixtures / O.S. Rouher, A.J. Barduhn // *Desalination*. – 1969. – № 6. – P. 57–73.
3. 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. Истомина // *Вестник Казанского технологического университета*. – 2014. – Т. 17. – № 23. – С. 101–107.
4. ГСССД МЭ 118-05. Методика экспериментального исследования пограничных кривых и изохорной теплоемкости углеводородных смесей в диапазоне температур 110...420 К и давлений до 60 МПа / В.П. Воронов, П.В. Попов, В.М. Булейко; Российский науч.-техн. центр инф. по стандартизации, метрологии и оценке соответствия. – М., 2005. – 42 с.
5. Булейко В.М. Закономерности фазовых превращений углеводородных смесей в нефтегазоносных пластах разрабатываемых месторождений (по экспериментальным данным): дис. ... докт. тех. наук / В.М. Булейко. – М.: ИПНГ РАН, 2007. – 277 с.
6. Булейко В.М. Экспериментальное исследование термодинамических свойств гидратов углеводородов алканового ряда / В.М. Булейко, Г.А. Вовчук, Б.А. Григорьев // *Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. статей / под ред. Б.А. Григорьева*. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 283–299. – (Вести газовой науки).
7. Holder G.D. Measurement and prediction of dissociation pressures of isobutane and propane hydrates below the ice point / G.D. Holder, S.P. Godbole // *AIChE Journal*. – 1982. – V. 28. – № 6. – P. 930–934.

КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ

УДК 553.98:550.832(571)

А.Е. Рыжов, А.И. Крикунов, Л.А. Филиппова, Н.Ю. Канунникова

Результаты уточнения положения границ ботубобинского продуктивного горизонта на Северном блоке Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения

На северо-восточной периферии Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), которое находится в юго-западной части Республики Саха (Якутия), в пределах его Северного тектонического блока наряду с поисковыми и разведочными скважинами расположен ряд эксплуатационных скважин: 1-ОЦ, 2-ОЦ, 1-ГР и т.д. Все они пробурены до ботубобинского продуктивного горизонта терригенного венда. Кровля продуктивного горизонта в скв. 1-ОЦ, как это принимается на сегодняшний день, отбита на глубине 1834,8 м (рис. 1). Подошву горизонта проводят на глубине 1859,6 м.

По данным геофизических исследований скважин (ГИС), породы-коллекторы ботубобинского продуктивного горизонта в скв. 1-ОЦ залегают в интервале глубин 1835,2–1856,3 м, а в интервале 1834,8–1859,6 м выделяют стратиграфические границы самого горизонта. Получается, что кровля ботубобинских песчаников расположена на 0,4 м выше кровли газонасыщенных пород-коллекторов, а подошва горизонта находится на 3,3 м ниже границы водонасыщенных пород-коллекторов там, где на каротажных диаграммах отчетливо наблюдается подошва небольшого по мощности пропластка средне-мелкозернистого ангидритизированного песчаника (см. рис. 1). Таким образом, ботубобинский горизонт на своей верхней границе имеет бюксские карбонатные отложения (преимущественно ангидритизированные доломиты), а нижней границей для него служит подошва последнего перед верхнепаршинскими аргиллитами маломощного песчаного прослоя.

Метрах в трехстах к северо-востоку от скв. 1-ОЦ в 1993 г. пробурена скв. 321-34 (рис. 2). Ботубобинский продуктивный горизонт выделен в ней в интервале глубин 1832,3–1854,0 м. Эти глубины полностью совпадают с границами распространения пород-коллекторов, что несколько отличает данную скважину от скв. 1-ОЦ.

Чтобы установить различия или же найти то общее, что объединяет эти две скважины, составлена схема корреляции с использованием принятых на сегодняшний день данных по расчленению разрезов скважин (рис. 3). На диаграммах акустического и плотностного каротажа кровля ботубобинского горизонта отбивается в обеих скважинах достаточно уверенно. Что же касается подошвы ботубобинского продуктивного горизонта, который якобы залегают на верхнепаршинских породах с размывом, то тут наблюдается совсем иная картина. Если в скв. 1-ОЦ подошва горизонта проводится в основании плотных непроницаемых ангидритизированных песчаников на глубине 1859,6 м, то в скв. 321-34 ее располагают на глубине 1854,0 м в основании водонасыщенных пород-коллекторов. Это на 3,5 м выше подошвы того же песчаного пропластка, который служит нижней границей ботубобинского горизонта в скв. 1-ОЦ. Что же в таком случае положено в основу определения местоположения в разрезах скважин нижней границы ботубобинского продуктивного горизонта? Литологический

Ключевые слова:

скважина, месторождение, седиментация, размыв, горизонт, корреляция, репер.

Keywords:

well, field, sedimentation, fluid wash, horizon, correlation, reference mark.

СКВ. 1-ОЦ

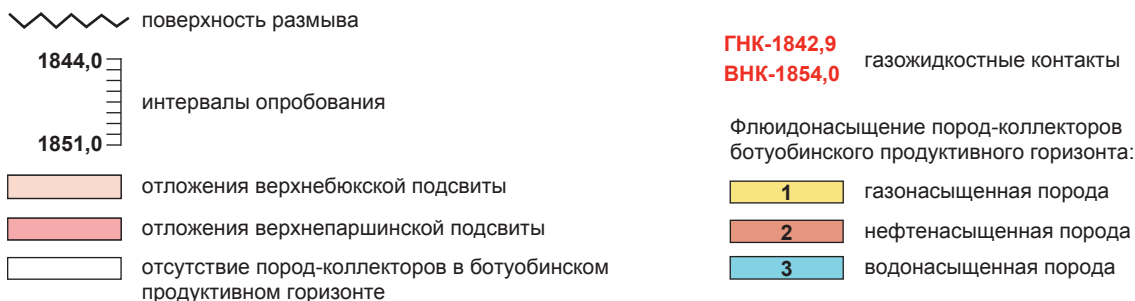
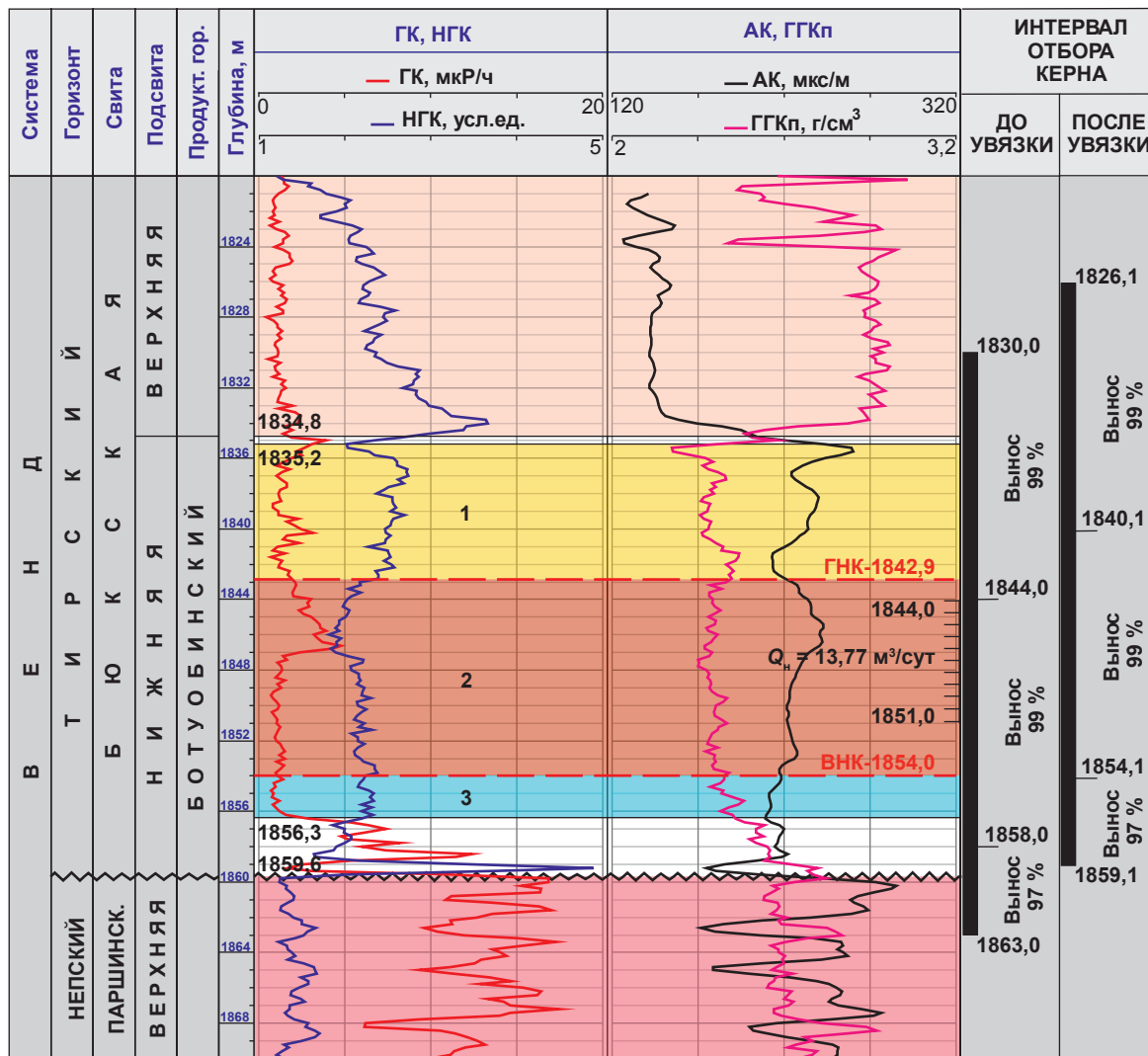


Рис. 1. Чаяндинское НГКМ. Принятая на сегодняшний день промыслово-геофизическая характеристика ботубинского продуктивного горизонта в скв. 1-ОЦ:

ГК – гамма-каротаж; НГК – нейтронный гамма-каротаж; ГГКп – гамма-гамма-каротаж плоскостной; АК – акустический каротаж; Q_n – дебит нефти

критерий (самый нижний песчаный пропласток), как это сделано для скв. 1-ОЦ, или критерий петрофизический (наличие породы-коллектора), как показано в скв. 321-34?

В ряде публикаций уже сообщалось, что под ботубинскими песчаниками никакой

поверхности размыва нет [1–4]. Нигде, ни в одной из скважин не отмечается размыва верхнепаршинских аргиллитов, залегающих между ботубинскими песчаниками и верхним хамакинским пластом ХМ 1, а это было бы невозможно в том случае, если бы под

СКВ. 321-34

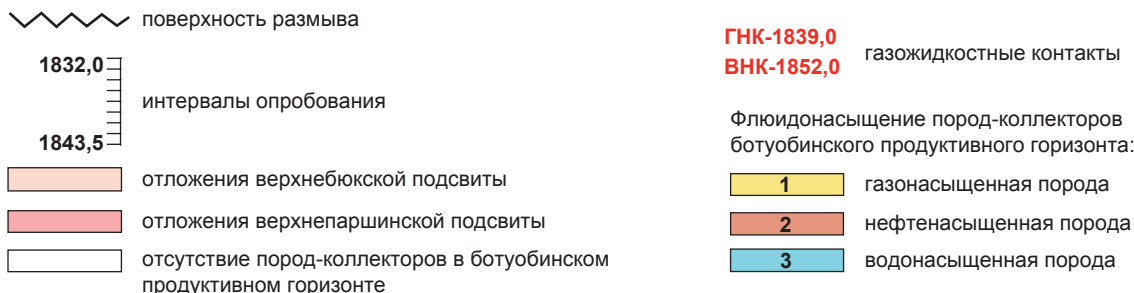
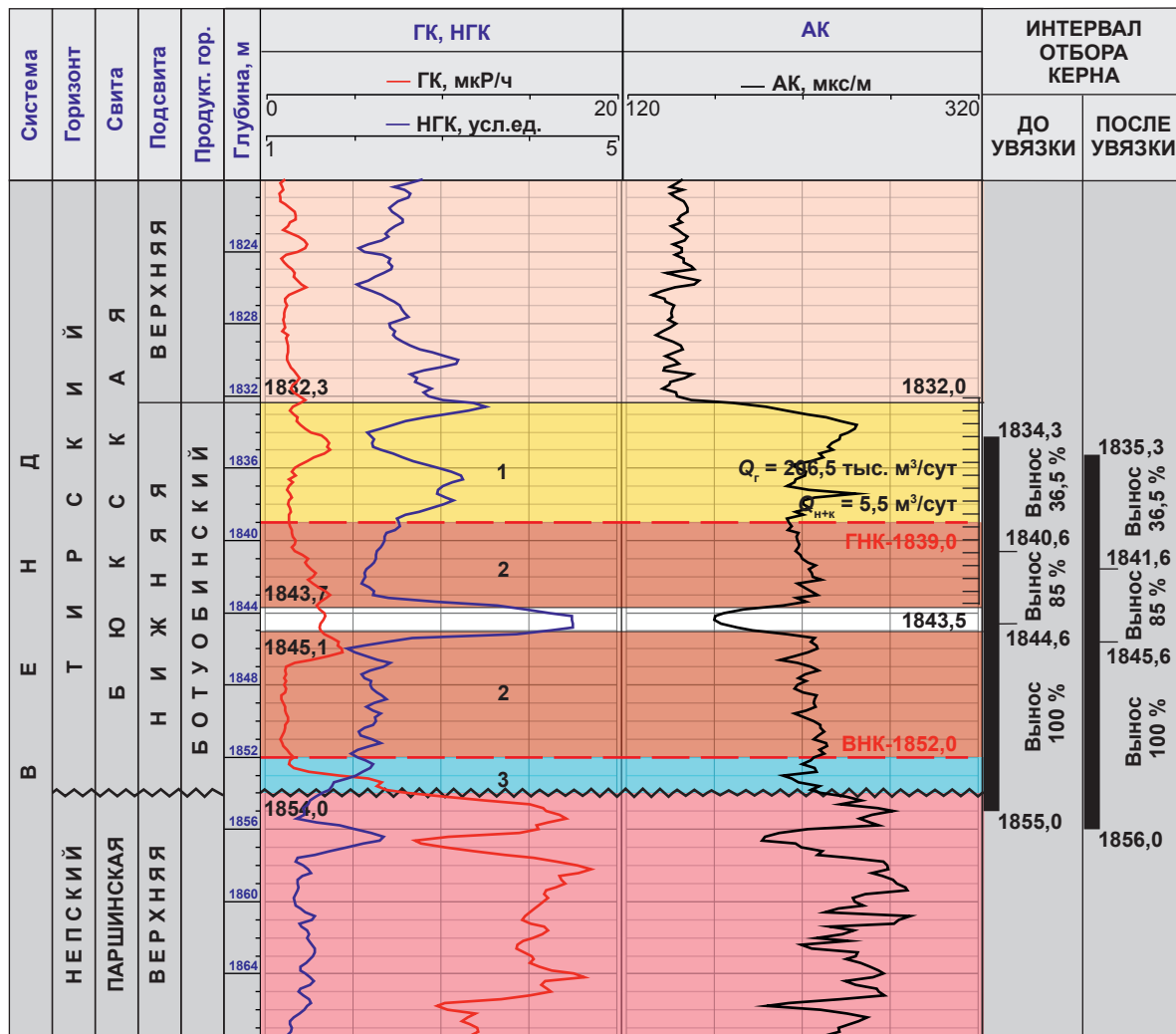


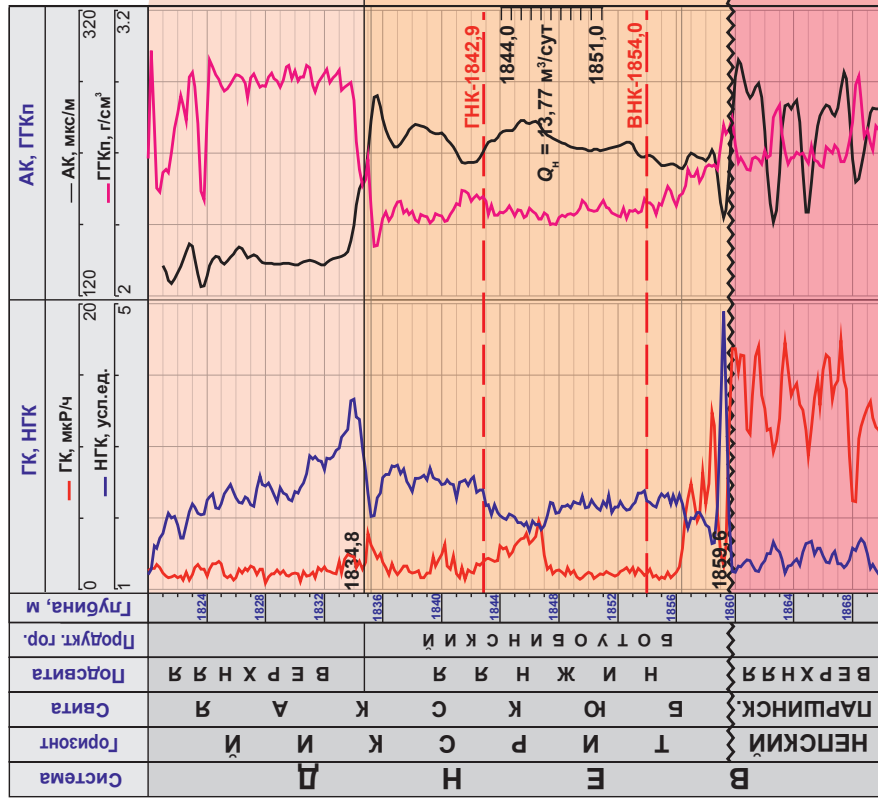
Рис. 2. Чаяндинское НГКМ. Принятая на сегодняшний день промышленно-геофизическая характеристика ботубинского продуктивного горизонта в скв. 321-34:

Q_g – дебит газа; $Q_{н+к}$ – дебит нефти и конденсата

ботубинским горизонтом находилась поверхность размыва. Результаты изучения кернового материала, отобранного в последние годы из нескольких десятков скважин, свидетельствуют об отсутствии в низах ботубинского продуктивного горизонта каких бы то ни было грубообломочных отложений, свойственных

началу нового цикла седиментации, который следует за перерывом в осадконакоплении. Наоборот, в низах ботубинского горизонта наблюдается закономерное и постепенное замещение песчаников на алевролиты, а затем алевролитов – на верхнепаршинские аргиллиты. Отсутствие размыва важно еще и по той

СКВ. 1-ОЦ



поверхность размыва

1844,0
1851,0

интервалы опробования

ГНК-1842,9
ВНК-1854,0

газожидкостные контакты

отложения верхнебюкской подсвиты
 отложения верхнепаршинской подсвиты
 отложения ботубинского продуктивного горизонта

СКВ. 321-34

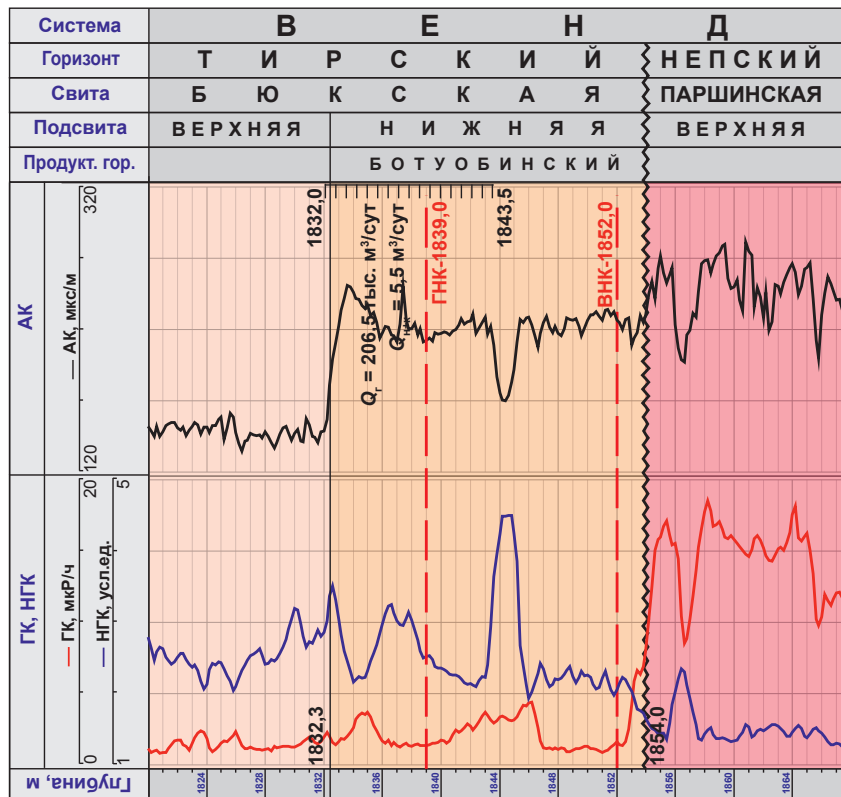


Рис. 3. Чаяндинское НГКМ. Принятая на сегодняшний день схема корреляции по линии скв. 1-ОЦ и 321-34

причине, что именно с перерывами в осадконакоплении в древних толщах сопоставляют стратиграфические границы [5, 6]. Если же под ботубинскими песчаниками поверхности размыва нет, значит надо менять местоположение границ непского и тирского стратиграфических горизонтов, а следовательно, и границ нижнего и верхнего венда. Отсутствие перерыва в осадконакоплении перед началом отложения ботубинских песчаников и, наоборот, его наличие перед формированием карбонатных отложений бюксской свиты, как уже было ранее показано, является основанием для того, чтобы важную стратиграфическую границу перенести именно сюда – в основание карбонатной толщи. В этом случае изменится геологическая модель месторождения, исчезнет необходимость показывать в отдельных скважинах вместо ботубинского продуктивного горизонта наличие некой «ботубинской толщи», представленной ангидритизированными доломитами и являющейся на самом деле частью бюксских карбонатов верхнего венда. Корреляционные схемы примут адекватный вид, а толщина ботубинского горизонта перестанет резко и непредсказуемо меняться от скважины к скважине.

Рассмотрим разрез скв. 1-ОЦ через призму предлагаемых стратиграфических преобразований (рис. 4). В таком случае поверхность размыва из-под ботубинских песчаников, которые, скорее всего, представляют собой завершающую, регрессивную часть верхнепаршинской подсвиты непского стратиграфического горизонта, переместится на границу между карбонатными и терригенными отложениями венда. В скв. 1-ОЦ эта граница, по данным изучения керн, который полностью освещает отложения ботубинского продуктивного горизонта, находится на глубине 1833,6 м: там, где и начинаются насыщенные природным газом породы-коллекторы. Отложения, характеризующиеся повышенными емкостными и фильтрационными свойствами, простираются вниз по разрезу скважины вплоть до глубины 1858,22 м. Ниже этой границы в верхнепаршинской подсвите породы-коллекторы полностью отсутствуют, как отсутствуют они и в прослое ангидритизированного песчаника, в подошве которого на глубине 1859,6 м сегодня проводят нижнюю границу ботубинского продуктивного горизонта.

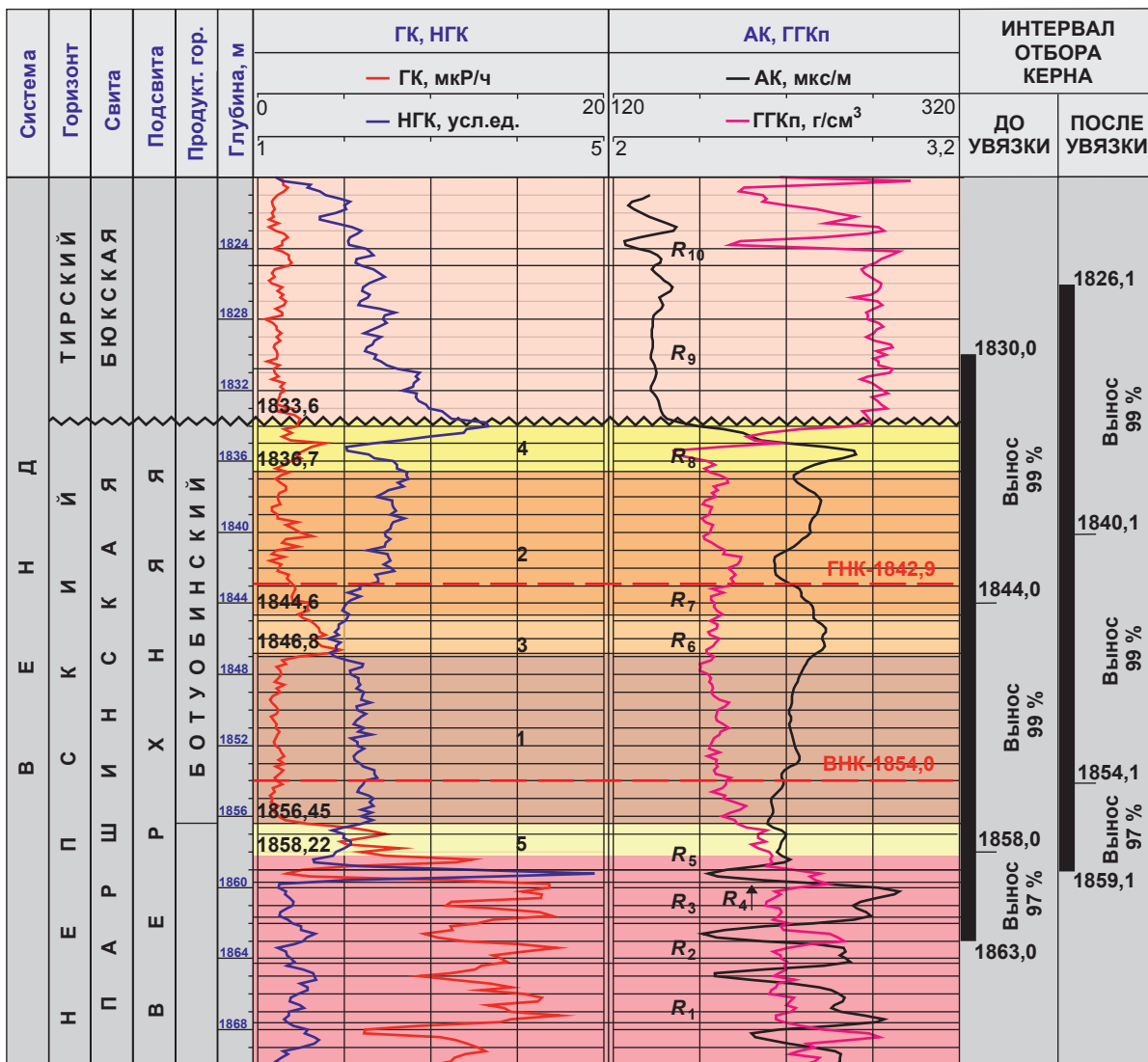
При детальном расчленении верхнепаршинских и частично бюксских отложений

выделено десять дополнительных реперных горизонтов (R_1, R_2, R_3 и т.д.). Нижняя граница ботубинского продуктивного горизонта в скв. 1-ОЦ (см. рис. 4) расположена авторами с учетом литологического и промыслово-геофизического критериев, а именно на глубине 1856,45 м, т.е. там, где, согласно данным изучения керн, песчаники начинают замещаться аргиллитами. В таком случае газонасыщенные породы-коллекторы в этой скважине заполняют не только весь ботубинский продуктивный горизонт, но и, перешагнув через его нижнюю границу, распространяются до глубины 1858,22 м в верхнепаршинских аргиллитах, что, естественно, кажется нелогичным.

Попробуем проанализировать, в какой последовательности залегают вскрытые скважиной высокочемкие отложения и есть ли в этом распределении какая-либо закономерность. В зависимости от фильтрационно-емкостных свойств, определенных в атмосферных условиях, все породы-коллекторы можно разделить на пять довольно четко отличающихся друг от друга групп: лучшие, хорошие, средние, худшие и наихудшие (см. рис. 4). Лучшие и хорошие породы-коллекторы, которые по классификации А.А. Ханина относятся к I классу, характеризуются наименьшим количеством примесей (доломитов, глин и т.д.) и тяготеют к центральной части ботубинских песчаников. Средние и худшие породы-коллекторы (III класс по классификации А.А. Ханина) расположены в самом центре ботубинского горизонта (где появляется заглинизированный пропласток между реперами R_6-R_7) и в его прикровельной части (выше репера R_8), где значительно увеличивается присутствие ангидритизированных и доломитизированных песчаников. Но наихудшие породы-коллекторы, которые можно отнести лишь к IV классу, залегают в самом низу, где среди ботубинских песчаников начинают появляться не гравелиты, не конгломераты или брекчия, свидетельствующие о наличии перерыва в осадконакоплении, а линзы и прослой глинистых алевролитов и алевролитов аргиллитов.

Для того чтобы точно установить, какие факторы могут служить объективным критерием при определении границы ботубинского продуктивного горизонта, составлена еще одна корреляционная схема с привлечением тех же скважин 1-ОЦ и 321-34 (рис. 5). Верхняя граница проведена в обеих скважинах

СКВ. 1-ОЦ



поверхность размыва
 R_1, R_2, \dots индексация дополнительных синхронных реперных горизонтов

ГНК-1842,9
ВНК-1854,0 газожидкостные контакты

1830,0
1863,0 интервал отбора керна

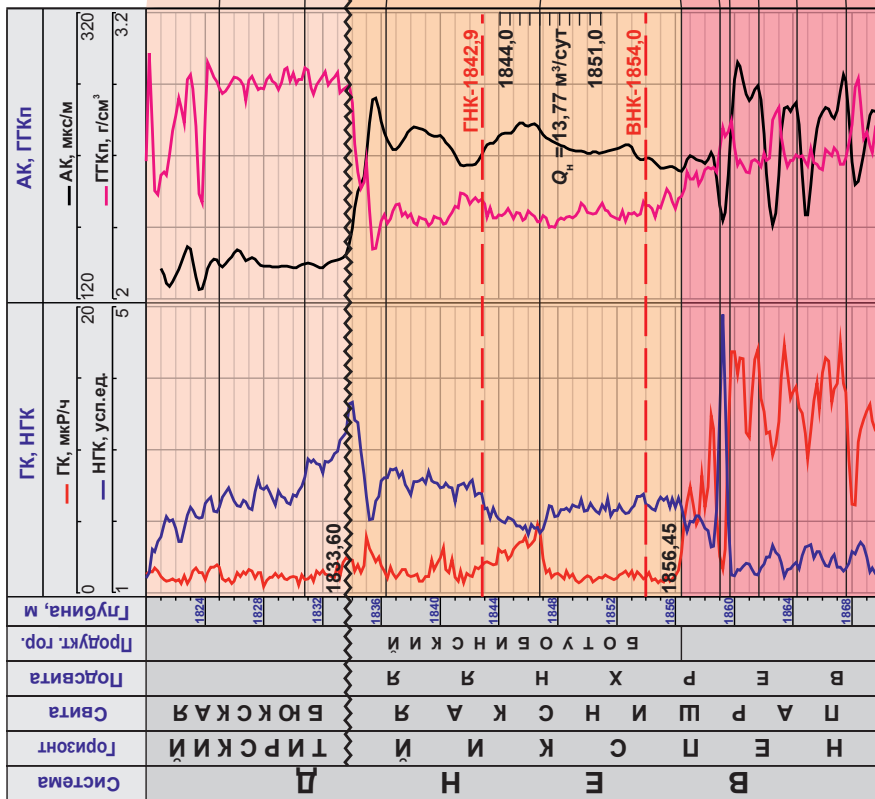
отложения бюксской свиты
 непродуктивные отложения верхнепаршинской подсвиты

Свойства пород-коллекторов ботубинского продуктивного горизонта и верхнепаршинской подсвиты (определенные по керну) в атмосферных условиях:

- 1** лучшая порода-коллектор ($K_{п.ср} = 18 \%$, $K_{пр.ср} = 2285,3$ мД)
- 2** хорошая порода-коллектор ($K_{п.ср} = 16,9 \%$, $K_{пр.ср} = 1307,3$ мД)
- 3** средняя порода-коллектор ($K_{п.ср} = 19,6 \%$, $K_{пр.ср} = 432,3$ мД)
- 4** худшая порода-коллектор ($K_{п.ср} = 16,6 \%$, $K_{пр.ср} = 319,4$ мД)
- 5** наихудшая порода-коллектор ($K_{п.ср} = 9,4 \%$, $K_{пр.ср} = 39,9$ мД)

Рис. 4. Чагинское НГКМ. Детальное расчленение и фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов ботубинского продуктивного горизонта в скв. 1-ОЦ, определенные в атмосферных условиях: $K_{п.ср}$ – средний коэффициент пористости; $K_{пр.ср}$ – средний коэффициент проницаемости

СКВ. 1-ОЦ



СКВ. 321-34

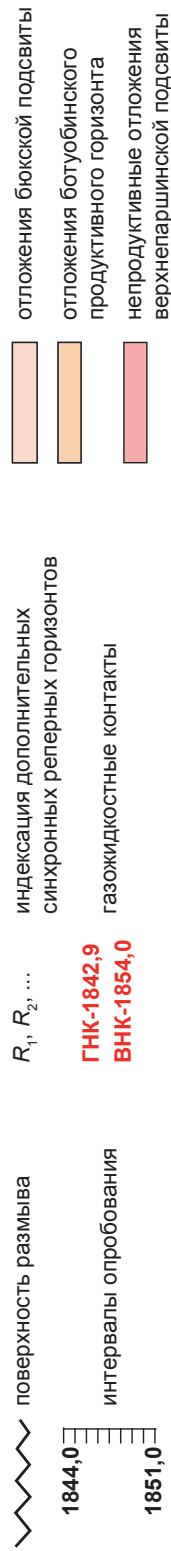
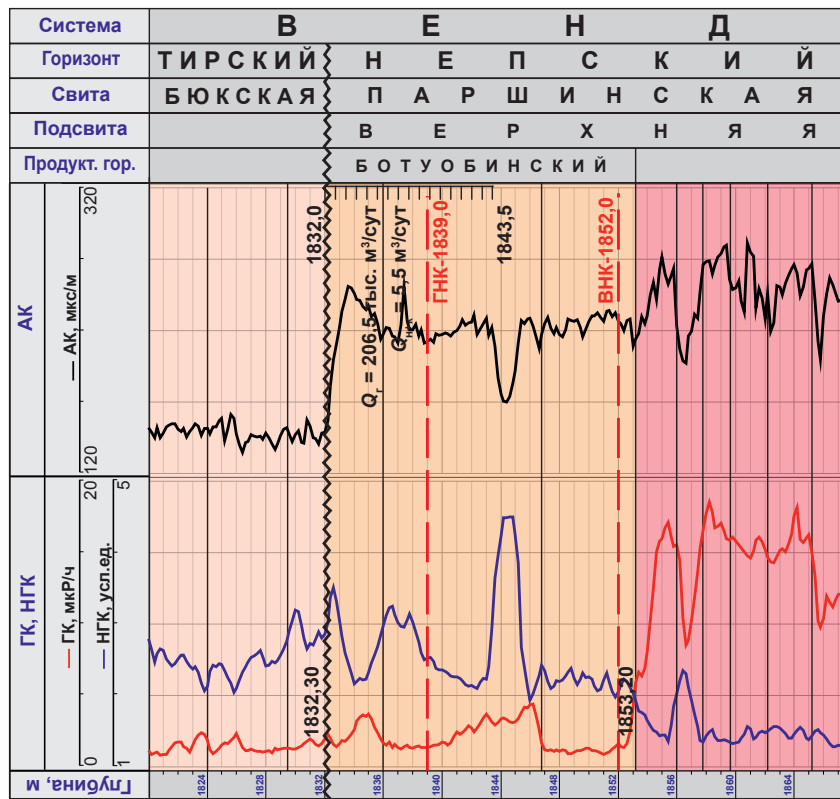
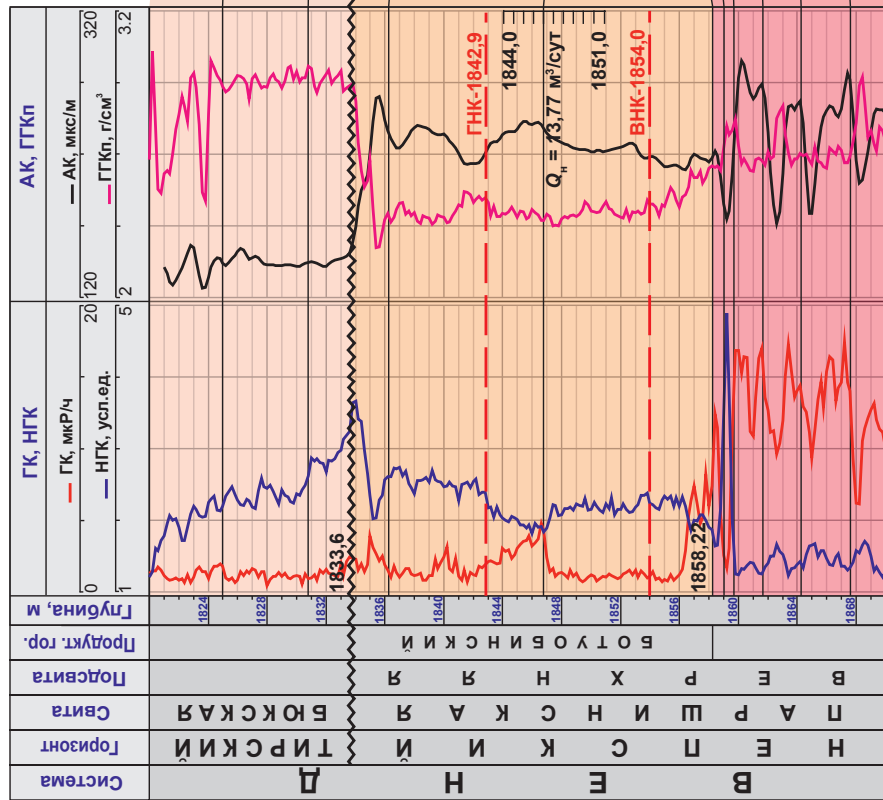
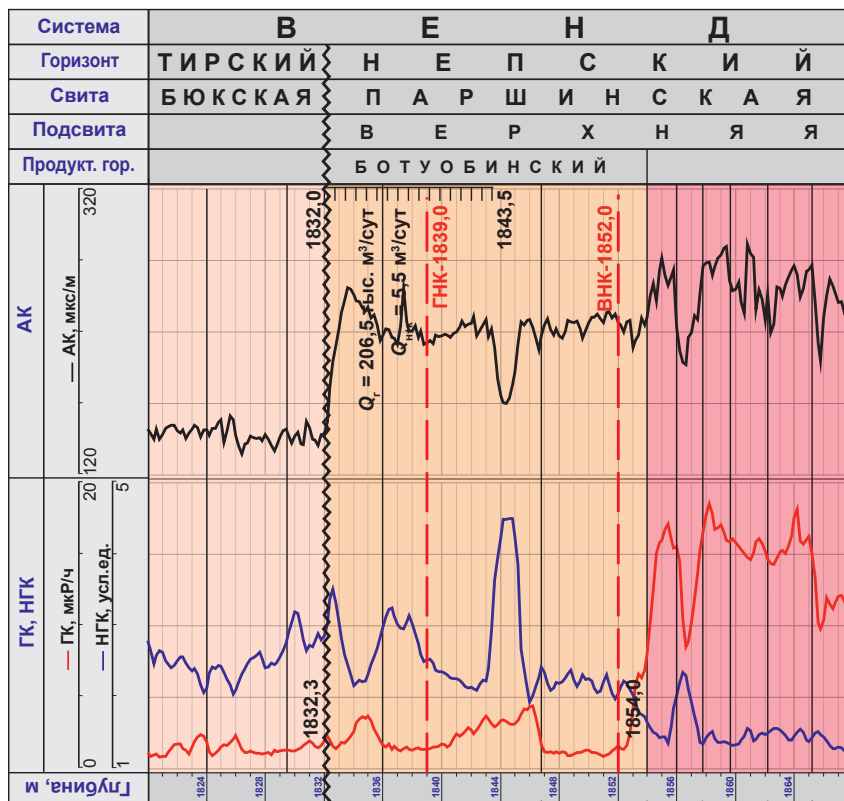


Рис. 5. Чаяндинское НГКМ. Схема корреляции по линии скв. 1-ОЦ, 321-34: подошва ботубинского продуктивного горизонта проведена исходя из появления в разрезе скважин артиллитов

СКВ. 1-ОЦ



СКВ. 321-34



- отложения бюкской подсвиты
- отложения ботубинского продуктивного горизонта
- непродуктивные отложения верхнепаршинской подсвиты

- индексация дополнительных синхронных реперных горизонтов
- газожиждкостные контакты

- поверхность размыва
- интервалы опробования

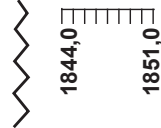


Рис. 6. Чаиндинское НГКМ. Предлагаемая схема корреляции по линии скв. 1-ОЦ, 321-34

там, где буюские ангидритизированные доломиты замещаются на терригенные отложения, обладающие к тому же коллекторскими свойствами. Нижняя граница принята по появлению в разрезах скважин заглинизированных пород на глубинах 1856,45 и 1853,20 м соответственно. Не трудно убедиться в том, что в скв. 321-34 можно выделить по тем же физическим признакам аналогичные десять синхронных реперных горизонтов, что были ранее выделены в скв. 1-ОЦ. Меняться будут лишь толщины некоторых пропластков, заключенные между реперами. Все реперы отвечают литологическим условиям, а именно: они проведены в местах замещения одних литотипов пород другими. Иначе говоря, нижняя граница ботубинского горизонта вполне может быть помещена в скв. 1-ОЦ на глубину 1856,45 м, а в скв. 321-34 – на глубину 1853,20 м. Но тут вступает в противоречие с подобным выводом пространственное положение пород-коллекторов. В скв. 1-ОЦ они, по данным изучения керна, залегают до глубины 1858,22 м (см. рис. 4). В скв. 321-34 породы-коллекторы распространяются до глубины 1854,0 м (см. рис. 2), т.е. часть отложений, характеризующихся повышенными фильтрационно-емкостными свойствами, будет находиться ниже и вне ботубинского продуктивного горизонта. Данное сопоставление разрезов скважин представляется, безусловно, ошибочным.

Можно провести нижнюю границу ботубинского продуктивного горизонта в скв. 1-ОЦ по реперу R_4 на глубине 1859,6 м в подошве песчаного пропластка, как это принято на сегодняшний день (см. рис. 1, 3). Тогда согласно корреляционной схеме (см. рис. 5) в скв. 321-34 подошва ботубинского продуктивного горизонта должна находиться на глубине около 1858 м, где среди верхнепаршинских аргиллитов расположен тот же песчаный пропласток (репер R_4), что и в скв. 1-ОЦ, а это будет выглядеть довольно странно. Тем более что, следуя такой логике, любой песчаный пропласток, выявленный в верхнепаршинской подсвите, можно принимать за подошву ботубинского продуктивного горизонта.

Если место искомой границы в разрезах скважин нельзя определить ни по появлению заглинизированных пород, ни по подошве последнего и ниже всех расположенного

песчаного пропластка, то попробуем добиться положительного результата, анализируя пространственное положение пород-коллекторов. На рис. 6 нижняя граница ботубинского продуктивного горизонта проведена по подошве высокочемких отложений. В скв. 1-ОЦ эта граница расположена на глубине 1858,22 м, а в скв. 321-34 – на глубине 1854,00 м. Изменение толщины пропластка, заключенного между этой границей и дополнительным синхронным репером R_5 , легко аргументированно объяснить. В зависимости от тектонической составляющей, а следовательно, от различных структурно-фациальных условий седиментации, имеющих место в разных районах Непско-Пеледуйского свода, включая и территорию Чаюдинского месторождения, процесс осадконакопления шел неодинаково. В то время как в пониженных участках отлагались глинистые осадки, на возвышенных местах формировались песчаные отложения, в дальнейшем в силу благоприятных коллекторских свойств ставшие вмещающим полезным ископаемым. Именно поэтому границы ботубинского продуктивного горизонта и стратиграфические границы паршинской свиты могут не совпадать, как это часто и наблюдается в скважинах. Ботубинский продуктивный горизонт следует воспринимать как пласт-коллектор, занимающий прикровельный интервал верхнепаршинской подсвиты и представляющий собой заключительную регрессивную часть седиментационного цикла, основанием которого служит подошва пласта ХМ1 хамакинского продуктивного горизонта.

Резюмируя все изложенное ранее, следует лишний раз подчеркнуть, что терригенный ботубинский продуктивный горизонт не является последовательным продолжением карбонатных отложений буюской свиты. Между ними, по данным керна материала, залегает поверхность размыва, которую с большой долей уверенности можно принимать за границу между непским и тирским стратиграфическими горизонтами, а значит, и между нижним и верхним вендом. Кровля ботубинских пород-коллекторов может не совпадать с верхней границей паршинской свиты, а в подошве продуктивного горизонта, по данным изучения керна, поверхность какого-либо размыва отсутствует.

Список литературы

1. Семёнов Е.О. Определение местоположения нижней границы ботубинского горизонта на Чайндинском месторождении / Е.О. Семёнов, А.И. Крикунов, Н.Ю. Канунникова // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. / под ред. Б.А. Григорьева. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 59–70. – (Вести газовой науки).
2. Рыжов А.Е. Уточнение геологической модели Чайндинского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Е. Рыжов, А.И. Крикунов, Л.А. Рыжова и др. // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. Ч. 1 / под ред. Б.А. Григорьева. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С. 132–145. – (Вести газовой науки).
3. Рыжов А.Е. Уточнение пространственного положения нижней границы ботубинского продуктивного горизонта на Чайндинском нефтегазоконденсатном месторождении / А.Е. Рыжов, А.И. Крикунов, Л.А. Рыжова и др. // Каротажник / под ред. Ю.И. Кузнецова. – 2012. – Вып. 2 (212). – С. 27–41.
4. Рыжов А.Е. Уточнение положения границы между нижнебюксской и верхнебюксской подсвитами Чайндинского НГКМ с привлечением литологических, промыслово-геофизических и сейсмических критериев / А.Е. Рыжов, А.И. Крикунов, Л.А. Рыжова и др. // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. / под ред. Б.А. Григорьева. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – С. 161–173. – (Вести газовой науки).
5. Решения IV Межведомственного регионального стратиграфического совещания по уточнению и дополнению стратиграфических схем венда и кембрия внутренних районов Сибирской платформы. – Новосибирск, СНИИГТиМС, 1989. – 64 с.
6. Состояние изученности стратиграфии докембрия и фанерозоя России. Задачи дальнейших исследований // Постановления Межведомственного стратиграфического комитета и его постоянных комиссий. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2008. – Вып. 38. – 129 с.

УДК 553.98:550.832(571)

А.Е. Рыжов, А.И. Крикунов, Л.А. Филиппова, Н.Ю. Канунникова

Выяснение закономерностей в распределении засоленности ботубинского продуктивного горизонта Чайдинского нефтегазоконденсатного месторождения

Ботубинский продуктивный горизонт в пределах Чайдинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) отличается достаточно высокой степенью макро- и микрогетерогенности. Одной из его характерных черт является наличие засоленности пород, что оказывает существенное влияние на фильтрационно-емкостные свойства отложений. Общая толщина ботубинского горизонта планомерно увеличивается в направлении с юго-запада на северо-восток и достигает максимальных значений в границах Северного тектонического блока, где в последние годы пробурен целый ряд разведочных и эксплуатационных скважин (рис. 1).

На корреляционной схеме (рис. 2), построенной по линии скв. 321-59, 321-42, для детального расчленения и сопоставления рассматриваемых отложений выделены несколько синхронных реперных горизонтов (R_1, R_2, R_3 и т.д.). Наличие этих реперов позволяет уточнить взаимное соотношение пород-коллекторов, выделенных в скважинах, которые при испытании дали промышленные притоки газа и конденсата. Сразу бросается в глаза существенное различие в толщинах, пространственном размещении пород-коллекторов и величине полученных притоков. Однако разница между двумя скважинами заключается не только в этом.

В обеих скважинах ботубинский продуктивный горизонт пройден с полным отбором керна. Это позволило установить наличие в рассматриваемых породах соли и определить ее процентное содержание. Так, в скв. 321-59 в интервале пород в прикровельной части продуктивного горизонта (глубина 1908–1912 м) минимальная концентрация соли составляет 0,7 %, максимальная – 1,7 %. Средняя концентрация составляет 1,05 %. Ниже по разрезу скважины в лабораторных условиях содержание соли в керне не определялось, но, по данным промыслово-геофизических исследований, подошвенная часть ботубинского горизонта характеризуется значительно меньшим содержанием солей. Еще меньше соли в отложениях верхнепаршинских аргиллитов, где она постепенно полностью исчезает.

В скв. 321-42 керн был отобран тремя долблениями: 1-е (верхнее) захватило в ботубинском горизонте всего два метра на глубине 1756–1758 м (минимальное содержание соли 0,76 %, максимальное – 14,12 %, среднее – 8,23 %); 2-е – девять метров на глубине 1758–1767 м (минимальная концентрация соли в отложениях 1,16 %, максимальная – 20,56 %, средняя – 7,24 %); 3-е – шесть метров из приподошвенной части ботубинского горизонта на глубине 1767–1773 м (минимальная концентрация соли – 1,08 %, максимальная – 11,90 %, средняя – 6,36 %). Как видно, в обеих скважинах намечается некоторая закономерность в засоленности пород ботубинского горизонта: нижняя его часть вмещает солей меньше, чем верхняя.

Ранее уже отмечалось [1–3], что вниз по разрезу скважины ботубинские относительно чистые кварцевые песчаники, характерные для прикровельной и центральной частей горизонта, последовательно замещаются сначала алевролитами, а затем (без всякого перерыва в осадконакоплении) верхнепаршинскими аргиллитами, т.е. более глубоководными отложениями. Вверх по разрезу, наоборот, условия седиментации, видимо, становились все более и более мелководными, пока породы ботубинского горизонта не выводились на поверхность и не подвергались эрозионным процессам.

Ключевые слова:

скважина, месторождение, седиментация, размыв, горизонт, корреляция, репер.

Keywords:

well, field, sedimentation, fluid wash, horizon, correlation, reference mark.

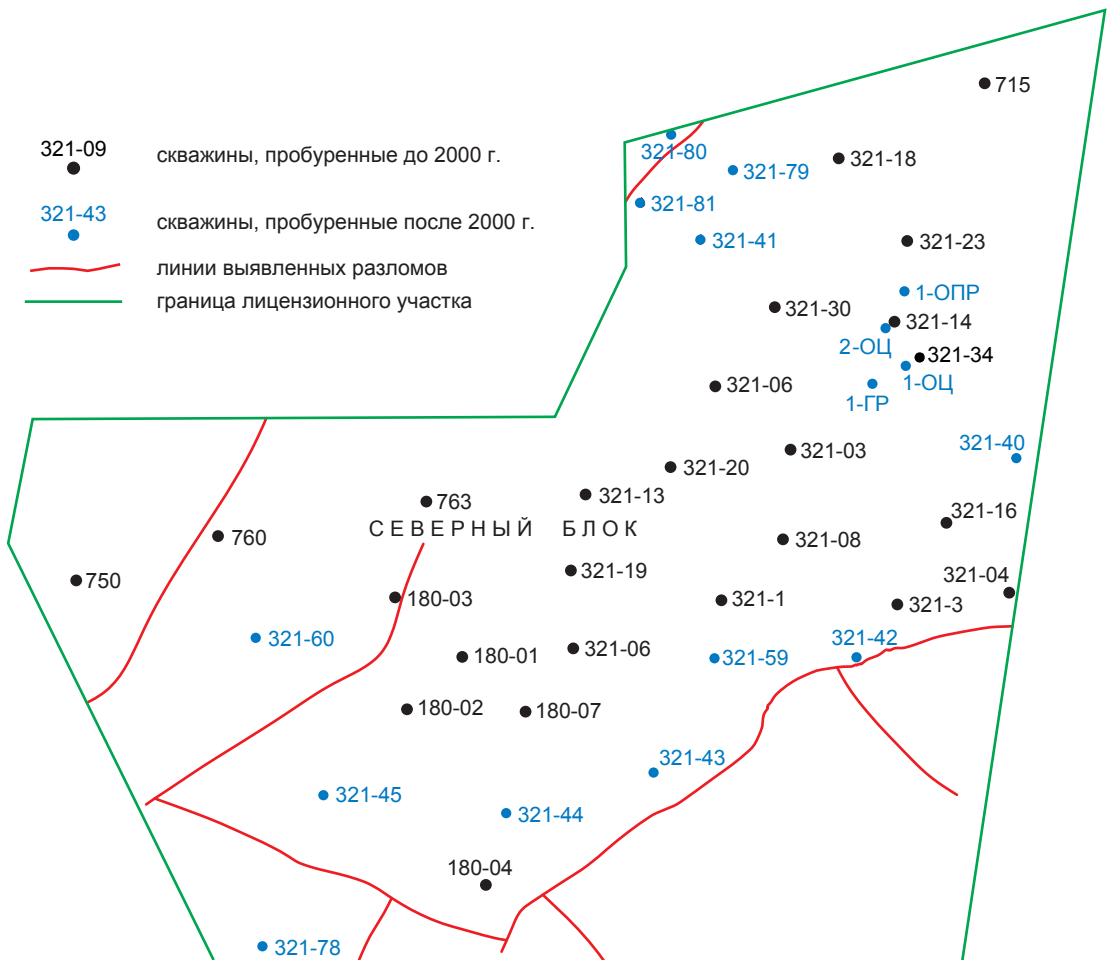


Рис. 1. Чаяндинское НГКМ. Карта фактического материала Северного тектонического блока

Подтверждением этому служит фотография образца керна (рис. 3), где видно, что в скв. 321-42 на границе терригенных отложений нижнего венда и карбонатных пород буюкской свиты верхнего венда (глубина 1755,5 м) залегают крупнозернистые песчаники с угловатыми обломками разной степени окатанности, имеющие брекчиевидную текстуру. Ровно метром выше по разрезу этой же скважины непосредственно над плоскостью размыва в буюкских карбонатных отложениях сделана еще одна фотография, на которой тоже явственно видна брекчиевидная текстура отложений с включениями многочисленных крупных интракластов (рис. 4).

В скв. 321-59 на границе ботубинских терригенных отложений с карбонатами верхнего венда (глубина 1907–1908 м), как и в скв. 321-42, также отмечается наличие брекчиевидной текстуры пород, которые включают достаточно крупные интракласты

песчанистого доломита. Вполне возможно, что распределение засоленности в песчаниках и алевролитах ботубинского горизонта подчиняется не только фациальным условиям, при которых в процессе осадконакопления формировались отложения. Даже в большей мере оно зависит от степени активности тектонических подвижек рассматриваемого региона. Близость к поверхностям размыва или к разрывным нарушениям, как это имеет место в случае со скв. 321-42 и 321-59, приводит к увеличению содержания солей в ботубинских песчаниках. Подтверждают сказанное данные по некоторым пробуренным в последние годы скважинам Северного тектонического блока Чаяндинского НГКМ, по которым сохранился керн (таблица).

Нетрудно убедиться, что во всех скважинах, где определялась засоленность ботубинских отложений, процентное содержание солей в нижнем интервале продуктивного

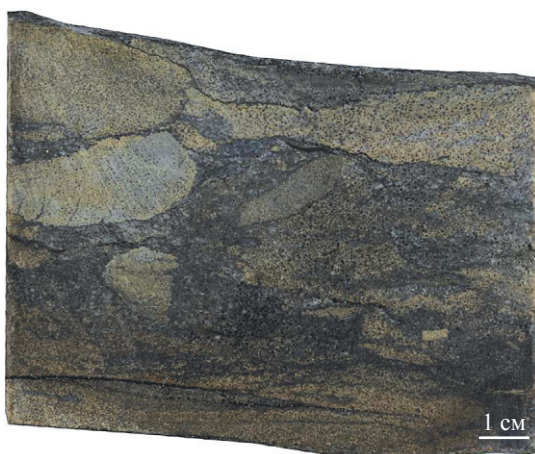


Рис. 3. Образец керна из скв. 321-42 (глубина отбора – 1755,7 м): брекчиевидная текстура, текстура оползания и слома слойков (после увязки с данными геофизических исследований)

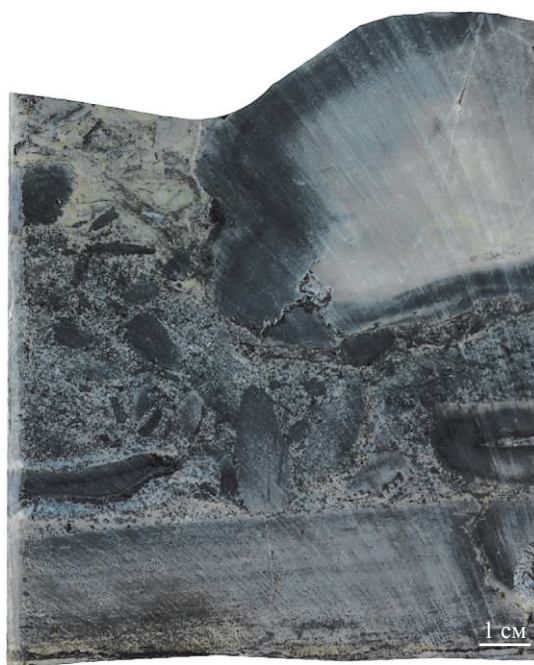


Рис. 4. Образец керна из скв. 321-42 (глубина отбора – 1754,63 м): интракласты в микрокристаллическом бюкском доломите (после увязки с данными геофизических исследований)

горизонта значительно меньше, чем в его верхней прикровельной части, расположенной непосредственно под плоскостью размыва.

Ранее на примере скв. 321-59 (см. рис. 2) показано, что вниз по разрезу паршинских отложений с постепенным увеличением в них доли глинистости степень засоленности пород закономерно уменьшается. Возможно, данное обстоятельство объясняет отсутствие или наличие солей, а также их процентное содержание в ботубобинских отложениях? Рассмотрим этот вопрос подробнее.

Естественно, что в плотных непроницаемых аргиллитах, которые представляют собой прекрасный флюидоупор, привносимые пластовыми водами соли откладываться не могут. Осталось выяснить, насколько влияет

увеличение содержания глинистого материала в породах-коллекторах на степень засоленности этих отложений.

В эксплуатационной скв. 1-ОЦ породы-коллекторы занимают интервал глубин от 1833,6 до 1858,2 м (рис. 5). Содержание солей в керне нижней части ботубобинского продуктивного горизонта определялось в интервале пород 1853–1848 м, где отложения обладают наилучшими фильтрационно-емкостными

Показатели засоленности ботубобинского горизонта

Скв.	Концентрация солей в образцах керна, %				
	минимальная в изученном интервале	максимальная в изученном интервале	средняя на полученном множестве значений	средняя в подошвенной части изученного интервала глубин	средняя в кровельной части изученного интервала глубин
321-41	0	30,7	7,3	4,8	8,7
321-43	0	24,9	2,6	1,3	4,1
321-44	0,6	16,8	5,8	1,2	10,4
321-45	0,4	16,7	10,7	7,2	13,2
321-78	1,5	12,4	8,3	7,8	8,6
321-79	1,0	19,2	7,2	3,4	10,3
321-80	0,3	4,0	0,9	0,5	1,4
321-81	1,5	16,9	5,7	3,3	7,8
1-ОЦ	0,4	7,7	1,2	0,7	1,6

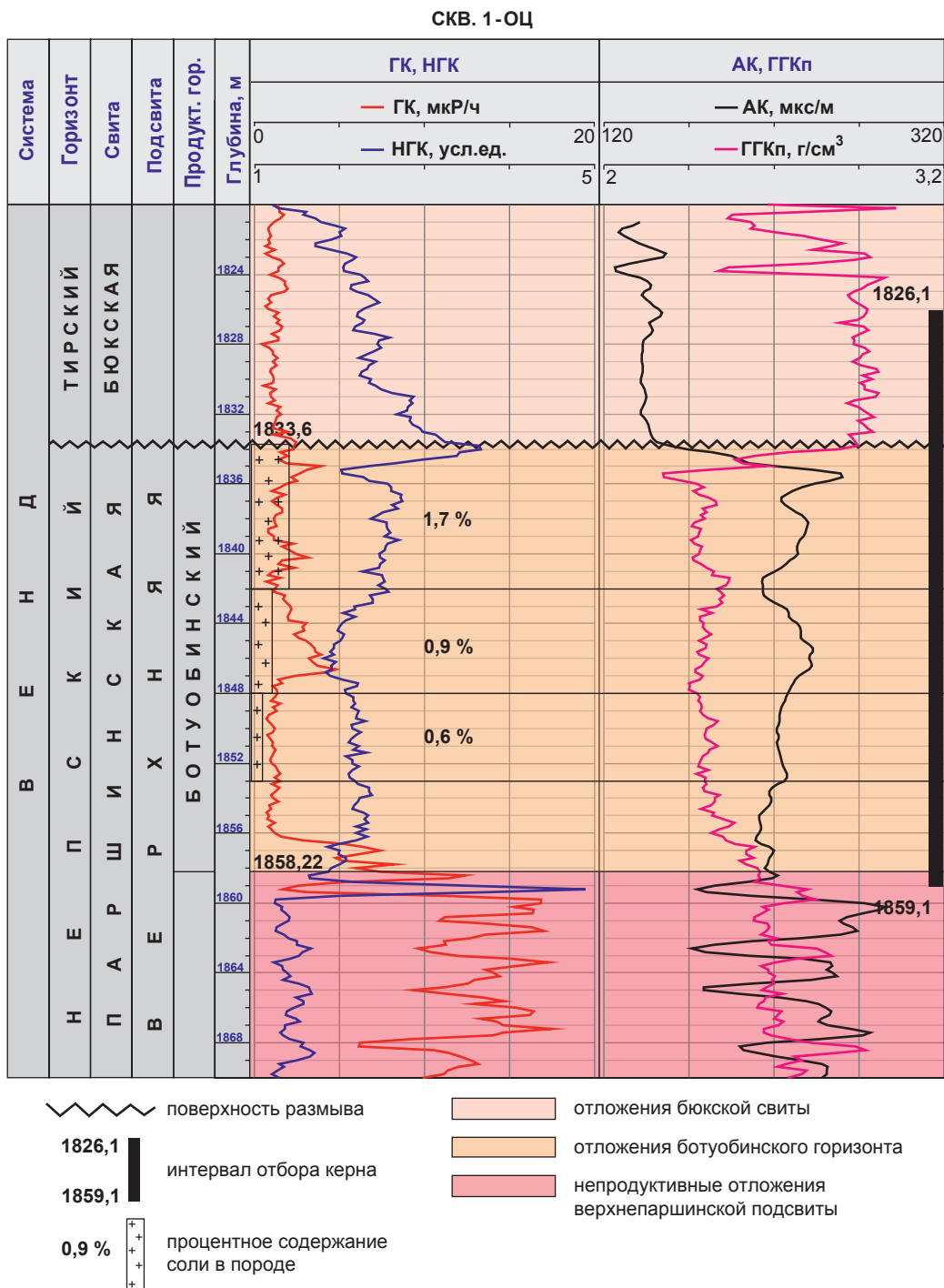


Рис. 5. Процентное содержание соли в породах-коллекторах ботубинского продуктивного горизонта скв. 1-ОЦ

свойствами. Среднее содержание соли здесь составляет 0,6 %. Выше по разрезу скважины встречены породы-коллекторы, в которых доля глинистого материала выше, чем в подстилающем интервале, и процентное содержание солей должно бы быть заметно ниже, но на самом деле оно только возрастает и в интервале

глубин 1848–1842 м достигает средней величины 0,9 %. Еще выше (на глубине 1842–1833,6 м) залегают породы с фильтрационно-емкостными свойствами значительно лучшими, чем в нижележащем интервале, где они постепенно ухудшаются по мере приближения к кровле терригенного венда. Здесь среднее

содержание солей достигает величины 1,7 %, т.е. оказывается самым высоким во всем ботубинском горизонте.

Подводя итог всему сказанному, можно сделать вывод, что степень засолоненности пород-коллекторов в ботубинском продуктивном горизонте больше зависит от расстояния до поверхности размыва, чем от изменения величины глинизации отложений. Выявленная закономерность свойственна не только рассмотренным скважинам, она касается и тех скважин, что были пробурены до 2000 г., по которым, хотя керн и был утерян, сохранились лабораторные данные. Кроме того, вполне возможно, что на наличие соли в породе и ее количество оказывают существенное влияние разрывные нарушения как пути переноса высокоминерализованных пластовых флюидов. Соответственно, можно предположить, что ярко выраженное и неожиданное увеличение количества соли в той или иной скважине может служить определенным индикатором и поисковым признаком для выявления древних малоамплитудных внутриформационных разломов, местоположение которых трудно определить иными методами.

Список литературы

1. Семёнов Е.О. Определение местоположения нижней границы ботубинского горизонта на Чайндинском месторождении / Е.О. Семёнов, А.И. Крикунов, Н.Ю. Канунникова // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. / под ред. Б.А. Григорьева. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 59–70. – (Вести газовой науки).
2. Рыжова Л.А. Решение проблемы местоположения границ ботубинского продуктивного горизонта на Чайндинском НГКМ / Л.А. Рыжова, А.И. Крикунов, А.Е. Рыжов и др. // Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России: тезисы докладов IX Всероссийской научно-технической конф. (30 января – 1 февраля 2012 г.). Ч. 1. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2012. – С. 39.
3. Рыжов А.Е. Уточнение пространственного положения нижней границы ботубинского продуктивного горизонта на Чайндинском нефтегазоконденсатном месторождении / А.Е. Рыжов, А.И. Крикунов, Л.А. Рыжова и др. // Каротажник / под ред. Ю.И. Кузнецова. – 2012. – Вып. 2 (212). – С. 27–41.

УДК 553.98(571)

Н.М. Парфёнова, Е.Б. Григорьев, Л.С. Косякова, И.М. Шафиев

Углеводородное сырье Южно-Киринского месторождения: газ, конденсат, нефть

Разработка Южно-Киринского газоконденсатного месторождения (ГКМ), являющегося одним из первоочередных объектов освоения Сахалинского шельфа, осуществляется по проекту «Сахалин-3» в рамках Восточной газовой программы ПАО «Газпром». Ввод в эксплуатацию Южно-Киринского ГКМ, ранее запланированный на 2018 г., перенесен ПАО «Газпром» на 2019 г. из-за необходимости корректировки запасов [1].

Южно-Киринское ГКМ расположено в пределах Киринского блока¹ в южной части Северо-Сахалинского прогиба. Расстояние от береговой линии о. Сахалин – 35 км. Глубина моря в районе месторождения – 110–320 м. В 2010–2011 гг. ООО «Газфлот» пробурило первые две скважины (скв. 1 и 2) на Южно-Киринской структуре, выявившие промышленную газоконденсатную залежь в породах дагинского горизонта миоцена. В дальнейшем в 2013 г. пробурены скв. 3 и 4, в 2014 г. – скв. 5 и 6, в 2015 г. – скв. 7 и 8. Месторождение многопластовое. Толщина продуктивных пластов составляет 14–26 м. Пластовые условия характеризуются давлением 28–29 МПа и аномально высокой температурой 115–124 °С.

Поскольку в ближайшие годы запланирована промышленная эксплуатация Южно-Киринского ГКМ, исследование химической природы и направлений рационального использования конденсатов является актуальным и своевременным. Особенно важны такие сведения, полученные для конденсатов в исходном состоянии, для процесса мониторинга физико-химических характеристик, изменяющихся в процессе эксплуатации месторождения. Далее в статье представлены результаты комплексного физико-химического исследования газа и конденсата из всех восьми поисково-разведочных скважин месторождения с разной глубины, а также нефти из оторочек (скв. 3–6). Все исследования проводились в соответствии с действующими нормативными документами. Интервал перфорации скважин – 2655–2848 м. Применительно к жидким флюидам ставилась задача охарактеризовать топливные фракции и направления рационального использования конденсатов.

Газ Южно-Киринского ГКМ отнесен к метановому типу (83–84 % об. метана, 4,5–4,8 % об. этана, 2,6–3,03 % об. пропана, 1,4–1,8 % об. бутанов). Он является углекислым (1,68–2,02 % об. углекислого газа), низкоазотным (0,19–0,45 % об. азота), негелиеносным (0,00 % об. гелия), высококонденсатным (3,32–5,64 % об. C₅₊).

Конденсаты Южно-Киринского ГКМ по всем физико-химическим характеристикам схожи между собой, но не идентичны. Об этом свидетельствуют результаты определения их физико-химических свойств, а также фракционного, компонентного и группового углеводородного (УВ) составов. Сходство конденсатов заключается в том, что все они малопарафинистые (содержание твердых парафинов – 0,14–0,60 % масс.), малосмолистые (содержание силикагелевых смол – 0,09–0,22 % масс.), малосернистые (содержание серы – 0,03–0,04 % масс.), выкипают в интервале температур НК²–300 °С с остатком 5,5–7,1 % масс., по химическому составу относятся к метаново-нафтеновому

Ключевые слова:

газ, конденсат, нефть, фракционный состав, компонентный состав, групповой углеводородный состав, геохимические показатели, газожидкостная хроматография.

Keywords:

gas, condensate, petroleum, fractional analysis, componential analysis, hydrocarbon-type content, geochemical indicators, vapour phase chromatography.

¹ См. рис. 1 в ст. Парфёнова Н.М. Перспективы использования газоконденсатов Южно-Киринского нефтегазоконденсатного месторождения / Н.М. Парфёнова, Л.С. Косякова, И.М. Шафиев, Е.Б. Григорьев, М.М. Орман, И.В. Заночуева // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 61.

² НК – температура начала кипения.

типу. Различия наблюдаются в величинах плотности и в групповом УВ составе. Конденсаты из скв. 1–3, 7 (плотность 743,0–748,8 кг/м³) относятся к типу легких, а из скв. 4 (плотность 765,5 кг/м³) и из скв. 5, 6, 8 (плотность 750,1–758,5 кг/м³) – к типу средних.

Кривые фракционного состава (рис. 1) расположены пучком – достаточно близко друг к другу, но не сливаются, поскольку разница в температурах отгона составляет 12–13 °С. Наиболее тяжелым по плотности (765,5 кг/м³) и фракционному составу является конденсат из скв. 4, наиболее легкие – конденсаты из скв. 1 и 7 (744,1 и 746,0 кг/м³).

В групповом УВ составе всех исследованных конденсатов (рис. 2) метановые УВ

преобладают над нефтяными и ароматическими. В дистиллятной части конденсатов НК–300 °С содержание метановых УВ составляет 54,9–57,8 % масс., нефтяных – 26,1–34,0 % масс., ароматических – 9,6–18,2 % масс. На основании полученного распределения УВ конденсаты Южно-Кириинского месторождения можно отнести к метаново-нафтяному типу.

Групповые составы конденсатов из разных объектов одной и той же скважины схожи, например для трех объектов скв. 1, двух объектов скв. 5 и двух объектов скв. 6 (см. рис. 3). Концентрации метановых УВ в конденсатах достаточно близки (54,9–57,8 % масс.), а вот концентрации нефтяных (26,1–34,0 % масс.)

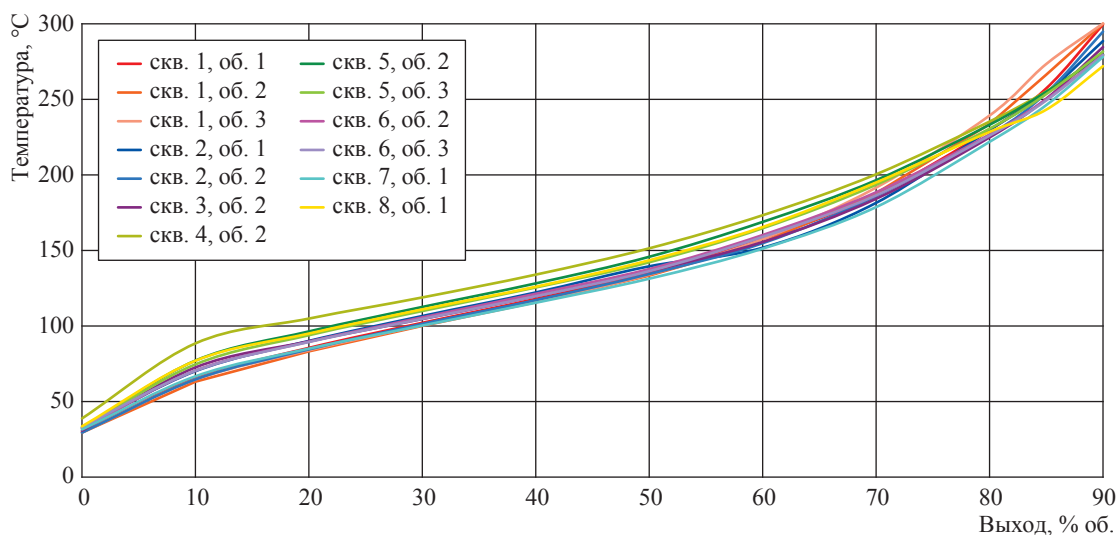


Рис. 1. Сравнительная характеристика конденсатов по фракционному составу

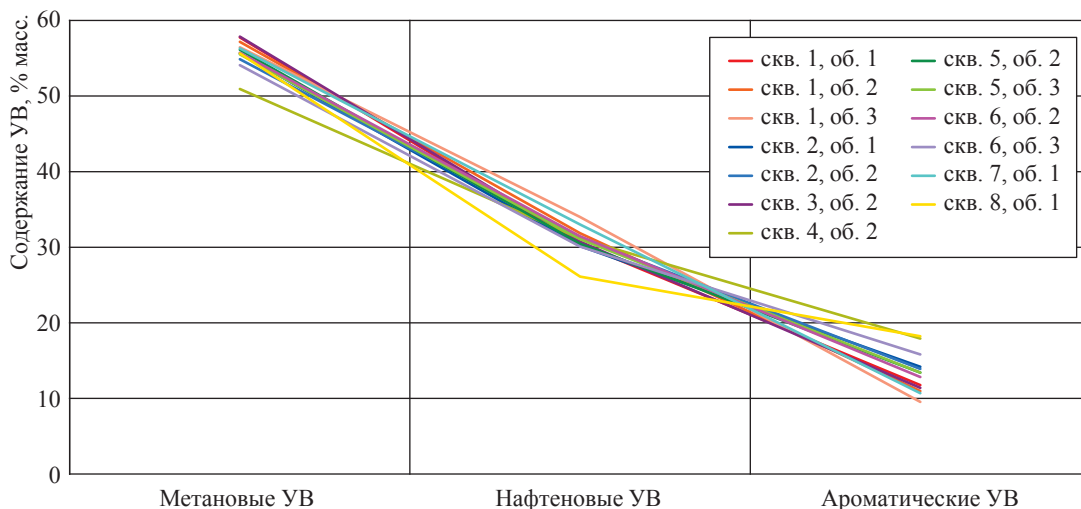


Рис. 2. Групповой УВ состав конденсатов

и ароматических (9,6–18,2 % масс.) УВ различаются довольно заметно. Самым низким содержанием ароматических УВ отличаются конденсаты из скв. 1 (9,6–11,8 % масс.) и 7 (10,7 % масс.), а самым высоким – конденсаты из скв. 4 и 8 (18,2–18,3 % масс.). Наибольшую схожесть между собой по всем свойствам обнаруживают соответственно конденсаты из скв. 1–3, 7, скв. 5 и 6, скв. 4 и 8.

Нефти, как уже отмечалось, исследовались из оторочек (скв. 3–6). Поскольку в нефти из скв. 6 предполагался приток конденсата, сравнительная характеристика дана для нефтей из скв. 3–5. Так, исследованные нефти несколько отличаются по физико-химическим характеристикам. Нефть из скв. 3 (плотность 851,6 кг/м³) относится к типу средних, а нефти из скв. 4 и 5 (плотность 834,2 и 832,7 кг/м³ соответственно) – к типу легких. Они парафинистые (3,4–3,9 % масс.), смолистые (силикагелевые смолы – 5,4–8,5 % масс., асфальтены – 0,3–0,9 % масс.). Бесспорным преимуществом нефтей является низкое содержание серы – 0,26–0,38 % масс., температуры застывания лежат в интервале от –20 до –15 °С. Выход бензиновой фракции НК–200 °С составляет 24,6–30,7 % масс.

Фракционные составы (рис. 3) нефтей из скв. 4 и 5 схожи (как и физико-химические свойства). Более тяжелая нефть из скв. 3 отличается от других нефтей и фракционным составом. Для наглядности приведен фракционный состав нефти из скв. 6, заметно отличающийся большим содержанием легких фракций.

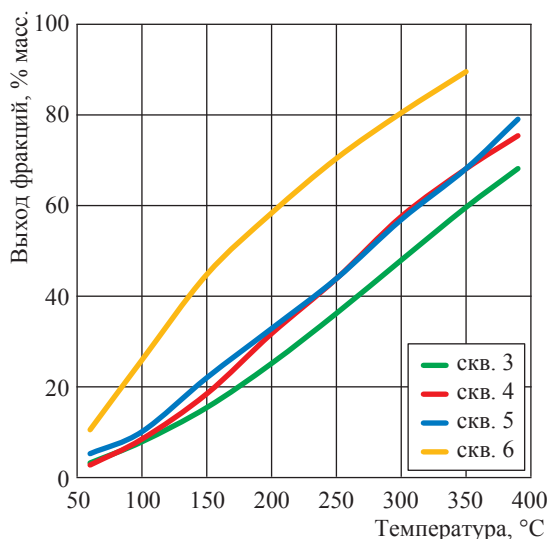


Рис. 3. Фракционный состав нефтей

В групповом УВ составе нефтей из скв. 3–5 (рис. 4) метановые УВ преобладают над нафтеновыми и ароматическими. В дистиллятной части конденсатов НК–300 °С содержание метановых УВ составляет 48,8–53,7 % масс., нафтеновых – 29,4–33,4 % масс. и ароматических – 17,3–19,1 % масс. Во фракции НК–390 °С сумма метаново-нафтеновых УВ составляет 79,9–80,0 % масс., ароматических – 20,0–20,1 % масс., что позволяет отнести нефти Южно-Киринского ГКМ к метаново-нафтеновому типу.

Товарные характеристики конденсатов и нефтей

В целях выбора рационального направления использования конденсатов и нефтей Южно-Киринского ГКМ исследованы на соответствие товарным топливам бензиновые фракции, керосиновая фракция и фракция дизельного топлива. *Бензиновые фракции конденсатов* НК–120 °С характеризуются довольно высокими для прямогонных бензинов октановыми числами, а именно: 69,3–71,3 при определении моторным методом и 71,3–75,2 исследовательским методом (норма – не менее 66 при определении моторным методом). Однако эти фракции не отвечают требованиям ТУ 51-03-11-88 на фракцию газоконденсатную бензиновую прямогонную как компонент автобензинов газоконденсатных прямогонных по нормируемому показателю давления насыщенных паров (норма 66–93 кПа). Широкая бензиновая фракция НК–200 °С не отвечает

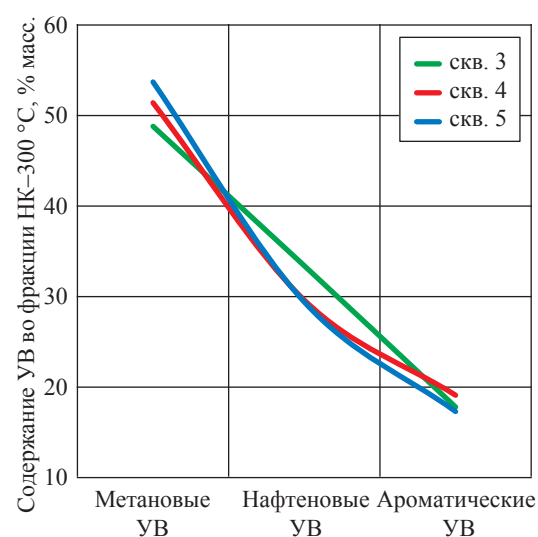


Рис. 4. Групповой УВ состав нефтей

требованиям ТУ 51-03-11-88 по нормируемому показателю давления насыщенных паров и октановому числу (72 для НК-120 °С и 61–62 для НК-200 °С при определении моторным методом). Тем не менее к несомненному достоинству бензиновых фракций конденсатов НК-120 °С и НК-200 °С можно отнести практическое отсутствие серы (0,001 % масс. при норме не более 0,05 % масс.), в связи с чем их можно рекомендовать в качестве базовых для производства автомобильных топлив.

Керосиновые фракции конденсатов, выкипающие в интервале 120–240 °С, по всем показателям удовлетворяют требованиям ГОСТ 10227-86 к первому сорту топлива для реактивных двигателей. Для производства топлива высшего сорта необходимо применять присадку, улучшающую вязкость фракции.

Фракции дизельного топлива конденсатов, выкипающие в температурных интервалах 160–300 °С и 180–300 °С, по всем основным показателям (плотности, фракционному составу, цетановому числу, температурам помутнения и застывания) соответствуют нормативам на дизтопливо высшего и первого сортов. Фракция нефти 180–350 °С по всем основным показателям удовлетворяет требованиям к дизтопливу марки Л. Для использования этой фракции в качестве базовой для производства топлива марки З необходимы присадки, понижающие температуры помутнения и застывания.

Геохимические особенности конденсатов и нефтей

Геохимические особенности конденсатов и нефтей рассматривались исходя из компонентного состава флюидов, исследованного методом газожидкостной хроматографии. Компонентный состав конденсатов: легкие УВ C_{5-8} – 40±55 %; твердые парафины C_{20+} – 0,15±0,37 % и > 0,45 %; н-алканы – 25,35±30,82 %; изопреноиды – 2,42±4,38 %. Конденсаты несколько отличаются содержанием н-алканов. Различия особенно заметны в отношении легких УВ, выкипающих при температуре до 125 °С. Более тяжелый по фракционному составу конденсат из скв. 4 содержит меньше легких УВ и больше тяжелых.

Компонентный состав нефтей: C_{5-8} – 16,41±25,18 %; C_{20+} – 3,57±3,87 %; н-алканы – 17,93±27,20 %; изопреноиды – 5,47±7,23 %.

Анализ результатов газожидкостной хроматографии показал (рис. 5), что конденсаты

как по площади, так и по разрезу месторождения имеют среднюю протяженность ряда нормальных алканов в 26–29 атомов углерода, молекулярноконцентрационный максимум (МКМ) расположен в области низкокипящих УВ C_5 (в конденсате из скв. 4 он сдвинут в область УВ C_7 , см. рис. 5а). В нефтях протяженность ряда н-алканов заметно больше и составляет 35–37 атомов углерода, МКМ в них находится в области более тяжелых углеводородов C_{10} – C_{15} (см. рис. 5б).

По компонентному составу были рассчитаны алкановые коэффициенты K_1 и K_2 , что позволило провести оценку типов исследованных флюидов [1]. Для конденсатов параметры

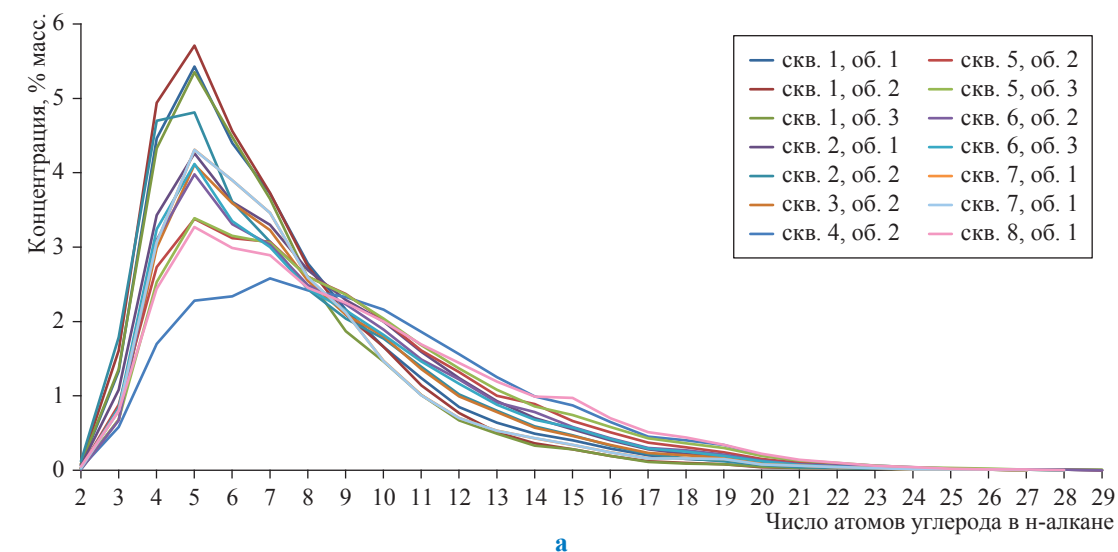
$$\text{изменяются в близких пределах: } K_1 = \frac{M_{C_{13-15}}}{M_{C_{15-19}}} = 1,1 \div 11,49 \text{ и } K_2 = \frac{M_{C_{15-19}}}{M_{C_{19-23}}} = 3,8 \div 4,66, \text{ где } M -$$

массовая доля группы УВ. Это соответствует конденсатам газоконденсатнонефтяных залежей с большими нефтяными оторочками. Для нефтей алкановые коэффициенты заметно ниже: $K_1 = 0,68 \div 0,74$; $K_2 = 1,12 \div 1,21$.

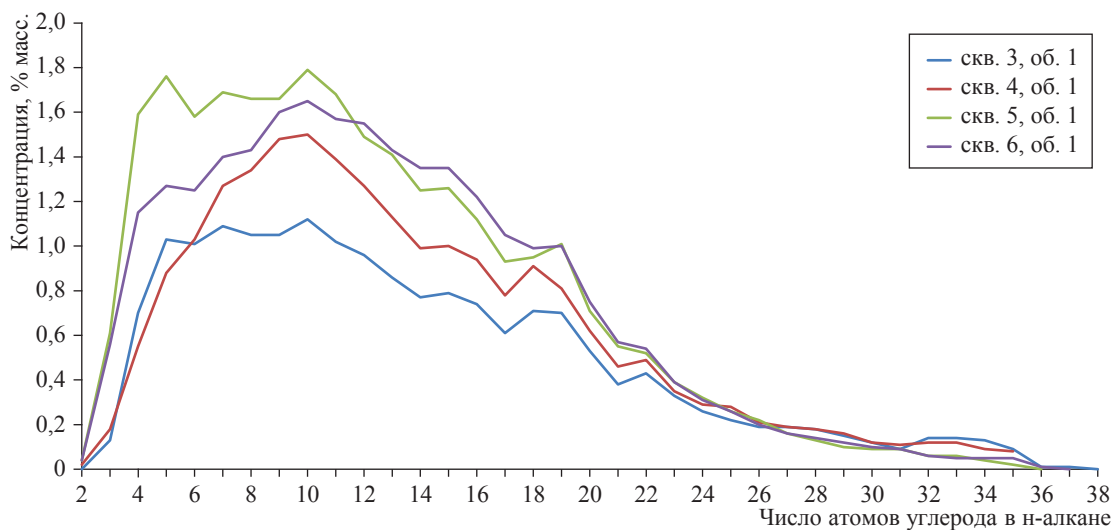
Методом газожидкостной хроматографии изучены основные геохимические параметры флюидов Южно-Кириного месторождения. Генетические показатели, такие как коэффициент нечетности (0,94–1,05), отношение «пристан/фитан» (1,27–1,89) достаточно близки для конденсатов и нефтей, что позволяет предположить общность источника образования флюидов из основного органического вещества смешанного сапропелево-гумусового типа.

Однако необходимо отметить, что по величинам отношений «пристан/ nC_{17} » и «фитан/ nC_{18} » конденсаты и нефти Южно-Кириного месторождения дифференцируются по трем группам. Для конденсатов из скв. 1 и конденсатов и нефти из скв. 3, расположенных в юго-восточной части структуры, эти отношения заметно больше единицы, но меньше двух, для остальных конденсатов и нефтей (скв. 2, 4–6 и 8) они либо значительно меньше единицы, либо близки к ней. Для конденсатов из скв. 7, расположенной в нижней части юго-восточной оконечности структуры, эти отношения превышают 2. Такая же тенденция (т.е. заметное возрастание в направлении с севера на юг) наблюдается и для коэффициента зрелости флюидов K_i (рис. 6).

Дж. Кенноном и А.М. Кассоу для уточнения типа исходного органического вещества (ОВ)



а



б

Рис. 5. Молекулярно-массовое распределение n-алканов в конденсатах (а) и нефтях (б)

предложен график в логарифмических координатах. По оси ординат откладывается отношение «пристан/ nC_{17} », по оси абсцисс – «фитан/ nC_{18} ». По диагонали квадратное поле графика разделено пополам на две области: сапропелевое ОВ морского генезиса и континентальное ОВ с большой долей гумусовой составляющей. Внутри этих областей имеется деление на типы ОВ по условиям осадконакопления. Морское ОВ подразделяется на мелководно-морское и глубоководное. В континентальном ОВ выделяются ОВ наземного и озерно-болотного типов. Прибрежные и лагунные ОВ относят к смешанным типам.

Применительно к изученным флюидам Южно-Киринского месторождения график Кеннона и Кассоу принимает вид, представ-

ленный на рис. 7. Согласно этому графику образование флюидов Южно-Киринского месторождения происходило в умеренно-восстановительной обстановке из лагунного ОВ смешанного типа.

Следует, однако, отметить, что соотношения сапропелевой и гумусовой составляющих ОВ различны. Об этом свидетельствуют данные дифференциации флюидов по содержанию ароматических УВ в бензиновой фракции и, следовательно, в гумусовой составляющей (рис. 8). Так, в скв. 2, 4, 5, 8, расположенных в западной, северной и северо-восточной частях месторождения, содержится больше ароматических УВ (14,44–19,93 % масс.) по сравнению с юго-восточной частью месторождения, где расположены скв. 1, 3, 6 и 7 (9,27–11,29 % масс.).

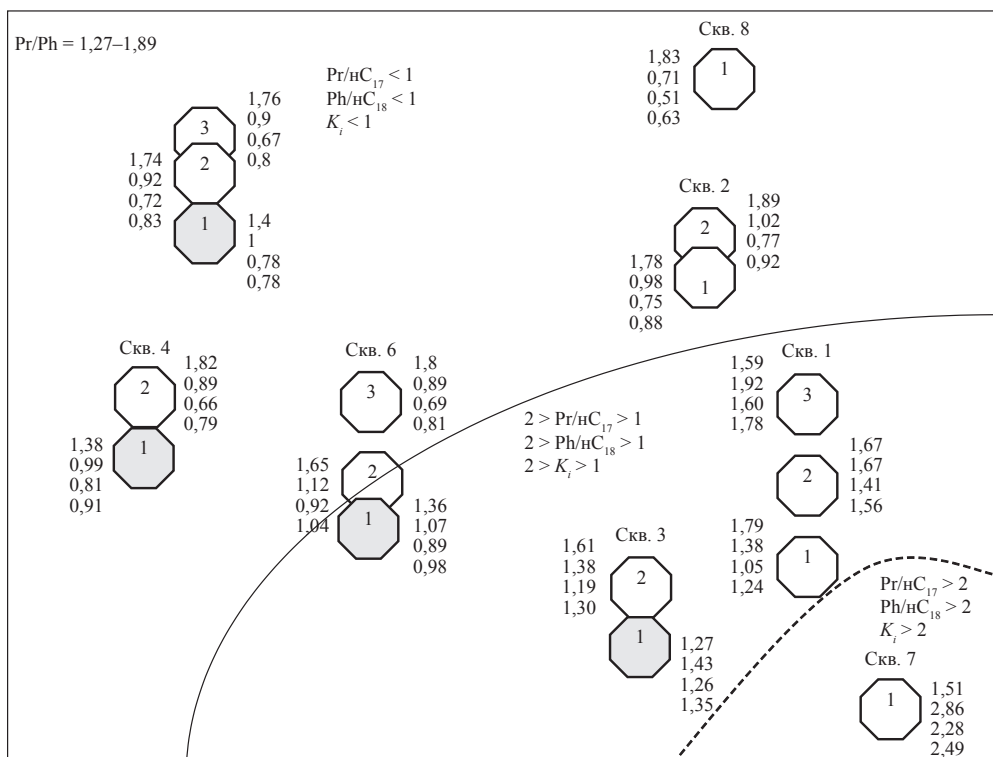


Рис. 6. Дифференциация флюидов по генетическим признакам: Pr – пристан; Ph – фитан

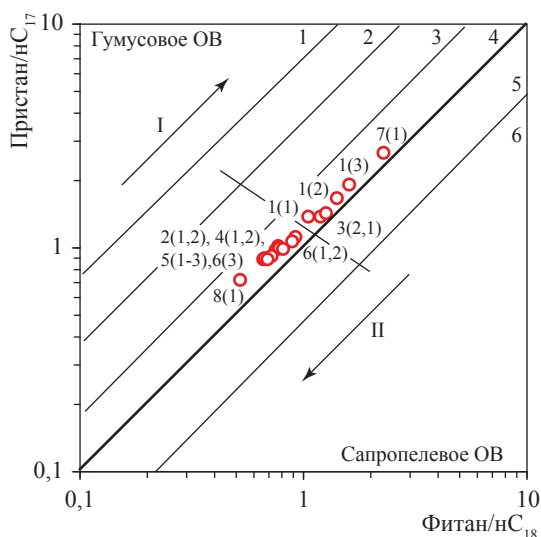


Рис. 7. Определение типа исходного ОВ Южно-Киринского ГКМ по графику Дж. Кеннона и А.М. Кассоу: 1 – наземное ОВ; 2 – озерно-болотное ОВ (окислительная обстановка); 3 – прибрежное ОВ (смешанный тип, слабая восстановительная обстановка); 4 – лагунное ОВ (смешанный тип, умеренная восстановительная обстановка); 5 – мелководно-морское (водорослевое) ОВ; 6 – глубоководно-морское ОВ (сильная восстановительная обстановка); цифрами обозначены номера скважин (объектов)

Наряду с компонентным составом алкановых УВ исследовался индивидуальный состав бензиновых фракций НК–200 °С конденсатов и нефтей. На его основе рассчитывался групповой углеводородный состав бензинов. Установлено, что в групповом составе бензинов преобладают метановые УВ (около 60 % масс.), изоалканы доминируют над нормальными. Циклогексановые нафтены преобладают над циклопентановыми, что указывает на наличие гумусовой составляющей в основном органическом веществе [2].

По данным индивидуального состава бензинов были рассчитаны коэффициенты, предложенные рядом исследователей (В.А. Чахмахчевым, Т.Л. Виноградовой, К. Томпсоном и др.) [3, 4], для определения степени катагенетической преобразованности конденсатов и нефтей Южно-Киринского месторождения. Для флюидов Южно-Киринского месторождения коэффициенты термической зрелости соответствуют зоне слабого мезокатагенеза (МК₁–МК₂).

Также были рассчитаны углеводородные соотношения (n-алканы/изо-алканы, $\sum \text{ЦГ}^3 / \sum \text{ЦП}$, $\text{ЦГ} / \text{МЦП}$, $\text{ЦГ} / \text{n-C}_6$, цикланы/

³ ЦГ – циклогексан, ЦП – циклопентан, МЦП – метилциклогексан

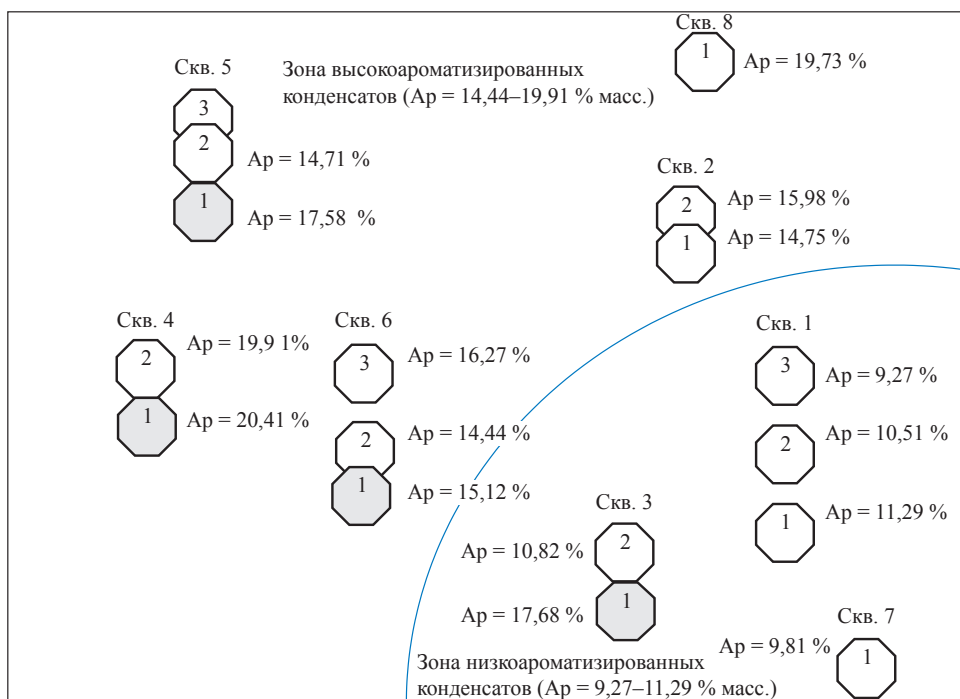


Рис. 8. Дифференциация флюидов по содержанию в них ароматических углеводородов:
 Ar – содержание ароматических УВ во фракции НК–200 °С

алканы, бензол/н-С₆ и толуол/н-С₇), предложенные В.А. Чахмахчевым [2] и определяющие генетическую зональность углеводородных систем. Как известно, конденсаты и нефти могут быть двух типов: первичные (исходные) и вторичные (преобразованные).

Численные значения углеводородных соотношений бензиновых фракций конденсатов и нефтей Южно-Кириинского месторождения позволяют отнести исследуемые флюиды ко вторичным.

Полагают, что появление вторичных конденсатов в зоне слабого и умеренного мезокатагенеза связано с процессами фазовой дифференциации в залежах и вторичной миграции в составе газоконденсатных систем. Смешанный генезис нефтяных оторочек возможен за счет выпадения нефтей из насыщенного газоконденсатного раствора при переходе его в зону пониженных температур и давлений вследствие подъема территории или ухода части газа по тектоническим нарушениям [5].

Установлено, что для Северо-Сахалинского прогиба, сформированного в плиоцен-четвертичное время тектогенеза, были характерны высокоамплитудные вертикальные подвижки [6]. Эти подвижки могли нарушить протяженность природных резервуаров, а возникшие

разломы – стать либо экранирующими, либо флюидопроводящими.

Оценить наличие или отсутствие горизонтальной и вертикальной флюидосообщаемости природных резервуаров, их протяженность, экранирующую или флюидопроводящую роль разломов возможно в том числе методом «отпечатков пальцев» [7]. Метод основан на закономерности, выявленной по результатам исследования многих месторождений, а именно: различия флюидов по параметрам углеводородного состава в пределах месторождения, как правило, вызваны разобщенностью резервуаров или отдельных участков сложнопостроенного резервуара, что препятствует перемешиванию флюидов. В едином резервуаре таких различий не наблюдается [8].

Метод «отпечатков пальцев» заключается в сравнении диаграмм, построенных по соотношениям высот парных пиков, выбранных в двух интервалах хроматограмм. Совпадение диаграмм указывает на общность природного резервуара, расхождение более чем на 5 % – на принадлежность к разным резервуарам.

Методом газожидкостной хроматографии получены хроматограммы конденсатов и нефтей Южно-Кириинского месторождения. В интервалах хроматограмм С₈–С₁₁ и С₁₁–С₁₆

выбраны парные пики и вычислены соотношения высот, по которым построены диаграммы для флюидов из каждой исследуемой скважины и ее продуктивных объектов (рис. 9). Диаграммы в интервале C_{11} – C_{16} практически совпали для всех скважин. Анализ диаграмм для скв. 1–8 показал, что хорошая вертикальная флюидосообщаемость наблюдается для пластов, вскрытых скв. 2–5. Диаграммы для конденсатов из этих скважин либо совпали, либо наблюдается отклонение только в одной точке. Для всех трех пластов, вскрытых скв. 1, флюидосообщаемости практически не наблюдается (отклонение по трем точкам более 25 %). Для скв. 6 также наблюдается хорошее флюидосообщение между нижними – 1-м и 2-м – объектами, но затрудненное с верхним пластом – 3-й объект.

Сравнение диаграмм для флюидов из разных скважин с целью установления возможной латеральной флюидосообщаемости приведено на рис. 10. Как видно, для всех нефтей из скв. 3–6 диаграммы совпали (отклонение менее 5 %). Также совпали диаграммы для нефтей из скв. 4–6 с диаграммами для конденсатов из скв. 2 (1-й и 2-й объекты), что, очевидно, связано с их общим генезисом: флюиды генерированы одинаковым по типу и степени катагенетической преобразованности рассеянным ОВ и в разные периоды времени могли быть флюидально обобщены.

Совпали диаграммы для конденсатов в следующих четырех группах:

1) скв. 6 (2-й объект), скв. 5 (2-й и 3-й объекты), скв. 2 (1-й объект);

2) скв. 6 (3-й объект), скв. 4 (2-й), скв. 8 (1-й объект);

3) скв. 1 (1-й объект), скв. 2 (1-й и 2-й объекты);

4) скв. 1 (3-й объект), скв. 7 (1-й объект).

Различие более 5 % наблюдается для флюидов из скв. 1 (3-й объект) и скв. 3 (2-й объект), но при этом общий облик диаграмм сохраняется. Установленные связи между объектами нанесены на схему расположения скважин (рис. 11).

В целом можно отметить, что хорошее флюидосообщение наблюдается между объектами, вскрытыми скв. 2, 4–6 и 8. Между объектами, вскрытыми скв. 1, 3 и 7, флюидосообщение затруднено.

Рекомендации по рациональному использованию углеводородов Южно-Киринского ГКМ

Газ. Исследования состава газа показали, что содержание конденсата, этана, пропана, бутанов значительно превышает их условно применяемые минимально-промышленные концентрации. Согласно Методическому руководству по подсчету балансовых и извлекаемых запасов [9], 3%-ная концентрация этана в газе считается минимально рентабельной при современном технологическом уровне извлечения этана из газа. Этан является ценным химическим сырьем для производства полиэтилена. Пропан-бутановая фракция, представляющая собой сжиженные УВ газы, используется в коммунально-бытовой сфере, в промышленности и в качестве автомобильного топлива. Исходя из потенциального содержания этих компонентов, используемой технологии и объемов добычи газа может быть получен значительный объем пропан-бутановой фракции. Метан представляет собой отличное топливо с точки зрения современной автомобильной промышленности.

Конденсат. Рекомендуется два варианта переработки конденсатов:

1) топливный – использование бензиновых, керосиновых и дизельных фракций конденсатов в качестве основы в процессах получения высококачественных топлив различных марок;

2) нефтехимический – производство ценного УВ сырья для нефтехимии из легкой части конденсатов (температура кипения до 150 °С), поскольку концентрация таких фракций в конденсатах достаточно заметна: метилциклогексана – 4,4–4,7 % масс., толуола – 2,4–2,6 % масс., ксилолов – 3–4 % масс.

Нефть. Бензиновые, керосиновые и дизельные дистилляты нефтей характеризуются высокими выходами, благоприятным химическим составом и высоким уровнем основных эксплуатационных характеристик, что позволяет рекомендовать эти фракции в качестве основы для получения соответствующих топлив, не требующих сероочистки.

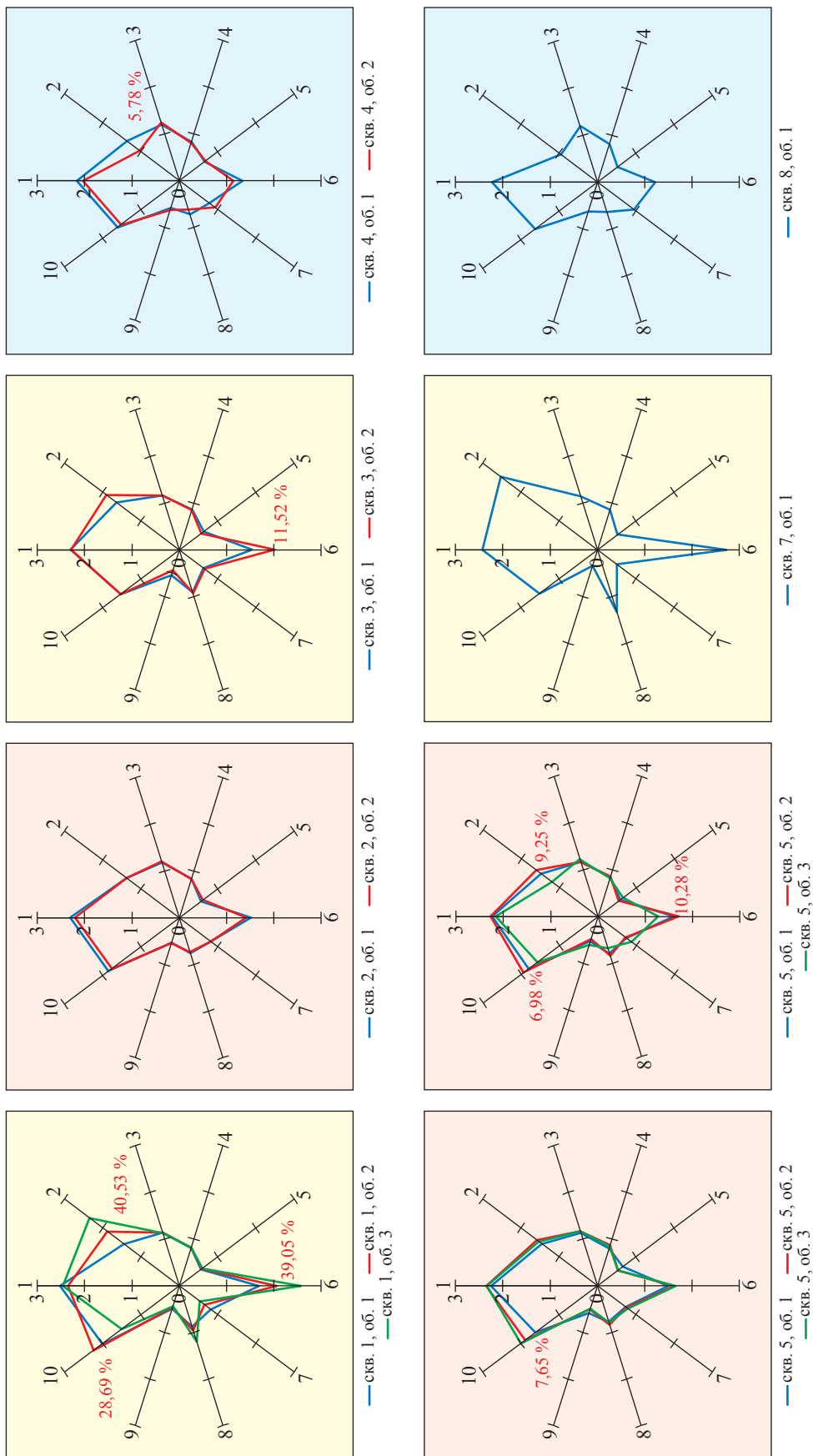


Рис. 9. Диаграммы, построенные по соотношениям парных пиков в интервале хроматограмм C₈-C₁₁ (вертикальное флюидосообщение)

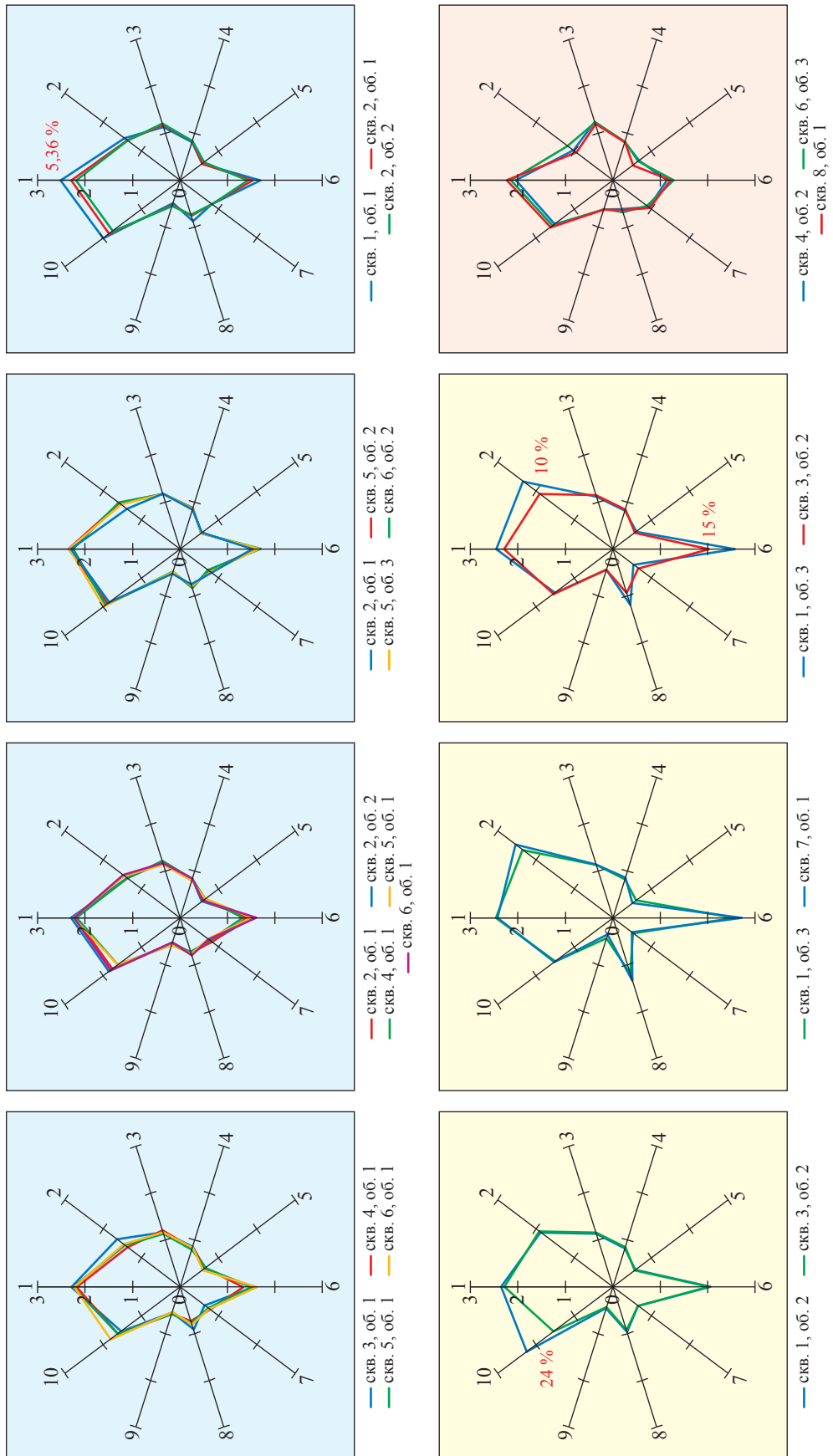


Рис. 10. Сравнение диаграмм для флюидов из разных скважин (латеральное флюидосообщение)

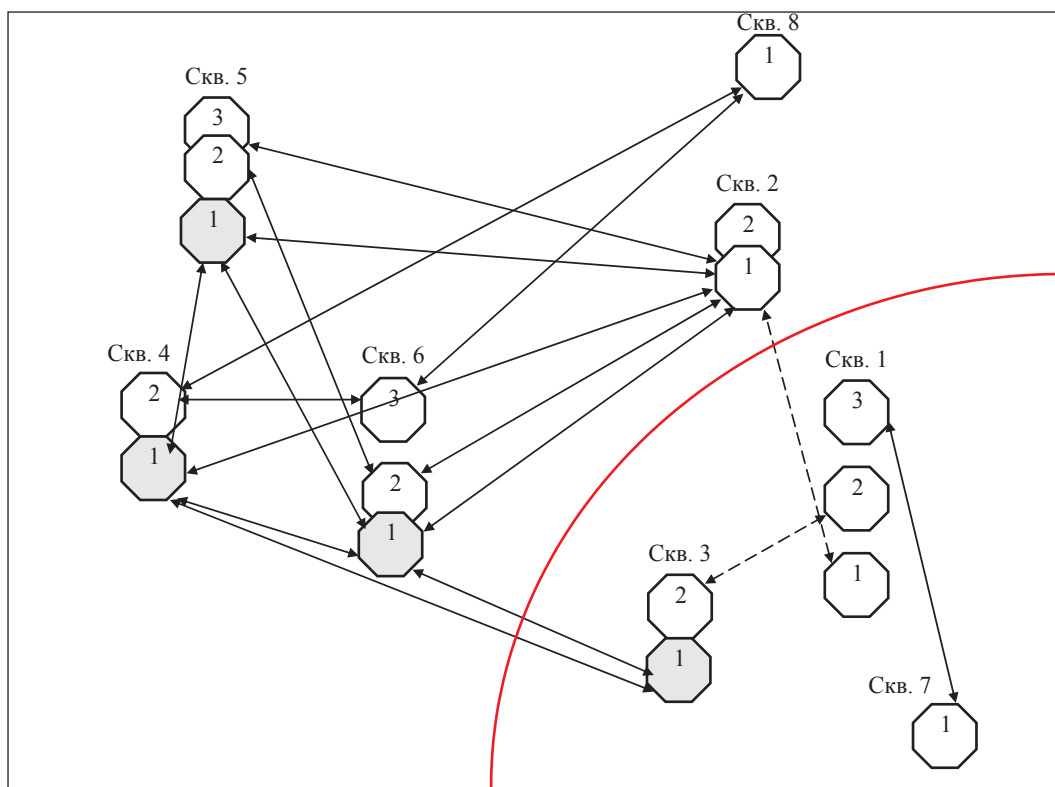


Рис. 11. Схема возможных горизонтальных и вертикальных притоков флюидов

Таким образом, конденсаты Южно-Киринского месторождения, отобранные из разведочных скв. 1–8 по трем эксплуатационным объектам, по плотности относятся к конденсатам легкого (скв. 1–3, 7) и среднего (скв. 4–6, 8) типов. Это малопарафинистые, малосмолистые, малосернистые конденсаты метаново-нафтового типа с точки зрения химического состава. Выкипают в интервале температур НК–300 °С с остатком 5,5–7,1 % масс. По физико-химическим характеристикам и фракционному составу конденсаты схожи, но не идентичны. По всем параметрам наблюдаются некоторые различия.

Нефти Южно-Киринского месторождения, отобранные из разведочных скв. 3–5, легкие (скв. 4 и 5) или средней плотности (скв. 3). Все нефти выкипают в широком температурном интервале НК–540 °С с остатком 5,6–13,5 % масс. Нефть из скв. 3 по физико-химическим свойствам и фракционному составу более тяжелая по сравнению с другими нефтями. Нефти из скв. 4 и 5 схожи. По групповому углеводородному составу нефти Южно-Киринского месторождения относятся к метаново-нафтовому типу.

Бензиновые, керосиновые и дизельные дистилляты конденсатов и нефтей характеризуются высокими выходами, благоприятным химическим составом и высоким уровнем основных эксплуатационных характеристик, что позволяет рекомендовать эти фракции в качестве основы для получения высококачественных топлив различного назначения без сероочистки.

Конденсаты и нефти исследованных скважин характеризуются общностью источника образования из ОВ смешанного сапропелево-гумусового типа (лагунное ОВ).

По алкановым коэффициентам флюиды Южно-Киринского месторождения относятся к конденсатам газоконденсатнонефтяных залежей с нефтяными оторочками, по соотношениям углеводородов бензиновых фракций являются вторичными конденсатами, а нефтяная оторочка имеет смешанный генезис. С юго-востока на северо-запад идет обогащение флюидов ароматическими углеводородами, т.е. гумусовой составляющей исходного ОВ.

Выдвинуты предположения о флюидодинамической связи объектов Южно-Киринского месторождения скв. 2, 4–6 и 8. На восточной окраине месторождения, где пробурены скв. 1, 3 и 7, флюидосообщение между объектами затруднено.

Список литературы

1. Чахмахчев В.А. Геохимические и палеогеотермические аспекты оценки перспектив нефтегазоносности / В.А. Чахмахчев, Т.П. Волкова // Геология нефти и газа. – 1994. – № 6.
2. Чахмахчев В.А. Геохимия процесса миграции углеводородных систем / В.А. Чахмахчев. – М.: Недра, 1983.
3. Попович Т.А. Углеводородные показатели – основа прогноза фазово-генетических типов газоконденсатных скоплений на шельфе Северо-Восточного Сахалина / Т.А. Попович // Геология и разработка месторождений нефти и газа Сахалина и шельфа. – М.: Научный мир, 1997.
4. Виноградова Т.Л. Углеводородные и гетероатомные соединения – показатели термической зрелости органического вещества пород и нефтидов / Т.Л. Виноградова, В.А. Чахмахчев, З.Г. Агафонова и др. // Геология нефти и газа. – 2001. – № 6.
5. Жузе Н.Г. Остаточная нефтенасыщенность залежей неокома севера Западной Сибири – дополнительный источник УВ-сырья / Н.Г. Жузе // Геология нефти и газа. – 1989. – № 11.
6. Парасына В.А. Южно-Киринское месторождение – перспективная база газодобычи на Дальнем Востоке России / В.А. Парасына, М.Л. Цемкало, Г.Н. Гогоненков // Геология нефти и газа. – 2012. – № 3.
7. 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. Hempkins // Proc. of 16th Annual Convention of Indonesian Petroleum Association. – 1987.
8. Дахнова М.В. Применение геохимических методов исследований при поисках, разведке и разработке месторождений углеводородов / М.В. Дахнова // Геология нефти и газа. – 2007. – № 2.
9. Методическое руководство по подсчету балансовых и извлекаемых запасов конденсата, этана, пропана, бутанов, неуглеводородных компонентов и определению их потенциального содержания в пластовом газе / Министерство газовой промышленности; ВНИИГАЗ. – М., 1984.

УДК 622.276.63

А.Ф. Соколов, А.В. Сутырин, С.Г. Рассохин, В.М. Троицкий, А.В. Мизин, В.П. Ваньков, А.Е. Алеманов, О.М. Монахова

Экспериментальная оценка эффективности воздействия кислотных растворов различного состава на призабойную зону пласта скважин, вскрывающих терригенный коллектор

Важнейшим элементом повышения эффективности эксплуатации скважин является сохранение коллекторских свойств призабойной зоны продуктивного пласта. В большинстве случаев при первичном вскрытии не удается достигнуть проектного дебита скважины. Таким образом, приходится проводить работы по интенсификации притока углеводородов к скважинам, заключающиеся в очищении призабойной зоны, загрязненной в процессе бурения и цементирования или после продолжительной эксплуатации и ремонта (глушения) скважины. Кислотная обработка относится к химическим методам воздействия на пласт. При ее проведении химические агенты реагируют с породой пласта, а также с материалами и веществами, проникшими в призабойную зону и изменившими коллекторские свойства пласта в радиальном интервале фильтрации.

Технология вскрытия продуктивного пласта в процессе бурения практически не отличается от технологии бурения всего ствола скважины, поэтому главным направлением работ по повышению качества вскрытия продуктивного пласта является решение задачи максимально возможного сохранения проницаемости продуктивных пород в призабойной зоне пласта. Буровые растворы для вскрытия продуктивного пласта должны в наибольшей степени сохранять его естественные коллекторские свойства, обладать регулирующими структурно-механическими и реологическими свойствами. В статье представлены результаты экспериментальной оценки влияния на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта бурового и кислотных растворов (КР) различного состава, проведенных с целью восстановления естественной проницаемости призабойной зоны скважин, вскрывающих терригенный коллектор.

Экспериментальные исследования на керновом материале по улучшению ФЕС пород посредством закачки бурового раствора (БР) и жидкости интенсификации выполнялись на установке двухфазной фильтрации (табл. 1) по ОСТ 39-195-86 [1]. Проницаемость образца по газу определялась согласно ГОСТ 26450.0-85 [2], ГОСТ 26450.2-85 [3]. Процессы закачки БР и жидкостей интенсификации в образец изучались с учетом зарубежного [4, 5] и отечественного опыта [6–12], а также собственных методических наработок лаборатории физического моделирования

Ключевые слова: терригенный коллектор, буровой раствор, призабойная зона скважины, химические методы воздействия, кислотный раствор, интенсификация притока, восстановление проницаемости.

Keywords: terrigenous reservoir, borehole mud, well face, chemical stimulation methods, acid bath, well stimulation, restoration of permeability.

Таблица 1

Технологические параметры установки двухфазной фильтрации

Параметр	Характеристика
Пластовое давление, $P_{пл}$, МПа	≤ 70
Горное (обжимное) давление, $P_{гор}$, МПа	≤ 70
Рабочая температура, °С	5–150
Скорость фильтрации флюидов в керне, м/сут	0,10–255
Диапазон задаваемых расходов при фильтрации, см ³ /мин	0,00001–25
Точность поддержания расхода насосами, % от установленного значения	$\pm 0,3$
Длина керна, м	$\leq 1,0$
Диаметр керна, м	0,03

многофазных процессов ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Исходный керновый материал представлял собой выбуренные параллельно напластованию цилиндрические образцы правильной формы длиной и диаметром около 3 см (табл. 2). С целью минимизации воздействия на структуру пористой среды образцы выпиливались без использования воды в качестве охлаждающей коронку жидкости. Их высушивали до постоянной массы при температуре 102–105 °С. За исходную принималась проницаемость по газу (азот) в пластовых условиях $K_{пр.абс}$ в направлении, моделирующем приток углеводородов в скважине (газ фильтровался в направлении выхода-входа модели пласта).

Образцы представлены песчаниками от светло- до темно-серых с редкими ритмичными прослоями алевролитов и аргиллитов. Песчаники – мелко-среднезернистые, реже крупно-средне-мелкозернистые до алевритистых. В составе преобладает мелко-среднезернистая размерность песчаного материала. Текстура пород в основном массивная, что определяет слабую анизотропию коллекторских и физических характеристик. Содержание кварца изменяется в диапазоне 45–80 %, полевых шпатов – 6–10 % (в отдельных прослоях до 30 %), обломков пород – 10–25 %, почти повсеместно в коллекторах присутствуют чешуйки слюды (мусковит, биотит) в количестве 1–5 %. Цементирующая часть составляет от 4 до 30 %, в среднем 13–15 %.

В коллекторах, вскрытых практически во всех скважинах, присутствует незначительное количество глинистого цемента.

Поровое пространство коллекторов представлено преимущественно остаточными первичными порами и каналами, нередко измененными постседиментационными процессами. Поры межзерновые и внутри цементные, их форма обусловлена расположением обломочного материала и типом цементирующего материала. Межзерновые поры являются главенствующими в формировании полезной емкости песчаников пласта.

При исследовании изменения ФЕС модели пласта использовали КС1-полимерный буровой раствор (БР) в составе хлористого калия в качестве ингибитора набухания глин и полисахаридов – биополимера, крахмала, водорастворимых эфиров целлюлозы – для управления структурно-реологическими и фильтрационными показателями (табл. 3).

Эксперимент проводился при температуре 55 °С, $P_{пл} = 26,24$ МПа, $P_{гор} = 43,47$ МПа, репрессия БР на пласт составляла 1,3 МПа. Остаточной водонасыщенности в образцах породы не создавалось. В испытуемый образец при $P_{эф}$ и постоянной репрессии в течение 15–20 ч закачивался базовый БР в направлении, обратном направлению, моделирующему приток углеводородов в скважину. Таким образом моделировали реальные условия возможного взаимодействия фильтрата БР с породой, поскольку восстановление притока

Таблица 2

Характеристика образцов из продуктивного горизонта, сложенного терригенными коллекторами

№ образца	Длина, мм	Диаметр, мм	Масса перед сборкой, г	Объемная плотность, г/см ³	Минералогическая плотность, г/см ³	Объем пор, $V_{пор}$, см ³	Пористость, $K_{п}$, %	$K_{пр.абс}$ при эффективном давлении $P_{эф}$, мД
5	2,36	2,68	50,3071	2,35	2,69	2,705	12,66	0,35
6	2,37	2,67	50,5816	2,36	2,68	2,540	11,87	0,39
21	2,36	2,66	50,3655	2,35	2,68	2,582	12,08	2,36
23	2,35	2,67	50,1402	2,34	2,68	2,679	12,54	4,05
8	2,24	2,65	47,8278	2,23	2,66	3,403	15,88	6,11
1	2,22	2,66	47,1351	2,20	2,65	3,651	17,04	9,85
2	2,91	3,06	47,3074	2,21	2,66	3,613	16,87	2,07

Таблица 3

Технологические параметры БР КС1-полимерного типа

Плотность, кг/м ³	Показатель фильтрации, см ³ /30 мин	Статическое напряжение сдвига, дПа	Пластическая вязкость, мПа·с	Динамическое напряжение сдвига, дПа	pH
1050	7	43	14	112	9

углеводородов в скважину осуществляется в течение определенного периода времени после вскрытия пласта (табл. 4).

В процессе воздействия БР на образцы породы продуктивного горизонта фильтрат БР проникал с одинаковой объемной скоростью порядка 0,002–0,003 см³/мин. Исключение составили образцы № 8 и № 23: объемная скорость фильтрации при прочих равных условиях составила 0,034 и 0,058 см³/мин соответственно. Образовавшаяся фильтрационная корка на торцевой поверхности образцов должна была остановить поток фильтрата БР через образцы породы, но этого не произошло, о чем свидетельствует рост накопленного объема фильтрата при воздействии на образцы породы (рис. 1). Следовательно, фильтрат БР будет проникать на большие расстояния вглубь продуктивного пласта.

Восстановление проницаемости образцов № 5 и № 6 составило соответственно 12,0 и 15,38 %, т.е., учитывая исходные значения $K_{пр.абс}$ образцов в пластовых условиях (см. табл. 4), произошло ухудшение проницаемости вследствие воздействия фильтрата бурового раствора на керн.

Исходная $K_{пр.абс}$ образцов № 8 и № 1 составляла 1,93 и 2,81 мД соответственно. В результате воздействия базового БР и его фильтрата проницаемость образца № 1 уменьшилась на 56,94 %, а образца № 8 – на 27,67 %. Применительно к образцу № 8 восстановление проницаемости соответствует стандартному уровню для БР подобного типа, а в отношении образца № 1 цифра означает кольматацию порового пространства (см. табл. 4).

В результате воздействия БР на образцы № 21, № 23 $K_{пр.фаз}$, напротив, увеличилась

Таблица 4

Результаты исследований влияния фильтрата БР на фильтрационные характеристики породы продуктивного горизонта, сложенного терригенными отложениями

№ образца	$K_{п}$ после воздействия $P_{эф}$, %	$K_{пр.абс}$ при $P_{эф}$ (обратн. направление), мД	Время закачки БР, мин	Накопленный объем закачки БР, см ³ / $V_{пор}$	Накопленный объем принятого фильтрата БР, см ³ / $V_{пор}$	Фазовая проницаемость по азоту при $P_{эф}$, $K_{пр.фаз}$, мД	Восстановление проницаемости керна, %
5	12,66	0,1	1403,98	8,98/3,57	8,15/3,24	0,012	12,00
6	11,87	0,13	1271,00	7,75/3,23	7,09/2,96	0,020	15,38
21	12,08	0,84	1142,00	8,49/3,50	8,04/3,32	25,140	2992,86
23	12,54	1,64	1114,00	9,44/3,73	8,66/3,42	32,200	1963,41
8	15,88	1,93	1183,00	8,42/2,53	7,46/2,24	1,396	72,33
1	17,04	2,81	1107,00	9,79/2,72	8,73/2,42	1,210	43,06

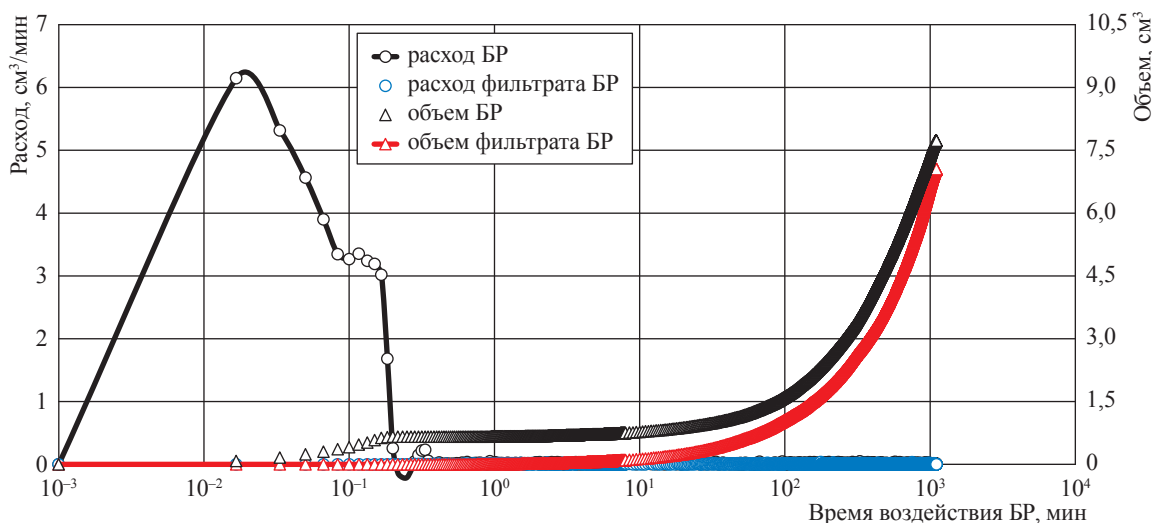


Рис. 1. Расход и накопленный объем БР и фильтрата в условиях эксперимента (см. ранее) для образца породы № 6

в 29,9 и 19,6 раз соответственно. Возможно, это связано с растворением включений соли фильтратом БР.

Результаты исследований показывают, что низкое восстановление проницаемости образцов породы обусловлено неоднородностью структуры порового пространства, которая определяет вариативность степени подверженности отдельных образцов воздействию технологии первичного вскрытия буровым раствором.

Таким образом, экспериментально установлено, что воздействие БР на ФЕС продуктивного пласта, сложенного терригенными отложениями, неоднозначно. Наряду с кольматацией порового пространства призабойных зон эксплуатационных скважин возможно поглощение достаточно больших объемов базового БР в результате изменения поровой структуры породы продуктивного пласта.

Для восстановления проницаемости продуктивного пласта, загрязненного БР и его фильтратом, необходимо проводить мероприятия по интенсификации притока углеводородов. Метод интенсификации выбирается с учетом вида загрязнения и характеристики продуктивного пласта (пластового давления, проницаемости, пористости, трещиноватости, напряженного состояния и анизотропии горных пород), результатов предыдущих работ по интенсификации, конструкции скважины и азимутального направления профиля наклонно направленной скважины. Более экономичными с точки зрения интенсификации притока пластовой продукции являются химические методы воздействия на призабойную зону пласта. Данные методы ведут к увеличению проницаемости за счет реакции

закачиваемых кислотных составов и растворителей с породами пласта, кольматантами и другими загрязнениями, образующимися в пласте в процессе вскрытия и эксплуатации скважины. Эффективность химической обработки зависит от правильности выбора рабочей жидкости.

Основное значение применительно к подбору рабочих жидкостей при интенсифицирующих обработках скважин имеют такие пластовые характеристики, как минералогический состав породы и ее проницаемость. Сложный и неоднородный минералогический состав терригенных коллекторов затрудняет выбор рабочих жидкостей. Для интенсификации притока пластовой продукции в терригенном коллекторе широко используется глинистая (грязевая) кислота, представляющая собой смесь соляной и фтористоводородной кислот в различных соотношениях в зависимости от минералогии пласта (табл. 5). Глинокислотные растворы достаточно полно и быстро растворяют глинистые образования, составляющие существенный материал породы и материал, цементирующий песчаник, а также глинистую корку, оставшуюся после бурения. В них тоже растворяются силикатные частицы породы, набухающие при контакте с фильтратом промывочных жидкостей. Следовательно, растворяющая способность глинокислотных растворов может быть высокоэффективно использована для обработки коллекторов, отличающихся очень большой водочувствительностью, и удаления из призабойной зоны пласта глинистых тонкодисперсных частиц (табл. 6).

При проведении глинокислотных обработок в песчаных пластах возможны следующие

Таблица 5

Рекомендуемые при обработке призабойной зоны пласта концентрации HCl и HF [13]

Минералогический состав, %		Проницаемость, мД		
алеврит	глина	> 100	20–100	< 20
< 10	< 10	12 % HCl + 3 % HF	8 % HCl + 2 % HF	6 % HCl + 1,5 % HF
> 10	> 10	13,5 % HCl + 1,5 % HF	5 % HCl + 0,5 % HF	4,5 % HCl + 0,5 % HF
> 10	< 10	12 % HCl + 2 % HF	9 % HCl + 1,5 % HF	6 % HCl + 1 % HF
< 10	> 10	12 % HCl + 2 % HF	9 % HCl + 1,5 % HF	6 % HCl + 1 % HF

Таблица 6

Рекомендуемые для приготовления промывочных жидкостей концентрации HCl, %, [13]

Минералогический состав, %		Проницаемость, мД		
алеврит	глина	> 100	20–100	< 20
< 10	< 10	15	15	7,5
> 10	> 10	10	7,5	5
> 10	< 10	10	7,5	5
< 10	> 10	10	7,5	5

осложнения кроме образования побочных продуктов реакции:

- из-за ускоренной нейтрализации глино-кислота проникает в пласт лишь на небольшую глубину, в особенности при повышенной температуре (максимальная глубина проникновения 30 см);
- высокая растворяющая способность глино-кислоты снижает прочность породы на границе забоя;
- в процессе реакции кислоты могут образовываться мелкодисперсные частицы, состоящие в основном из кварца или глинистых минералов, способные мигрировать вместе с потоком жидкости. Дестабилизация мелкодисперсных частиц приводит к быстрому снижению дебита флюида после кислотной обработки.

С целью устранения осложнений, вызванных глинистой кислотой, при интенсификации терригенного коллектора применяются другие композиции, например органические кислоты: лимонная, уксусная, муравьиная в смеси с фтористоводородной. Использование органических кислот снижает также скорость

коррозии металла и тенденцию к образованию смолистого осадка (табл. 7).

С целью растворения фильтрационной корки торцевая часть образца породы № 5 после загрязнения базовым БР и его фильтратом в течение 2 ч подвергалась солянокислотной обработке типа кислотной ванны раствором 15,5 % HCl + 1,3 % CH₃COOH + 0,1 % неонла. Результат измерения $K_{пр.фаз}$ образца породы после продувки азотом в направлении, моделирующем приток углеводородов в скважину, составил 0,0081 мД. По отношению к $K_{пр.фаз}$, измеренной после загрязнения БР, снижение составило 32,5 %. Закачка КР в составе 15,5 % HCl + 3,3 % HF + 0,1 % неонла, предусмотренного для обработки коллектора в периферийной (удаленной) зоне пласта, привела к полной кольтматации образца породы: $K_{пр.фаз}$ по азоту после обработки измерить не удалось.

Схему обработки образца породы № 6 несколько изменили (рис. 2, 3): вместо солянокислотной обработки типа кислотной ванны через образец профильтровали 4,8 объемов пор КР 15 % CH₃COOH + 0,1 % неонла, а затем

Таблица 7

Результаты исследования влияния КР на ФЕС пород продуктивного горизонта, загрязненных фильтратом БР

№ образца	$K_{пр.фаз}$ по азоту исходная / после загрязн. БР при $P_{эф}$ (обратное направление), мД	$V_{пор.}$ см ³	Время закачки КР, мин	Накопленный объем закачки КР, см ³	Количество закачанных объемов пор, д. ед.	Плотность КР, г/см ³	$K_{пр.фаз}$ по азоту после обработки КР при $P_{эф}$ (обратное направление), мД	Восстановление проницаемости керна после обработки КР при $P_{эф}$ (обратное направление), %
Состав КР: 15,5 % HCl + 1,3 % CH ₃ COOH + 0,1 % неонла (кислотная ванна)								
5	0,10/0,012	2,5182	120	–	–	1,082	0,0081	67,5
Состав КР: 15,5 % HCl + 3,3 % HF + 0,1 % неонла								
5	0,10/0,0081	2,5182	1276	12,02	4,77	1,092	0	0
Состав КР: 15 % CH ₃ COOH + 0,1 % неонла								
6	0,13/0,020	2,3959	531	8,58	3,58	1,019	0,0093	46,5
Состав КР: 15,5 % HCl + 3,3% HF + 0,1 % неонла								
6	0,13/0,0093	2,3959	352	3,8	1,59	1,092	0	0
Состав КР: 15,5 % HCl + 1,3 % CH ₃ COOH + 0,1 % неонла (кислотная ванна)								
21	0,84/25,140	2,4239	120	–	–	1,082	не измер.	–
Состав КР: 15,5 % HCl + 1,3 % CH ₃ COOH + 0,1 % неонла								
21	0,84/25,140	2,4239	3	11,72	4,83	1,082	2,56	10,18
Состав КР: 15,5 % HCl + 1,3 % CH ₃ COOH + 0,1 % неонла (кислотная ванна)								
23	1,64/32,200	2,5311	120	–	–	1,082	17,91	55,62
Состав КР: 15 % CH ₃ COOH + 0,1 % неонла								
23	1,64/17,91	2,5311	1,5	12,33	4,87	1,019	16,18	90,34
Состав КР: 10 % HCl + 0,3 % НТФ (нитрилотриметилфосфоновая кислота) + 0,1 % неонла								
8	1,93/1,396	3,3252	330	14,14	4,25	1,053	0,93	66,60
Состав КР: 10 % HCl + 0,3 % НТФ + 1,0 % C ₆ H ₇ NO ₃ S (сульфаниловая кислота) + 0,1 % неонла								
1	2,81/1,210	3,602	23,6	9,45	2,62	1,063	1,03	85,12

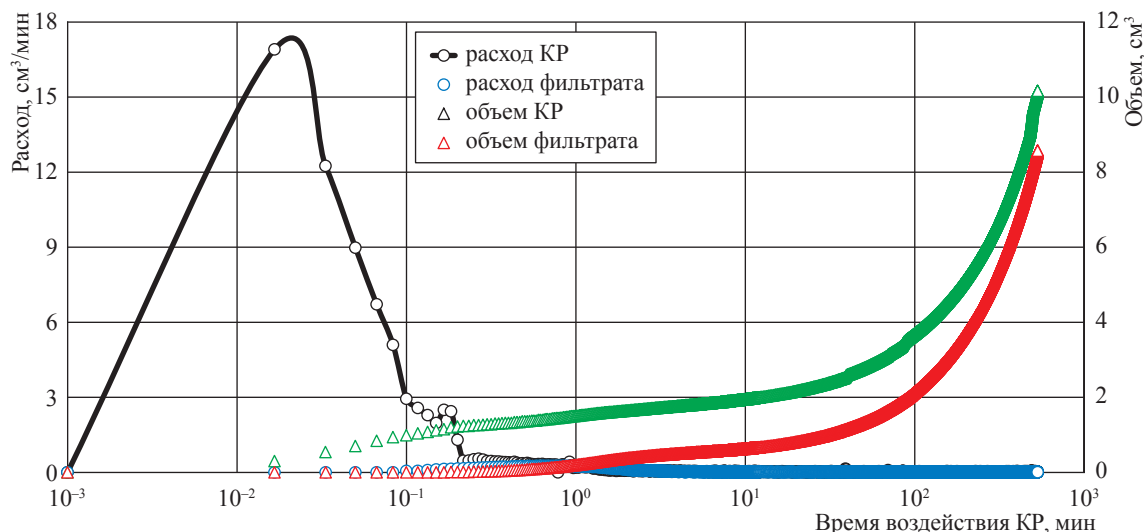


Рис. 2. Расход и накопленный объем КР (15% CH_3COOH + 0,1 % неонла) при фильтрации с репрессией 2,624 МПа, $P_{\text{пл}} = 26,24$ МПа, $P_{\text{гор}} = 43,47$ МПа. Образец породы № 6

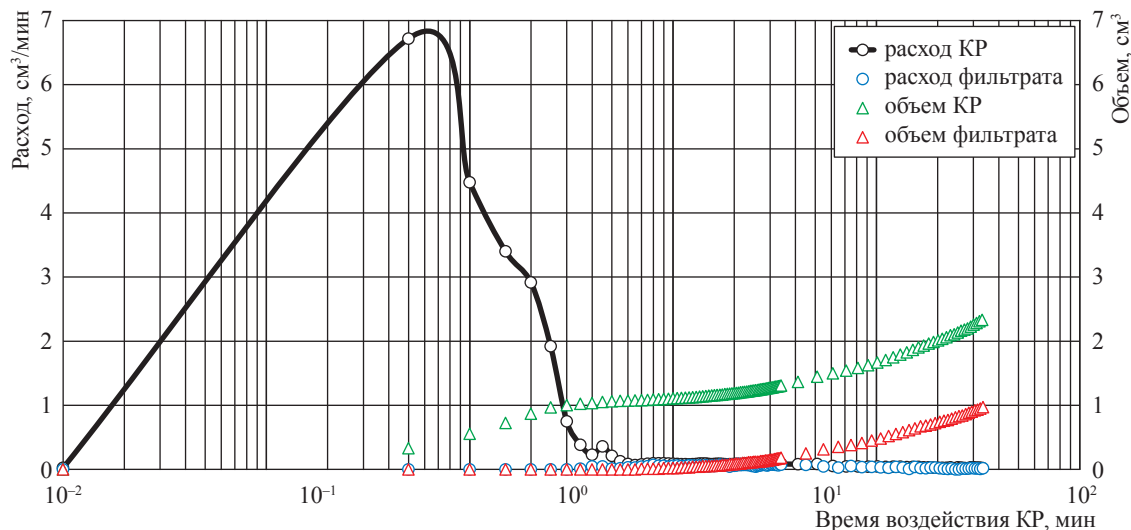
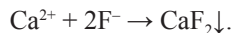


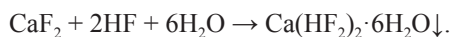
Рис. 3. Расход и накопленный объем КР (15,5 % HCl + 3,3 % HF + 0,1 % неонла) при фильтрации с репрессией 2,624 МПа, $P_{\text{пл}} = 26,24$ МПа, $P_{\text{гор}} = 43,47$ МПа. Образец породы № 6

прокачали дополнительно 3,8 объемов пор КР 15,5 % HCl + 3,3 % HF + 0,1 % неонла. Если обработка образца породы № 6 уксусной кислотой с массовым содержанием 15 % привела к снижению $K_{\text{пр.фаз}}$ на 53,5 %, что на 21 % хуже аналогичного показателя раствора, используемого для установки кислотной ванны при обработке образца № 5, то закачка КР состава 15,5 % HCl + 3,3 % HF + 0,1 % неонла, как и в предыдущем эксперименте, привела к полной кольтматации образца.

Причиной кольтматации порового пространства образцов породы явилось взаимодействие фтористоводородной кислоты с ионами кальция с образованием нерастворимого твердого осадка. Реакция образования осадка фторида кальция при избытке ионов Ca^{2+} или при стехиометрическом соотношении Ca^{2+} и F^- :



Реакция образования осадка фторида кальция при избытке HF:



Эксперимент по взаимодействию HF с раствором хлорида кальция показал, что реакция между катионами кальция и анионами фтора в растворе протекает практически мгновенно. Взаимодействие HF с ионами кальция в растворе CaCl_2 приводит к уменьшению в составе конечного обрабатывающего КР содержания HF по сравнению с запланированным количеством, а содержание соляной кислоты, наоборот, увеличивается. Фтористоводородная кислота в КР в первую очередь нейтрализует ионы кальция, находящиеся в технологической жидкости на забое скважины, а затем – и в поровых каналах породы продуктивного пласта с образованием нерастворимого фторида кальция, что приводит к кольматации порового пространства призабойной зоны эксплуатационной скважины нерастворимым соединением. При отсутствии ионов кальция HF способна взаимодействовать с галитом с образованием фторида натрия, а также с диоксидом кремния, входящими в состав породы.

Воздействие концентрированной (24 % и выше) соляной кислоты на пластовые воды хлоркальциевого и хлормagneиевого типов плотностью 1,18 г/см³ и выше приводит к выпадению хлоридов солей в результате снижения их растворимости в кислых растворах. При меньшей концентрации HCl выпадения солей из растворов не происходит. Карбонатно-натриевые, натриевые и сульфатно-натриевые воды не дают осадков при смешивании с соляной кислотой. Результаты экспериментальных исследований свидетельствуют, что использование фтористоводородной кислоты в составе КР для интенсификации продуктивного пласта возможно только при отсутствии ионов кальция в составе технологических жидкостей, применяемых как при первичном, так и при вторичном вскрытии пласта.

В дальнейших экспериментальных исследованиях влияния КР на фильтрационные характеристики пород продуктивного горизонта, загрязненных фильтратом БР, в качестве жидкостей интенсификации использовали следующие составы КР: 15,5 % HCl + 1,3 % CH_3COOH + 0,1 % неанола; 15 % CH_3COOH + 0,1 % неанола; 10 % HCl + 0,3 % НТФ + 0,1 % неанола;

10 % HCl + 0,3 % НТФ + 1,0 % $\text{C}_6\text{H}_7\text{NO}_3\text{S}$ + 0,1 % неанола. Установлено, что солянокислотными обработками типа кислотной ванны раствором 15,5 % HCl + 1,3 % CH_3COOH + 0,1 % неанола проницаемость образцов породы, загрязненных фильтратом базового БР, восстанавливается на 56–68 %.

Использование уксусной кислоты с массовой долей 15 % в качестве обрабатывающего раствора позволило восстановить на 46,5 % проницаемость загрязненных фильтратом базового БР образцов породы проницаемостью 0,02 мД и более чем на 90 % – образцов проницаемостью 18 мД. С одной стороны, за счет низкого значения поверхностного натяжения $27,8 \cdot 10^{-3}$ Н/м (ниже значения только у этиловых спирта и эфира) уксусная кислота легко проникает в поровое пространство. С другой стороны, она используется в составах других КР в качестве замедлителя реакции. Эти свойства позволяют ей проникать на большие расстояния, если необходимо обработать периферийные (удаленные) и призабойную зоны пласта.

Кислотные растворы 15,5 % HCl + 0,3 % НТФ + 0,1 % неанола и 15,5 % HCl + 0,3 % НТФ + 1,0 % $\text{C}_6\text{H}_7\text{NO}_3\text{S}$ + 0,1 % неанола позволили восстановить проницаемость загрязненных фильтратом базового БР образцов породы на 67 и 85 % при исходной проницаемости образцов перед обработкой 1,4 и 1,2 мД соответственно.

Предварительными экспериментами установлена зависимость $K_{\text{пр.фаз}}$ по азоту от водонасыщенности для образца породы продуктивного горизонта при атмосферных условиях (давление 0,1 МПа) и температуре 22–23 °С (рис. 4). По результатам эксперимента определено значение остаточной водонасыщенности, приблизительно равное 64 %, выше которой $K_{\text{пр.фаз}}$ ядра по азоту начинает резко снижаться. Проницаемости, измеренные после обработки образцов породы КР различного состава, соответствуют области, превышающей критическую точку остаточной водонасыщенности. После воздействия КР различного состава образцы породы были высушены до постоянной массы в термошкафу, и их характеристики, измеренные после испытаний, сравнили с исходными данными: увеличились $K_{\text{п}}$ (более 2 %), $V_{\text{пор}}$ (6–16 %), $K_{\text{пр.абс}}$ (3,5–9,5 раз) с одновременным уменьшением массы образцов (2–4 %) (табл. 8).

Таблица 8
Характеристики образцов продуктивного горизонта до и после проведения исследований по воздействию БР и технологическими жидкостями

№ образца	Масса образца перед испытанием / после кислотной обработки, г	$V_{пор}$ перед испытанием / после кислотной обработки, см ³	K_n образца перед испытанием / после кислотной обработки, %	$K_{пр.абс}$ перед испытанием (атм. усл.) / перед испытанием при $P_{эф}$, мД	$K_{пр.абс}$ / $K_{пр.фаз}$ (при $P_{эф}$) / $K_{пр.фаз}$ после загрязнения БР (при $P_{эф}$), мД	$K_{пр.фаз}$ после загрязнения БР / после кислотной обработки (при $P_{эф}$), мД	$K_{пр.абс}$ перед испытанием (атм. усл.) / после кислотной обработки (образец высушен, атм. усл.), мД	$K_{пр.абс}$ перед испытанием (при $P_{эф}$) / после кислотной обработки (при $P_{эф}$), мД	$K_{пр.абс}$ перед испытанием (при $P_{эф}$) / после кислотной обработки (образец высушен, при $P_{эф}$), мД
5	50,4620/ 48,7764	2,5182/ 2,9200	12,66/13,83	0,10/0,012	0,012/0,0081	0,012/0,0081	2,59/0,10	0,10/0,0081	0,10/0,109
6	50,7100/ 49,7888	2,3959/ 2,6100	11,87/12,21	0,13/0,02	0,02/0,0093	0,02/0,0093	2,72/0,13	0,13/0,0093	0,13/0,078
21	50,4450/ 49,5072	2,4239/ 2,5800	12,08/12,05	0,84/25,14	25,14/2,56	25,14/2,56	10,02/0,84	0,84/2,56	0,84/8,00
23	50,2160/ 49,3823	2,5311/ 2,7000	12,54/12,62	1,64/32,20	32,20/17,91	32,20/17,91	11,60/1,64	1,64/17,91	1,64/12,56
8	47,9420/ 45,8845	3,3252/ 3,8600	15,88/18,06	1,93/1,396	1,396/0,93	1,396/0,93	66,64/1,93	1,93/0,93	1,93/6,12
1	47,4730/ 45,5197	3,6020/ 4,0100	17,04/18,73	2,81/1,21	1,21/1,03	1,21/1,03	78,07/2,81	2,81/1,03	2,81/9,80

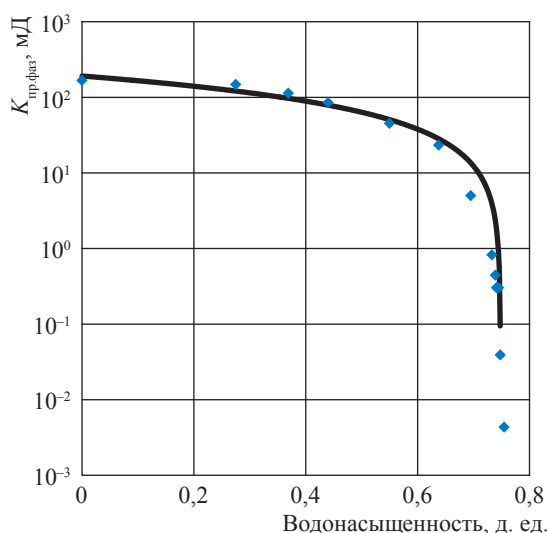


Рис. 4. Зависимость фазовой проницаемости ядра по азоту от водонасыщенности при атмосферных условиях. Образец породы № 2

$K_{пр.абс}$ образца № 5 при $P_{эф} = 25$ МПа после воздействия КР восстановилась до уровня первоначальной. Применительно к образцу № 6 значение $K_{пр.абс}$ при $P_{эф}$ снизилось на 40 % по сравнению с исходными данными.

После обработки образцов породы № 1 ($K_{пр.абс} = 1,2$ мД) и № 8 ($K_{пр.абс} = 1,4$ мД) растворами составов 10 % HCl + 0,3 % НТФ + 1,0 % C₆H₇NO₃S + 0,1 % неонола и 10 % HCl + 0,3 % НТФ + 0,1 % неонола расходы растворов установились на уровнях 0,75 и 0,58 см³/мин соответственно. $K_{пр.абс}$ увеличилась приблизительно в 3,5 раза для образца № 1 и несколько меньше (в 3 раза) для образца № 8.

КР составов 15 % CH₃COOH + 0,1 % неонола и 15,5 % HCl + 1,3 % CH₃COOH + 0,1 % неонола способствовали увеличению $K_{пр.абс}$ образцов № 21 и 23 в 7,7 и 9,5 раз при расходах растворов 6,7 и 8,3 см³/мин соответственно. Эффект воздействия КР 15 % CH₃COOH + 0,1 % неонола с ростом проницаемости образцов усиливается при прочих равных условиях. При обработке раствором 15 % CH₃COOH + 0,1 % неонола образца породы № 6, характеризующегося проницаемостью 0,13 мД, расход раствора составил 0,35 см³/мин.

Анализ результатов экспериментальной оценки эффективности воздействия КР различного состава на призабойную зону пласта

скважин, вскрывающих терригенный коллектор, позволяет сделать следующие выводы.

1. С целью максимального сохранения ФЕС пласта необходимо разрабатывать БР таких составов, которые оказывают минимальное влияние на пласт, и, следовательно, сократить тем самым затраты на интенсификацию работы скважин.

2. Использование фтористоводородной кислоты в составе КР для интенсификации продуктивного пласта возможно только при отсутствии ионов кальция в составе технологических жидкостей, используемых как при первичном, так и при вторичном вскрытии пласта.

3. На образце породы продуктивного горизонта при атмосферных условиях и температуре

23 °С установлена зависимость фазовой проницаемости по азоту от водонасыщенности порового пространства после кислотных обработок. По результатам эксперимента определено значение критической точки остаточной водонасыщенности ($\approx 64\%$), выше которой проницаемость керна по азоту начинает резко снижаться.

4. Для повышения эффективности обработки породы продуктивного горизонта кислотными растворами различного состава необходимо снизить водонасыщенность порового пространства призабойной зоны.

Механизм снижения водонасыщенности порового пространства – это отдельная постановочная задача.

Список литературы

1. ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – М.: Миннефтепром, 1986.
2. ГОСТ 26450.0-85. Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств. – М.: Издательство стандартов, 1985.
3. ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации. – М.: Издательство стандартов, 1985.
4. 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.: ВНИИГАЗ, 1998. – С. 27–38.
5. Relative Permeability Coreflooding System with Data Acquisition and Control System: operating and instruction manual. – Tulsa: Temco Inc., 1995.
6. СТО Газпром 2-3.3-080-2006. Инструкция по кислотному воздействию на призабойную зону газовой скважины.
7. Басарыгин Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – 632 с.
8. Рябоконе С.А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин / С.А. Рябоконе. – 2-е изд. – Краснодар, 2009. – 293 с.
9. Сучков Б.М. Интенсификация работы скважин / Б.М. Сучков. – М.; Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»: Институт компьютерных исследований, 2007. – 612 с.
10. Штрюбель Г. Минералогический словарь / Г. Штрюбель, З.Х. Циммер. – М.: Недра, 1987.
11. Глинка Н.Л. Общая химия: учеб. пособие для нехим. спец. вузов / Н.Л. Глинка. – 24-е изд., испр. – Л.: Химия, Ленингр. отд-ние, 1985. – 702 с.
12. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта / Ш.К. Гиматудинов. – М.: Недра, 1971. – С. 18–19.
13. Гейхман М.Г. Кислотная обработка терригенных и карбонатных коллекторов: обзорн. информация / М.Г. Гейхман, Г.Л. Исаев, Н.Е. Середа и др. – М.: ИРЦ Газпром, 2007. – 103 с. – (Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений).

УДК 553.98:551.462.32(1-922)

**А.В. Ступакова, А.А. Сулова, Р.С. Сауткин, М.А. Большакова, И.А. Санникова,
М.А. Агашева, Д.А. Катков, Д.А. Пушкарёва, Ю.А. Карпов**

Перспективы открытия новых месторождений в пределах арктического шельфа

Ключевые слова:
арктический
шельф РФ,
месторождения
углеводородов,
бассейновый
анализ,
нефтегазоносность.

Keywords:
Russian Arctic
continental margin,
hydrocarbon fields,
basinal analysis,
gas-and-oil-bearing
capacity.

Арктика является одним из стратегических объектов для поиска и открытия новых крупных и уникальных месторождений нефти и газа. Для изучения геологического строения арктических бассейнов, а также выявления наиболее привлекательных объектов для бурения необходимо провести полный комплекс исследований от региональных сейсморазведочных работ до детального изучения генерационного потенциала нефтематеринских пород и фильтрационно-емкостных свойств резервуаров.

В настоящее время Арктика – это один из немногих оставшихся неразведанными регионов, где еще можно найти крупные и уникальные месторождения нефти и газа, и привлекает внимание, с одной стороны, как потенциал значительного прироста ресурсов страны, а с другой – как геополитический объект, освоение которого может привести к перераспределению инфраструктуры арктических государств. Понимание закономерностей распределения основных ресурсов Арктики позволит предугадать рациональные пути развития крупных промышленных центров Арктического региона. Неспроста страны, имеющие выход на арктический шельф, часто спорят из-за границ.

Бассейновый анализ дает представление о времени формирования современного структурного плана региона и протекающих в нем флюидодинамических процессах. При этом важно понимать строение бассейна не только в современных границах, но и в палеограницах с учетом древнего структурного плана, который часто в связи с плохой изученностью исключается из осадочного чехла региона и не рассматривается применительно к его нефтегазоносности. В работах коллектива кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ в основу бассейнового анализа положен принцип тесной взаимосвязи формирования структуры и нефтегазоносности древнего осадочного палеобассейна (возможно, в настоящее время складчатого и метаморфизованного) и современного структурного плана как непосредственного объекта поиска углеводородов [1–3].

Бассейновый анализ акватории Российской Арктики показывает, что здесь будут открыты новые крупные месторождения нефти и газа. В настоящее время крупные газовые открытия (месторождения Штокмановское, Русановское, Ленинградское, Победа) сделаны в российском секторе в акватории Баренцева и Карского морей. Крупные газонефтяные месторождения открыты в американском секторе (месторождения Прадхо-Бей, Бургер, Лисберн) и связаны с верхнеэлсмирским (верхнепермско-верхнеюрским), рифтовым (верхнеюрско-раннемеловым), раннебрукинским (меловым) и позднебрукинским (кайнозойским) нефтегазоносными комплексами [4]. Распространение и потенциал данных комплексов в прилегающем секторе Российской Арктики остаются слабо изученными в связи с отсутствием бурения и недостаточной сеткой региональных сейсмических профилей. Поскольку разрез шельфа не вскрыт скважинами в восточной части Российской Арктики, единственным источником изучения разреза осадочного бассейна являются архипелаги островов. Комплексный анализ доступных геолого-геофизических данных, таких как карта гравитационных и магнитных аномалий, данные сейсморазведки, описание опорных разрезов прилегающих островов и данные бурения на шельфе дают возможность спрогнозировать возраст осадочного чехла и распространение отложений в пределах бассейнов [5].

Бассейновый анализ

В основе бассейнового анализа лежит модель структуры всего осадочного чехла, изучение которой проводится послойно в соответствии с основными этапами формирования арктического региона в целом. Изучая осадочный чехол в пределах отдельных участков шельфа, невозможно восстановить полностью картину распределения нефтегазоносности в структурах разного типа и возраста. Часто структуру бассейна интерпретируют по-разному в зависимости от тех или иных задач, которые стоят перед исследователем. Примером тому служит достаточно большое количество версий структурных и тектонических карт.

Коллектив МГУ им. М.В. Ломоносова тоже вложил свою лепту в понимание строения этих регионов, ставя перед собой задачу раздельного прогноза зон нефте- и газонакопления. Основной принцип построения структуры бассейна для раздельного фазового прогноза лежит в выделении в любом осадочном бассейне эпицентра его погружения и зон обрамления. В предшествующих работах уже сделаны попытки посмотреть на нефтегазоносные бассейны Российской Арктики как на единую систему развития сверхглубоких депрессий, под которыми понимаются области длительного и устойчивого погружения, компенсированные большим количеством осадочного материала (более 10 км). Были показаны аналогии в строении бассейнов баренцевоморского шельфа и севера Западной Сибири, что позволило рассматривать их в качестве единой мегапровинции и спрогнозировать новые пояса нефте- и газонакопления. Для поиска скоплений углеводородов помимо осмысления структуры всего бассейна необходимо провести полный комплекс геологических исследований резервуаров нефти и газа, источников генерации углеводородов, разного типа ловушек и выявить степень взаимодействия всех критериев, определяющих нефтегазоносность бассейна.

В пределах арктического шельфа доказанные и потенциально нефтегазоносные бассейны расположены в пределах двух крупных блоков земной коры. Западный, евразийский, блок занимает окраины Восточно-Европейской и Восточно-Сибирской платформ и включает Баренцево, Карское моря, западную часть моря Лаптевых и прилегающие территории суши. Восточный, амеразийский, блок включает восточную часть моря Лаптевых, Восточно-

Сибирское море с Новосибирскими островами и Чукотское море с островами Врангеля и Геральда и прилегающей сушей. Разделами между блоками служит в акватории Северо-Арктической рифтовой зоны, в пределах которой выделяется подводный хребет Гаккеля и смежные с хребтом глубоководные котловины Амундсена и Нансена. В море Лаптевых продолжение Северо-Арктической зоны прослеживается в виде системы грабенов-горстов, по мере продвижения на юго-восток переходящих в складчатую систему Верхоянской области, которая могла являться древним аналогом рифтовой зоны, претерпевшей складчатость. Сходство в строении палеозой-мезозойских разрезов удаленных друг от друга бассейнов может служить определенным доказательством единства условий осадконакопления в пределах всего региона Арктики (рис. 1).

В осадочном чехле этого крупного региона прослеживается много общих стратиграфических комплексов и несогласий, которые свидетельствуют о сходстве геологических условий формирования [6]. Среди структур первого порядка, которые определяют зональность распределения углеводородов, наиболее важны следующие:

- сверхглубокие депрессии как эпицентры погружения и максимального осадконакопления бассейна – это наиболее прогнутые части осадочного бассейна, представляющие собой систему линейных прогибов рифтогенной природы, испытывавших длительное компенсированное осадками погружение. Сверхглубокие депрессии характерны для палеозой-мезозойских бассейнов, где мощность осадочного чехла удваивается за счет палеозойского и мезозойского осадочных комплексов. Ширина сверхглубокой депрессии составляет 100–200 км, а протяженность достигает 1000 км и более. В эпицентрах погружения консолидированная кора утонена до 10–15 км, а скорости продольных волн в ней характерны для базальтового слоя. Глубина подошвы земной коры (граница Мохо) в таких прогибах изменяется от 25–35 км в осевых зонах погружения до 40–42 км в бортовых частях.

Склоны сверхглубоких депрессий, которые, как правило, асимметричны: один борт крутой и представляет собой тектонический уступ по глубинному разлому на границе между платформенным массивом и областью прогибания: другой борт ступенчатый и включает

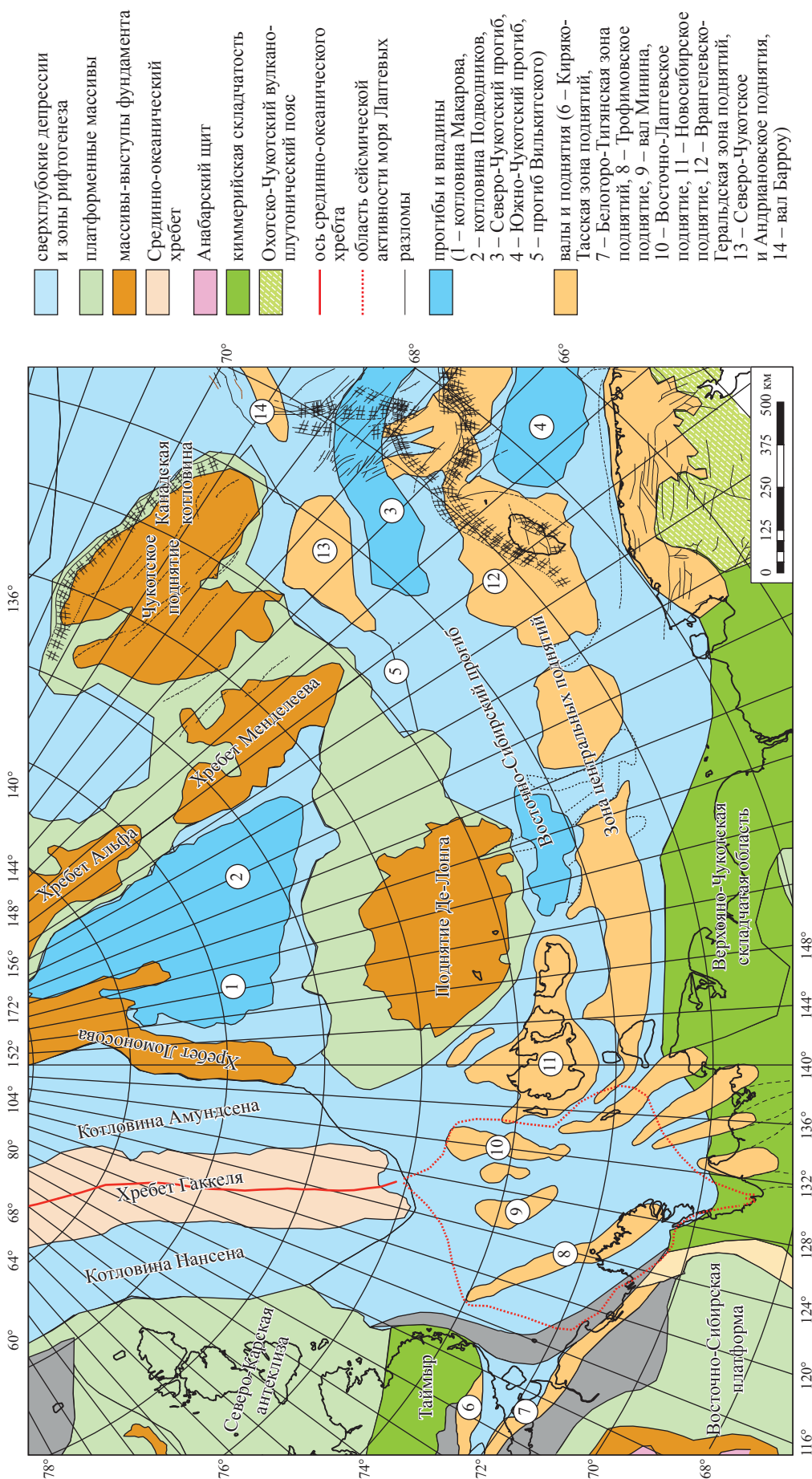


Рис. 1. Схема тектонического строения Российской Арктики и прилегающих акваторий

тектонически раздробленную зону, часто называемую зоной тектонических ступеней, и моноклираль. По нижним горизонтам ступенчатый борт представляет собой узкую линейную зону блоковых сильно нарушенных разломами тектонических структур, погружающихся от жесткого платформенного массива к осевой части депрессии, а по верхним горизонтам имеет моноклиральное строение. К склонам относятся и моноклинали сопряженных древних структур;

- зоны поднятий жестких платформенных массивов или структурные выступы пород рифейского осадочно-метаморфизованного комплекса. Средняя мощность осадочного чехла в их пределах изменяется от 3–4 до 5–6 км. Эти поднятия ограничивают области погружения бассейна практически на всем их протяжении;
- краевые прогибы в областях развития складчатости (зона надвигов и краевых поднятий).

В пределах структур первого порядка выделяются структуры второго порядка. К ним относятся наложенные впадины и прогибы, седловины и инверсионные валы. Седловины и инверсионные валы в составе сверхглубокой депрессии представляют особый интерес для поисково-разведочных работ применительно к нефти и газу, так как часто содержат крупные и уникальные газовые месторождения. Инверсионные валы, как правило, линейно вытянуты вдоль оси погружения и бортов сверхглубоких депрессий. Седловины формируются в пределах депрессий на пересечении разнонаправленных и, возможно, разновозрастных тектонических элементов более крупного порядка. Несмотря на то что многочисленные вертикальные движения и процессы эрозии сильно исказили палеоструктурный план бассейна, некоторые особенности строения структур на временных сейсмических разрезах (подошвенное прилегание, эрозионное срезание) позволяют определить время формирования и амплитуду поднятий [7].

Палеозойские бассейны Российской Арктики

Палеозойские бассейны известны в пределах западной части Российской Арктики и расположены на окраинах древних платформ – Восточно-Европейской и Восточно-Сибирской – или их акваториальных аналогов. К ним относятся в первую очередь хорошо изученный Тимано-Печорский бассейн

и бортовые зоны Енисей-Хатангского прогиба, Свальбардский и Северо-Карский бассейны [8]. Для всех этих бассейнов характерно сходство строения палеозойского разреза и основных этапов их тектонической перестройки, что позволяет проследить единые тектонические рубежи в их формировании. В восточной части Российской Арктики роль палеозойских толщ в формировании нефтегазоносности до сих пор не доказана и является вопросом дискуссионным. Тем не менее в американском секторе палеозойские отложения нефтегазоносны, что подтверждается открытием месторождений на северном материковом склоне Аляски. Для арктических бассейнов исследователями МГУ им. М.В. Ломоносова составлена единая схема корреляции разрезов островного обрамления, которая показывает распространение палеозойских комплексов на всей акватории Арктики. Основные этапы тектонической перестройки большинства бассейнов связаны с позднесилурийско-раннедевонским, позднедевонско-раннекаменноугольным, позднекаменноугольно-раннепермским и позднепермским периодами. Палеозойские отложения западной части Российской Арктики вскрыты скважинами в Баренцевом море, на прилегающей суше Карского моря. Палеозойскими отложениями сложены архипелаги Новой Земли, Свальбарда, Земли Франца Иосифа, Северной Земли [9, 10].

Палеозойские отложения восточного сектора принято относить к складчатому основанию или фундаменту. Тем не менее предположительно палеозойские и мезозойские породы смяты в складки не повсеместно, а лишь там, где они претерпели тектонические деформации на отдельных этапах становления бассейна. К таким деформациям можно отнести инверсионные, складчато-надвиговые процессы в пределах древних сверхглубоких депрессий, сдвиговые деформации, интрузивную и вулканическую деятельность. Этапы тектонических деформаций хорошо коррелируются не только в пределах восточного сектора Российской Арктики, но и по всей Арктической зоне. Так, например, близкие датировки протолитов гранитных интрузий и ортогнейсов на арктическом побережье Чукотки показывают связь магматизма в блоке «Арктическая Аляска – Чукотка» с Протоуральской орогенцией [11]. Связь между западной и восточной частями Арктики подтверждают многочисленные цирконы в Восточной Арктике с Тиманского

складчатого пояса и каледонского орогена Скандинавии. Также предполагается, что верхнедевонские-пермские осадочные породы архипелага Северная Земля, о-ва Врангеля и Новосибирских о-вов, вероятно, имели близкий источник обломочного материала [12, 13]. Популяция палеозойских цирконов из верхнекаменноугольных-пермских отложений на о-ве Котельный может быть скоррелирована с позднепалеозойскими магматическими породами, известными на Урале. Полученные возрасты обломочных цирконов из верхнекаменноугольных-нижнепермских песчаников о-ва Котельный тоже очень близки таковым из нижнепермских пород соседнего о-ва Бельковский и триасовых отложений о-ва Врангеля. Уральский ороген также был предположен в качестве главного источника сноса для нижнепермских пород о-ва Бельковский, а Э. Миллер и др. интерпретировали Урал как источник сноса для триасовых обломочных толщ на о-ве Врангеля, Чукотке и Новосибирских о-вах [12, 13]. Тест Колмогорова–Смирнова, предназначенный для проверки формы распределения, показал высокую вероятность одинакового возраста отложений, что предполагает схожий источник сноса для пермских обломочных пород Новосибирских о-вов и триасовых отложений о-ва Врангеля [12].

Сходство цирконов в столь отдаленных друг от друга регионах свидетельствует скорее не о близости их расположения в тот или иной период геологической истории, а о дальней транспортировке материала вдоль единой зоны погружения. Предполагается, что эти арктические регионы являлись частью единого тектонического элемента, куда поступали осадки из одного источника сноса, но не с Сибирской платформы [12]. Если предположить существование в палеозойское время единой сверхглубокой депрессии в Восточной Арктике, имеющей связь с Енисей-Хатангской и Пайхой-Таймырской зонам осадконакопления, то объяснить сходство цирконов можно транспортировкой цирконов в пределах единой системы прогибов, протягивающихся в субширотном направлении.

Крупный прогиб восточного сектора Российской Арктики предлагается назвать Восточно-Арктической сверхглубокой депрессией, которая заложилась еще в палеозое – в позднедевонское-раннекаменноугольное время. Восточно-Арктическая сверхглубокая

депрессия могла быть ограничена как с юга, так и с севера древними массивами. С юга ее ограничивают окраина Восточно-Сибирской платформы и массивы Колымо-Омолонской зоны, на севере обрамляют поднятия Де-Лонга, Менделеева, Северо-Чукотское. Строение Восточно-Арктической сверхглубокой депрессии указывает на ее рифтогенную природу. Вся современная структура бассейнов восточного сектора Российской Арктики определяется историей развития зоны сверхглубокой депрессии. В поздней юре – раннем мелу в результате раннебрукинской складчатости в центральной ее части сформировались горстовые инверсионно-сдвиговые поднятия Врангелевско-Геральдской и Центрально-Восточно-Сибирской складчатой зоны. Поднятия разделены субширотными впадинами Восточно-Сибирского и Чукотского морей (Новосибирский прогиб, Северо-Чукотская и Южно-Чукотская впадины). В позднем мелу – палеогене эти структуры были разбиты субмеридиональными грабенами за счет формирования арктической зоны рифтогенеза. В результате образовались более мелкие кайнозойские структуры, грабены и горсты, которые наложены на более древние субширотные линейменты. Наиболее четко картируемые кайнозойские структуры на шельфе Восточно-Сибирского моря – Денбарский прогиб, Амбарчинский прогиб, Пегтымельский прогиб, Дремхедский грабен. На шельфе Чукотского моря к кайнозойским структурам субмеридионального простирания можно отнести Чукотский желоб. По мере отдаления от оси спрединга по линии хребта Гаккеля – моря Лаптевых интенсивность проявления кайнозойских грабенов и горстов субмеридионального простирания уменьшается.

Мезозойские бассейны

Мезозойские осадочные бассейны в российской части Арктики закладывались унаследованно на более древних рифейских и палеозойских бассейнах, удваивая мощность осадочного чехла. Формировались они во время заложения впадин Северного Ледовитого океана в условиях обширной пассивной континентальной окраины. Разрез сложен терригенными породами. С триасовым периодом связана первая фаза складчатости на Новой Земле и Таймыре. В составе мезозойского комплекса прослеживают триасовый эффузивно-терригенный и юрско-меловой терригенный, часто угленосный, комплексы [14].

Среди стратиграфических несогласий регионально выдержанными являются несогласие в кровле верхней перми – подошве триаса, на рубеже среднего и верхнего триаса, в подошве юрского комплекса и на границе нижнего и верхнего мела (предсеноманское несогласие). Внутри комплексов разных бассейнов часто прослеживаются разновозрастные несогласия. В юрском комплексе проявляются несогласия на границах нижней и средней юры (предааленское) и средней и верхней юры (предкелловейское). В меловом комплексе помимо предсеноманского несогласия прослеживается несогласие на границе неокома и апта-альба. Все эти стратиграфические реперы отражают структурные перестройки всего региона и непосредственно влияют на распределение нефтегазонасыщенности по комплексам.

В Восточной Арктике с конца юры и в меловой период продолжалось заложение впадин, ориентированных вдоль регионального тектонического пояса «хребет Гаккеля – Верхоянская складчатая система». Омоложение впадин происходило по мере продвижения на восток. Эти впадины разбивали жесткие платформенные массивы – Колымо-Омолонский, Де-Лонга,

Ломоносовский – и накладывались на древние бассейны палеозойского возраста. Заполнены впадины позднеюрскими-меловыми угленосными отложениями, перекрытыми впоследствии унаследованными кайнозойскими комплексами. Примером такой впадины на суше может служить Момо-Зырянский осадочный бассейн, где верхнеюрско-меловой разрез осадочного чехла достигает 8–10 км, а строение и состав отложений мезо-кайнозойского комплекса, выявленного на суше, позволяют прогнозировать аналогичный разрез в экваториальной части бассейнов восточной части Российской Арктики.

Кайнозойские бассейны

Палеогеновая эпоха ознаменовалась ослаблением тектонической активности и выравниванием резкорасчлененного складчатого альпийского рельефа. Формируется сравнительно сглаженная поверхность выравнивания. Западная часть Российской Арктики была, видимо, относительно приподнята, а накопившиеся во впадинах кайнозойские терригенные отложения размыты в результате четвертичного оледенения. Восточный сектор Российской

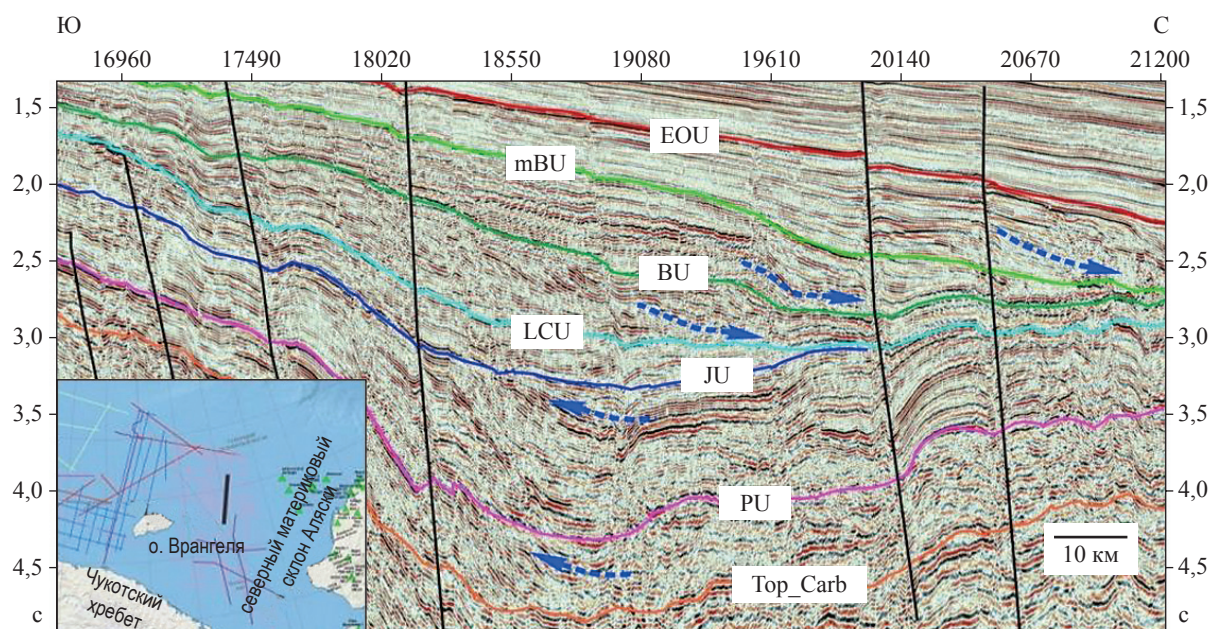


Рис. 2. Несогласия по типу кровельного срезания в палеозойских комплексах и прилегания в меловых комплексах (сейсмопрофиль X по материалам ОАО «Дальморнефтегеофизика», 2009 г.) с отражающими сейсмическими горизонтами: Top_Carb – в кровле карбонатного комплекса; PU – среднепермское; JU – юрско-меловое; LCU – апт-альбское; BU – ранне-позднемеловое; mBU – в подошве палеоцена; EOU – эоцен-олигоценое

Арктики был более расчлененным, территория современной суши – относительно приподнята. Активное осадконакопление происходило лишь во впадинах, связанных с продолжением и новой активизацией процессов вдоль Срединно-Арктического хребта [15, 16].

В разрезе кайнозойского комплекса выделяются региональные реперы, связанные

со структурными перестройками всего региона. Они прослеживаются на окраинах баренцево-морского шельфа, в бассейнах моря Лаптевых, в Чукотском море, а стратиграфически по скважинам привязаны лишь в западном норвежском секторе Баренцева моря и на Аляске. Эти реперы фиксируют завершение стадии рифтогенеза в конце олигоцена, миоценовый пострифтовый

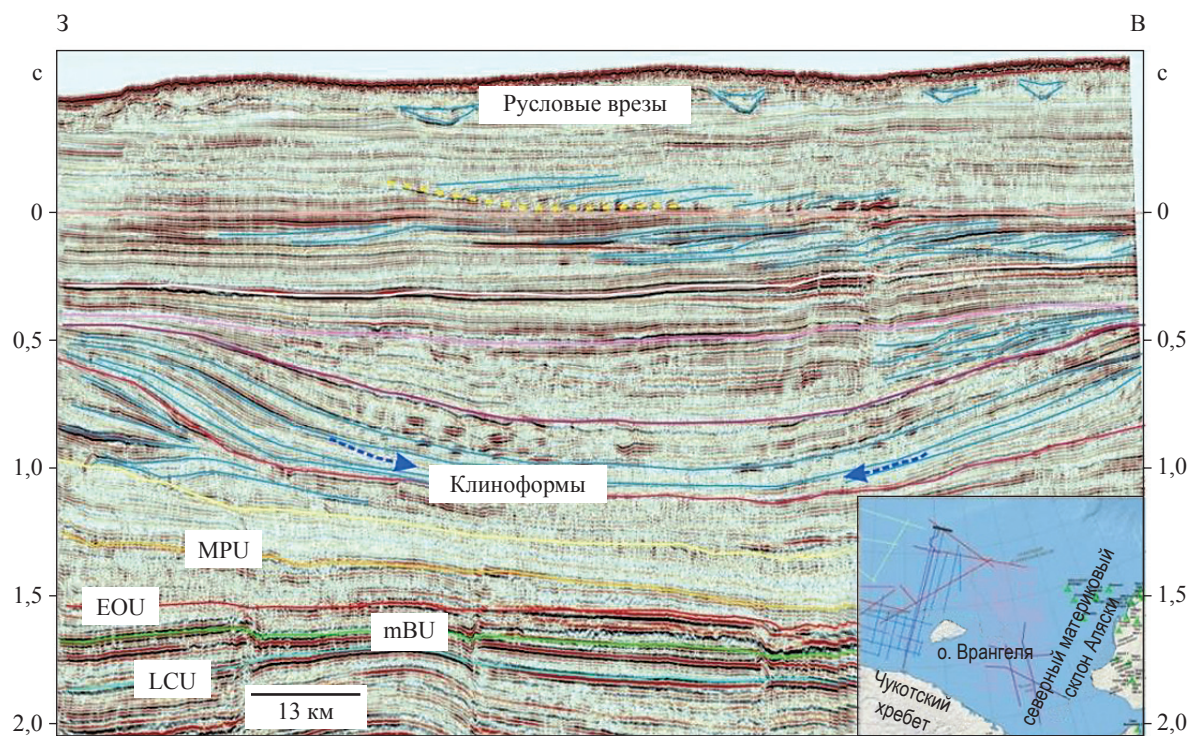


Рис. 3. Слияние олигоцен-миоценовых клиноформенных комплексов на границе Северо-Чукотского и Южно-Чукотского прогибов (сейсмопрофиль Y по материалам ОАО «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция», 2007 г.)

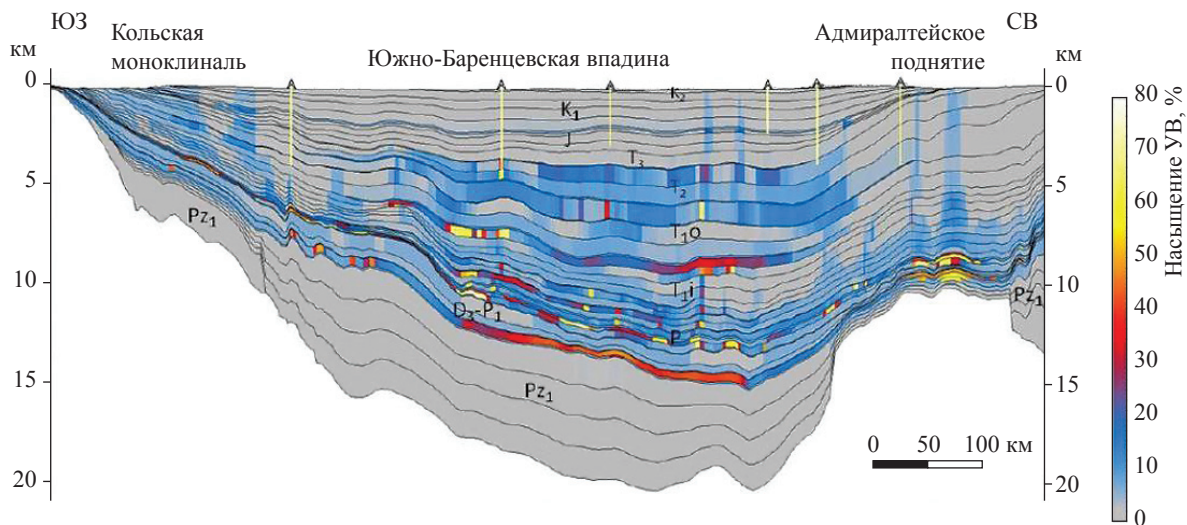


Рис. 4. Углеводородное (УВ) насыщение осадочных толщ Южно-Баренцевской впадины [17]

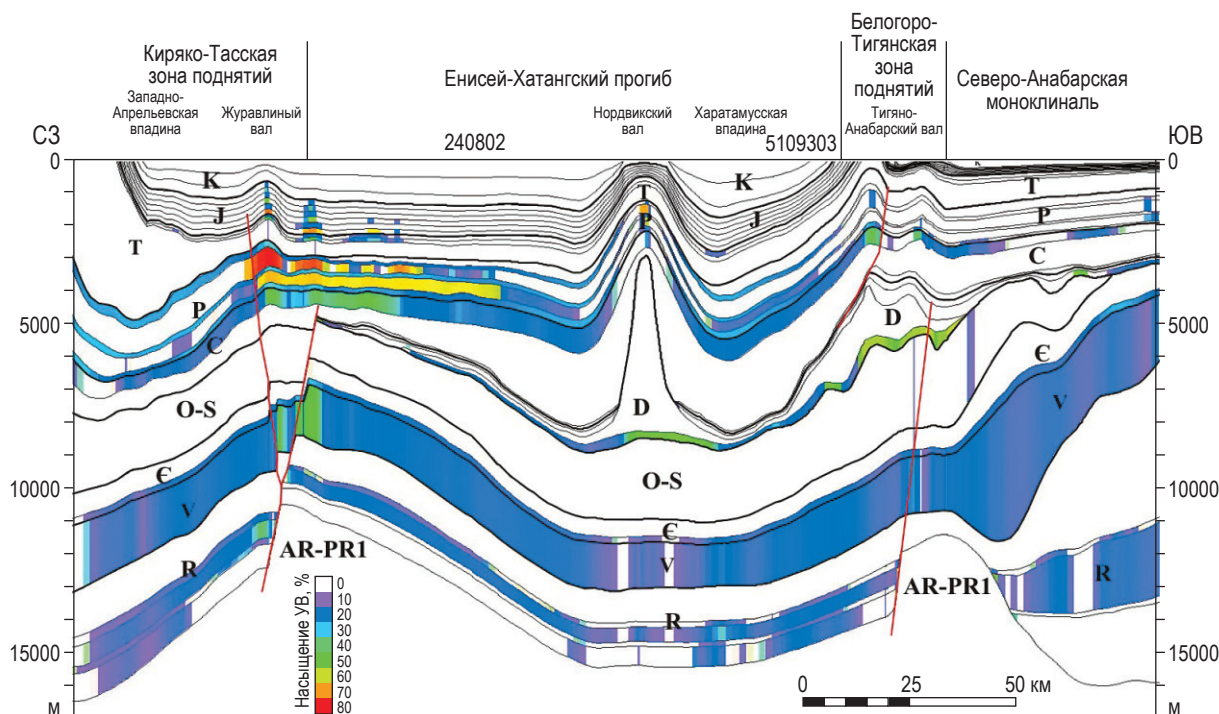


Рис. 5. УВ насыщение осадочных толщ Енисей-Хатангского прогиба

комплекс и инверсию в конце миоцена – в плиоцене. В это время сформировалась современная структура восточной части Российской Арктики, когда горстовые инверсионно-надвиговые поднятия Врангелевско-Геральдской и Центрально-Восточно-Сибирской складчатой зоны, а также обрамляющие их субширотные впадины Восточно-Сибирского и Чукотского морей (Новосибирский прогиб, Северо-Чукотская и Южно-Чукотская впадины) были разбиты в позднем мелу – палеогене субмеридиональными грабенами за счет формирования арктической зоны рифтогенеза. В результате образовались более мелкие кайнозойские структуры, грабены и горсты, которые наложены на более древние субширотные линейменты. Наиболее четко картируемые кайнозойские структуры на шельфе Восточно-Сибирского моря – Денбарский, Амбарчинский, Пегтымельский прогибы и Дремхедский грабен. На шельфе Чукотского моря к кайнозойским структурам субмеридионального простирания можно отнести Чукотский желоб. По мере отдаления от оси спрединга по линии хребта Гаккеля – моря Лаптевых интенсивность проявления кайнозойских грабенов и горстов субмеридионального простирания уменьшается.

Перспективы нефтегазоносности

Перспективы нефтегазоносности бассейнов разного возраста связаны с поиском ловушек разного типа. В палеозойских бассейнах поиск следует сосредотачивать на бортовых структурах, стратиграфически и тектонически ограниченных ловушках, связанных со стратиграфическими несогласиями и выходом древних пород под поверхность размыва. В мезозойских бассейнах ловушки часто связаны с толщами заполнения бассейнов терригенными отложениями, где широкое распространение имеют литологические ловушки в зонах примыкания мезозойских пород к более древним отложениям. В мезозойских бассейнах западного сектора и в кайнозойских бассейнах восточного сектора Российской Арктики поиск углеводородов ведется на крупных антиклинальных поднятиях. Кроме того, продуктивные ловушки могут быть связаны с меловыми и кайнозойскими клиноформенными комплексами. Клиноформенные комплексы восточного сектора датируются апт-альбским возрастом как аналог таких же проградационных комплексов в Западной Сибири и на северном материковом склоне Аляски (рис. 2, см. с. 161). Кроме того, выделяется более молодой палеоген-неогеновый клиноформенный комплекс, с которым связывают перспективы

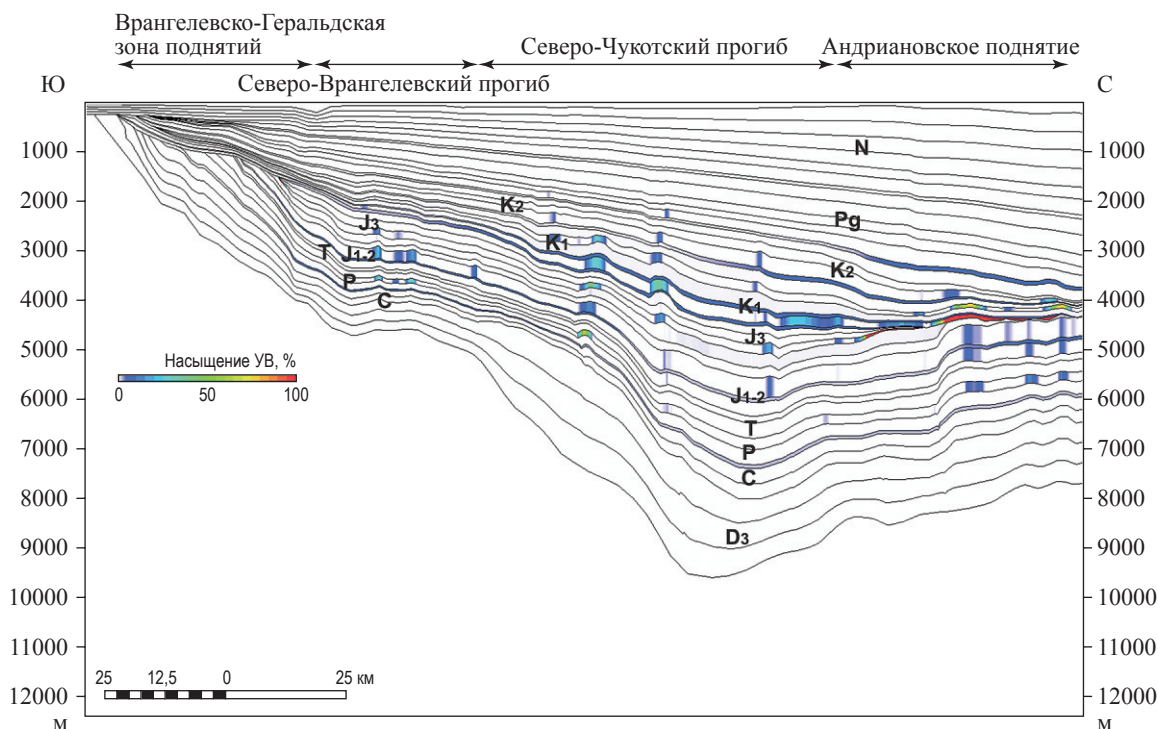


Рис. 7. УВ насыщение осадочных толщ Северо-Чукотского бассейна

развития ловушек литологического выклинивания (рис. 3, см. с. 162).

Наиболее продуктивными являются триасовые и меловые толщи для восточного сектора и верхнеюрские черные глины для западного сектора Российской Арктики (рис. 4–7). Вместе с тем аналоги этих толщ прослеживаются в пределах всех бассейнов Арктики. Этапы складчатости,

сопровожаемые региональным подъемом и перестройкой осадочного бассейна на границе юры и мела, а также в позднем мелу либо способствовали открытию путей миграции из нижележащих палеозойско-мезозойских толщ в кайнозойские ловушки, либо привели к разрушению ранее существовавших залежей.

Список литературы

1. Бурлин Ю.К. Геологические предпосылки перспектив нефтегазоносности шельфа российского сектора Северного Ледовитого океана / Ю.К. Бурлин, А.В. Ступакова // Геология нефти и газа. – 2008. – № 4. – С. 13–23.
2. Ступакова А.В. Нефтегазоносные бассейны Российской Арктики / А.В. Ступакова, С.И. Бордунов, Р.С. Сауткин и др. // Геология нефти и газа. – 2013. – № 3. – С. 30–47.
3. International Journal of Earth Sciences. – № 97. – P. 519–547. – DOI 10.1007/s00531-007-0182-2.
4. Mull C.G. Revised cretaceous and tertiary stratigraphic nomenclature in the Colville basin, Northern Alaska / C.G. Mull, D.W. Houseknecht, K.J. Bird // U.S. Geological Survey Professional Paper. – 2003. – № 1673.
5. Arctic petroleum geology / A.M. Spencer, A.F. Embry, D.L. Gautier et al. (eds.) // The Geological Society of London: memoirs. – London, 2011. – № 35. – P. 1–15. – DOI: 10.1144/M35.1
6. Выполнить нефтегеологическое районирование континентального шельфа Восточно-Арктических морей Российской Федерации, сравнительный анализ нефтегазоносности недр указанных акваторий с целью выделения высокоперспективных зон нефтегазонакопления и обоснования выбора объектов геолого-геофизических работ на ближайшую и среднесрочную перспективу. Кн. 1: Отчет по объекту № 97 / Супруненко и др.; гос. контракт № ПС-02-06/1712 от 30 сентября 2003 г. – СПб.: ВНИИОкеангеологии, 2005. – 262 с.

7. Ким Б.И. Структура, нефтегазовый потенциал и нефтегеологическое районирование восточно-арктического шельфа России / Б.И. Ким, Н.К. Евдокимова, Л.Я. Харитонова // Геология нефти и газа. – 2016. – № 1. – С. 2–15.
8. Глаголев П.Л. Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского прогиба / П.Л. Глаголев, В.Ф. Мазанов, М.П. Михайлова. – М.: ИГИРГИ, 1994. – 118 с.
9. Данукалова М.К. Кембрий острова Беннетта (Новосибирские острова) / М.К. Данукалова, А.Б. Кузьмичев, И.В. Коровников // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2014. – Т. 22. – № 4. – С. 3–28.
10. Преображенская Э.Н. Вещественный состав и условия формирования триасовых отложений архипелага Земля Франца Иосифа (по материалам параметрического бурения) / Э.Н. Преображенская, И.В. Школа, Д.В. Сергеев и др. // Труды ВНИИОкеангеологии, НИИГА Севморгео. – СПб., 1997.
11. Прокопьев А.В. Раннекаменноугольная палеогеография северной части Верхоянской пассивной окраины по данным U-Pb датирования обломочных цирконов: роль продуктов размыва Центрально-Азиатского и Таймыро-Североземельского складчатых поясов / А.В. Прокопьев, В.Б. Ершова, Э.Л. Миллер и др. // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 10. – С. 1530–1542.
12. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Л. R-1, 2: остров Врангеля: объяснительная записка / ВСЕГЕИ. – 1:1000000. – СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2014. – 144 с., 12 вкл. – (Чукотская серия).
13. Lorenz H. Geology of the Severnaya Zemlya Archipelago and the North Kara Terrane in the Russian high Arctic / H. Lorenz, P. Mannik, D. Gee et al. – 2008.
14. Забияка А. Геологическое строение и тектоническое развитие Северо-Восточного Таймыра / А. Забияка и др.; под ред. Б. Чикова. – Новосибирск: Наука, 1986. – 144 с.
15. Grantz A. Regional geology and petroleum potential of United States Beaufort and Northeasternmost Chukchi seas / A. Grantz, S.D. May // Geology and resource potential of the continental margin of Western North America and adjacent ocean basins – Beaufort Sea to Baja California / D.W. Scholl, A. Grantz (ed.). – Menlo Park, California: USA Geol. Survey, 1987. – P. 17–36.
16. Grantz A. Regional geology and petroleum potential of the United States Chukchi shelves north of Point Hope / A. Grantz, S.D. May // Geology and resource potential of the continental margin of Western North America and adjacent ocean basins – Beaufort Sea to Baja California / D.W. Scholl, A. Grantz (ed.). – Menlo Park, California: USA Geol. Survey, 1987. – P. 37–58.
17. Норина Д.А. Условия осадконакопления и нефтегазоматеринский потенциал триасовых отложений Баренцевоморского бассейна / Д.А. Норина, А.В. Ступакова, Т.А. Кирюхина // Вестник Московского университета. Сер. 4: Геология. – 2014. – № 1. – С. 6–16.
18. Ульянов Г.В. Катагенетическая зональность разреза юрско-меловых отложений Южно-Карской впадины по результатам бассейнового моделирования / Г.В. Ульянов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 2. – С. 54–59.

ОБЗОРНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

УДК 622.27(571)

**А.Г. Касперович, Е.В. Боровков, М.В. Овсянкин, Л.А. Шиллинг,
Ю.В. Мамонтова, Н.Л. Циглер**

Исследования и статистический анализ сырьевой базы ООО «Газпром переработка» в Западной Сибири

Жидкие углеводороды, добываемые на северных газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождениях ПАО «Газпром» в Тюменской области, направляются для переработки на мощности Уренгойского завода по подготовке конденсата к транспорту (ЗПКТ) и Сургутского завода по стабилизации конденсата (ЗСК), эксплуатируемые ООО «Газпром переработка». Для планирования и перспективного развития, анализа эффективности технологии и т.п. необходима информация о составах и физико-химических свойствах поступающего сырья. При этом ввиду краткосрочных и долгосрочных изменений объемов поставок, ввода в эксплуатацию новых месторождений, изменений составов и свойств добываемого сырья в процессе разработки газоконденсатных залежей требуется наличие перечисленных данных не только по принимаемому на заводы смесевому сырью, но и по отдельным сырьевым потокам конденсата и нефти, отгружаемым с каждого месторождения и промысла.

В связи с этим в Обществе с участием ООО «ТюменНИИгипрогаз» организован ежегодный мониторинг сырьевой базы с последующей аналитической и прогнозной оценкой. ООО «ТюменНИИгипрогаз» выполняет: отбор проб сырьевых потоков; исследование детальных компонентно-фракционных составов (КФС) проб и физико-химических свойств (ФХС) узких фракций (псевдокомпонентов); систематизацию, статистический анализ и обобщение полученной экспериментальной информации; прогноз изменения составов конденсатов в динамике разработки месторождений [1]. Конечной целью этой работы является формирование исходных данных для моделирования процессов транспорта и переработки сырья на мощностях ООО «Газпром переработка», выполняемого в инженерно-техническом центре Общества для решения задач планирования, производственного анализа, реконструкции и перспективного развития.

Обобщение, анализ и систематизация данных ведутся не только по месторождениям, но и по видам поступающего сырья (валанжинский и ачимовский конденсаты, нефть нефтяных оторочек газоконденсатных месторождений, сеноманский газовый конденсат), что позволяет до некоторой степени унифицировать расчетные схемы и создаваемые по ним модели транспорта и переработки углеводородного сырья (УВС). Необходимо отметить, что наряду со стандартным инструментарием экспериментальных исследований и моделирования составов и свойств сырьевых потоков используются и оригинальные авторские разработки. Прежде всего, это методики:

- определения КФС нестабильных жидких углеводородов (НЖУ) с разгазированием проб при постоянных давлении и температуре;
- определения и моделирования ФХС узких фракций – псевдокомпонентов НЖУ: плотности, вязкости, температуры застывания, молярной массы.

На методику определения КФС НЖУ в ООО «ТюменНИИгипрогаз» разработан собственный нормативный документ СТО 02-04-2009, который также используется и в ООО «Газпром переработка» (центральной заводской лабораторией Уренгойского ЗПКТ). В стандарте организации реализован ряд оригинальных методических

Ключевые слова:
углеводородное сырье, компонентно-фракционный состав, физико-химические свойства, усреднение, систематизация.

Keywords:
hydrocarbon feedstock, component-fractional composition, physical & chemical properties, averaging, systematization.

решений, обеспечивающих максимально возможную в настоящее время точность определений. Отметим, что разгазирование проб НЖУ при постоянных давлении и температуре применяется только в ООО «ТюменНИИГипрогаз» за счет использования специального гидравлического пресса. Основные преимущества такой методики заключаются в возможности разгазирования части пробы НЖУ (для сокращения времени анализа и объема газа дегазации) и выполнения контрольных расчетов объемов и составов, выделяющихся при разгазировании газа дегазации и стабильных (дегазированных) жидких углеводородов (СЖУ), поскольку постоянство давления и температуры обеспечивается и постоянство составов равновесных фаз.

К уникальным авторским решениям следует отнести и процедуру детализации составов и свойств наиболее тяжелой части НЖУ на основе моделирования распределения углеводородов остаточных фракций по температурам кипения, осуществляемую по критерию схождения расчетной плотности смоделированного тяжелого остатка с экспериментально полученным значением. Дополнительным условием при этом является постоянство (или небольшое монотонное изменение) группового состава тяжелых псевдокомпонентов, критерием которого может служить стабильность значения, рассчитываемого по плотности и температуре кипения фракций характеристического фактора Ватсона, широко представленного в литературе (например, [2]), или его аналогов. В результате в КФС НЖУ идентифицируются узкие фракции с нормальными температурами кипения до 600–700 °С (для тяжелых ачимовских конденсатов), а применительно к нефти и с более высокими температурами кипения. При этом данная процедура не базируется на чистом моделировании, а имеет под собой экспериментальную основу – результаты исследования составов и свойств фракций тяжелых остатков на специально спроектированной и изготовленной собственными силами установке глубоковакуумной разгонки с четкостью разделения в одну теоретическую тарелку до эквивалентных нормальных температур кипения порядка 700 °С. Методика определения и моделирования свойств узких фракций и методика детализации составов и свойств тяжелых фракций НЖУ до настоящего времени не представлены в нормативных документах.

Следует отметить, что никто кроме ООО «ТюменНИИГипрогаз» системно не проводит работу по определению и моделированию свойств узких фракций. При ее выполнении используется ряд оригинальных авторских решений. Прежде всего, это метод каскадных разгонок. Поскольку особенностью составов конденсатов является экспоненциальное падение содержания фракций (по мере увеличения их температур кипения, что собственно следует из условий формирования газоконденсатных залежей и наличия аномальных ретроградных явлений фазовых переходов при высоких давлениях), при проведении фракционных разгонок на лабораторных ректификационных установках объемы собираемых для последующих исследований ФХС узких фракций резко падают. Для обеспечения отбора необходимого для проведения исследований объема проб в ООО «ТюменНИИГипрогаз» практикуются каскадные разгонки: атмосферные, средневакуумные и глубоковакуумная. При этом остатки атмосферной разгонки объединяются для проведения средневакуумных, а остатки средневакуумных – для проведения глубоковакуумной. Количество каждой из разгонок определяется соотношением выделяемых при них объемов фракций и планируется таким образом, чтобы отобрать все фракции до наиболее тяжелых в необходимых для исследований ФХС количествах.

Не обходится определение ФХС узких фракций и без моделирования, поскольку такие свойства, как плотность и вязкость, при стандартной температуре (20 °С) чисто экспериментально можно определить лишь для фракций с температурами кипения не выше 300–350 °С. Далее требуется либо определять эти свойства при более высоких температурах с последующим пересчетом, либо использовать различного рода корреляции. Что касается молярных масс, то все известные экспериментальные методы по точности уступают расчетным корреляциям. Поэтому в ООО «ТюменНИИГипрогаз» создана специализированная расчетная платформа для комплексной обработки результатов экспериментальных исследований ФХС узких фракций, по итогам которой выдаются унифицированные согласованные массивы свойств псевдокомпонентов (пока на основании экспертных оценок). В перспективе предполагается разработать специальные методические рекомендации.

Достоверность выполняемых исследований сырьевой базы подтверждает приемлемое соответствие между фактическими показателями производственных процессов и рассчитываемыми по моделям выходами и показателями качества продуктов переработки. Сопоставление расчетных и фактических величин проводится для актуализации используемых моделей, контроля и обеспечения их адекватности реальным схемам и условиям переработки. С этой целью практикуется периодическое выполнение адаптационных расчетов по рабочим моделям в режиме расчетно-технологического мониторинга. Для уже завершившихся временных периодов (год, квартал, месяц) на моделях просчитываются балансы переработки и показатели качества потоков сырья и продукции Уренгойского ЗПКТ и Сургутского ЗСК при суммарных объемах поставок сырья и усредненных за период КФС сырьевых потоков и ФХС их компонентов.

Результаты расчетов сравниваются с усредненными измеряемыми режимными параметрами процессов, данными аналитического контроля потоков и определяемыми по приборам

учета выходами продуктов технологических установок. Конечной задачей такого расчета является достижение максимально возможного схождения по всему комплексу сравниваемых показателей. При этом, безусловно, учитываются значимость показателей, частота и точность их измерений и определений. Актуализированные таким образом модели становятся «прозрачными» с точки зрения определения степени их соответствия конкретным параметрам и показателям производств, что весьма важно для оценки вероятной достоверности прогнозных расчетов.

В качестве примера такого анализа на рис. 1 представлены результаты сопоставления расчетных и фактических объемов выхода продуктов установок стабилизации и первичной переработки Сургутского ЗСК за один из временных периодов. Очевидно, что для большинства потоков эти отклонения находятся в пределах 1–2 %, а в целом не превышают 5 %, что характеризует весьма высокую степень достоверности расчетов. Разброс режимных параметров и показателей качества несколько выше, но применительно к наиболее

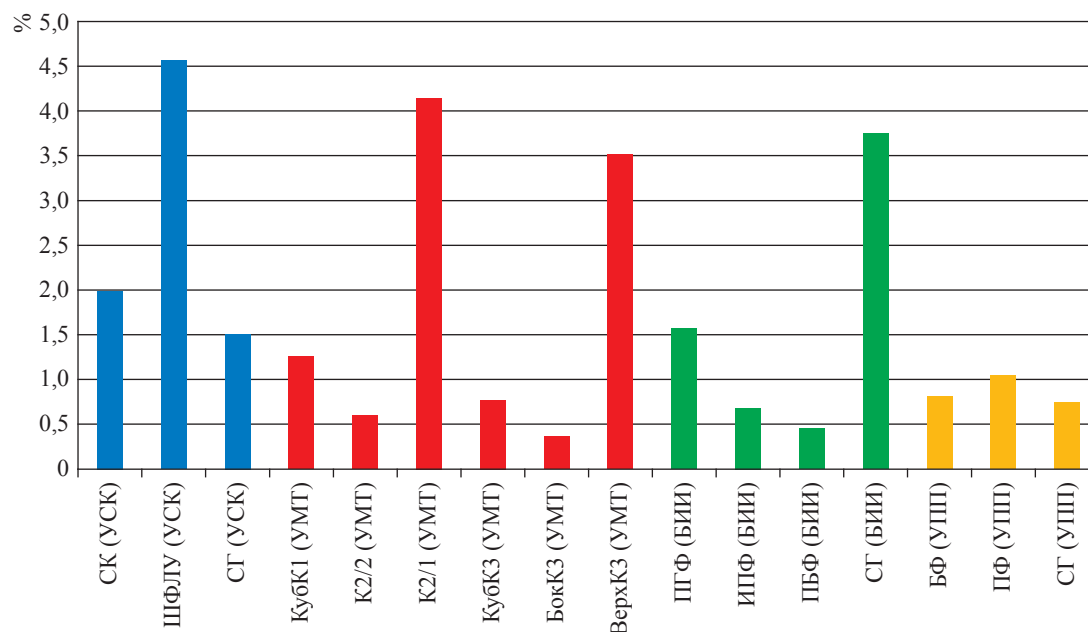


Рис. 1. Относительные отклонения по модулю фактических объемов выхода продуктов установок стабилизации и первичной переработки Сургутского ЗСК от рассчитанных по моделям: СК – стабильный конденсат; УСК – установка стабилизации конденсата; ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов; СГ – сбросной газ; К – колонна; КубК1, -3 – кубовый продукт колонны 1, 3; УМТ – установка для получения моторного топлива; БИИ – блок извлечения изопентана; УПП – узел получения пропана; ПГФ, ИПФ, ПБФ, БФ, ПФ – фракции соответственно пентан-гексановая, изопентановая, пропан-бутановая, бутановая, пропановая

важным укладывается в пределы 5–10 % (графической интерпретации здесь не приводится ввиду очень большого объема такой информации).

При этом необходимо отметить достаточно высокую сложность расчетной схемы формирования сырья Сургутского ЗСК в комплексе балансовых моделей ООО «Газпром переработка». Схема включает полный балансовый расчет Уренгойского ЗПКТ с поставкой семи различных сырьевых потоков и выработкой для реализации восьми товарных продуктов. Далее основной продукт Уренгойского ЗПКТ – деэтанализованный конденсат (ДК) – смешивается в конденсатопроводе Уренгой–Сургут с нефтью Уренгойского месторождения и ДК Западно-Таркосалинского месторождения

и поступает на Сургутский ЗСК для стабилизации и переработки. В этой смеси присутствует сырье трех различных типов: валанжинский, ачимовский газосырьевые конденсаты и нефть нефтяных оторочек газоконденсатных месторождений.

Для расчета КФС смесевое сырье Сургутского ЗСК используются экспериментально полученные в ООО «ТюменНИИ-гипрогаз» КФС девяти различных сырьевых потоков, а также усредненные и систематизированные за 15 лет исследований ФХС узких фракций трех различных типов сырья. Отсутствие существенных ошибок в этих исходных данных подтверждается высоким уровнем соответствия расчетных и фактических

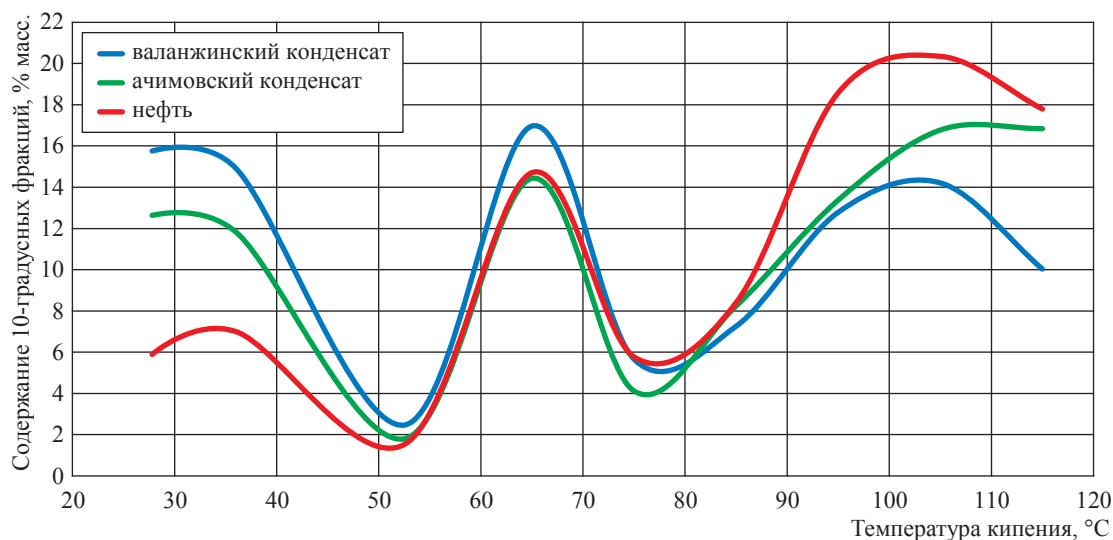


Рис. 2. Распределение компонентов сырьевых потоков в бензиновой фракции НК–120 °С

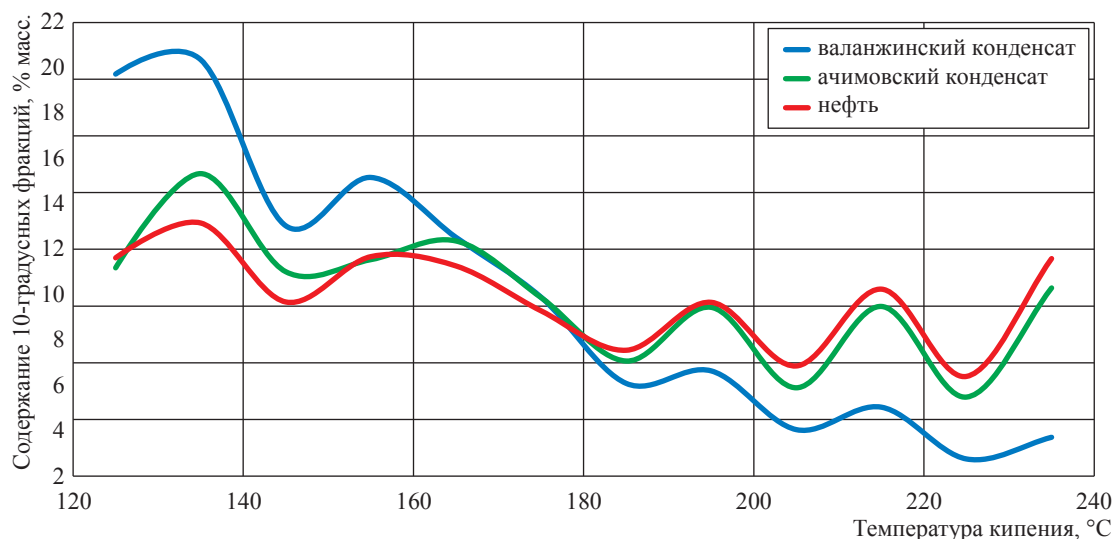


Рис. 3. Распределение компонентов сырьевых потоков в керосиновой фракции 120–240 °С

балансовых показателей (см. рис. 1), что является прямым подтверждением достаточно высокого качества экспериментальных исследований сырьевой базы ООО «Газпром переработка».

За более чем 10-летний период этой работы собран, систематизирован и проанализирован большой объем информации, выявлены некоторые закономерности и тенденции. Прежде всего, интересно отметить устойчиво повторяющиеся закономерности распределения компонентов основных типов сырьевых потоков по температурам кипения (рис. 2–4). Явно присутствующие волнообразные изменения связаны с изменением содержания нормальных алканов по фракциям. Отмечается высокая степень подобия общих принципов

распределения компонентов (фракций) различных типов сырья при различных темпах изменения их концентраций. Такие закономерности дают основание для создания модели «генератор составов», которая могла бы позволить более точно формировать исходные данные по КФС пластовых флюидов для проектирования разработки новых месторождений с данными или сходными типами залежей.

Представляют интерес также тенденции распределения потенциалов базовых фракций в различных типах сырья (рис. 5): можно отметить их вполне закономерное принципиальное отличие для конденсатов (валанжинский ярус, ачимовская свита) и нефти.

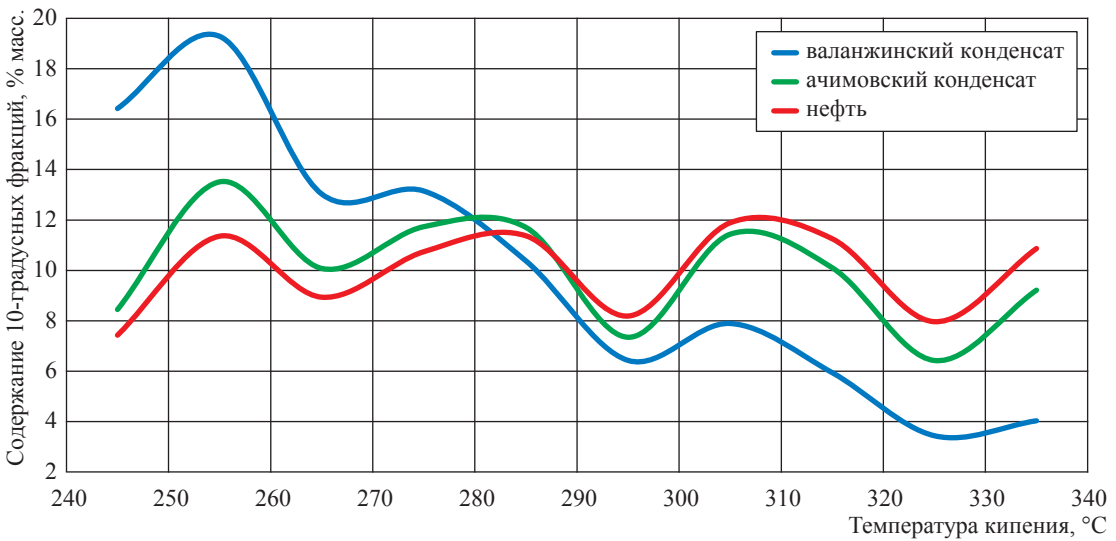


Рис. 4. Распределение компонентов сырьевых потоков в дизельной фракции 240–340 °C

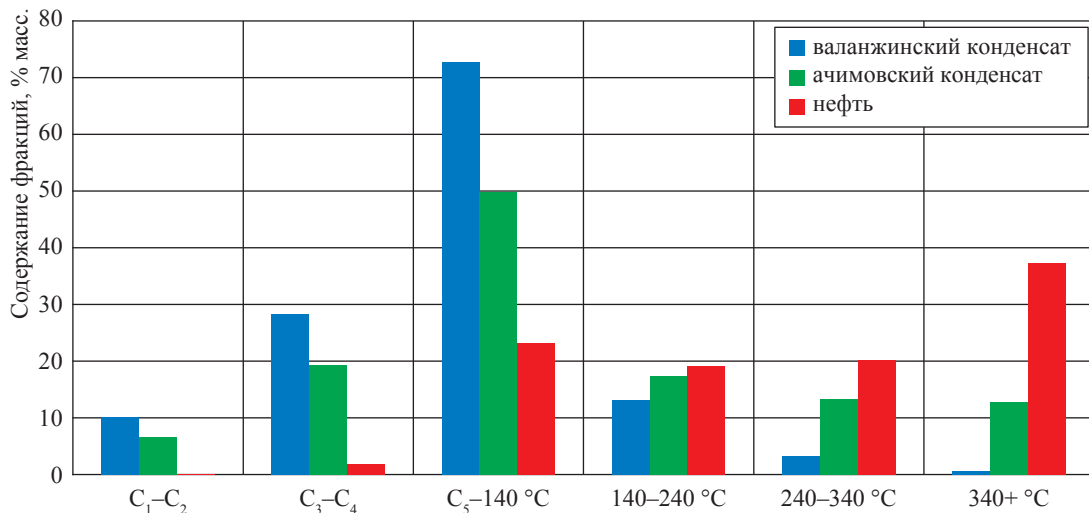


Рис. 5. Содержание базовых фракций в различных типах добываемого сырья

Анализ результатов экспериментальных исследований физико-химических свойств узких фракций различных месторождений, выполняемых в ООО «ТюменНИИгипрогаз» более 15 лет, не выявляет каких-либо принципиальных существенных изменений этих показателей в процессе разработки месторождений, что дает основание проводить их усреднение и систематизацию, причем даже не по отдельным месторождениям (хотя, конечно, и по ним отмечаются некоторые не очень существенные особенности), а по типам добываемого сырья. Обработанные таким образом экспериментальные (а также смоделированные на их основе для тяжелых фракций) данные по плотности,

температурам застывания и вязкости представлены соответственно на рис. 6, 7 и 8.

Особое место в характеристиках сырьевой базы занимают содержание серы и ее распределение по фракциям. Данная информация необходима для контроля содержания серы как в смесевом сырье, так и в сырье процессов вторичной переработки – риформинга бензиновых фракций и каталитической депарафинизации дизельных и керосиновых погонов. Для получения информации о содержании серы в течение трех лет в ООО «ТюменНИИгипрогаз» в рамках исследования сырьевой базы проводилось комплексное изучение микросодержания серы во всех действующих сырьевых потоках

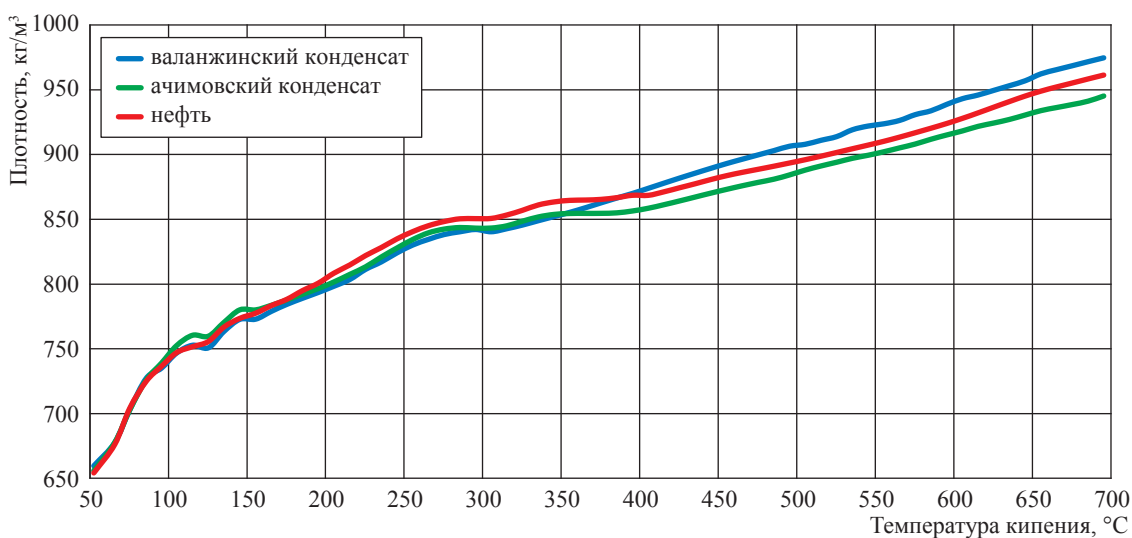


Рис. 6. Плотности узких фракций различных типов добываемого сырья

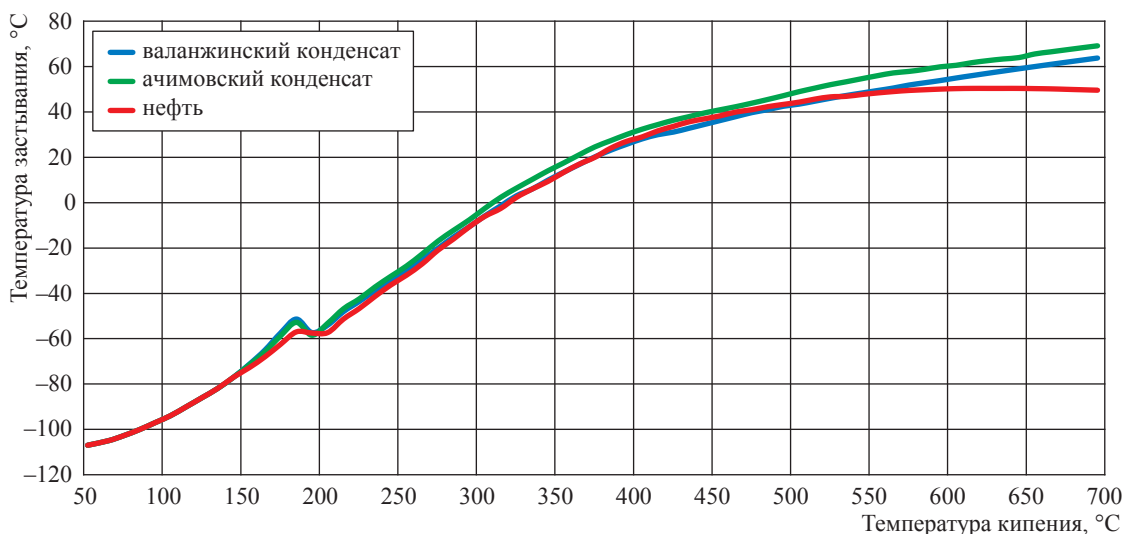


Рис. 7. Температуры застывания узких фракций различных типов добываемого сырья

ООО «Газпром переработка». Результаты исследований проанализированы, обработаны и систематизированы по типам добываемого сырья. На их основе построена расчетная модель, позволяющая оценить содержание серы в любом потоке Уренгойского ЗПКТ и Сургутского ЗСК и любом выделяемом при переработке сырья погоне.

Сводная информация, обобщенная по содержанию серы во фракциях различных типов сырья, приведена на рис. 9.

В последние три года благодаря выполненной в ООО «ТюменНИИгипрогаз» методической работе в объеме исследований сырьевой

базы получены сведения о содержании индивидуальных нормальных парафинов в составе сырьевых потоков и их распределении по псевдокомпонентам – узким фракциям. Методика, не требующая дополнительных исследований, заключается в параллельном определении КФС и содержания нормальных парафинов путем обработки хроматограмм.

В настоящее время применительно к содержанию нормальных парафинов накоплен объемный массив экспериментальных данных, что позволило систематизировать их по типам добываемого сырья (рис. 10). На графике не прослеживается строго детерминированных

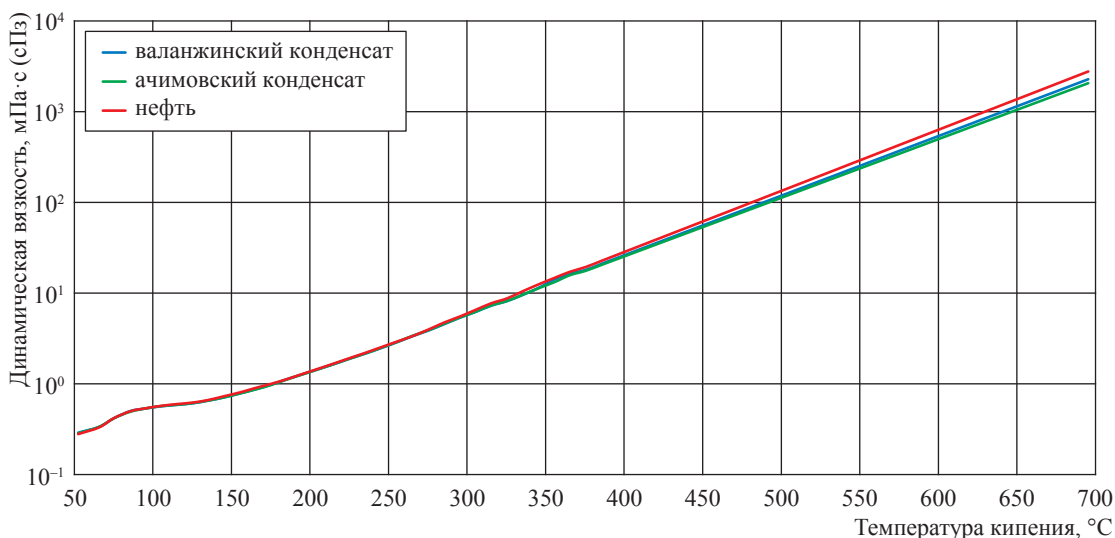


Рис. 8. Вязкости узких фракций различных типов добываемого сырья

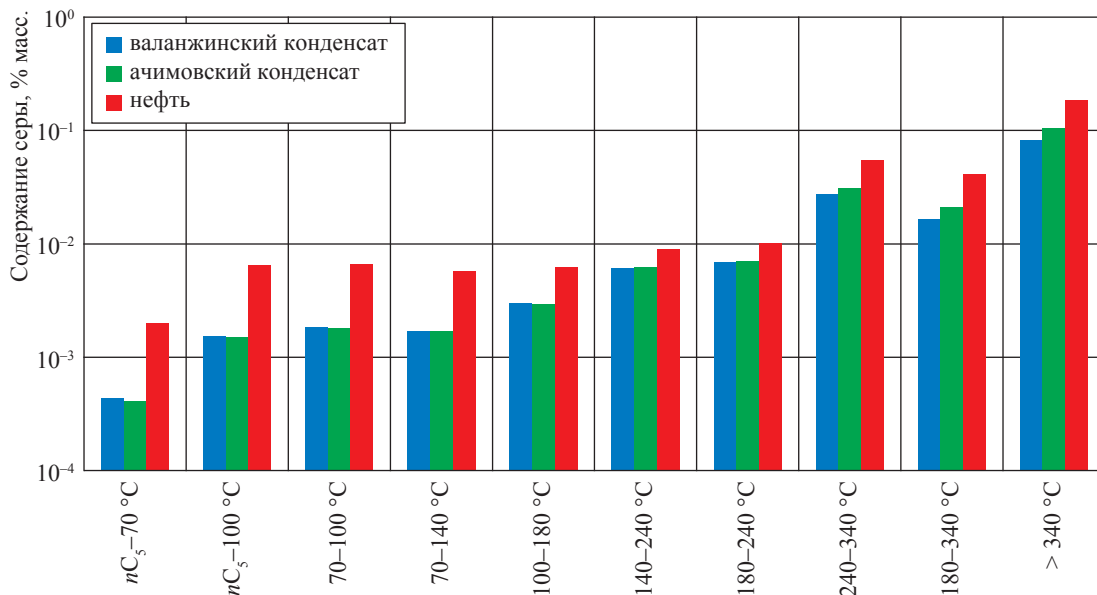


Рис. 9. Содержание серы в базовых фракциях различных типов добываемого сырья

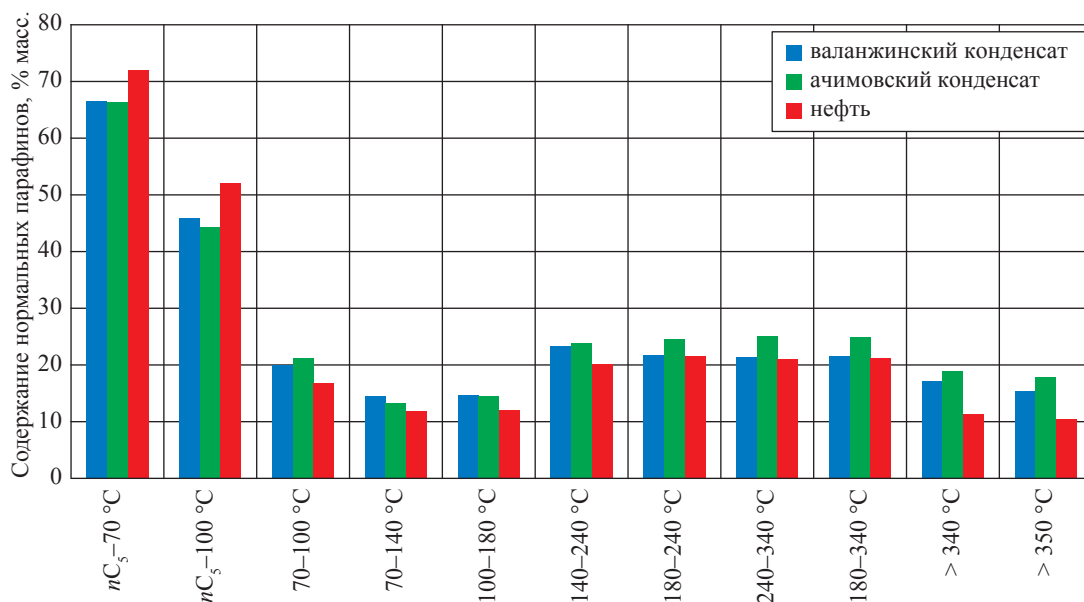


Рис. 10. Содержание нормальных парафинов в базовых фракциях различного типа добываемого сырья

корреляций и тенденций изменения содержания парафинов в зависимости от типа добываемого сырья, однако для фракций с температурами кипения выше 100 °C можно констатировать более низкое содержание нормальных алканов в нефтяном сырье. Максимальное содержание нормальных алканов отмечается для конденсатов ачимовских отложений. При этом распределение нормальных парафинов по температурам кипения достаточно равномерное (исключая наиболее легкую часть вплоть до температур кипения порядка 100 °C) с максимумами в области керосино-дизельных фракций.

Полученная информация активно используется в производственной деятельности ООО «Газпром переработка»: на ее основе посредством моделей собственной разработки выполняется объемный комплекс расчетов для обоснования производственных планов, проработки вариантов оптимальной загрузки и перспективного развития мощностей переработки и транспорта, а также предынвестиционные и предпроектные расчеты.

Выявленные тенденции и закономерности также могут быть использованы при анализе эксплуатации месторождений, для совершенствования методов моделирования пластовых флюидов

и фазовых переходов при проектировании разработки месторождений. В частности, отмеченные закономерности распределения фракций и нормальных парафинов по температурам кипения для разных типов залежей возможно применять для генерации подробных составов пластовых флюидов на базе ограниченного объема прямых экспериментальных данных.

Экспериментальные исследования и выявляемые на их основе закономерности распределения нормальных алканов по фракциям добываемого сырья могут послужить основой для разработки уточненных методов определения групповых составов фракций с целью реализации более универсальных подходов к расчетам ФХС добываемого сырья и процессов его промысловой подготовки и переработки.

Список литературы

1. Касперович А.Г. Балансовые расчеты при проектировании и планировании переработки углеводородного сырья газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений / А.Г. Касперович, Р.З. Магарил. – М.: Книжный дом «Университет», 2008. – 411 с.
2. Катц Д.Л. Руководство по добыче, транспорту и переработке газа / Д.Л. Катц, Д. Корнелл, Р. Кобаяши и др. – М., 1965. – 676 с.

УДК 550.84:658.562

А.Ф. Шарипов, А.Н. Волков

Система контроля и оценки качества газоконденсатных исследований скважин

В условиях постоянного совершенствования систем разработки и эксплуатации нефтегазоконденсатных и газоконденсатных месторождений (НГКМ и ГКМ соответственно) в отношении результатов газоконденсатных исследований (ГКИ) скважин возникают противоречия, связанные с недостаточной функциональной составляющей. В свою очередь, противоречия формируют новые потребности. Во-первых, использование результатов ГКИ в постоянно действующих геолого-технологических моделях предполагает повышенную информативность при ограниченном количестве сгруппированных компонентов. Во-вторых, для адекватного описания фазового поведения применительно к смесям сложного фазового состава (определяющегося содержанием углеводородов (УВ) группы $C_{5+в}$ и гетероатомных компонентов) ограниченных результатов явно недостаточно. В-третьих, постоянный научно-технический прогресс предполагает использование современных средств измерений и экспериментального оборудования, продвинутых методик обработки и интерпретации данных, математического моделирования и соответствующих программно-методических алгоритмических решений. Таким образом, к результатам ГКИ предъявляются повышенные требования в части информативности и достоверности оценки характеристик пластовых флюидов.

Чаще всего «правильность» отбора проб оценивают по таким их характеристикам, как представительность и качество. Эти понятия зачастую ошибочно приравнивают друг к другу, хотя на самом деле, они неравнозначны. *Представительность пробы*, по сути, определяет, насколько отобранная проба характеризует изучаемый предмет (пластовую УВ-систему, геологический объект). Получение представительной (репрезентативной) пробы зависит от технологии проведения ГКИ, используемого оборудования и человеческого фактора, т.е. квалификации и опыта инженеров по исследованию скважин. Гарантировать представительность отбираемых проб для РVT-исследований режим работы скважины может в том случае, если будет удовлетворять конкретным требованиям, обеспечивающим оптимальную депрессию на пласт, скорость газового потока на башмаке насосно-компрессорных труб (НКТ), параметры сепарации и др. [1, 2]. Определяющее значение для рекомбинирования УВ-смеси имеет величина конденсатогазового фактора (КГФ), замеряемая в ходе промысловых газоконденсатных исследований при отборе сепараторных проб. Обеспечение представительности отбора проб регламентируется действующей инструкцией [1], также эти вопросы поднимаются в научной литературе [3, 4].

Качество пробы, в свою очередь, определяется степенью соответствия характеристик рекомбинированного образца и отобранных проб с учетом заданной технологии отбора проб. При ГКИ оно должно соответствовать требованиям нормативно-правовых и иных регламентирующих документов [1, 5, 6 и др.].

В зависимости от аппаратурно-технологических особенностей измерительных устройств, применяемых при ГКИ, и полноты исходной информации о составах УВ-смесей может использоваться та или иная совокупность параметров, по которым проводится оценка. Важность оценки представительности и качества проб пластовых флюидов подчеркивается многими специалистами [3, 4, 7–9 и др.]. По некоторым данным [9, 10], количество достоверных проб, подходящих для РVT-моделирования, не превышает 10–20 %. При этом в большинстве отечественных лабораторий применение отдельных критериев оценки качества носит крайне ограниченный характер,

Ключевые слова: газоконденсатные исследования, отбор проб, контроль качества, представительность, валидация, неопределенность.

Keywords: gas-condensate research, sampling, quality control, representativeness, validation, uncertainty.

и зачастую проверка качества заключается только в определении давления открытия контейнеров и оценке термодинамического равновесия отбора проб по графику Хоффмана–Крампа–Хокотта (англ. Hoffmann–Crump–Hocott) [11]. Однако в отдельных зарубежных компаниях практикуется более современный подход к оценке качества [12, 13].

Опыт исследования УВ-систем с учетом возрастающих требований к качеству первичных данных промысловых исследований, а также результатов физико-химических исследований (ФХИ) и PVT-моделирования обусловил необходимость разработки и внедрения в производственный процесс филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта комплексной системы контроля и оценки качества ГКИ (рис. 1). На первом этапе проанализированы методологические основы теории отбора проб и различные подходы к первичной и вторичной оценке качества [14]. На втором этапе осуществлялась разработка алгоритмов расчета парожидкостного равновесия и ряда термодинамических свойств, которые могут использоваться для сопоставления с фактически определенными параметрами. Разработанные алгоритмы проходили апробацию на реальных комплексах проб различных составов. Предложена форма представления результатов оценки качества (протокол). На третьем этапе система была внедрена. На основе ее апробации предложены мероприятия по контролю качества отбора проб. На заключительном этапе планируется

нормативно оформить контроль и оценку качества ГКИ в организации.

В ракурсе жизненного цикла проб (от сепараторных проб до результатов ГКИ) качество «продукта» ГКИ зависит от ряда факторов (рис. 2), важность влияния которых трудно переоценить. Каждый их факторов вносит долю неопределенности в общий результат. Неопределенность, как правило, возрастает, если ответственность на разных этапах работ лежит на разных компаниях, т.е. если работы выполняются несколькими исполнителями с различным аппаратно-техническим и методическим потенциалом, а также подходами к обеспечению качества проб. При этом резервами качества ГКИ на разных этапах производства работ наряду с аппаратно-технологическими и методико-алгоритмическими средствами выступают человеческие ресурсы (рис. 3) и общий научно-технический уровень лаборатории (отдела).

Базовая методология отбора проб подразумевает два основных подхода [15]. Традиционно осуществляются выбор методики отбора, валидация проб и подготовка персонала. Но комплекс и последовательность процедур в данном случае имеют достаточно хаотичный характер. Альтернативный подход предполагает постоянный контроль качества, заключающийся в мониторинге выполнения процедур отбора по ключевым параметрам и подходов к оценке неопределенности.

В свою очередь, оценивать неопределенность можно эмпирическим либо модельным



Рис. 1. Этапы разработки и внедрения системы оценки качества ГКИ

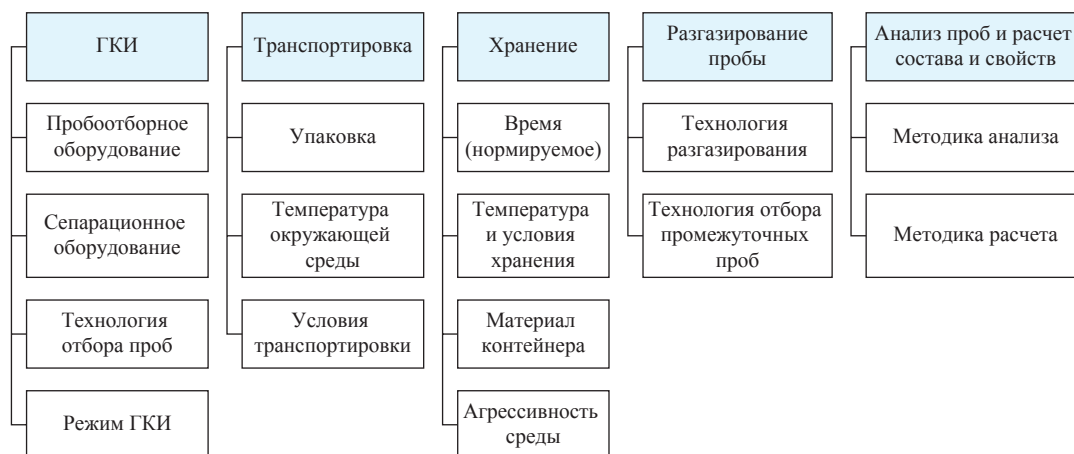


Рис. 2. Факторы качества результатов ГКИ в рамках жизненного цикла пробы

способом. В первом случае проводятся многократные измерения и многократные отборы проб. Во втором случае неопределенность моделируется на основе выявленных влияющих величин. Совокупность способов оценки качества на различных стадиях технологического процесса и операциях составляют первичные и вторичные методы оценки (рис. 4).

Первичные методы отличает экспрессность (оперативность) получения информации. Важность первичной оценки обусловлена потребностью экономить производственные ресурсы (материально-технические и человеческие) посредством отбраковки проб и отказа от дальнейшего проведения аналитических исследований по заведомо некачественным пробам. Критерии первичной оценки носят количественный и качественный характер.

По пробам газа сепарации проверяется давление открытия и наличие свободной жидкой фазы. В случае если температура в лаборатории ниже температуры отбора или было допущено охлаждение при транспортировке и хранении, баллон с пробой предварительно подогревается. Нагревание осуществляется до температуры, превышающей температуру отбора не менее чем на 10 °С [5]. Также важным показателем качества служит отсутствие завоздушности пробы.

По пробам нестабильного конденсата в процессе разгазирования определяются давление открытия и наличие свободной газовой фазы. При наличии газовой фазы ее растворяют путем поэтапного повышения давления в контейнере [2]. Другой способ оценки качества отбора проб – это определение давления насыщения

нестабильного конденсата объемным методом непосредственно в контейнере. Полученная величина сравнивается с давлением отбора пробы с учетом разности температур отбора и исследований. Дополнительный критерий отбраковки – наличие воды в контейнере.

Критерии вторичной оценки многообразны и зависят от типа пластовой системы и применяемых методологических подходов. В базовую оценку качества должны быть включены следующие проверки: по коэффициентам фазового равновесия, по уравнению материального баланса (в модификации Ватанашири (*англ.* Watanasiri) [16]), по часто используемому в нефтегазовой промышленности графику Хоффмана–Крампа–Хокотта или подобным графикам Стендинга (*англ.* Standing), Стендинга–Хоффмана (*англ.* Standing–Hoffmann), Вилсона (*англ.* Wilson), Бакли (*англ.* Buckley) и др. Необходимо оценивать разбалансировку расчетных и фактических составов газа сепарации и нестабильного конденсата с учетом мольного содержания отдельно взятого компонента и неопределенности его измерения в процессе хроматографического анализа.

Важнейшим показателем вторичной оценки качества является сравнение расчетного значения КГФ с фактическим. Также по составу пластовой смеси должны быть смоделированы расчетные значения плотности и молярной массы жидкой фазы в стандартных условиях, коэффициент усадки конденсата и др. Проверка термодинамического равновесия отбора проб может осуществляться с помощью построения фазовых диаграмм сепараторных смесей по фактически определенным составам

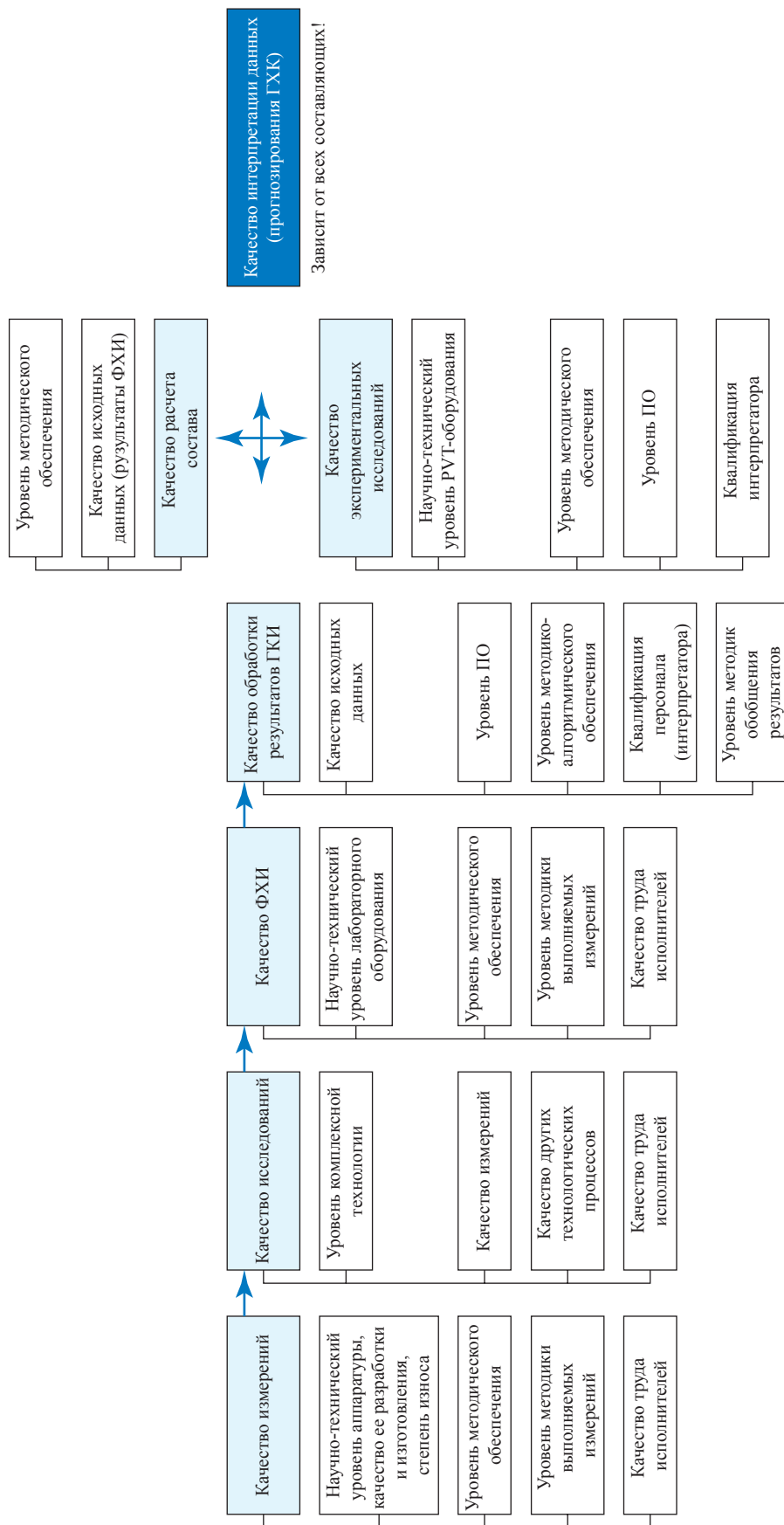


Рис. 3. Источники повышения качества результатов ГКИ: ПО – программное обеспечение; ГKH – газоконденсатная характеристика

и сопоставления расчетных значений температуры точки росы газа сепарации и давления начала кипения нестабильного конденсата с фактическими условиями сепарации. В качестве исходных данных для моделирования расчетных параметров используется следующая информация: мольный состав газа сепарации, нестабильного конденсата и расчетного состава пластовой смеси; молярные массы и относительные плотности остатков S_{n+V}

в рассматриваемых флюидах; давление ($p_{сеп}$) и температура ($t_{сеп}$) сепарации. Важнейшим этапом подготовки исходных данных для расчетов является описание смесей, суть которого сводится к присвоению компонентам состава с неизвестными свойствами определенных значений по различным корреляциям.

Теоретическая оценка параметров осуществляется с использованием уравнения состояния. Процедура расчета параметров, более



Рис. 4. Первичная и вторичная оценка качества

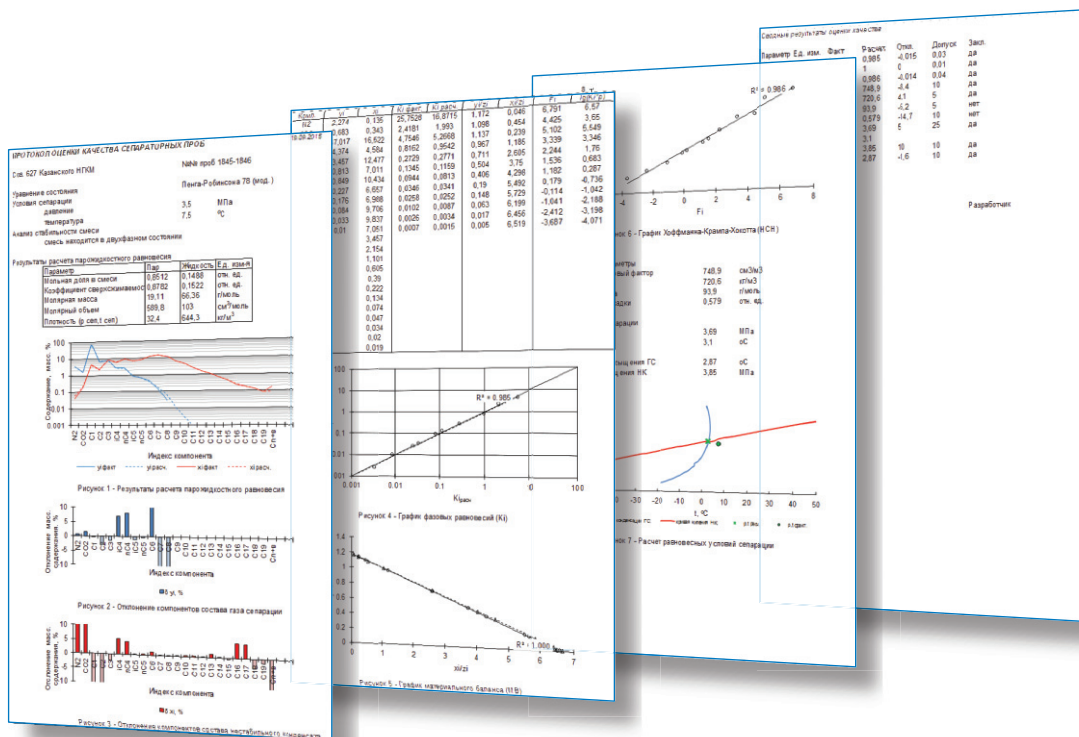


Рис. 5. Общий вид протокола оценки качества

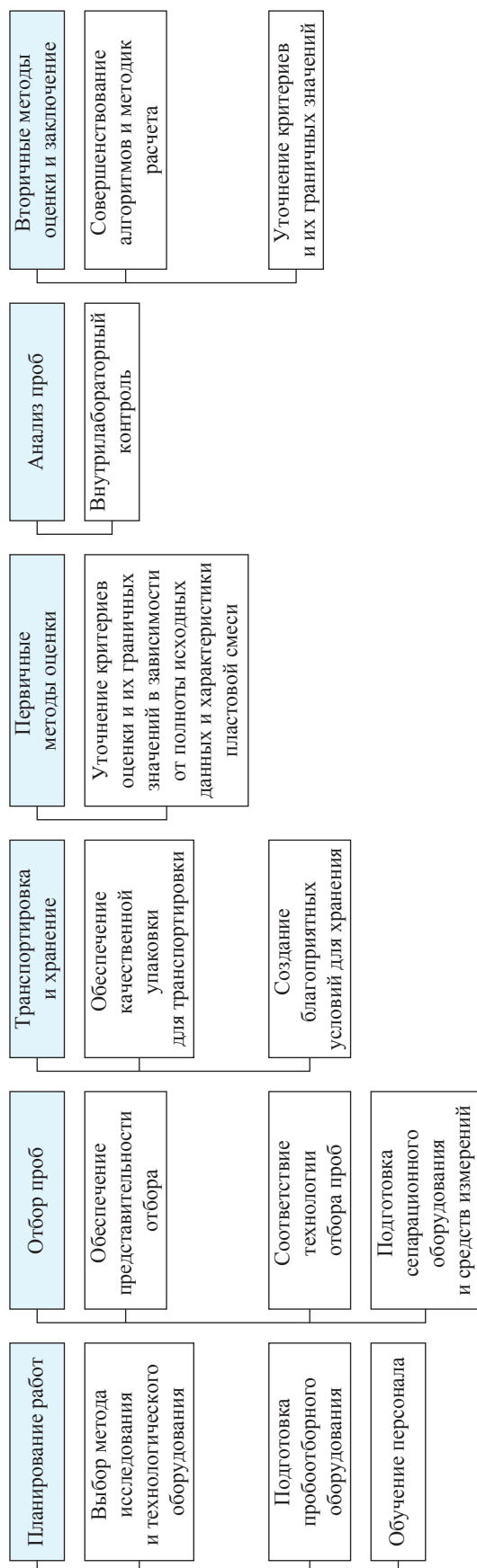


Рис. 6. Мероприятия по обеспечению контролю качества ГКИ

известная как Flash, включает анализ стабильности фаз по энергии Гиббса [17–19] и расчет парожидкостного равновесия [20, 21 и др.]. Результатом комплексной оценки качества служит протокол оценки качества, по результатам которого принимается решение о выборе наиболее равновесного комплекта сепараторных проб, который может использоваться для последующих расчетов.

Авторами проанализированы основные методологические подходы к отдельным методам первичной и вторичной оценки качества, способы описания смесей и методики моделирования свойств смеси по уравнению состояния. Ряд подходов апробирован на сепараторных смесях различного состава. Результаты первичной апробации позволили разработать:

1) алгоритм моделирования параметров оценки качества на основе модифицированного кубического уравнения состояния Пенга–Робинсона (*англ.* Peng–Robinson, 1978 г.);

2) способ характеристики смесей, наиболее подходящий с точки зрения подготовки исходных данных для моделирования свойств реальных газоконденсатных месторождений в отсутствие данных разгонки конденсата по истинным температурам кипения или данных имитированной дистилляции с использованием уравнений Каца–Фирузабади (*англ.* Katz–Firoozabadi) [22], Ахмеда (*англ.* Ahmed) [20], Унгерера–Батута (*англ.* Ungerer–Batut) для шифт-параметра [23], Чуэ–Праусница (*англ.* Chueh–Prausnitz) для коэффициентов парного взаимодействия [24];

3) методику определения граничных значений критериев оценки качества (по статистическим данным) с помощью критериев типа Груббса (например, критерий Роснера), а также с помощью метода, основанного на анализе межквартильного расстояния для получения устойчивых робастных оценок центральной тенденции (медианы) и разброса (интерквартильного размаха) [25];

4) протокол комплексной оценки качества (рис. 5).

Разработанный набор процедур и расчетных алгоритмов применен в ходе исследования месторождений Тимано-Печорской, Западно-Сибирской, Лено-Тунгусской нефтегазоносных провинций и ряда отдельных месторождений (Бованенковское нефтегазоконденсатное, Ковыктинское газоконденсатное и др.).

Основные методические сложности, выявленные авторами, сводятся:

- к условиям неприменимости отдельных методов оценки качества;
- определению рационального комплекса применяемых процедур и оцениваемых параметров для пластовых УВ систем с различными свойствами;
- установлению адекватных граничных значений первичных и вторичных методов оценки качества;
- неполноте исходных данных (ограниченные составы сепараторных смесей, отсутствие некоторых свойств в отчетных материалах, ограниченный комплекс ФХИ и т.п.).

На основе полученных результатов и практического опыта изучения природных

газоконденсатных систем определены основные мероприятия по обеспечению контроля качества результатов ГКИ (рис. 6), выполнение которых носит обязательный характер в рамках системы контроля качества.

Предложенный комплексный подход к контролю и оценке качества проб позволяет решить не только основные задачи (отбраковка проб, выбор наиболее равновесного комплекта для расчета состава пластовой смеси, оценка качества PVT-проб), но и в отдельных случаях выявить технологические причины некачественного отбора проб (неэффективная сепарация, некорректные замеры давлений и температур и др.).

Список литературы

1. Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин: в 2 ч. / утв. ОАО «Газпром» 05.08.2010; введ. 29.04.2011; разработ. ООО «Газпром ВНИИГАЗ»; авт. С.Н. Бузинов, Ю.Н. Васильев и др. – М.: Газпром экспо, 2011. – Ч. 1. – 234 с. – Ч. 2. – 319 с.
2. Долгушин Н.В. Исследование природных газоконденсатных систем / Н.В. Долгушин, Ю.М. Корчажкин, Д.З. Сагитова и др. – М.: ВНИИГАЗ, 1997. – 179 с.
3. Fevang O. Accurate in-situ compositions in petroleum reservoirs / O. Fevang, C.H. Whitson // SPE 28829. – 1994.
4. Whitson C.H. Fluid sampling & laboratory data / C.H. Whitson // Field development & technology. – Norsk Hydro, 1998.
5. ГОСТ 31370-2008 (ИСО 10715:1997). Газ природный. Руководство по отбору проб / утв. 03.11.2008; введ. 01.01.2010; разработ. ВНИИМ им. Д.И. Менделеева.
6. ВД 11-2-2012. Газ. Нестабильные и стабильные жидкие углеводороды. Попутная вода. Методы отбора проб. – Ухта: Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, 2012.
7. McCain W.D. Sampling gas-condensate wells / W.D. McCain, R.A. Alexander // SPE Reservoir Engineering. – August 1992. – P. 385–362.
8. Williams J.M. Getting the best out of fluid samples // SPE 29227. – September 1994. – P. 752.
9. Щebetов А.В. Оценка качества и моделирование газоконденсатных исследований в условиях неопределенности исходных данных / А.В. Щebetов, М.В. Галкин // Газовая промышленность. – 2009 – № 9.
10. Akpabio J. PVT fluid characterization and consistency check for retrograde condensate reservoir modeling / J. Akpabio, E. Udofia, M. Ogbu // SPE-172359-MS. – 2014.
11. Hoffmann A.E. Equilibrium constants of a gas-condensate system / A.E. Hoffmann, J.S. Crump, C.R. Hocott // AIME. – 1953. – V. 198. – P. 1–10.
12. Pedersen K.S. PVT software applied with multiphase meters for oil & gas allocations // Proc. of the Modelling, metering and allocation conference. – Aberdeen, 2005.
13. Sedarat E. A quality control protocol for gas condensate fluid samples / E. Sedarat, M. Ghasemi, S. Gerami et al. // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2014.
14. СТО Газпром 2-2.3-651-2012. Методики обработки и интерпретации данных газоконденсатных исследований скважин с различным составом продукции / введ. 05.03.12. – М.: Газпром экспо, 2014. – 77 с.
15. Неопределенность измерения, связанная с отбором пробы: руководство по методам и подходам / под ред. М. Рэмзи и С. Эллисона; пер. с англ. 1-го изд. 2007 г. – Киев: Юрка Любченка, 2015. – 156 с.

16. Watanasiri S. Correlation of phase-separation data for coal-conversion systems / S. Watanasiri, M.R. Brule, K.E. Starling // *AIChE Journal*. – 1982. – № 28. – P. 626–637.
17. Michelsen M.L. Calculation of critical points from cubic two-constant equations of state / M.L. Michelsen, R.A. Heidemann // *AIChE J.* – 1981. – № 27. – P. 521–523.
18. Michelsen M.L. The isothermal flash problem. Pt. I: Stability / M.L. Michelsen // *Fluid Phase Equilibria*. – 1982. – № 9a. – P. 1–19.
19. Michelsen M.L. The isothermal flash problem. Pt. II: Phase-split calculation / M.L. Michelsen // *Fluid Phase Equilibria*. – 1982. – № 9b. – P. 21–40.
20. Ahmed T. Equations of state and PVT analysis: applications for improved reservoir modeling / T. Ahmed. – Houston, Texas: Gulf Publishing Company, 2016.
21. Pedersen K.S. Phase behavior of petroleum reservoir fluids / K.S. Pedersen, P.L. Christensen, J.A. Shaikh. – 2nd ed. – Boca Raton: CRC Press, 2015. – 446 p.
22. Katz D.L. Predicting phase behavior of condensate/crude-oil systems using methane interaction coefficients / D.L. Katz, A. Firoozabadi // *JPT*. – 1978. – № 20. – P. 1649–1655.
23. Ungerer P. Revue de l'Institut Francais du Petrole // P. Ungerer, C. Batut. – 1997. – № 52. – P. 609–623.
24. Chueh P.L. Vapor-liquid equilibria at high pressures: calculation of critical temperatures, volumes, and pressures of nonpolar mixtures / P.L. Chueh, J.M. Prausnitz // *AIChE Journal*. – 1967. – V. 12, is. 6. – P. 1107–1113.
25. Шарипов А.Ф. Анализ критериев оценки качества отбора проб при газоконденсатных исследованиях / А.Ф. Шарипов, А.Н. Волков // *Вестник ЦКР Роснедра*. – 2015. – № 4. – С. 33–41.

УДК 622.243.572(470+571)

Н.С. Остроухов, А.С. Рассохин, Д.В. Карначёв

Отечественные глубинные пробоотборники

На сегодняшний день в связи с усложнением структуры запасов углеводородов и возрастающей сложностью геологоразведочных работ все большую актуальность приобретают задачи повышения точности и достоверности результатов измерений параметров пластовых систем, используемых при оценке запасов и проектировании разработки месторождений. Наиболее достоверные данные о свойствах пластовых флюидов в условиях их залегания в недрах получают по результатам лабораторных исследований глубинных проб, поднятых с забоев скважин. Важнейшим фактором в данном случае является представительность проб пластовых флюидов, отобранных для лабораторных исследований. Качественный отбор глубинных проб обеспечивается правильным выбором и соблюдением технологии подготовки скважины к отбору, в зависимости от режима работы месторождения и скважины, технологией отбора и типом пробоотборника, который должен гарантировать постоянство компонентного состава пробы.

Для глубинных проб, отобранных в одних и тех же условиях, сохранность качества (представительности) пробы после подъема на поверхность определяется по следующим критериям:

- давление открытия пробоотборной камеры при температуре отбора, которое должно быть близко к давлению отбора;
- давление насыщения при пластовой температуре, определенное непосредственно в пробоотборнике (пробоотборник, имеющий перемешивающее устройство, обеспечивает точное определение давления насыщения).

При хорошем качестве проб расхождение не должно превышать 2 %.

Представительность проб пластового флюида в значительной степени зависит от фазового состояния флюида в пласте и на забое.

Если говорить о нефтяных скважинах, то применительно к ним различают три режима работы:

1) упруго-водонапорный в условиях, когда пластовое и забойное давления выше давления насыщения. Составы флюида на забое и в пласте одинаковы;

2) упруго-водонапорный в условиях, когда забойное давление ниже давления насыщения, а давление насыщения ниже пластового давления. На забой поступает продукция в двухфазном состоянии, но выделение свободного газа происходит в призабойной зоне пласта;

3) растворенного газа, когда забойное и текущее пластовое давления ниже давления насыщения. На забой скважины поступает продукция в двухфазном состоянии, но свободный газ выделяется не только в призабойной зоне, но и в более удаленных от скважины зонах пласта.

В первом варианте отбор проб представляется наиболее простым и зависит только от качества и надежности пробоотборника. В остальных же двух случаях он превращается в достаточно сложный технологический процесс: для получения представительных проб в упруго-водонапорном режиме необходимо перевести скважину в режим, обеспечивающий величину забойного давления выше давления насыщения; для режима растворенного газа не существует способа для отбора представительных проб, поскольку к забою скважины поступает газонефтяная смесь с уже измененным компонентным составом.

Для газоконденсатных скважин отбор представительных однофазных проб проблематичен ввиду особенностей фазового поведения. Уже на начальной стадии эксплуатации скважины флюид на забое может находиться в околокритическом

Ключевые слова:
пластовые флюиды, отбор глубинных проб, глубинный пробоотборник, представительность пробы.

Keywords:
reservoir fluids, downhole sampling, downhole sampler, sample representativeness.

состоянии. Глубинные пробы следует отбирать на самом раннем этапе разработки месторождения. Однако для стабилизации конденсата требуется длительное время: от нескольких дней для пластов с хорошей проницаемостью до месяцев для скважин, вскрывающих низкопроницаемые коллекторы. Если же пластовое давление в процессе разработки упало ниже давления начала конденсации, то отобрать представительную пробу не представляется возможным. Условие нахождения давления начала конденсации ниже забойного давления скважины на притоке еще не является гарантией хорошего качества пробы.

Далее рассмотрим достоинства и недостатки современных глубинных пробоотборников отечественного производства. Пробоотборники состоят из приемной камеры, служащей для заполнения пластовой жидкостью и обеспечивающей герметичность отобранной пробы, а также управляющего устройства, закрывающего клапаны приемной камеры [1]. В отечественной нефтегазовой отрасли наибольшее распространение получили глубинные пробоотборники трех типов: проточные – с открытой камерой (ПД-3М, ПГ-1000, СИМСП20П, ПГПр, ПГМ-48-500), непроточные – с закрытой камерой (ВПП-300, СИМСП20В, ПГМ-36-300) и проточно-поршневые (ППП-800) (рисунок, таблица).

Проточные пробоотборники применяются в основном для отбора проб в фонтанных скважинах при сравнительно небольших вязкостях нефти и высоких дебитах, когда имеется уверенность, что после спуска прибора на заданную глубину произойдет полное замещение объема приемной камеры пластовой жидкостью. Во время спуска прибора восходящий поток скважиной жидкости свободно проходит через камеру, клапаны закрываются лишь после достижения заданной глубины. При подъеме пробоотборника давление в приемной камере вследствие уменьшения температуры несколько падает, но менее интенсивно, чем внешнее давление. Поэтому разность давлений, действующих на клапаны, все время увеличивается, что способствует более надежной герметизации отобранной пробы.

Среди достоинств проточных пробоотборников простота, высокое отношение полезной длины к общей, низкий эквивалентный диаметр и высокая эффективная плотность. Недостатки: контакт флюида с рабочей

жидкостью при лабораторных исследованиях, необходимость выдержки на забое с целью замещения забойной нефтью смеси, попавшей в пробоотборник при его движении в трубах.

Непроточные пробоотборники применяют для отбора пробы в скважинах, где интенсивно выделяется парафин, в нефонтанирующих скважинах, при большой вязкости нефти. Приемная камера этих приборов во время спуска закрыта. Проба на заданной глубине отбирается последовательным открытием-закрытием клапана. Конструкции пробоотборников этого типа различают по принципу управления клапаном и способу заполнения приемной камеры. Наиболее широко применяются непроточные пробоотборники с принудительным всасыванием. Непроточные пробоотборники имеют ряд принципиальных преимуществ перед проточными: они заполняются нефтью непосредственно на забое и с меньшими затратами времени могут обеспечить большее соответствие пробы забойной нефти. Кроме того, в них очень просто решается вопрос отделения пробы от рабочей жидкости.

Для увеличения точности определения свойств пластовой нефти рекомендуется отбирать несколько проб из одной и той же скважины, поэтому пробоотборники могут быть одно- и многокамерные.

Проточно-поршневые пробоотборники целесообразно использовать на месторождениях, где развит режим растворенного газа, когда необходимо производить отбор в скважинах только одной жидкой фазы, несмотря на то что поток в скважине двухфазный. Такие пробоотборники снабжены специальными механизмами, позволяющими производить одновременное закрытие клапанов пробоотборника – сначала нижнего, а потом верхнего. Этим достигается заполнение пробоотборника одной жидкой фазой в случае, если движущийся поток нефти является двухфазным. В момент, когда оба клапана открыты, через пробоотборник проходит двухфазный поток. После того как нижний клапан закрывается, свободный газ, поступивший в пробоотборник, выходит через открытый верхний клапан в силу разности плотностей газовой и жидкой фаз и замещается дополнительным количеством нефти через верхний клапан. Спустя некоторое время, устанавливаемое оператором, закрывается верхний клапан, после чего пробоотборник извлекается из скважины [2]. Пробоотборники данного типа

возможно применять для отбора глубинных проб на нефтяных объектах ПАО «Газпром», в большинстве случаев представленных тонкими нефтяными оторочками в составе нефтегазоконденсатных месторождений.

Один из наиболее ранних представителей отечественного пробоотборного оборудования – проточный пробоотборник ПД-3М. Большой объем отбираемой пробы, простота конструкции и обслуживания обеспечили ему широкое применение для отбора проб маловязкой нефти. К недостаткам можно отнести ограничения по пластовым давлению и температуре. В дальнейшем были разработаны проточные пробоотборники ПГ-1000, ПГ-1000-01, ПГПр с меньшим полезным объемом, тем не менее рассчитанные на более высокие значения термобарических параметров.

Среди непроточных пробоотборников широкое применение получила модель ВПП-300. Прибор комплектуется тремя сменными приемными камерами, что позволяет при использовании одного гидравлического реле времени последовательно отобрать три пробы нефти. К недостаткам можно отнести необходимость поддержания оператором высокой степени чистоты при работе пьезопривода.

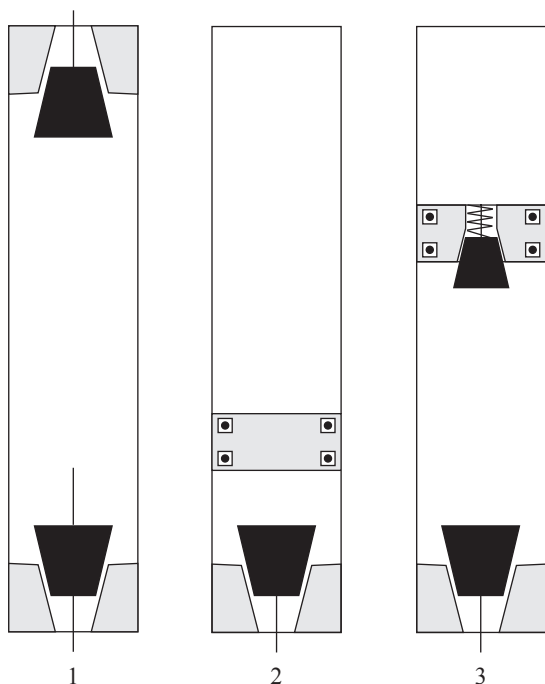


Рис. 1. Принципиальные схемы глубинных пробоотборников: 1 – проточный; 2 – непроточный (всасывающий); 3 – проточно-поршневой

Технические характеристики глубинных пробоотборников российского производства, используемых в нефтегазовой отрасли

Модель	Тип	Механизм управления клапанами	Максимальное рабочее давление, МПа	Максимальная рабочая температура, °С	Объем отбираемой пробы, см ³ , не менее	Способ спуска в скважину	Производитель
1. ПД-3М	Проточный	Часовой, ударный, стьюковое реле	30	100	800	Проволока	Снят с производства
2. ВПП-300	Непроточный	Пьезопривод	30	100	300		Бугульминский опытный завод нефтеавтоматики
3. ПГ-1000 (-01)	Проточный	По перепаду давления (реле)	100, 50	200	400		«Союзнефтегаздинамика»
4. СИМСП20В, СИМСП20П и др.	Непроточный, проточный	Электронный	100	125	300, 600	Проволока	ООО «Грант» (г. Уфа)
5. ПППр-40(100)-38	Проточный	Стьюковое реле, электронный	40, 100	200	500		ОАО НПП «ВНИИГИС» (г. Октябрьский)
6. ППМ-(А-)36-300, ППМ-48-500	Непроточный, проточный	Механический (давление), электронный	60, 80	120, 150	300, 500	Проволока	Разработан ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
7. ППП-800	Проточно-поршневой	Гидромеханический	80	150	600		

Также были созданы приборы (СИМСП, ПГМ, см. рисунок), имеющие проточную и непроточную модификации, а также электронное управление клапанами, позволяющее контролировать время отбора, что сделало их более универсальными.

Для отбора проб в двухфазном потоке используются проточно-поршневые пробоотборники с одновременным закрытием клапанов. Количество таких приборов сравнительно невелико. Один из них – проточно-поршневой пробоотборник ППП-800, разработанный в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» [3]. В состав ППП-800 входят приемная камера, верхний и нижний клапаны, поршень, уплотнительные узлы, штоки клапанов для удержания пробы в пробоотборнике, стопорный механизм, верхняя головка и нижний наконечник с отверстием для прохода флюида, а также перемешивающее устройство, расположенное в приемной камере между верхним и нижним клапанами. Поршень выполнен в виде цилиндрического тела с осевой проточкой, в которой размещен подпружиненный клапан, и в нижней части снабжен удерживающей и ограничительной гайками. При этом предусмотрена возможность соединения прибора (как снизу, так и сверху) с механизмом управления клапанами. На данный момент ведется разработка электронночасовых механизмов управления клапанами пробоотборника.

Следует отметить, что в настоящее время рекомендуемым условием для максимально представительного отбора качественной глубоинной пробы является поддержание ее исходного фазового состояния от момента отбора на забое до перевода в ячейку РVT-установки, и соблюдение данного условия в конструкции пробоотборника предпочтительно. Современные разработки пробоотборного оборудования ведутся именно в этом направлении.

НПП «Керн» совместно с Уфимским государственным авиационным техническим университетом ведет разработку пластоиспытателя ПЛГК-120 на кабеле, позволяющего проводить экспресс-анализ свойств пластовых флюидов, а также отбор глубоинных проб с поддержанием пластовых условий с целью сохранения однофазного состояния [4].

Модуль отбора и хранения проб пластоиспытателя состоит из двух камер хранения (объемом по 300 см³) и клапана разряжения (глубоинный насос). Клапан разряжения поршневого типа способен прокачивать флюид через

модули прибора за один ход поршня в объеме 90 см³. Камеры хранения прибора позволяют сохранять давление пробы до ее разгерметизации в лаборатории при дальнейшем исследовании.

ПЛГК-120 легче (300 кг) и меньше (габаритные размеры: диаметр 126 мм, длина не более 8 м) зарубежных аналогов. В отличие от импортных приборов он не имеет уравнивающего клапана, поэтому гидравлический модуль пластоиспытателя не сообщается со скважинной жидкостью, что обеспечивает надежную работу гидроэлементов при повышенной температуре среды (до 120 °С).

ПЛГК-120 оборудован гидравлической системой энергонезависимой расфиксации в стволе скважины: в случае повреждения геофизического кабеля и прекращения электропитания глубоинного модуля прибор автоматически складывается в транспортное положение. Модульная конструкция ПЛГК-120 позволяет дорабатывать или заменять любой модуль в зависимости от задач и условий эксплуатации без выполнения трудоемких и затратных мероприятий по доработке всей конструкции.

Один из основных принципов, который исповедуют зарубежные компании при разработке технологий отбора проб, – отбор в пробоотборник поршневого типа с поддержанием пластового давления. Этот способ дорог, требует большого количества оборудования и, кроме того, подразумевает использование жидкого азота, требующего специальной оснастки и сложной технологии заправки пробоотборников. В случае когда компания не продает свои приборы, а предлагает дорогостоящий сервис, включающий также и интерпретацию полученных данных (в том числе и за рубежом), возникают риски, связанные с разглашением стратегической геологической информации.

С учетом этих факторов современные российские приборы более простых конструкций и технологических решений, например, такие как ПЛГК-120 и ППП-800, могут служить альтернативой импортным аналогам. Однако при этом необходима серьезная модернизация технологии отбора, включая операции по изоляции (пакерованию) зоны отбора, прокачке двукратного объема и последующему заполнению поршневого пробоотборника, одновременному отбору двух и более проб при одном спуске, отбору с разных интервалов. Разработка и внедрение новых технических

средств, обеспечивающих отбор проб с сохранением пластовых условий, качественного, количественного и фазового составов, позволит обеспечить техническое и технологическое совершенство отечественных разработок. В свете поставленной задачи импортозамещения это приобретает еще большую актуальность.

Кроме того, исходя из существующих задач интеграции дочерних компаний в Корпоративную систему работ с кернами и пластовыми флюидами особую значимость для ПАО «Газпром» приобретает разработка единого методического подхода к выбору пробоотборного оборудования для обеспечения качественного и представительного отбора глубинных проб пластовых флюидов. Такие работы запланированы и уже осуществляются в Корпоративном центре исследования пластовых систем (керна и флюиды).

Список литературы

1. Хазнаферов А.И. Исследование пластовых нефтей / А.И. Хазнаферов; под ред. В.Н. Мамуны. – М.: Недра, 1987. – 116 с.
2. Мамуна В.Н. Экспериментальное исследование пластовых нефтей / В.Н. Мамуна, Г.Ф. Требин, Б.В. Ульяновский. – М.: ГОСИНТИ, 1960. – 143 с.
3. Пат. 2333358 РФ. Глубинный пробоотборник / Н.С. Остроухов, А.С. Балахнов, М.М. Солодков и др.; заяв. № 2006144622 от 15.12.2006; опубл. 10.09.2008.
4. Галлямов Ш.Р. Пробоотборник пластового флюида / Ш.Р. Галлямов, О.М. Дубровин, А.В. Месропян и др. // Вестник УГАТУ. – Уфа: УГАТУ, 2012. – Т. 16. – № 5 (50). – С. 121–127.

УДК 622.323:658.562(571)

А.И. Ларюхин, Н.М. Янкевич

Современные методы исследования товарной нефти Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения

Ключевые слова: нефть Уренгойского месторождения, методы определения, физико-химические исследования.

Keywords: oil from the Urengoy field, methods of identification, physical and chemical studies.

Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение (УНГКМ) открыто в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа в 1966 г.: скв. 2 дала газ из сеноманских отложений. В 1967 г. при испытании скв. 1 из двух интервалов отложений нижнего мела были получены притоки воды с пленкой нефти.

Диапазон нефтегазоносности нижнемеловых отложений УНГКМ охватывает низы покурской свиты (пласт ПК₁₈) – ачимовскую толщу. Основные по запасам залежи углеводородов приурочены к неокомским продуктивным пластам и горизонтам БУ₈⁰ – БУ₁₄. Опытно-промышленная эксплуатация нефтяных оторочек УНГКМ начата в 1987 г. В нижнемеловых отложениях выявлены свыше 25 залежей газового конденсата, в том числе семь с нефтяными оторочками. Нефти разных горизонтов по физико-химическим свойствам существенно не отличаются друг от друга [1].

В настоящее время сбор нефти осуществляется в двух коллекторах – высоконапорном и низконапорном. Для подготовки нефти нефтяных оторочек используется технология трехступенчатой сепарации на технологической площадке центрального пункта сбора (рис. 1).

Ввод компрессорных станций по утилизации попутного нефтяного газа в 2009 г. позволил в ООО «Газпром добыча Уренгой» реализовать сложную технологическую

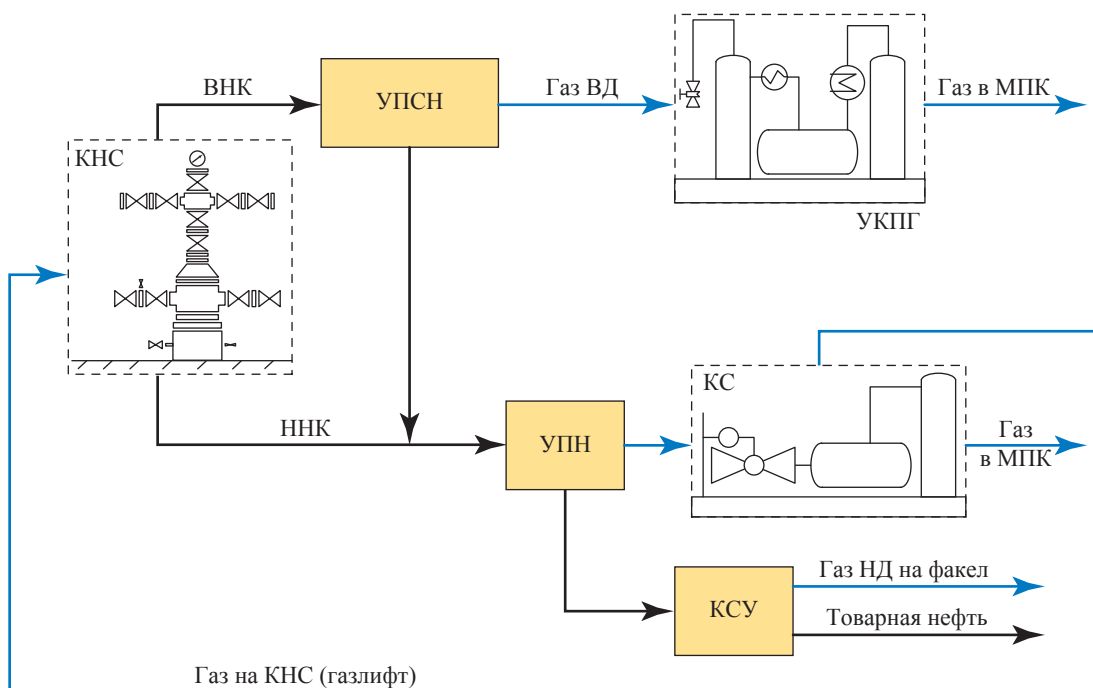


Рис. 1. Схема подготовки нефти и попутного нефтяного газа: КНС – куст нефтяных скважин; ВНК – высоконапорный коллектор; ННК – низконапорный коллектор; ВД, НД – высокое и низкое давление; УПСН – установка предварительной сепарации нефти; УПН – установка подготовки нефти; КСУ – концевая сепарационная установка; КС – компрессорная станция; УКПГ – установка комплексной подготовки газа; МПК – межпромысловый коллектор

систему компримирования газа, выделяемого при добыче нефти, подготовить его для подачи в газопровод высокого давления, снизить негативное воздействие на окружающую природную среду и стабилизировать работу фонда нефтяных газлифтных скважин.

Основные задачи промышленной подготовки добываемой нефти заключаются в отделении от нефти воды, механических примесей, газа. Контроль качества осуществляется согласно государственным стандартам на нефть и нефтепродукты и методы их испытания. Соблюдение стандартов обязательно для всех предприятий и организаций, причастных к транспорту и хранению нефти. В этих документах устанавливается перечень физико-химических свойств, совокупность которых указывает на качество, состояние и состав нефти [2].

Единые технические требования к нефти, производимой нефтегазодобывающими организациями, при подготовке к транспортировке по нефтепроводам либо наливным транспортом для поставки потребителям Российской Федерации и на экспорт сформулированы в ГОСТ Р 51858 [3]. Помимо традиционных показателей (плотности, фракционного состава и др.) стандартом регламентируется концентрация в нефти серосодержащих компонентов и хлорорганических соединений. Следует отметить, что при разногласиях в оценке качества нефти по массовой доле серы определение выполняют по ГОСТ Р 51947 [4], до введения которого применялся метод ускоренного определения серы по ГОСТ 1437, заключающийся в сжигании нефти в струе воздуха, последующем улавливании образующихся сернистого и серного ангидридов раствором перекиси водорода с серной кислотой и титрованием раствором гидроксида натрия. Процедура ускоренного определения серы была достаточно трудоемкой и занимала много времени, диапазон содержания серы (более 0,1 % масс.) не обеспечивал необходимой точности измерений (погрешность метода $\pm 0,05$ –0,1 % масс.).

ГОСТ Р 51947 [4] устанавливает метод, относящийся к группе неразрушающих, основанный на измерении интенсивности вторичного излучения (флуоресценции) атомов серы под действием излучения рентгеновского источника. В основе метода рентгеновской флуоресценции лежит фотоэлектрический эффект. Фотоны возбуждающего излучения выбивают электроны

с внутренних *K*- и *L*-оболочек атома с образованием вакансий. При заполнении вакансий электронами, переходящими с внешних оболочек, атом излучает энергии, соответствующие этим электронным переходам (характеристическое излучение). Этот процесс называется рентгеновской флуоресценцией, а метод анализа, основанный на измерении интенсивности характеристического излучения флуоресценции при заданных длинах волн или энергиях, называется рентгенофлуоресцентной спектрометрией.

Для определения серы методом рентгенофлуоресцентной спектрометрии образец нефти помещают в цилиндрический контейнер с дном из тонкой пленки, проницаемой для рентгеновского излучения, и облучают при помощи рентгеновской трубки сквозь пленку. Метод обеспечивает быстрое и точное измерение массовой доли «общей серы»¹ в диапазоне 0,015–5 % с учетом минимальной подготовки образца. Время анализа образца обычно 2–4 мин. Определение серы, содержащейся в функциональных группах, является более сложным по сравнению с определением общего содержания серы в нефти и нефтепродуктах [4].

До 1 января 2013 г. нормы массовой доли сероводорода, метил- и этилмеркаптанов в нефти считались факультативными и определялись для набора данных. После введения поправок к ГОСТ Р 51858 (ИУС № 5 2012 г.) без соответствия нормам этого стандарта нефтедобывающие предприятия уже не могли поставлять в трубопроводы или транспортировать нефть.

С целью выполнения требований ГОСТ Р 51858 в ООО «Газпром добыча Уренгой» внедрен, настроен и отработан хроматографический метод определения сероводорода и легких меркаптанов по ГОСТ 50802 «Нефть. Метод определения сероводорода, метил- и этилмеркаптанов». Метод устанавливает диапазон определения массовой доли сероводорода, метил- и этилмеркаптанов в диапазоне (2–200) млн⁻¹. Сущность метода заключается в разделении компонентов анализируемой пробы с помощью газовой хроматографии, регистрации выходящих из хроматографической

¹ Термин «общая сера» означает совокупность определенных типов серосодержащих соединений, таких как сероводород, тиолы (меркаптаны), сульфиды, дисульфиды, тиофен, бензтиофен и др., отличающихся реакционной способностью.

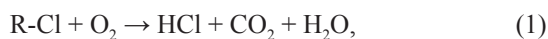
колонки сероводорода, метил- и этилмеркаптанов пламенно-фотометрическим детектором и расчете результатов определения методом абсолютной градуировки. Перед началом анализа проводят градуировку прибора для определения точности выдаваемого им результата. Градуировочные характеристики хроматографа получают на основании анализа стандартных образцов с известными массовыми концентрациями сероводорода, метил- и этилмеркаптанов в инертном газе при условиях анализа [5]. В нефти УНГКМ не обнаружены ни сероводород, ни легкие меркаптаны. Их содержания находятся за пределами нижних границ диапазонов определения.

Сера является наиболее важным, но не единственным гетероатомом в нефти. Присутствие других гетероатомов тоже требуется контролировать. Одной из задач контроля качества нефти является определение в ней хлорорганических соединений (ХОС). ХОС способствуют коррозии металлов, соприкасающихся с нефтью, оказывают существенное влияние на характер и свойства нефтепродуктов, эффективность процесса нефтепереработки, негативно влияют на окружающую среду в процессе переработки нефти, что обуславливает необходимость строгого контроля их содержания. Министерством энергетики РФ издан Приказ «О запрещении применения хлорорганических реагентов в процессе добычи нефти» (№ 294 от 18 октября 2001 г.), который обязал предприятия, добывающие, транспортирующие и перерабатывающие нефть, организовать контроль качества нефти с точки зрения содержания ХОС с применением метода ASTM D 4929, разработанного Американским институтом нефти, и внести норму предельного содержания ХОС в сырой нефти в ГОСТ Р 51858 [3].

Постановлением Госстандарта России от 09 марта 2004 г. № 143-ст утвержден и с 2005 г. введен в действие разработанный Техническим комитетом по стандартизации ТК 31 «Нефтяные топлива и смазочные материалы» ГОСТ Р 52247 [6] как модификация стандарта ASTM D 4929. Отечественный стандарт устанавливает три метода определения ХОС (начиная с концентрации 1 мкг/г органически связанного хлора) в нефти: А – перегонка, восстановление бифенилом натрия и потенциометрическое титрование; Б – перегонка, сжигание и микрокулометрическое титрование;

В – перегонка, рентгенофлуоресцентное волнодисперсионное определение. В ООО «Газпром добыча Уренгой» внедрен метод Б, который, в отличие от методов А и В, полностью отвечает требованиям международного стандарта ASTM D 4929.

Нормативный документ [6] устанавливает метод определения ХОС в нефти путем ее перегонки при температуре до 204 °С (для получения данной фракции нефти допускается использование аппаратуры по ГОСТ 2177 (метод Б)). Полученную фракцию нефти последовательно промывают сначала щелочью, затем водой для удаления мешающего влияния следов сероводорода и неорганических хлоридов. Отмытую пробу нефти сжигают в микрокулометрическом анализаторе, где под действием избытка кислорода и высоких температур происходит окисление хлорорганических соединений с образованием паров соляной кислоты:



которая потоком газа уносится в кулометрическую ячейку. В ячейке происходит титрование хлорид-ионов ионами серебра, образующимися при растворении серебряного электрода:



Далее в соответствии с законом Фарадея по количеству электричества, затраченному на растворение серебряного электрода, определяют содержание хлорорганических соединений.

В настоящее время требования ГОСТа [3] выполняются в полном объеме. Результатами физико-химических исследований установлено высокое качество нефти УНГКМ: (по усредненным значениям) массовая доля серы 0,07 % (класс 1); плотность 812,0 кг/м³ при температуре 20 °С и 816,4 кг/м³ при температуре 15 °С (тип 0); массовая доля воды менее

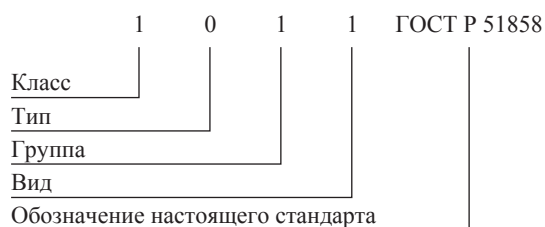


Рис. 2. Структура условного обозначения нефти УНГКМ [3]

0,03 %, массовая концентрация хлористых солей 3 мг/дм^3 , массовая доля механических примесей до 0,005 %, давление насыщенных паров 52,8 кПа (396 мм рт.ст.), массовая доля органических хлоридов во фракции до температуры $204 \text{ }^\circ\text{C}$ $2,5 \text{ млн}^{-1}$ (группа 1); массовая доля сероводорода менее 2 млн^{-1} , легких меркаптанов менее 2 млн^{-1} (вид 1). Согласно ГОСТ Р 51858 такая нефть обозначается «Нефть 1.0.1.1 ГОСТ Р 51858» (рис. 2). Нефть УНГКМ малосернистая: массовая доля серы

почти в 10 раз меньше регламентируемой государственным стандартом [3] нормы (до 0,6 % включительно).

Таким образом использование современных приборов в ООО «Газпром добыча Уренгой» оптимизирует время проведения испытаний и дает более точные результаты анализа нефти.

Список литературы

1. Ермаков В.И. Геологические модели залежей нефтегазоконденсатных месторождений Тюменского Севера / В.И. Ермаков, А.Н. Кирсанов, Н.Н. Кирсанов и др.; под ред. В.И. Ермакова, А.Н. Кирсанова. – М.: Недра, 1995. – 464 с.: ил.
2. Земенков Ю.Д. Сбор и подготовка нефти и газа: учеб. / Ю.Д. Земенков, Л.М. Маркова, А.Д. Прохоров и др. – М.: Академия, 2009. – 160 с.
3. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. – М.: Издательство стандартов, 2002. – 8 с.
4. ГОСТ Р 51947-2002. Нефть и нефтепродукты. Определение серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектроскопии. – М.: Издательство стандартов, 2002. – 7 с.
5. Спейт Дж.Г. Анализ нефти: справ. / Дж.Г. Спейт; пер. с англ. под ред. Л.Г. Нехамкиной, Е.А. Новикова. – СПб.: Профессия, 2010. – 480 с., ил.
6. ГОСТ Р 52247-2004. Методы определения хлорорганических соединений. – М.: Издательство стандартов, 2004. – 11 с.

К ЗАЩИТЕ ДИССЕРТАЦИЙ

УДК [622.031:553.98]:534.8

И.А. Федоров, Ю.Н. Васильев, А.А. Латышев, П.П. Ракк

Теоретические и экспериментальные исследования ультразвукового воздействия на газоконденсатную систему

Ключевые слова:
экспериментальные исследования, ультразвуковое воздействие, газоконденсатная система, снижение конденсатонасыщенности, обработка призабойной зоны пласта, повышение продуктивности скважин газоконденсатного месторождения.

Keywords:
experimental research, ultrasonic exposure, gas-condensate system, decrease in gas-condensate saturation, processing of a bottomhole formation zone, improvement of well productivity at a gas-condensate field.

Одной из проблем, возникающих в процессе добычи газа на газоконденсатных месторождениях, является ретроградная конденсация в призабойной зоне пласта (ПЗП). Повышение конденсатонасыщенности и фильтрационных сопротивлений в ПЗП в результате «динамической» конденсации и понижения температуры приводит к снижению проницаемости призабойной зоны и, соответственно, производительности скважины. В конечном итоге возможно образование конденсатной пробки и, как следствие, полное отсутствие притока газа к забою. Описываемое явление наиболее характерно для следующих групп месторождений:

- находящихся на поздней стадии эксплуатации (Уренгойское, Ямбургское нефтегазоконденсатные месторождения и др.);
- расположенных в Восточной Сибири и имеющих аномальные термобарические условия (Чаяндинское, Ковыктинское газоконденсатные месторождения и др.).

Такой метод обработки ПЗП, как закачка «сухого» газа или жидких углеводородных растворителей с целью осушения ПЗП от конденсата и борьбы с конденсатными пробками имеет геологические и технологические ограничения, успешность его применения в среднем составляет 60–70 %. Кроме того, он характеризуется высокими капитальными и эксплуатационными затратами. В целом косвенные методы (напрямую не направленные на снижение конденсатонасыщенности в ПЗП) – гидроразрыв пласта и циклическая закачка осушенного газа в пласт (сайклинг-процесс) – отличаются не только высокой стоимостью применения, но также наличием экологических рисков и вероятным отрицательным эффектом. Существующие термические методы обработки ПЗП забойными нагревателями различных типов характеризуются малой величиной КПД и технологическими ограничениями применения на газоконденсатных промыслах [1]. В связи с этим разработка новых месторождений Крайнего Севера требует энергосберегающих и экологически безопасных технологий. В этом аспекте значительный интерес представляют ультразвуковые (УЗ) технологии как альтернативный метод снижения конденсатонасыщенности и ликвидации конденсатных пробок в ПЗП.

Согласно теоретическим и экспериментальным исследованиям, учитывая затухание УЗ-волн, акустическое поле излучателя с частотой порядка 20 кГц не может полностью покрыть зону конденсатной пробки с необходимой для ее разрушения интенсивностью звуковых колебаний. Однако применение технологий фокусировки акустических волн и современных мощных излучателей (акустическая мощность порядка нескольких киловатт) позволяет увеличить радиус воздействия и интенсивность излучения до значений, необходимых для снижения конденсатонасыщенности в ПЗП и разрушения конденсатной пробки [1].

На сегодняшний день основная причина ограниченного применения волновых методов обработки ПЗП заключается в непонимании физического механизма волнового воздействия на газоконденсатную залежь, вследствие чего невозможна разработка наиболее эффективной технологии применения ультразвука. Тем не менее,

основываясь на существующих теоретических и экспериментальных исследованиях взаимодействия УЗ-поля с нефтяными системами, можно предположить, что основным объектом воздействия является ретроградный конденсат. При этом в результате воздействия:

- изменятся свойства ретроградного конденсата при повышении температуры;
- повысится фазовая проницаемость по конденсату с вовлечением его в фильтрацию.

Согласно теоретическим и экспериментальным исследованиям, под воздействием ультразвукового поля скорость фильтрации жидкости в пласте, вероятно, способны повысить такие физические процессы, как [2–5]:

- снижение вязкости конденсата;
- увеличение подвижности пристеночного слоя;
- акустическое течение в капиллярах;
- уменьшение поверхностного натяжения на границе раздела газ-жидкость.

Уменьшение вязкости обусловлено нагревом коллектора и вмещающих флюидов вследствие диссипации энергии волны при ее прохождении через пористую флюидонасыщенную среду. Причинами диссипации служат как несинфазное перемещение скелета породы и конденсата в УЗ-поле, так и вязкое трение непосредственно в ретроградном конденсате, что дополнительно приводит к его разогреву и испарению.

Одним из механизмов, влияющих на скорость фильтрации жидкой фазы и разрушение газоконденсатных пробок при двухфазной фильтрации, является воздействие акустических колебаний на поверхность раздела газ-конденсат. Поверхность раздела газовой и жидкой фаз имеет форму мениска с радиусом равновесия, при этом сила натяжения на границе раздела достаточно велика, чтобы удерживать газ и сохранять пробку. При воздействии ультразвука колебания от стенки капилляра проникают в конденсат и влияют на силу поверхностного натяжения. Увеличение интенсивности ультразвукового излучения ведет к увеличению амплитуды колебаний границы раздела газ-жидкость. В этом случае возможны разрушение мениска или его продвижение под действием градиента давления по капилляру. Этот процесс становится нелинейным и может развиваться по нескольким сценариям:

- происходит разрыв пленки предположительно в зоне центральной оси капилляра. Под

действием градиента давления газ устремляется в образовавшийся разрыв;

- уменьшается сила поверхностного натяжения жидкой фазы. Это приводит к продвижению границы раздела газ-жидкость по капилляру под действием градиента давления;

- в случае малого продольного размера жидкостной пробки возможно ее полное разрушение на отдельные фрагменты, которые приводятся в движение под действием напора газа.

Влияние ультразвуковой волны на процесс изменения конденсатонасыщенности пласта на модельных газоконденсатных системах исследовалось на базе экспериментального стенда, созданного в филиале ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта (рис. 1). Основной частью стенда является кернавая модель пласта. Закачка газоконденсатной смеси (ГКС) в модель осуществлялась из рекомбинатора с использованием насоса. Выходящая продукция разделялась на жидкую и газовую фазы в минисепараторе. Анализ фаз проводился на хроматографах. Количество жидкой фазы измерялось весовым способом, газовой фазы – при помощи газового счетчика. Модернизированная конструкция выходной втулки модели пласта позволяла вводить УЗ-энергию непосредственно в образцы горных пород вследствие их прямого контакта с волноводом УЗ-излучателя. При проведении экспериментальных исследований использовался излучатель Центра ультразвуковых технологий акустической мощностью 1 кВт с частотой излучения 18,5 кГц.

Для выявления возможных эффектов изменения конденсатонасыщенности газоконденсатной залежи в результате воздействия ультразвуковой волны использовались четыре модельные газоконденсатные системы с разным литологическим составом: терригенным – модели 1, 2, карбонатным – модели 3, 4 (таблица). При этом модели 1 и 3 выступали в роли моделей сравнения, и на них воспроизводился процесс разработки газоконденсатной залежи в режиме естественного истощения пластовой энергии. На моделях 2 и 4 воспроизводился процесс разработки в сопровождении ультразвукового воздействия.

Первоначально проводились подготовка модели пласта и ее заполнение модельной ГКС. С этой целью для удаления атмосферного воздуха и сорбированных газов модель пласта вакуумировалась в течение 24 ч, а затем заполнялась метаном под давлением, превышающим

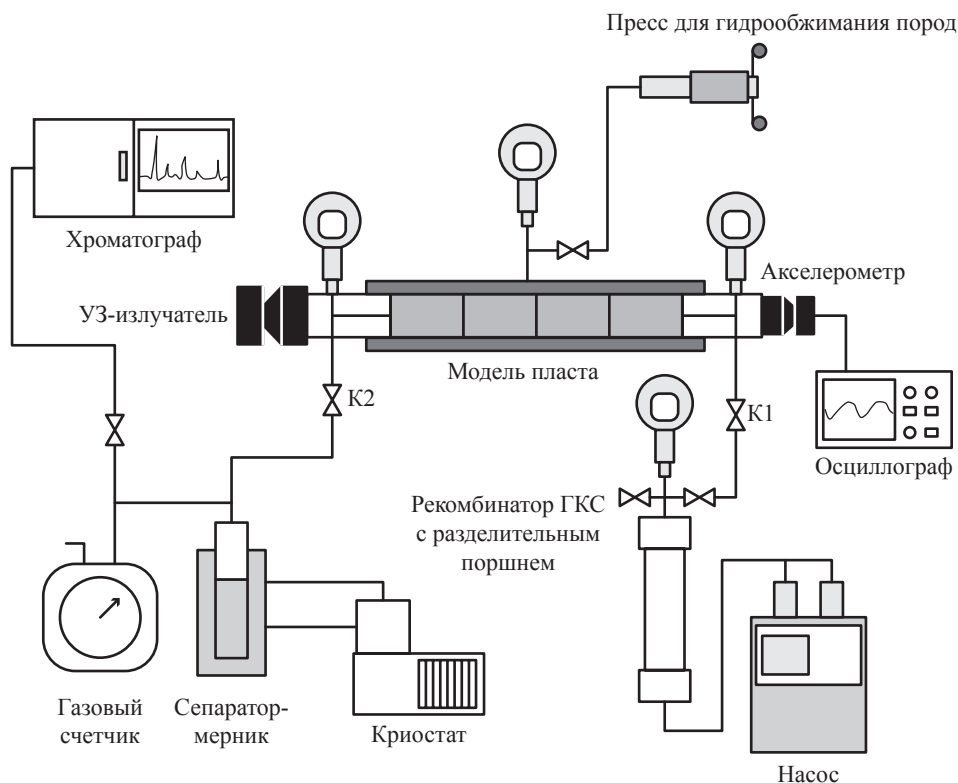


Рис. 1. Схема экспериментальной установки: K1, K2 – клапаны

Характеристики моделей пласта

Параметр	Модели 1, 2	Модели 3, 4
Длина, см	33,18	33,19
Открытая пористость, %	13,3	19,9
Абсолютная проницаемость, 10^{-3} мкм ²	162,4	137,2

давление начала конденсации смеси ($P_{нк}$) на 15 МПа. После этого модель пласта соединялась с рекомбинатором, и метан постепенно замещался в квазистационарном изотермическом режиме приготовленной модельной газоконденсатной смесью при постоянном давлении на входе модели. После процесса замещения модель перекрывали и выдерживали в течение примерно 70 ч для установления термодинамического равновесия в модельной пластовой ГКС. По наступлении равновесного состояния в модельной пластовой ГКС осуществлялся переход к моделированию процесса истощения газоконденсатной залежи с давления выше $P_{нк}$ смеси до 15 МПа. Для сохранения термодинамического равновесия процессов массообмена между жидкой и паровой фазами темп снижения давления для всех моделей поддерживался на уровне 0,07–0,08 МПа/ч. На моделях 2 и 4, начиная с давления P , когда

$P/P_{нк} = 0,57$ и ниже, осуществляли режим истощения с постоянным УЗ-воздействием. Очевидно, что наиболее эффективно УЗ-волны будут воздействовать на ГКС с высоким содержанием высококипящих компонентов, поэтому было решено использовать модельную смесь с высоким содержанием (порядка 380 г/м³) углеводородных групп C_{5+} .

В ходе экспериментальных исследований конденсатонасыщенность пористой среды моделей пласта определялась с помощью периодического рентгеновского сканирования колонки кернов. Результаты сканирования корректировались относительно реперных сигналов (точки, полученные с использованием прямых методов измерений насыщенности) при давлениях:

- $P_{нк}$ (определялось по PVT-данным);
- атмосферном (для данного случая насыщенность по образцам горных пород определялась методом экстрагирования).

Описанный подход позволил провести сопоставительный анализ результатов эксперимента и выявить эффекты, непосредственно обусловленные влиянием ультразвуковой волны на процесс изменения конденсатонасыщенности. Для сравнения полученных значений конденсатонасыщенности рентгеновское сканирование двух терригенных и двух карбонатных моделей осуществляли при одинаковых давлениях соответственно (рис. 2, 3). Видно, что наибольший эффект воздействия

УЗ-волн на терригенные модели, т.е. относительное снижение их конденсатонасыщенности, (см. рис. 2б) наблюдается при высоких давлениях, достигая 2,3 % при относительном давлении 0,6. При снижении давления конденсатонасыщенность моделей растет: ее относительное снижение постепенно уменьшается до величины 0,6 %. Это связано с тем, что при высоких давлениях повышение температуры пластовой системы существенно способствует испарению компонентов из ретроградного конденсата.

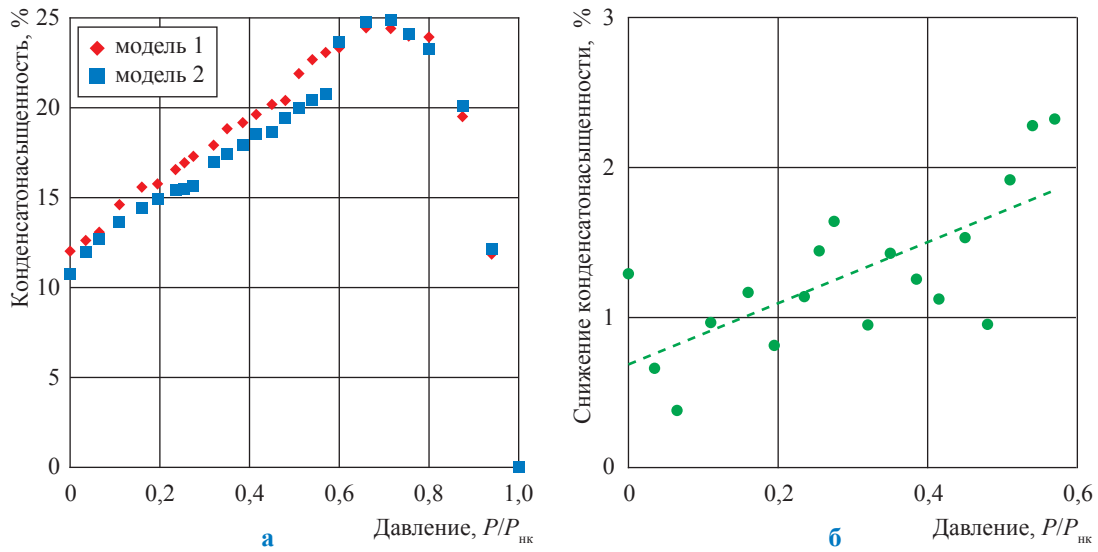


Рис. 2. Воздействие УЗ-волн на терригенные модели пласта:

- а – изменение конденсатонасыщенности моделей в зависимости от изменения давления;**
- б – средний (по двум моделям) эффект воздействия УЗ-поля**

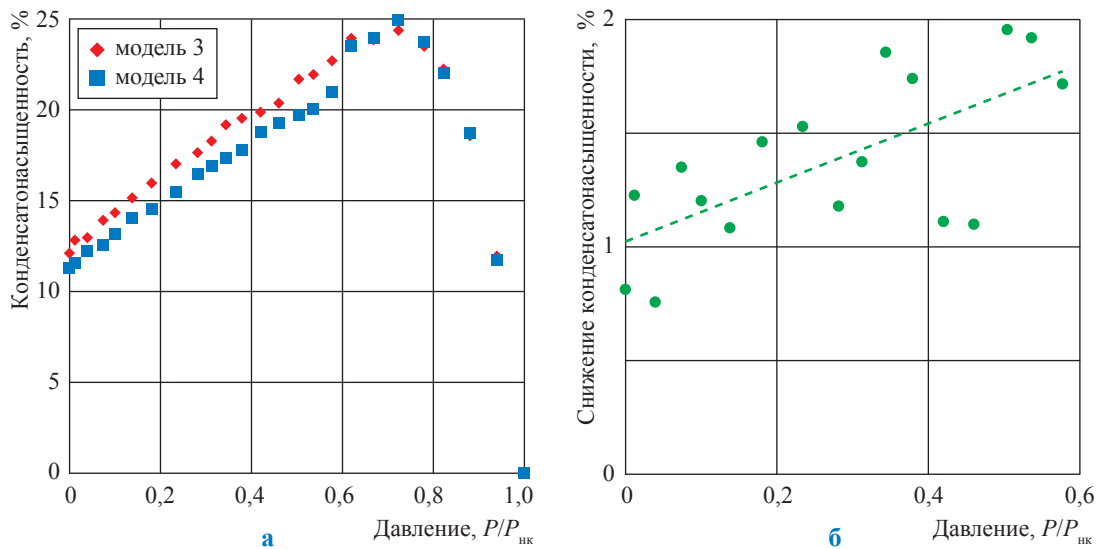


Рис. 3. Воздействие УЗ-волн на карбонатные модели пласта:

- а – изменение конденсатонасыщенности моделей в зависимости от изменения пластового давления;**
- б – средний (по двум моделям) эффект воздействия УЗ-поля**

Аналогичные явления наблюдаются и на карбонатных моделях, где относительное снижение конденсатонасыщенности варьируется в диапазоне 1,9–1 % (см. рис. 3б). Меньшие изменения насыщенностей связаны с более слабым затуханием УЗ-колебаний и повышением температуры в карбонатных породах.

На рис. 4 показано изменение конденсатонасыщенности вследствие применения УЗ-воздействия по длине модели пласта (0 см соответствует входу модели пласта, 33 см – выходу, см. таблицу) при различных пластовых давлениях. Эффект проявился в резком снижении конденсатонасыщенности при высоких давлениях в образцах керна, находящихся в непосредственной близости от излучателя (что соответствует отметке длины 33 см). По мере снижения давления с течением времени поле температуры модели выравнивалось, поэтому снижение конденсатонасыщенности при низких давлениях по всей модели было примерно одинаковым.

Под воздействием акустических колебаний произошел нагрев пластовой системы, что привело к следующим эффектам:

- снижению вязкости ретроградного конденсата и увеличению подвижности жидкой фазы;
- частичному разрушению адсорбционных слоев на границе конденсат-порода;

- уменьшению толщины пристеночного конденсатного слоя.

Вполне вероятно, что прямой контакт волновода излучателя и торца керна способствовал передаче колебаний непосредственно в скелет породы, что в свою очередь способствовало возникновению отмеченных эффектов. Сказанное подтверждается тем фактом, что с понижением давления эффект снижения вязкости вследствие повышения температуры постепенно уменьшается с 15,4 до 3,6 %. Рост подвижности конденсата дополнительно подтверждается значительным увеличением концентрации компонентов C_{5+} в газовой и жидкой фазах, которое зафиксировано практически сразу после начала УЗ-воздействия.

В ходе исследования керновых образцов экспериментально установлено изменение конденсатонасыщенности под действием УЗ-поля в коллекторах различного литологического состава. Основываясь на полученных результатах, можно сделать вывод о том, что главным механизмом, влияющим на снижение конденсатонасыщенности, является повышение температуры коллектора и флюидов. Однако не стоит исключать вероятность вклада таких эффектов, как повышение подвижности

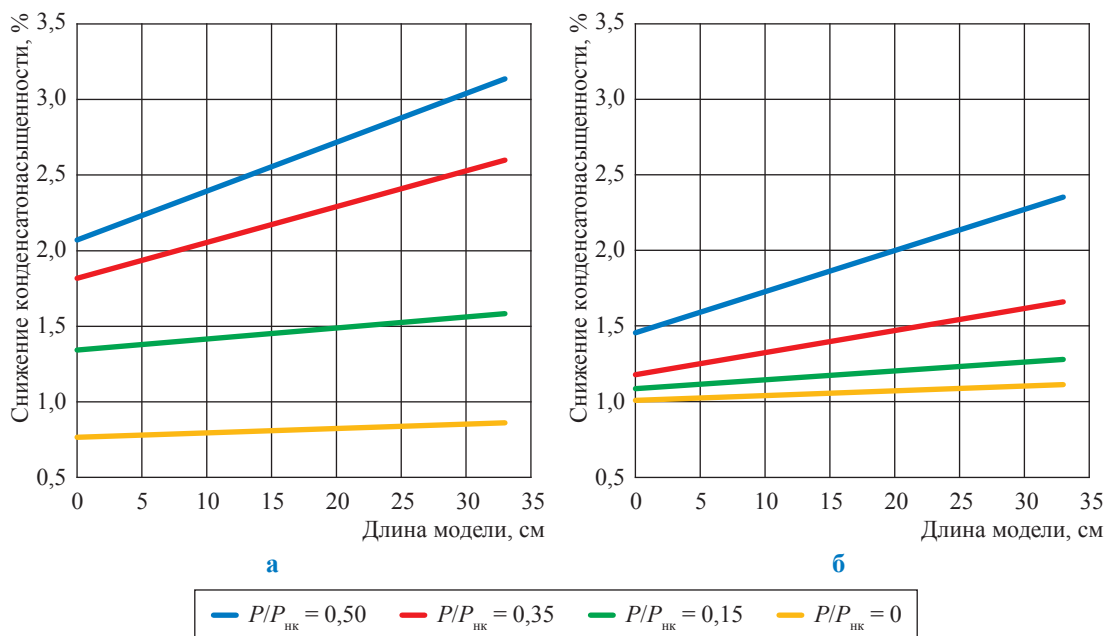


Рис. 4. Снижение конденсатонасыщенности по длине моделей вследствие УЗ-воздействия: а – терригенные модели 1 и 2; б – карбонатные модели 3 и 4

пристеночного слоя и уменьшение сил натяжения на границе раздела газ-жидкость.

Результаты теоретических и экспериментальных исследований дают основание заключить, что УЗ-воздействие является перспективным методом снижения конден-

сатонасыщенности в ПЗП и борьбы с конденсатными пробками. Однако исследования в данной области необходимо продолжить для создания эффективной технологии применения УЗ на промыслах.

Список литературы

1. Федоров И.А. Исследование перспективного метода воздействия на призабойную зону пласта фокусированным акустическим полем / И.А. Федоров, Ю.Н. Васильев // Вести газовой науки: Проблемы разработки газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 4 (20). – С. 103–112.
2. Федоров И.А. Повышение фазовой проницаемости пласта под действием акустических колебаний / И.А. Федоров, Ю.Н. Васильев // Вестник ЦКР Роснедра. – 2015. – № 2.
3. Кузнецов О.Л. Физические основы вибрационного и акустического воздействия на нефтегазовые пласты / О.Л. Кузнецов, Э.М. Симкин, Дж. Чилингар. – М.: Мир, 2001. – 260 с.
4. Xu J. Acoustic excitation of superharmonic capillary waves on a meniscus in a planar microgeometry / J. Xu, D. Attinger // *Physics of Fluids*. – 2007. – V. 19.
5. Beresnev I.A. Elastic-wave stimulation of oil production: a review of methods and results / I.A. Beresnev, P.A. Johnson // *Geophysics*. – 1994. – V. 59. – № 6. – С. 1000–1017.

УДК 622.279.5.001.42:544.72

Е.В. Чепкасова

Диагностирование и количественная оценка перемещения газоводяного контакта на основе ретроспективного анализа газодинамических исследований

Ключевые слова:
массивные залежи газа, газоводяной контакт, газодинамические исследования скважин, контроль разработки месторождений углеводородов.

Keywords:
massive gas deposits, gas-water interface, gas-dynamic research of wells, control of hydrocarbon fields' development.

Эффективность выработки запасов газа, сосредоточенных в массивных залежах, напрямую зависит от эффективности контроля изменения положения газоводяного контакта (ГВК). Оперативный контроль положения флюидального контакта позволяет продлить безводный период работы газовых скважин, увеличивая срок их бесперебойной эксплуатации, повысить экономическую эффективность проектов.

На сегодняшний день динамику перемещения ГВК диагностируют посредством промысловых геофизических исследований (ПГИ) скважин нейтронными, индукционными, электромагнитными методами, а также методами широкополосной акустики, измерений удельного электрического сопротивления и др. Все большую значимость при решении подобных практических задач приобретает комплексирование перечисленных методов, которое позволяет идентифицировать положение ГВК с большей степенью достоверности [1].

Перечисленные методы контроля положения ГВК показали высокую сходимость результатов в условиях наличия непосредственного соприкосновения стенки скважины с флюидальным контактом. В общем случае для определения текущего положения ГВК перечисленными методами используют наблюдательные скважины, которые характеризуют локальную картину положения границы раздела фаз. В процессе выработки запасов положение ГВК в районе эксплуатационных скважин может значительно отличаться от его положения в наблюдательных скважинах, и это необходимо учитывать при осуществлении контроля разработки месторождений углеводородов и прогнозировании основных технологических показателей.

Далее предлагается методология расширения области контроля положения ГВК посредством дополнения существующих методов ПГИ ретроспективным анализом результатов газодинамических исследований (ГДИ). Разработанный алгоритм применен на ряде месторождений ООО «Газпром добыча Ноябрьск» (далее – Общество) и показал хорошую сходимость с результатами ПГИ.

Методология

Согласно инструкции Р Газпром 086-2012 [2], периодичность исследований скважин устанавливается в соответствии с проектным документом по разработке. В среднем по месторождениям Общества ежегодный охват эксплуатационных скважин ГДИ составляет 25–30 %, что позволяет за три-четыре года исследовать 100 % эксплуатационного фонда каждого месторождения. Любое ГДИ является комплексным, т.е. предполагает снятие длительной по времени кривой восстановления давления (КВД) с последующей регистрацией индикаторной диаграммы (ИД) (рис. 1). Подобный подход позволяет одновременно решить ряд задач: определить фильтрационные свойства пласта, продуктивность скважины, оценить энергетическое состояние залежи, установить наличие или отсутствие граничных условий (границ различных типов) [1–5].

Первичным исследованием назовем такое ГДИ, которое проводят в рассматриваемой скважине после ее ввода в эксплуатацию (освоения), все последующие ГДИ будут иметь «повторный» характер, их обозначим через текущие исследования.

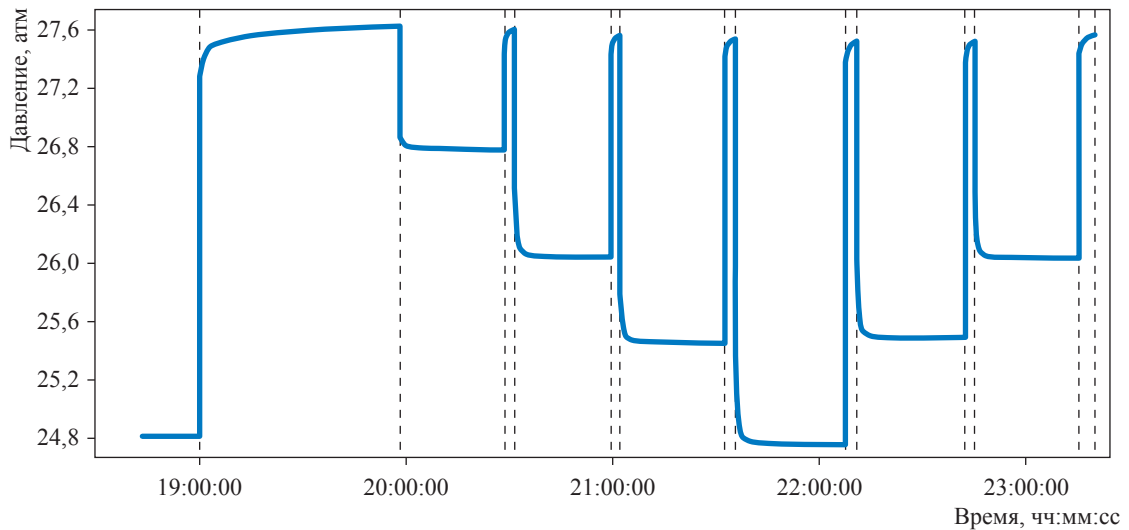


Рис. 1. Комплексное ГДИ (КВД + ИД)

В основе разработанной методики лежит анализ динамики изменения со временем t комплексного параметра динамической проводимости $\alpha(t) = kh_{эф}(t)$ (где k – средняя фазовая проницаемость коллектора, m^2 ; $h_{эф}$ – эффективная газонасыщенная мощность коллектора, м), определяемого в ходе интерпретации нестационарных исследований, к которым относят КВД.

В основе обработки КВД лежит решение дифференциального уравнения пьезопроводности, которое для фильтрации газа в пористой среде имеет нелинейный характер, поскольку основные свойства газа зависят от давления:

$$\frac{p}{\mu z} \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{k}{\phi \mu c_r} \nabla \left(\frac{p}{\mu z} \nabla p \right), \tag{1}$$

где p – давление, Па; μ – вязкость газа в пластовых условиях, Па·с; z – коэффициент сжимаемости газа; c_r – сжимаемость пластового газа, Па⁻¹; ϕ – средняя пористость коллектора, д. ед.

Для решения уравнения пьезопроводности Л.С. Лейбензон предложил ввести функцию псевдодавления $m(p)$:

$$m(p) = 2 \int_0^p \frac{p}{\mu z} dp. \tag{2}$$

После подстановки псевдодавления в уравнение пьезопроводности (1) получим:

$$\nabla^2 m(p) = \frac{1}{\alpha} \frac{\partial m(p)}{\partial t}, \tag{3}$$

где α – коэффициент пьезопроводности системы, характеризующий площадную скорость распространения изменения поля давления в пласте, м²/с. α определяют на статике или при начальных пластовых условиях:

$$\alpha = \frac{k}{\mu \phi c_r}. \tag{4}$$

В общем виде решение уравнения (3) для случая длительной работы газовой скважины перед ее закрытием на устье выглядит следующим образом:

$$m(p_3) = m(p_{пл}) - \frac{q_{ст} p_{ст} T_{пл}}{2\pi k h_{эф}(t) T_{ст}} \left(\ln \frac{2,25 \alpha t}{r^2} + 2(S + Dq_{ст}) \right), \tag{5}$$

где $p_3, p_{пл}, p_{ст}$ – забойное, пластовое и стандартное давления, Па, соответственно; $q_{ст}$ – дебит газа при стандартных условиях, м³/с; $T_{ст}, T_{пл}$ – стандартная и средняя пластовая температуры, К, соответственно; r – радиус скважины, м; S – механический скин-фактор; D – коэффициент не-Дарси-эффектов, с/м³; t – время остановки скважины, с.

Если пластовое давление ниже 13,79 МПа, для реального газа множитель $\mu z = \text{const}$, тогда решение уравнения пьезопроводности для условий остановки скважины, работающей длительное время, примет вид:

$$p_3^2 = p_{пл}^2 - \frac{q_{ст} p_{ст} T_{пл} \mu z}{2\pi k h_{эф}(t) T_{ст}} \left(\ln \frac{2,25\alpha t}{r^2} + 2(S + Dq_{ст}) \right). \tag{6}$$

Для пластового давления больше 20,68 МПа $\frac{p}{\mu z} = \text{const}$, тогда решение уравнения (3) принимает вид:

$$p_3 = p_{пл} - \frac{q_{ст} B_r \mu_{пл}}{4\pi k h_{эф}(t)} \left(\ln \frac{2,25\alpha t}{r^2} + 2(S + Dq_{ст}) \right), \tag{7}$$

где B_r – объемный коэффициент газа; $\mu_{пл}$ – вязкость газа при пластовых условиях (или на конец цикла снятия КВД), Па·с.

Воспользовавшись производной Бурде $\frac{\partial(m(p_{пл}) - m(p_3))}{\partial \ln t} = \frac{q_{ст} p_{ст} T_{пл}}{2\pi k h_{эф}(t) T_{ст}}$ и ото-

бразив на билогарифмическом графике изменение давления совместно с производной давления, можно определить динамическую проводимость $\alpha(t)$ коллектора. Рассмотрим общий случай, подходящий для любого диапазона давлений. Для условий установившегося радиального фильтрационного потока производная изменения давления со временем есть величина постоянная: на билогарифмическом графике она имеет нулевой угол наклона (рис. 2).

Определим динамическую проводимость коллектора в районе исследуемой скважины:

$$\alpha(t) = k h_{эф}(t) = \frac{q_{ст} p_{ст} T_{пл}}{2\pi T_{ст} \left| \frac{\partial(m(p_{пл}) - m(p_3))}{\partial \ln t} \right|_{\text{при стабилизации}}}. \tag{8}$$

Таким образом в ходе каждого текущего ГДИ находим динамическую проводимость. Сопоставляя текущую динамическую проводимость с первоначальной

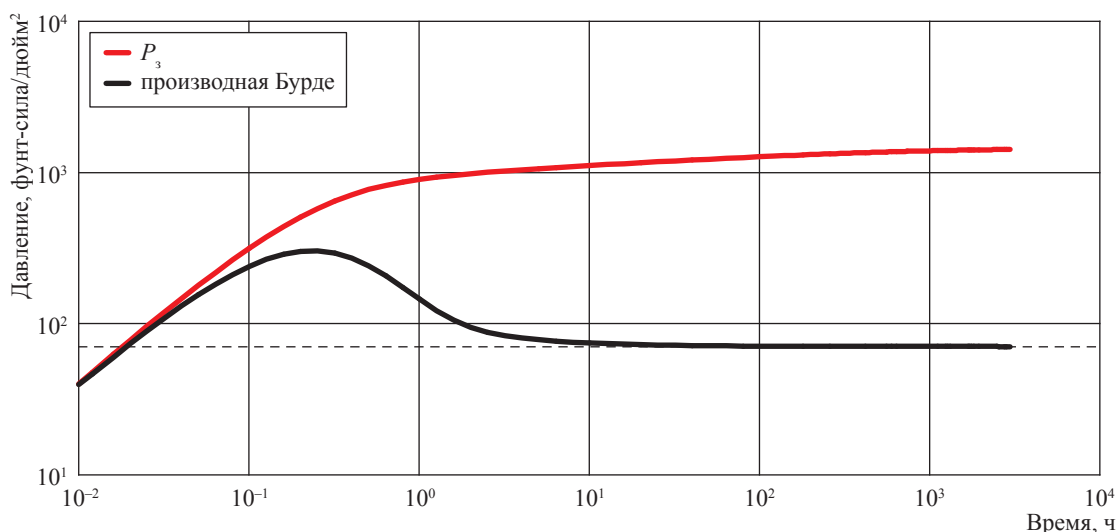


Рис. 2. Билогарифмический диагностический график

(которая установлена в ходе «первичных» исследований) определяем динамику изменения данного параметра.

Рост динамической проводимости коллектора является следствием вовлечения в разработку дополнительных пропластков, что благоприятно влияет на выработку запасов газа. Такой случай на практике (в условиях разработки газа сеноманского возраста) встречается редко ввиду однородности коллектора.

Обычно динамическая проводимость коллектора уменьшается со временем. Причины могут быть разными: например, уменьшилась эффективная газонасыщенная мощность коллектора, или на забое скважины сформировалась жидкостная или плотная песчаная пробка, которая исключила из процесса дренирования некоторые пропластки. Такая же динамика рассматриваемого параметра возможна в случае проведения водоизоляционных работ, в ходе которых интервалы притока газа претерпевают изменения. Детальный анализ истории эксплуатации исследуемой скважины позволит установить причину уменьшения динамической проводимости коллектора в изучаемом участке залежи.

Совмещение разновременных билогарифмических графиков позволяет наглядно отобразить изменение работающей газонасыщенной мощности коллектора в районе исследуемой скважины в терминологии изменения положения радиального фильтрационного потока (рис. 3).

Количественная оценка изменения положения ГВК рассчитывается из отношения

изменения текущей динамической проводимости коллектора к проницаемости коллектора в области исследуемой скважины, определенной в ходе первичного ГДИ:

$$h_{ГВК\text{ тек}} = h_{ГВК_0} - \frac{\alpha(0) - \alpha(t_i)}{k}, \tag{9}$$

где $h_{ГВК\text{ тек}}$, $h_{ГВК_0}$ – текущее и начальное положение ГВК, м, соответственно; $\alpha(0)$, $\alpha(t_i)$ – значения динамической проводимости коллектора, м³, определенные в ходе первичных и текущих i -х исследований в скважине соответственно.

Результаты

Разработанная методология контроля изменения положения ГВК была апробирована и в настоящее время широко используется на массивных газовых залежах сеноманского возраста месторождений Общества. Так, на одном из участков месторождений выявлен целый ряд изменений параметра $\alpha(t)$. Автором проведено сопоставление выявленных изменений комплексного параметра динамической проводимости $\alpha(t_i)$ по ГДИ с результатами ПГИ-контроля положения ГВК в пласте. В скважинах, где геофизическими методами диагностируется изменение положения ГВК в пласте, ГДИ показывают снижение $\alpha(t_i)$. В результате сформировано принципиальное понимание того, что снижение параметра $\alpha(t_i)$ является индикатором изменения положения ГВК в пласте.

Характерными особенностями залежи, где получена рассматриваемая зависимость,

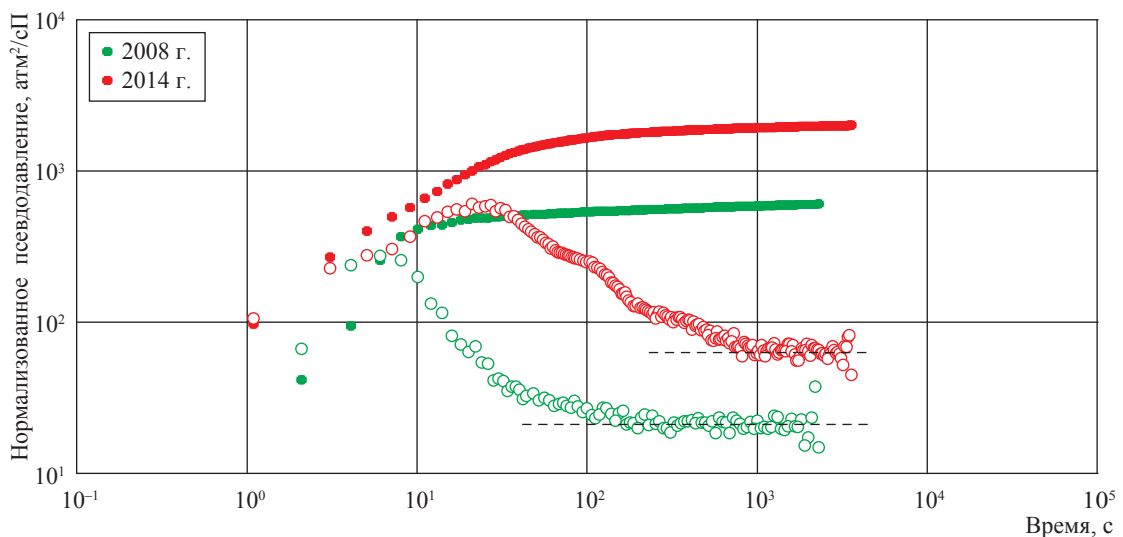


Рис. 3. Ретроспективный анализ ГДИ: диагностический график с производной Бурде

являются: массивность, сравнительно малая газонасыщенная мощность (около 30 м), высокая проницаемость (среднее значение $k = 0,320$ мкм²), низкая расчлененность. Детальные исследования показали, что результаты ГДИ могут выступать не только в роли индикатора изменения ГВК. В ряде случаев с их помощью можно выполнить и количественную оценку высоты подъема ГВК посредством сопоставления изменений динамической проводимости со временем. Сопоставление высоты подъема ГВК, определенного стандартной (ПГИ) и предлагаемой (ГДИ) методиками по ряду скважин, представлено на рис. 4. Анализ показал, что абсолютное отклонение изменения положения ГВК по предлагаемой методике составляет 0–3 м при среднем линейном отклонении 1,64 м. Коэффициент корреляции 0,75 указывает на хорошую сходимость результатов сравниваемых методов.

Сравнительный анализ результатов независимых определений высоты подъема ГВК методами ПГИ и ГДИ показал жизнеспособность рассматриваемой методики. После проведения широкомасштабных ГДИ с охватом всей площади месторождения изменение положения ГВК выявлено в 15 скважинах, причем ПГИ проведены только в 11 скважинах. Идентифицированные изменения по 11 скважинам хорошо согласуются с результатами ПГИ. При этом ГДИ имеют больший площадной охват и значительно расширяют

представление о зонах и областях поднятия ГВК. Рассматриваемая методика способствует контролю разработки месторождений, что приводит к улучшению как эффективности выработки запасов, так и экономических показателей добычи углеводородного сырья.

Предлагаемый способ обладает некоторыми достоинствами. Во-первых, он позволяет увеличить площадной охват исследованиями в части получения дополнительной информации по участкам и зонам изменения ГВК. Совместно с методами ПГИ обобщение информации по изменению уровня ГВК делает процесс разработки месторождения более управляемым. Во-вторых, данный способ дает информацию об изменении положения ГВК в тех случаях, когда традиционные методы ПГИ сделать этого не могут в силу конструктивных особенностей скважины. В-третьих, в ряде случаев способ может использоваться как альтернатива дорогим технологиям ПГИ. Такой подход позволит снизить затраты на ПГИ за счет выполнения исследований не систематически, а по необходимости после диагностирования изменения положения ГВК методами ГДИ.

Вместе с тем предложенная методика имеет недостатки. Так, определение высоты подъема ГВК осуществляется расчетным способом, что снижает достоверность количественной оценки. Также к недостаткам стоит отнести отсутствие возможности диагностировать изменение ГВК в рамках одного ГДИ в скважине. Обязательно необходим элемент сопоставления: сравнение с результатами предыдущих исследований. Метод не позволяет идентифицировать образование конуса подошвенной воды, который формируется в околоскважинной зоне, другими словами, он ориентирован в основном на удаленную зону пласта. Данным способом нельзя диагностировать изменение положения ГВК в случае, когда его перемещение происходит за область распространения импульса давления по вертикали (дренируемая часть продуктивного пласта по разрезу). Последнее в большей степени является ограничением, а не недостатком.

Таким образом, в ходе анализа разновременных результатов ГДИ разработан и предложен дополнительный метод контроля изменения положения ГВК в массивных газовых залежах, имеющих однородное строение.

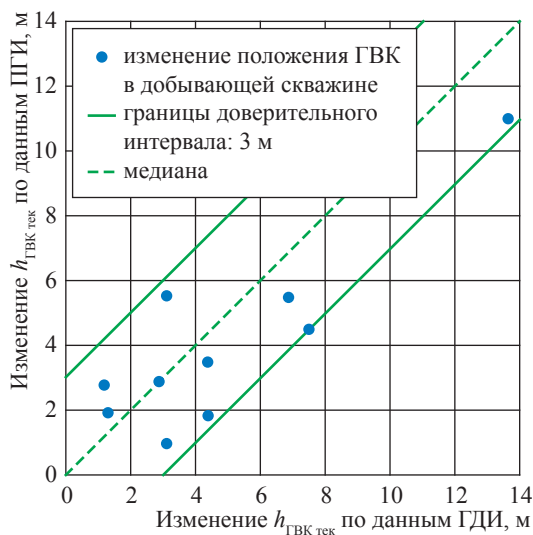


Рис. 4. Сопоставление данных о высоте подъема ГВК, полученных методами ПГИ и ГДИ

Сопоставление полученных результатов с традиционными методами оценки флюидонасыщения показало высокую степень сходимости результатов. Доступность метода позволит геологическим службам газовых промыслов

реализовать предложенный автором подход без привлечения дополнительных затрат и обеспечить тем самым гибкий контроль выработки запасов.

Список литературы

1. Кременецкий М.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин / М.И. Кременецкий, А.И. Ипатов. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 476 с.
2. Алиев З.С. Газогидродинамические исследования газовых и газоконденсатных пластов и скважин: учеб. пособие для вузов / З.С. Алиев, Л.В. Самуйлова. – М.: МАКС Пресс, 2011. – 340 с.
3. Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. Ч. 1. – М., 2011.
4. Мингазеев П.В. Гидродинамические исследования скважин / П.В. Мингазеев, М.В. Панков, Т.Е. Кулагина и др. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 340 с.
5. Bourdet D. Well test analysis: the use of advanced interpretation models / D. Bourdet // Handbook of petroleum exploration and production. – Elsevier Science B.V., 2002. – V. 3.

УДК 622.279.8

А.В. Прокопов, В.А. Истомина, Д.М. Федулов

Выделение углеводородов C_{3+B} из газоконденсатной смеси при промышленной подготовке пластового флюида

Ключевые слова: газоконденсатные месторождения, низкотемпературная сепарация газа, газ сепарации, степень извлечения углеводородов C_{5+B} , остаточное содержание углеводородов C_{5+B} , низкотемпературная абсорбция.

Keywords: gas-condensate field, low-temperature gas separation, separation gas, C_{5+} hydrocarbons recovery factor, C_{5+} hydrocarbons residual, low-temperature absorption.

Пластовые флюиды газовых и газоконденсатных месторождений существенно отличаются компонентным составом, в основном удельным содержанием углеводородов (УВ) группы C_{5+B} , которое может варьироваться от 0,2 г/м³ (сеноманские залежи месторождения Медвежье) до 350 г/м³ и более (ачимовские залежи Уренгойского месторождения).

В настоящее время промышленная подготовка конденсатсодержащих газов осуществляется по технологии низкотемпературной сепарации (НТС). В процессе подготовки происходят ступенчатое охлаждение пластового газа и конденсация УВ-жидкости. Термобарические параметры низкотемпературной ступени сепарации соответствуют температурам минус (30–25) °С при давлениях 5–7 МПа. Количество углеводородов C_3-C_4 и/или C_{5+B} , перешедших в жидкую фазу, по отношению к содержанию их в пластовом газе определяется как степень извлечения УВ C_3-C_4 и/или C_{5+B} .

Степень извлечения УВ C_{5+B} – один из основных показателей эффективности подготовки пластового газа. Для «жирных» газоконденсатных газов с содержанием УВ C_{5+B} в пластовом флюиде 150–200 г/м³ степень извлечения УВ C_3-C_4 составляет ~50 % и в процессе разработки месторождения остается практически неизменной. В то же время степень извлечения УВ C_{5+B} находится в диапазоне 90–98 % [1–4]. В процессе разработки газоконденсатного месторождения содержание УВ C_{5+B} в пластовом газе снижается из-за выпадения ретроградного конденсата в пласте.

Другим важным показателем эффективности подготовки пластового газа по технологии НТС является остаточное содержание УВ C_{5+B} в товарном газе. Установлено, что для разных составов пластового флюида с одинаковым содержанием УВ C_{5+B} в пластовом газе при температуре сепарации –30 °С содержание УВ C_{5+B} в товарном газе может отличаться в три раза (от 2 до 6 г/м³) [5]. На сегодняшний день снижение содержания ценных компонентов C_3-C_4 и C_{5+B} в составе товарного газа и увеличение степени их извлечения на промысле остается актуальным направлением развития технологий подготовки газа и конденсата.

Наиболее известные способы уменьшения концентрации УВ C_3-C_4 и/или C_{5+B} в товарном газе – это снижение температуры НТС и применение технологий низкотемпературной абсорбции (НТА) подготовки газа при температурах до –35 °С. Расчетный анализ показал, что проведение процесса НТС при температурах минус (50–45) °С обеспечивает степень извлечения углеводородов C_{3+B} на уровне 80–85 %, а C_{5+B} – свыше 99 %. Достижение таких температур НТС, как правило, связано с использованием турбодетандерных агрегатов. При этом подготовка товарной жидкой продукции (нестабильного, дезанизированного или стабильного конденсата) осуществляется в ректификационной колонне, интегрированной в общую технологическую схему подготовки газа [2]. Промысловый вариант НТА реализован на установке комплексной подготовки газа УКПГ-1В Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (рис. 1) [6]. В технологической схеме в качестве абсорбента используется конденсат с 1-й ступени сепарации после его частичной дегазации в трехфазном разделителе (рис. 2). Дополнительное извлечение УВ C_3-C_4 и C_{5+B} по технологии промышленной НТА по сравнению с технологией НТС на том же температурном уровне составляло 11,3 и 1,2 г/м³ соответственно. При этом общий выход нестабильного конденсата с УКПГ-1 увеличивался на 20 г/м³.

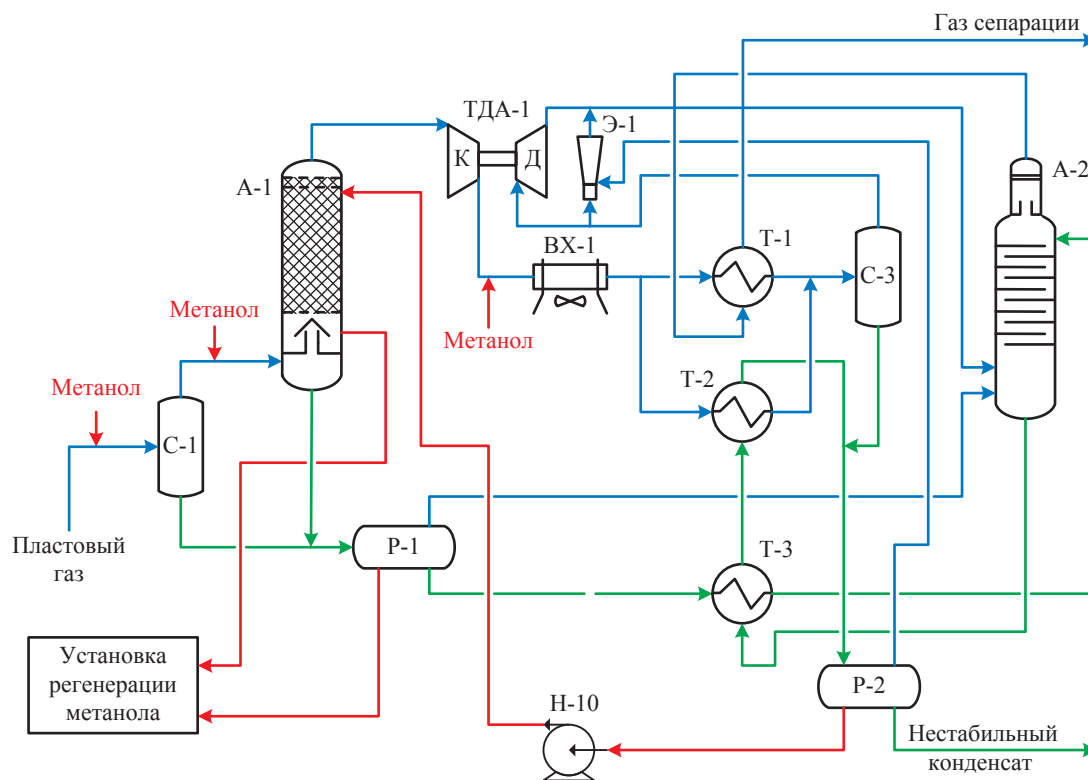


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема УКПГ-1В Ямбургского месторождения:
 VX-1 – воздушный холодильник; T-1, -2, -3 – теплообменники; ТДА-1 – турбодетандер;
 P-1, -2 – разделители; C-1, -3 – сепараторы; A-1, -2 – абсорберы;
 Э-1 – эжектор; Н-10 – насос

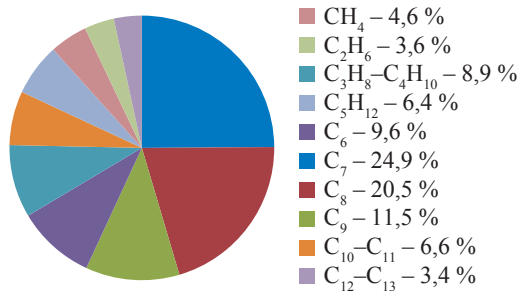


Рис. 2. Состав абсорбента УКПГ-1В на 13-й год разработки Ямбургского месторождения, % масс.

Наличие в составе абсорбента УВ C₁–C₂ (8,2 % масс.), C₃–C₄ (8,9 % масс.) и C_{5+B} (6,4 % масс.), подлежащих извлечению, существенно снижает его абсорбционную емкость и, следовательно, эффективность извлечения как C₃–C₄, так и C_{5+B}. Чтобы обеспечить максимально полное и селективное извлечение УВ C₃–C₄ и C_{5+B} из природного газа и определить оптимальные параметры абсорбции газа для интенсификации извлечения УВ C₃–C₄ и C_{5+B},

необходимо определить состав углеводородного абсорбента. С этой целью процесс абсорбции проанализирован на примере модельного абсорбента – углеводородов парафинового ряда от C₅ до C₁₂.

Расчетные исследования процесса абсорбции осуществлялись при температурах –30 и –25 °С и четырех теоретических ступенях контакта. Количество теоретических ступеней контакта не влияет на определение оптимального состава абсорбента и далее оптимизируется непосредственно для выбранного состава. Расчеты фазового равновесия проводились по уравнению состояния Пенга–Робинсона, которое с достаточной для практических целей точностью описывает фазовые равновесия легких углеводородов [7].

Определение оптимального состава абсорбента покажем на примере пластового газа с содержанием УВ C_{5+B} 153 г/м³. Содержание извлекаемых компонентов в составе газа сепарации приведено в таблице. Результаты расчетов абсорбции УВ C_{5+B} для температур –25 и –30 °С при удельном расходе абсорбента 10 г/м³ газа

Удельное содержание компонентов C_{3+B} в товарном (НТС) газе, $г/м^3$

Компонент	Температура сепарации, °С	
	-25	-30
C_3	35,8	32,6
и- C_4	8,4	7,2
н- C_4	10,1	8,3
и- C_5	2,6	2,1
н- C_5	2	1,5
ΣC_{5+B}	5,5	4,3
ΣC_{6+}	0,9	0,7

сепарации приведены на рис. 3. Минимальное содержание УВ C_{5+B} в газе после НТА соответствует абсорбенту, состоящему из УВ C_9-C_{10} .

Снижение температуры абсорбции газа с -25 до -30 °С позволяет увеличить извлечение УВ C_{5+B} с 66,6 до 71,4 $г/м^3$. Увеличение степени извлечения УВ C_{5+B} с понижением температуры обусловлено также и более низким содержанием УВ C_{5+B} в газе промежуточной ступени сепарации на входе в абсорбер.

Далее проанализируем влияние удельного расхода абсорбента на степень извлечения целевых УВ. Увеличение удельного расхода абсорбента (C_9 или C_{10}) с 10 до 20 $г/м^3$ позволяет уменьшить остаточное содержание УВ C_{5+B} в газе после абсорбции на 40 % (с 1,8 до 1,1 $г/м^3$). Таким образом, по сравнению с технологией НТС остаточное содержа-

ние УВ C_{5+B} в товарном газе для расхода абсорбента 20 $г/м^3$ снижается примерно в 4 раза.

Суммарно оба фактора – увеличение удельного расхода абсорбента с 10 до 20 $г/м^3$ и снижение температуры НТС с -25 до -30 °С – позволяют повысить степень извлечения УВ C_{5+B} в среднем на 40 %. При этом существенно более эффективным является увеличение расхода абсорбента. Поэтому дальнейшие расчетные исследования абсорбционной технологии по интенсификации извлечения УВ C_3-C_4 выполнены при температуре НТС -25 °С.

На рис. 4 приведены результаты расчетов абсорбции УВ C_3-C_4 для температуры -25 °С и удельных расходов абсорбента 10 и 20 $г/м^3$. Минимальное содержание УВ C_3-C_4 в газе после НТА соответствует абсорбенту C_6-C_7 . Увеличение удельного расхода абсорбента (C_6 или C_7) с 20 до 30 $г/м^3$ позволяет уменьшить содержание УВ C_3-C_4 в газе после абсорбции на 35 % (с 54,1 до 34,2 $г/м^3$). По сравнению с технологией НТС остаточное содержание УВ C_3-C_4 в товарном газе для абсорбента C_6-C_7 снижается примерно в 1,6 раза.

Исследуем технологические параметры абсорбционной технологии, влияющие на извлечение УВ C_{3+B} , а именно число теоретических ступеней контакта в абсорбере. На рис. 5 приведены зависимости содержания УВ C_3-C_4 и C_{5+B} в газе после абсорбции для узкой углеводородной фракции,

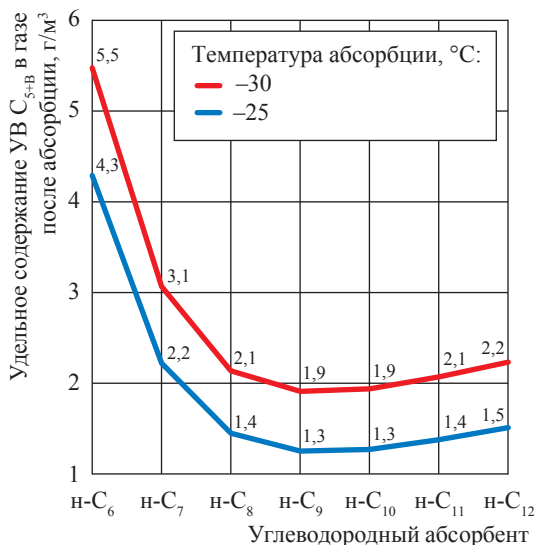


Рис. 3. Удельное содержание УВ C_{5+B} в природном газе после НТА с использованием различных абсорбентов

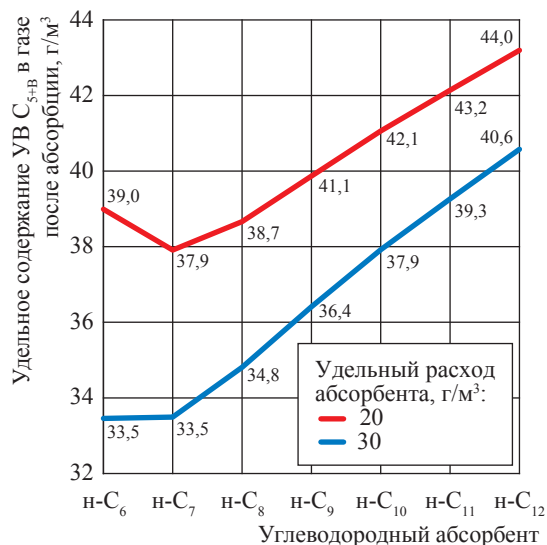


Рис. 4. Удельное содержание УВ C_3-C_4 в природном газе после НТА (-25 °С) с использованием различных абсорбентов

соответствующей углеводородам парафинового ряда C_6 , C_7 , C_9 и C_{10} , при удельном расходе абсорбента 20 г/м^3 (для C_9 , C_{10}) и 30 г/м^3 (для C_6 , C_7) и температуре -25°C . Видно, что оптимальное для извлечения УВ C_{5+B} число ступеней контакта в абсорбере три-четыре, для извлечения C_3-C_4 – четыре-пять. Дальнейшее увеличение количества теоретических ступеней контакта приводит к незначительному увеличению степени извлечения.

Резюмируя представленные выше расчетные исследования можно сделать вывод, что для извлечения УВ C_{5+B} наиболее подходящим абсорбентом является углеводородная фракция с физико-химическими характеристиками, соответствующими углеводородам парафинового ряда C_9-C_{10} . Оптимальные параметры процесса абсорбции: четыре теоретических ступени контакта и удельный расход абсорбента 20 г/м^3 .

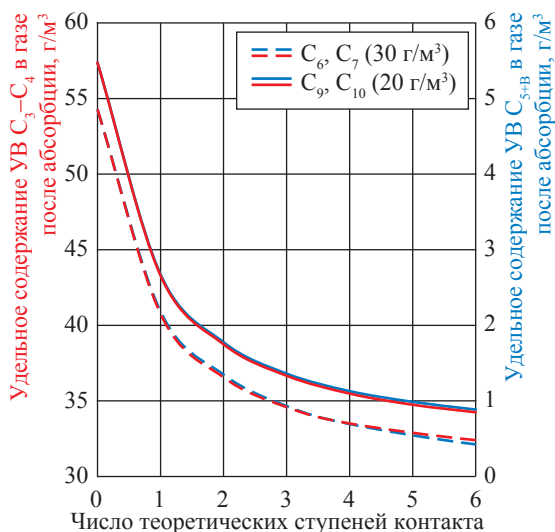


Рис. 5. Остаточное содержание УВ C_3-C_4 и C_{5+B} в газе после НТА (-25°C) в зависимости от числа теоретических ступеней контакта в абсорбере при использовании в качестве абсорбента углеводородов C_6 , C_7 , C_9 и C_{10}

При этих параметрах обеспечивается снижение остаточного содержания УВ C_{5+B} в товарном газе примерно в 5 раз (по сравнению с технологией НТС).

Максимальное извлечение УВ C_3-C_4 обеспечивается при использовании в качестве абсорбентов гексана или гептана. При этом разница в извлечении между гексаном и гептаном не превышает 5 %. Оптимальное число теоретических ступеней контакта четыре при расходе абсорбента 20 г/м^3 и пять при расходе 30 г/м^3 . Увеличение удельного расхода с 20 до 30 г/м^3 для гексана либо гептана при пяти теоретических ступенях контакта позволяет повысить степень извлечения пропана и бутанов на 6,7 и 37,5 % соответственно. Применение в качестве абсорбентов УВ C_6-C_7 с удельным расходом 30 г/м^3 при четырех теоретических ступенях контакта обеспечивает снижение содержания УВ C_3-C_4 в товарном газе в 1,5 раза, степень извлечения УВ C_{5+B} незначительна.

Для одновременного извлечения и УВ C_3-C_4 и УВ C_{5+B} наиболее подходящими абсорбентами являются УВ C_9-C_{10} , извлечение УВ C_3-C_4 составляет $\sim 18\%$ масс.

Таким образом, в работе проанализирована степень извлечения УВ C_3-C_4 и C_{5+B} для традиционных установок НТС на температурном уровне минус ($30-25$) $^\circ\text{C}$. Показано, что степень извлечения УВ C_3-C_4 и C_{5+B} может быть увеличена благодаря применению оптимизированных НТА-технологий подготовки газа и конденсата.

Определены селективные абсорбенты и оптимальные параметры абсорбции для интенсификации степени извлечения УВ C_3-C_4 и C_{5+B} . Результаты расчетно-технологического моделирования позволяют провести оптимизацию существующей технологической схемы НТА и разработать новые технологические схемы для дополнительного извлечения УВ C_{3+B} .

Список литературы

1. Истомин В.А. Низкотемпературные процессы промышленной обработки природных газов. Ч. I / В.А. Истомин. – М.: ИРЦ Газпром, 1999. – 76 с.
2. Кубанов А.Н. Интенсификация промышленной низкотемпературной обработки природных газов на северных месторождениях: дис. ... канд. тех. наук / А.Н. Кубанов. – М., 1998.
3. Прокопов А.В. Степень извлечения и остаточное содержание углеводородов $C_{5+В}$ в газе сепарации газоконденсатных месторождений / А.В. Прокопов, В.А. Истомин, Д.М. Федулов // Нефтегазохимия. – 2016. – № 2. – С. 64–70.
4. Кубанов А.Н. Пути решения задачи подготовки газа неом-юрских залежей месторождений полуострова Ямал с получением стабильного конденсата / А.Н. Кубанов, А.В. Козлов, Т.С. Цацулина и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2010. – № 4. – С. 54–60.
5. Кубанов А.Н. Технологические аспекты нормирования потерь конденсата на УКПГ / А.Н. Кубанов, Н.Н. Ключова // Газовая промышленность. – 2014. – № 9. – С. 89–92.
6. Кубанов Е.Н. Опыт эксплуатации технологии ПНТА и перспективы внедрения новых способов извлечения жидких углеводородов / Е.Н. Кубанов, С.А. Туревский, А.Н. Шевелев // Оценка эффективности научно-технических решений, реализованных на нефтегазодобывающих объектах ОАО «Газпром»: м-лы Научно-технического совета ОАО «Газпром». – М.: ИРЦ Газпром, 1999. – С. 134–143.
7. Jaubert J.-N., Mutelet F. VLE predictions with the Peng–Robinson equation of state and temperature dependent calculated through a group contribution method / Jean-Noel Jaubert, Fabrice Mutelet // Fluid Phase Equilibria. – 2004. – № 224. – P. 285–304.

Сведения об авторах

<i>Агашева Мария Алексеевна</i>	аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова. Тел.: +7(968)69-099-13. E-mail: mariyaagasheva@gmail.com
<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>Ахмедсафин Сергей Каснулович</i>	к.т.н., заместитель начальника Департамента ПАО «Газпром». Тел.: +7(812)413-73-02. E-mail: S.Akhmedsafin@adm.gazprom.ru
<i>Богатырёв Александр Фёдорович</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>Большакова Мария Александровна</i>	к.г.-м.н., старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова. Тел.: +7(910)467-21-45. E-mail: masha_gav@mail.ru
<i>Боровков Евгений Васильевич</i>	начальник отдела Инженерно-технического центра ООО «Газпром переработка». Тел.: +7(3462)75-16-12. E-mail: BorovkovEV@gpp.gazprom.ru
<i>Брусилковский Александр Иосифович</i>	д.т.н., профессор, эксперт ООО «Газпромнефть НТЦ». Тел.: +7(903)591-97-90. E-mail: Brusilovskiy.AI@gazprom-neft.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.gazprom.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>Васильев Юрий Николаевич</i>	д.т.н., профессор, главный научный сотрудник Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-26. E-mail: Y_Vasiliev@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>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_Grigogiev@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>Гусейнов Август Гариб оглы</i>	к.т.н., доцент кафедры теплотехники Азербайджанского технического университета. Тел.: +99(450)457-57-11. E-mail: hesret.66@gmail.com
<i>Зайченко Виктор Михайлович</i>	д.т.н., завотделом ФГБУ «Объединенный институт высоких температур РАН». Тел.: +7(495)484-19-55. E-mail: zaitch@oivtran.ru
<i>Зинченко Игорь Александрович</i>	к.т.н., начальник Управления по разработке месторождений Департамента ПАО «Газпром». Тел.: +7(812)413-73-70. E-mail: I.Zinchenko@adm.gazprom.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.gaprom.ru
<i>Карначёв Дмитрий Валерьевич</i>	заведующий сектором 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: D_Karnachev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Карпов Юрий Алексеевич</i>	аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова. Тел.: +7(916)299-76-68. E-mail: y.a.karpov@yandex.ru
<i>Касперович Александр Геннадьевич</i>	к.т.н., ведущий инженер Инженерно-технического центра ООО «Газпром переработка». Тел.: +7(499)580-32-82. E-mail: KasperovichAG@gpp.gazprom.ru
<i>Катков Денис Андреевич</i>	аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова. Тел.: +7(916)433-70-23. E-mail: denis.kat90@gmail.com
<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>Коваленко Юрий Фёдорович</i>	д.ф.-м.н., заведующий Лабораторией геомеханики Института проблем механики им. А.Ю. Ишлинского РАН. Тел.: +7(495)434-34-47. E-mail: perfolinkgeo@yindex.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>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>Кузнецов Михаил Александрович</i>	д.т.н., доцент, профессор Тамбовского государственного технического университета. Тел.: +7(902)724-15-73. E-mail: kuznecam@mail.ru
<i>Ларюхин Алексей Иванович</i>	главный инженер – первый заместитель начальника Инженерно-технического центра – филиала ООО «Газпром добыча Уренгой». Тел.: +7(3494)99-18-02. E-mail: a.i.laryukhin@gd-urengoy.gazprom.ru
<i>Латышев Александр Александрович</i>	к.т.н., доцент, заместитель начальника Отдела Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)75-18-94. E-mail: a.latyshev@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Люгай Дмитрий Владимирович</i>	д.т.н., Генеральный директор ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-49-93. E-mail: D_Lyugai@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>	заведующая 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>Михалкина Ольга Геннадьевна</i>	к.х.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории комплексного исследования кернового материала Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(985)067-18-24. E-mail: O_Mikhalkina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Молчанов Дмитрий Анатольевич</i>	младший научный сотрудник ФГБУ «Объединенный институт высоких температур РАН». Тел.: +7(495)484-19-55. E-mail: dmitriy.molchanov13@gmail.com
<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>Нестеренко Александр Николаевич</i>	к.т.н., заместитель Генерального директора ООО «ТюменНИИгипрогаз» по научным и проектным работам в области разработки и эксплуатации газоконденсатных и нефтяных месторождений. Тел.: +7(3452)28-62-02. E-mail: Nesterenko@tngg.ru
<i>Нестеров Павел Александрович</i>	инженер-энергетик ОАО «Тамбовский завод «Электроприбор». Тел.: +7(752)63-03-70. E-mail: geometry@mail.nnn.tstu.ru
<i>Овсянкин Михаил Викторович</i>	начальник Отдела Инженерно-технического центра ООО «Газпром переработка». Тел.: +7(3462)75-16-65. E-mail: OvsyankinMV@gpp.gazprom.ru

<i>Овсянников Павел Олегович</i>	инженер ФГУП «НИИ НПО «ЛУЧ». Тел.: +7(752)63–03–70. E-mail: geometry@mail.nnn.tstu.ru
<i>Омельченко Олег Анатольевич</i>	старший научный сотрудник Лаборатории добычи и переработки углеводородного сырья ООО «ТюменНИИгипрогаз». Тел.: +7(3452)28–65–80. E-mail: OmelchenkoOA@tngg.ru
<i>Остроухов Николай Сергеевич</i>	начальник Лаборатории централизованного хранения и формирования коллекций керн и флюидов Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–47–08. E-mail: N_Ostroukhov@vniigaz.gazprom.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>Прокопов Андрей Васильевич</i>	научный сотрудник Лаборатории промышленных низкотемпературных процессов Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–40–26. E-mail: A_Prokopov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Пушкарёва Дарья Андреевна</i>	магистрант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова. Тел.: +7(916)106–89–35. E-mail: dariapushkareva@mail.ru
<i>Ракк Павел Павлович</i>	инженер Отдела Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)75–18–94. E-mail: p.rakk@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Рассохин Андрей Сергеевич</i>	к.т.н., заместитель начальника Лаборатории геолого-промышленных исследований Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)655–44–55. 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(657)–44–55. E-mail: S_Rassokhin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Рыжов Алексей Евгеньевич</i>	к.г.-м.н., заместитель Генерального директора ООО «Газпром ВНИИГАЗ» по науке. Тел.: +7(498)657–96–85. E-mail: A_Ryzhov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Рычков Дмитрий Александрович</i>	старший научный сотрудник Лаборатории добычи и переработки углеводородного сырья ООО «ТюменНИИгипрогаз». Тел.: +7(3452)28–65–80. E-mail: Rychkov@tngg.ru
<i>Санникова Ирина Алексеевна</i>	аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова. Тел.: +7(926)731–97–03. E-mail: i.sannikova@oilmsu.ru
<i>Сауткин Роман Сергеевич</i>	к.г.-м.н., научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова. Тел.: +7(985)158–28–15. E-mail: r.sautkin@oilmsu.ru
<i>Склярлова Зоя Павловна</i>	к.г.-м.н., директор Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–96–85. E-mail: Z_Sklyarova@vniigaz.gazprom.ru

<i>Соколов Александр Фёдорович</i>	к.т.н., начальник Лаборатории физического моделирования многофазных процессов Корпоративного центра исследования пластовых систем (керна 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 ФГБУ «Объединенный институт высоких температур РАН». Тел.: +7(962)951-53-52. E-mail: sokotushenko@mail.ru
<i>Ступакова Антонина Васильевна</i>	д.г.-м.н., профессор, заведующая кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова. Тел.: +7(495)939-55-76. E-mail: a.stoupakova@oilmsu.ru
<i>Суслова Анна Анатольевна</i>	к.г.-м.н., старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова. Тел.: +7(916)158-17-21. E-mail: a.suslova@oilmsu.ru
<i>Сутырин Александр Викторович</i>	к.т.н., начальник Лаборатории разработки технологий строительства скважин Центра разработки месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-26. E-mail: A_Sutyurin@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 (керна и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-77. E-mail: V_Troitskiy@vniigaz.gazprom.ru
<i>Федоров Иван Александрович</i>	младший научный сотрудник Лаборатории моделирования процессов разработки Центра геологического и гидродинамического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(916)351-40-60. E-mail: I_Fedorov@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 (керна 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 (керна и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-41-92. E-mail: E_Fomin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Циглер Наталья Львовна</i>	заведующая сектором физико-химических исследований ООО «ТюменНИИгипрогаз». Тел.: +7(3452)28-61-50. E-mail: tsiglerml@tngg.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>Шарипов Альберт Фаритович</i>	инженер I категории Отдела Корпоративного центра исследований пластовых систем (керна и флюиды) филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)73-52-2. E-mail: A.Sharipov@sng.vniigaz.gazprom.ru

<p><i>Шафиев Ильдар Маратович</i></p>	<p>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</p>
<p><i>Шахвердиев Астан Нушраван оглы</i></p>	<p>д.т.н., профессор, заведующий кафедрой тепло- и хладотехники Азербайджанского технического университета. Тел.: +99(412)539-14-32. E-mail: ist@aztu.edu.az</p>
<p><i>Шеберстов Евгений Викторович</i></p>	<p>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</p>
<p><i>Шиллинг Леонид Анатольевич</i></p>	<p>инженер 1-й категории Инженерно-технического центра ООО «Газпром переработка». Тел.: +7(3462)75-29-05. E-mail: ShillingLA@gpp.gazprom.ru</p>
<p><i>Якушенко Евгения Александровна</i></p>	<p>инженер 2-й категории Лаборатории добычи и переработки углеводородного сырья ООО «ТюменНИИгипрогаз». Тел.: +7(3452)26-55-86. E-mail: YakushenkoEA@tngg.ru</p>
<p><i>Янкевич Наталья Михайловна</i></p>	<p>начальник Отдела физико-химических исследований Инженерно- технического центра – филиала ООО «Газпром добыча Уренгой». Тел.: +7(3494)99-18-52. E-mail: n.m.yankevich@gd-urengoy.gazprom.ru</p>

Аннотированный перечень статей

Ахмедсафин С.К. Современное состояние, проблемы и перспективы исследований пластовых систем (керна, флюиды) месторождений нефти и газа / С.К. Ахмедсафин, Д.В. Люгай // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28). – С. 4–6.

Перечислены основные предпосылки создания и потенциальные задачи вертикально структурированной Корпоративной системы работ с кернами материалом и пластовыми флюидами ПАО «Газпром». Система предусматривает координированное взаимодействие всех подразделений Общества, занимающихся отбором, транспортировкой, исследованием и хранением керна материала и проб пластовых флюидов, на основе унификации и объединения нормативно-методической базы, технического обеспечения экспериментально-аналитических работ и информационного поля результатов исследований пластовых систем.

Рыжов А.Е. Совершенствование системного подхода к исследованиям керна и пластовых флюидов нефтегазовых месторождений в ПАО «Газпром» (создание Корпоративной системы исследований керна и флюидов) / А.Е. Рыжов, З.П. Склярова // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28). – С. 7–12.

Показаны структура и функциональные связи Корпоративной системы работ с кернами материалом и пластовыми флюидами ПАО «Газпром». Охарактеризован комплекс исследований нефтегазовых пластовых систем, выполняемый участниками Корпоративной системы: оперативные (полевые) исследования керна; промысловые гидродинамические, газоконденсатные, геофизические исследования скважин с отбором проб пластовых флюидов; комплексные лабораторно-аналитические и экспериментальные исследования керна; комплексные лабораторные исследования физико-химических свойств и технологических характеристик пластовых флюидов; термодинамические исследования углеводородных систем, фазового поведения пластовых газоконденсатных систем; физическое и математическое моделирование фильтрационных процессов в пласте, разработка методов и технологий воздействия на пласт с целью повышения углеводородоотдачи; создание нормативно-методической документации в области исследований керна и пластовых флюидов. Отмечены разработка Комплексной программы частичного импортозамещения приборной базы для исследования керна и пластовых флюидов, а также введение в эксплуатацию кернохранилищ в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и ООО «ТюменНИИгипрогаз» с целью паспортизации, кондиционного хранения и формирования эталонных коллекций керна материала и проб пластовых флюидов.

Григорьев Б.А. Методы моделирования фазового поведения пластовых систем / Б.А. Григорьев, А.И. Брусиловский, И.А. Зинченко // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28). – С. 13–20.

Приводится ретроспективный анализ используемых в инженерной практике методов математического моделирования фазового состояния и термодинамических свойств нефтегазовых пластовых систем. Отмечается, что на современном этапе для этого в основном применяются уравнения состояния в совокупности с идентификацией параметров компонентов-фракций природных смесей и эффективными алгоритмами численного решения поставленных задач, сформулированных с использованием фундаментальных положений термодинамики многокомпонентных систем.

Характеризуются этапы развития кубических уравнений состояния как инструмента моделирования массообменных процессов и термобарических свойств пластовых флюидов при проектировании разработки и эксплуатации месторождений природного газа и нефти. Показано, что многокоэффициентные уравнения состояния получили в последние десятилетия новое развитие благодаря фундаментальным исследованиям российских и зарубежных ученых, обозначивших перспективы повышения с их помощью точности описания термодинамических свойств природных углеводородных систем. Сделан обзор современных методов компьютерного атомистического моделирования молекулярных систем применительно к вопросам добычи углеводородов.

Отмечается, что теоретические знания, богатый прикладной опыт математического и компьютерного моделирования, а также понимание практических потребностей отрасли позволяют российским специалистам решить актуальную задачу создания в рамках государственной программы импортозамещения отечественного программно-вычислительного комплекса для расчета фазовых превращений и теплофизических свойств природных многокомпонентных систем, который будет полезен всем проектным, научно-исследовательским и учебным организациям нефтегазового профиля.

Шеберстов Е.В. О моделях подземной физико-химической гидродинамики / Е.В. Шеберстов // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28). – С. 21–26.

Решение многих проблем разработки нефтяных и газовых месторождений, подземного хранения газа, экологии опирается на результаты физического и математического моделирования физико-химических процессов в пласте. Многообразие процессов создает трудности как в части лабораторного оборудования, так и в части математического обеспечения планирования и интерпретации экспериментов.

Центральной функцией математического обеспечения является цифровая имитация процесса,

протекающего в керновой модели пласта при проведении лабораторного опыта. Компьютерная программа-имитатор позволяет провести глубокий анализ результатов опыта: установить соответствие процесса теоретическим представлениям, определить некоторые характеристики системы «керна-флюид», составить план последующих экспериментов и т.д.

Исходя из опыта применения математических моделей для интерпретации экспериментов в статье предложен подход к созданию компьютерных моделей для довольно широкого круга процессов. Используется схема многофазной многокомпонентной фильтрации во вложенных средах, на основании которой формируется матрица процесса, определяющая распределение компонентов по фазам и средам. Уравнения материального баланса составляются для каждого компонента отдельно по фазам. Перенос компонентов между фазами и средами описывается обменными членами. С помощью элементарных преобразований система уравнений модели приводится к стандартному виду. Численное решение выполняется методом прямых с использованием обыкновенных дифференциальных уравнений, решение которых поддерживается общематематическими программными пакетами. Отмечена важная роль нульмерных моделей, описывающих поведение неравновесных систем в герметичных ячейках.

В качестве примера рассмотрен процесс вытеснения нефти раствором полимера из засолоненного коллектора.

Нестеренко А.Н. Практический опыт, проблемы и пути совершенствования методов определения и прогноза составов добываемого сырья газоконденсатных месторождений для адекватного моделирования его промышленной подготовки, транспорта и переработки / А.Н. Нестеренко, А.Г. Касперович, О.А. Омельченко, Д.А. Рычков, Е.А. Якушенко // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28). – С. 27–36.

Рассматриваются вопросы определения и прогноза компонентно-фракционного состава сырья газоконденсатных месторождений для последующего моделирования его промышленной подготовки, транспорта и переработки. Представлена специально разработанная и реализованная в ООО «ТюменНИИгипрогаз» методология периодического определения составов добываемого сырья действующих северных газоконденсатных месторождений Западной Сибири с последующим моделированием промышленной подготовки в режиме расчетно-технологического мониторинга на базе экспериментальных составов, фактических усредненных параметров аппаратов и удельных выходов конденсата.

Утверждается, что прогнозная оценка составов добываемого сырья проблематична с точки зрения адекватной реализации. Наглядно показано, что традиционные расчетные методики дифференциальной конденсации во многих случаях дают завышенные относительно эксперимента объемы жидкой фазы и более резкое облегчение расчетных составов

газа относительно экспериментальных по мере снижения давления, что ставит под сомнение возможность корректного моделирования процессов фазовых переходов в пластовых условиях на основе традиционных уравнений состояния (в том числе Пенга–Робинсона). В свете этого авторами предприняты попытки создать упрощенные модели, имитирующие процессы изменения составов добываемого сырья газоконденсатных месторождений. В том числе разработан и реализован статистический метод прогноза изменения составов добываемого сырья на основе интерполяции массивов коэффициентов изменения экспериментально определяемых концентраций компонентов отводимой газовой фазы в процессе экспериментальной дифференциальной конденсации.

Григорьев Б.А. Математическое моделирование процессов изотермической фильтрации газоконденсатной смеси при различных режимах течения / Б.А. Григорьев, В.М. Зайченко, Д.А. Молчанов, В.Н. Сокотущенко // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28). – С. 37–40.

На промыслах иногда обнаруживают неустойчивость работы газоконденсатных скважин. Причиной наблюдаемых пульсаций может быть как воздействие известных внешних периодических факторов, так и монотонные притоки энергии в систему, которая в действительности (за счет нелинейности) преобразует поступающую энергию в колебания. В этой связи задача исследования пульсационного режима фильтрации является актуальной.

Математическая возможность исследования автоколебаний в процессе фильтрации связывается с потерей устойчивости стационарных решений уравнений двухфазной многокомпонентной фильтрации. Время релаксации в системе возрастает при приближении ее к области неустойчивости, причем согласно экспериментальным данным близость к области неустойчивости определяется таким параметром, как отклонение давления на выходе от давления максимальной конденсации.

Статья посвящена математическому описанию потери устойчивости процесса неравновесной фильтрации и вычислению зависимости периода автоколебательных режимов течения двухфазных многокомпонентных смесей через пористые среды от характерных времен релаксации системы. Показано, что при определенном сочетании физических параметров возникает эффект автоколебаний, и для вычисления значений параметров, отвечающих возникновению неустойчивых фильтрационных течений, требуется решение задачи неустойчивости фильтрационных течений и не требуется прямого решения системы уравнений двухфазной многокомпонентной фильтрации.

Ваньков В.П. Обоснование эффективности экранных технологий для повышения углеводородоотдачи методами физического и математического моделирования / В.П. Ваньков, А.В. Мизин, С.Г. Рассохин, А.Ф. Соколов, В.М. Троицкий, А.Л. Ковалёв, Е.Л. Фомин // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований

пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28). – С. 41–49.

При последовательной, частично-совмещенной разработке нефтяной и газоконденсатной зон месторождений существует опасность развития процессов расформирования нефтяной оторочки, образования депрессионных воронок и деформации газонефтяных контактов. Это приводит в конечном итоге к нежелательным пластовым потерям нефти и снижению коэффициента извлечения нефти. Для предотвращения указанных явлений часто предлагается экранная технология изоляции газо- и нефтенасыщенной частей нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ).

В статье предложена методика научно-обоснованного выбора наиболее эффективного агента – формирователя экрана между газоконденсатной и нефтяной частями продуктивных отложений углеводородов. Исследования выполнены методами физического и математического моделирования. Объектом исследования послужило типичное терригенное НГКМ, содержащее нефтяную оторочку и произвольную по продуктивной толщине газоконденсатную часть залежи.

Для создания искусственных экранов выбраны водные растворы полиакриламида, неорганическая гелеобразующая композиция ГАЛКА®-НТМ и полимерная гелеобразующая композиция «Криогель-ПРО». Гидродинамический экран сформирован на керновых моделях пласта по специальной методике. Надежность и качество экранов оцениваются по величине давления прорыва экрана и фактору остаточного сопротивления. В результате подобраны наиболее эффективные агенты – формирователи экрана.

Для проверки успешности использования технологии экранирования в масштабах НГКМ созданы математические модели течения агентов – формирователей экрана в пластовой системе и выполнены вычислительные эксперименты. Алгоритм расчетов и их последующий анализ рекомендуются для выбора наиболее эффективных агентов или поиска новых рецептур формирователей экранов.

Богатырёв А.Ф. Термодиффузия в разреженных трехкомпонентных газовых системах / А.Ф. Богатырёв, Е.Б. Григорьев, О.А. Макеенкова // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28). – С. 50–55.

Рассмотрены вопросы экспериментального и теоретического исследования термодиффузии в разреженных трехкомпонентных газовых системах. Приведен обзор экспериментальных исследований термодиффузии в трехкомпонентных газовых системах.

Предложена полуэмпирическая методика расчета термодиффузионных постоянных (ТДП) трехкомпонентных смесей с помощью значений ТДП в соответствующих бинарных смесях. ТДП бинарных смесей газов вычислялись с помощью формулы, предложенной ранее на основе экспериментальных данных по термодиффузии. Приведены значения соответствующих коэффициентов для 21 бинарной системы газов, позволяющие рассчитать ТДП

в бинарных системах в широком диапазоне концентраций и температур.

Проведен расчет ТДП в трехкомпонентных газовых системах с использованием ТДП бинарных систем, вычисленных согласно предложенной формуле и соответствующим коэффициентам. Сравнение показало, что для всех экспериментально исследованных трехкомпонентных систем газов наблюдается качественное и количественное согласие эксперимента и расчета в пределах их погрешностей.

На основании опубликованных экспериментальных данных можно сделать вывод о том, что предложенная методика позволяет вычислить ТДП трехкомпонентных газовых смесей с погрешностью в пределах 3–10 % с достоверностью на уровне 0,95.

Гусейнов А.Г. Экспериментальное исследование плотности и упругости паров высокоминерализованных природных пластовых вод / А.Г. Гусейнов, А.Н. Шахвердиев // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28). – С. 56–61.

Приведены экспериментальные данные по термическим свойствам высокоминерализованных (содержание минеральных солей, г/л: 11,2; 18,11; 25,77; 32,55; 48,0) пластовых вод в интервалах температур 298,15–598,15 К и давлений от насыщенного пара до 40 МПа. Погрешность экспериментальных данных оценивается как $\pm 0,065$ %.

На основании экспериментальных данных составлено уравнение для расчета плотности малоизученных высокоминерализованных пластовых вод в широких интервалах температур и давлений. Предложенное уравнение описывает экспериментальные данные с погрешностью $\pm 0,03$ % вплоть до линии насыщения. Вблизи линии насыщения ошибка существенно возрастает.

Ковалёв А.Л. К вопросу определения упругоэластических свойств материала пласта по результатам испытаний образцов керна / А.Л. Ковалёв, Ю.Ф. Коваленко // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28). – С. 62–70.

В последнее время растет осознание важности учета геомеханического фактора в процессе разработки нефтегазовых залежей, а также решающей роли физического эксперимента на керне для определения упругоэластических свойств материала пласта и наполнения фильтрационно-прочностных геомеханических моделей.

В статье проанализированы результаты испытаний образцов керна, выполненных на испытательном стенде независимого трехосного нагружения в ИПМех РАН по договору с ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Исследуется вопрос использования стандартных трехосных испытаний для определения упругих параметров трансверсально-изотропного материала пласта. Рассматривается возможность воспроизведения известными моделями нелинейной упругости результатов физического моделирования напряжений на стенке скважины в процессе ее освоения и эксплуатации. Также результаты

таких экспериментов используются для проверки надежности стандартного критерия пластичности Кулона–Мора, не учитывающего промежуточного главного напряжения.

Отмечается ограниченность стандартных трехосных испытаний, изотропной модели линейной упругости и ряда простых моделей нелинейной упругости применительно к определению упругих параметров трансверсально-изотропного материала пласта и воспроизведению результатов физического моделирования напряжений на стенке скважины в процессе ее освоения и эксплуатации соответственно. Но в то же время подтверждается высокая надежность критерия Кулона–Мора для прогнозирования развития зон пластических деформаций.

Делается вывод о необходимости продолжить исследования для получения возможности определения по результатам физического моделирования параметров трансверсально-изотропного материала и воспроизведения нелинейных эффектов в приквасинных областях. Однако отмечается, что и существующие модели следует признать адекватными для решения практических задач геомеханики.

Кузнецов М.А. Тепловые процессы в насыщенных пластовых системах / М.А. Кузнецов, П.О. Овсянников, Е.Б. Григорьев, П.А. Нестеров // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28). – С. 71–76.

Приведены результаты последних лет, полученные в области исследования тепловых процессов в пластовых флюидальных системах: методика измерения изобарной теплоемкости углеводородов и их смесей, находящихся в жидком, газовом и сверхкритическом состояниях при температурах 300–650 К и давлениях до 60 МПа; сравнительные корреляции термодинамических свойств газообразных углеводородов при высоких давлениях и температурах; метод расчета теплоемкости углеводородов при сверхкритических термобарических условиях; алгоритм прогнозирования теплоемкости углеводородонасыщенной породы; оригинальные способы измерения теплопроводности пористых тел при всестороннем давлении и измерения влияния давления до 100 МПа на теплопроводность флюидонасыщенных пористых тел.

Троицкий В.М. К вопросу определения фазовых проницаемостей в системе «газ – газоконденсат – вода» для коллекторов газоконденсатных месторождений / В.М. Троицкий, С.Г. Рассохин, А.Ф. Соколов, А.В. Мизин, В.П. Ваньков // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28). – С. 77–86.

Для прогноза производительности скважин газоконденсатных месторождений (ГКМ), выбора оптимальных технологий извлечения газа и конденсата, построения реалистичных геологических и гидродинамических моделей месторождения необходимы знания о фильтрационных характеристиках пластовой коллекторно-флюидальной системы. На сегодняшний день имеются ограниченные и противоречивые данные о фильтрационных

свойствах коллекторов ГКМ Западной и Восточной Сибири для системы «газ – газоконденсат – вода».

В статье рассказывается об отработке методики изучения фильтрационных процессов в системе «газ – газоконденсат – вода» при термобарических условиях залегающих углеводородов ГКМ Западной и Восточной Сибири на оригинальном керновом материале при начальном пластовом давлении и давлении максимальной конденсации ГКМ. Предложен алгоритм определения фазовых проницаемостей по воде, газу и газоконденсату в зависимости от термобарических условий и состояния флюидальной системы. Показано, что при потенциальном содержании конденсата в пластовой системе порядка 70 г/м³ влияние:

- выпавшего конденсата на фазовую проницаемость по газу незначительно (уменьшение проницаемости всего на 10 % при уменьшении пластового давления до давления максимальной конденсации);
- сжимаемости порового пространства на фазовую проницаемость по газу несколько больше (уменьшение фазовой проницаемости на 15 % при уменьшении пластового давления);
- выпавшего конденсата на фазовую проницаемость по воде на порядок больше, чем на проницаемость по газу.

На основании проведенного эксперимента выдвинуто предположение о быстром прекращении фильтрации газа при незначительном увеличении водонасыщенности коллектора, что в конечном итоге приводит к нерентабельной добыче газа в масштабах ГКМ.

Александров И.С. Новое фундаментальное уравнение состояния нормального пентана / И.С. Александров, А.А. Герасимов, Б.А. Григорьев // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28). – С. 87–95.

Нормальный пентан относится к технически важным углеводородам, входящим в состав нефти и газовых конденсатов. Термодинамические свойства n-пентана исследованы весьма подробно и в широких диапазонах температуры и давления. Для n-пентана разработаны достаточно надежные фундаментальные уравнения состояния, позволяющие с высокой точностью рассчитывать все термодинамические свойства. Однако появление новых прецизионных данных о термодинамических свойствах n-пентана и совершенствование методов разработки уравнений состояния инициирует дальнейшие исследования в этой области.

В статье представлено новое фундаментальное уравнение состояния, описывающее безразмерную удельную энергию Гельмгольца и содержащее шесть полиномиальных, пять экспоненциальных и шесть гауссовых членов. Количество членов в уравнении, их структура, а также показатели степени при температуре и плотности оптимизированы в процессе нелинейной итерационной процедуры, основанной на методе случайного поиска. Для разработки уравнения использовались экспериментальные термобарические данные, данные о давлении насыщенных паров, плотности насыщенной жидкой и газовой фаз, а также об изобарной и изохорной

теплоемкостях и скорости звука. Предлагаемое уравнение удовлетворяет критическим условиям и правилу Максвелла и позволяет рассчитывать все термодинамические свойства, включая и фазовые равновесия, в диапазоне температур от тройной точки до 700 К и при давлениях до 100 МПа, а также корректно описывает ход идеальных кривых. Средняя погрешность описания плотности жидкой фазы составляет 0,1–0,3 %; плотности газовой фазы – 0,3–0,5 %; давления насыщенного пара – 0,1–0,3 %; плотности насыщенной жидкой фазы – 0,05–0,15 %; изобарной теплоемкости – 0,5–1,0 %; изохорной теплоемкости – 1,0–2,0 %; скорости звука – 0,5–0,8 %.

Также новое фундаментальное уравнение состояния сравнивается с тремя ранее опубликованными уравнениями состояния. Показано, что первое имеет более высокую точность, особенно в критической области.

Михалкина О.Г. Применение метода рентгеновской дифракции для исследования зерна и техногенных продуктов / О.Г. Михалкина // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28). – С. 96–107.

Метод рентгеновской дифракции (рентгенофазовый и рентгеноструктурный виды анализа) служит мощным инструментом исследования кристаллических соединений и позволяет работать с большим спектром образцов. В статье представлены результаты исследования образцов зерна, являющихся поликомпонентными и разнообразными в минеральном отношении системами. Рентгенофазовый анализ методом Ритвельда позволяет количественно определять полный минеральный состав образцов зерна, представляющих как породы-коллекторы, так и породы-флюидоупоры: терригенные, карбонатные, магматические, метаморфические, соляные, ангидритовые, глинистые. Расчеты методом Ритвельда уточняют структурные данные минералов, которые можно использовать, например, для детализации условий формирования и преобразования пород или при технико-технологических расчетах для соляно-кислотной обработки.

Метод рентгеновской дифракции является пока единственным способом изучения высокодисперсных глинистых минералов, размер частиц которых не превышает 0,01 мкм. Для исследования образцов, содержащих глинистые минералы, предложен комплексный подход. В статье представлены результаты рентгенофазового и рентгеноструктурного анализа техногенных продуктов различных этапов добычи углеводородного сырья как неорганического, так и органического происхождения: бурового шлама, продуктов коррозии, цементов и цементного камня, асфальтосмолопарафиновых отложений, различных осадков и др.

Полученные данные подтверждают универсальность метода рентгеновской дифракции и его применимость для исследования разнообразных соединений в нефтегазовой отрасли.

Булейко В.М. Калориметрическое исследование образования и разложения гидратов изобутана и смесей изобутана и нормального бутана / В.М. Булейко, Б.А. Григорьев, В.А. Истомин // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28). – С. 108–116.

С использованием метода адиабатической калориметрии получены термодинамические данные по фазовому поведению жидких и газообразных бутанов (изобутана, нормального бутана и их смесей) в водонасыщенном кварцевом песке при условии гидратообразования. Определены основные термодинамические параметры системы «вода – бутань». На основе экспериментальных данных о теплоемкости и температурных производных давления при постоянном объеме построены фазовые диаграммы бутанов и их гидратов. Изучена кинетика образования и разложения гидрата изобутана и гидратообразования изобутана в смеси с нормальным бутаном. Установлен диапазон составов смесей изобутана с нормальным бутаном, образующих гидраты.

Рыжов А.Е. Результаты уточнения положения границ ботубинского продуктивного горизонта на Северном блоке Чагинского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Е. Рыжов, А.И. Крикунов, Л.А. Филиппова, Н.Ю. Канунникова // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28). – С. 117–126.

На северо-восточной периферии Чагинского нефтегазоконденсатного месторождения, которое находится в юго-западной части Республики Саха (Якутия), в пределах его Северного тектонического блока наряду с поисковыми и разведочными скважинами расположен ряд эксплуатационных скважин: 1-ОЦ, 2-ОЦ, 1-ГР, 1-ОПР. Все они пробурены до ботубинского продуктивного горизонта терригенного венда. Кровля продуктивного горизонта в скважине 1-ОЦ, как это принимается на сегодняшний день, отбита на глубине 1834,8 м. Подошву горизонта проводят на глубине 1859,6 м.

По данным геофизических исследований скважин, породы-коллекторы ботубинского продуктивного горизонта в скв. 1-ОЦ залегают в интервале глубин 1835,2–1856,3 м и их границы не совпадают с границами продуктивного горизонта. Получается, что кровля ботубинских песчаников расположена на 0,4 м выше кровли пород-коллекторов, а подошва горизонта находится на 3,3 м ниже границы водонасыщенных пород и расположена среди верхнепаршинских аргиллитов и ангидритизированных песчаников, которые породами-коллекторами являться не могут.

Метрах в трехстах к северо-востоку от скв. 1-ОЦ в 1993 г. пробурена скв. 321-34. Ботубинский продуктивный горизонт выделен в ней в интервале глубин 1832,3–1854,0 м. Эти глубины полностью совпадают с границами распространения пород-коллекторов, что несколько отличает данную скважину от скв. 1-ОЦ.

Настоящая статья посвящена обоснованию выбора критериев (либо литологических, либо промыслово-геофизических, либо биостратиграфических, либо петрофизических) установления местоположения в разрезах скважин на границах ботубинского продуктивного горизонта. Изучив керновый материал и промыслово-геофизические характеристики двух расположенных по соседству скважин, составив корреляционные схемы с участием этих же скважин, авторы приходят к выводу, что терригенный ботубинский продуктивный горизонт не является последовательным продолжением карбонатных отложений бюкской свиты. Между ними, согласно керновому материалу, залегают поверхность размыва, которую с большой долей уверенности можно принимать за границу между непским и тирским стратиграфическими горизонтами, а значит, и между нижним и верхним вендом. Кровля ботубинских пород-коллекторов может не совпадать с верхней границей паршинской свиты, а в подошве продуктивного горизонта, по данным изучения керна, поверхность какого-либо размыва отсутствует. Ботубинский продуктивный горизонт следует воспринимать как пласт-коллектор, занимающий прикровельный интервал верхнепаршинской подсвиты и представляющий собой заключительную регрессивную часть седиментационного цикла, основанием которого служит подошва пласта ХМ1 хамакинского продуктивного горизонта.

Рыжов А.Е. Выяснение закономерностей в распределении засоленности ботубинского продуктивного горизонта Чайяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Е. Рыжов, А.И. Крикунов, Л.А. Филиппова, Н.Ю. Кануникова // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28). – С. 127–132.

Ботубинский продуктивный горизонт в пределах Чайяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (ЧНГКМ) отличается достаточно высокой степенью макро- и микрогетерогенности. Одной из его характерных черт является засоленность пород, что оказывает существенное влияние на фильтрационно-емкостные свойства отложений.

На корреляционной схеме, построенной по линии скв. 321-59, 321-42, для детального расчленения и сопоставления рассматриваемых отложений выделено несколько синхронных реперных горизонтов. Наличие этих реперов позволяет уточнить соотношение пород-коллекторов, выделенных в скважинах, которые при испытании дали промышленные притоки газа и конденсата.

В обеих скважинах ботубинский продуктивный горизонт пройден с полным отбором керна. Это позволило определить наличие в рассматриваемых породах солей и их процентное содержание. В результате лабораторных исследований выяснено, что нижняя часть ботубинского горизонта в скв. 321-59 и 321-42, удаленная от плоскости размыва, вмещает солей гораздо меньше, чем часть прикровельная. В подтверждение сказанному приводятся данные по скважинам Северного тектонического блока ЧНГКМ, которые были пробурены

в последние годы и по которым соответственно сохранился керн для исследования. Во всех этих скважинах засоленность нижней части ботубинского горизонта значительно ниже засоленности прикровельного интервала пород.

На примере эксплуатационной скв. 1-ОЦ показано, что количество соли в породах-коллекторах ботубинского продуктивного горизонта ЧНГКМ больше зависит от их близости к поверхности размыва, чем от степени глинизации отложений. Кроме того, вполне возможно, что на наличие и количество соли в породе оказывают существенное влияние разрывные нарушения как пути переноса высокоминерализованных пластовых флюидов. Отсюда делается предположение, что ярко выраженное увеличение количества соли в той или иной скважине может служить определенным индикатором и поисковым признаком для выявления древних малоамплитудных внутрифациальных разломов, местоположение которых трудно определить иными методами.

Парфёнова Н.М. Углеводородное сырьё Южно-Кириного месторождения: газ, конденсат, нефть / Н.М. Парфёнова, Е.Б. Григорьев, Л.С. Косякова, И.М. Шафиев // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28). – С. 133–144.

В ближайшие годы запланирована промышленная эксплуатация Южно-Кириного газоконденсатного месторождения (вводится в эксплуатацию в 2019 г.), поэтому изучение химической природы и направлений рационального использования его конденсатов является актуальным и своевременным. Так, физико-химические исследования флюидов, отобранных в 2010–2015 гг. из разведочных скважин, показали, что продуктивные горизонты месторождения содержат:

- газ метанового типа (83–84 % об. метана; 4,5–4,8 % об. этана; 2,6–2,8 % пропана; 1,6–1,8 % об. бутанов), углекислый (1,99 % об. углекислого газа), низкоазотный (0,45 % об. азота), негелииносный (0,00 % об. гелия), высококонденсатный (3,32–5,64 % об. углеводородов группы C₅₊);

- конденсаты (скв. 1–8) среднего типа плотности, малопарафинистые, малосмолистые, малосернистые, выкипающие в интервале температур от начала кипения до 300 °С с остатком 5,5–7,1 % масс. метаново-нафтового основания;

- нефти легкого (скв. 4–6) и среднего (скв. 3) типов плотности, малосернистые, парафинистые, смолистые, выкипающие в широком температурном интервале от начала кипения до 540 °С с остатком 5,6–13,5 % масс. метаново-нафтового основания.

Бензиновые, керосиновые и дизельные фракции конденсатов и нефтей характеризуются благоприятными показателями качества и могут быть рекомендованы в качестве основы для получения топлив различного назначения.

На основании полученных результатов выявлены особенности углеводородного сырья Южно-Кириного месторождения и рекомендованы рациональные пути использования в топливном и нефтехимическом секторах промышленности.

Соколов А.Ф. Экспериментальная оценка эффективности воздействия кислотных растворов различного состава на призабойную зону пласта скважин, вскрывающих терригенный коллектор / А.Ф. Соколов, А.В. Сутырин, С.Г. Рассохин, В.М. Троицкий, А.В. Мизин, В.П. Ваньков, А.Е. Алеманов, О.М. Монахова // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28). – С. 145–153.

Важнейший элемент повышения эффективности эксплуатации скважин – сохранение коллекторских свойств призабойной зоны продуктивного пласта. В большинстве случаев с этой целью необходимо проводить работы по интенсификации притока углеводородов к скважинам, заключающиеся в очищении призабойной зоны, загрязненной в процессе бурения и цементирования, освоения и ремонта или после продолжительной эксплуатации. Более экономичными считаются химические методы воздействия на призабойную зону пласта, ведущие к увеличению проницаемости за счет реакции закачиваемых кислот и растворителей с породами пласта, колматантами и другими загрязнениями, образующимися в пласте в процессе эксплуатации скважины.

В работе представлены результаты экспериментальной оценки влияния на фильтрационно-емкостные свойства пласта бурового и кислотных растворов различного состава. Результаты экспериментов по восстановлению проницаемости загрязненного фильтратом бурового раствора образцов, сложенных терригенными породами, свидетельствуют, что солянокислотные обработки типа кислотной ванны и закачки в пласт кислотных растворов, содержащих фтористоводородную кислоту, не увеличивают проницаемости образцов.

Для интенсификации призабойных зон скважин, вскрывающих терригенный коллектор, предложены кислотные растворы, в составе которых отсутствует фтористоводородная кислота. После воздействия такими растворами на загрязненные фильтратом бурового раствора образцы породы по сравнению с исходными данными увеличиваются пористость образцов, объем пор, абсолютная проницаемость по азоту. Экспериментальным путем установлена зависимость фазовой проницаемости испытуемых образцов породы по азоту от водонасыщенности порового пространства после кислотных обработок: с увеличением водонасыщенности фазовая проницаемость по азоту снижается.

Ступакова А.В. Перспективы открытия новых месторождений в пределах арктического шельфа / А.В. Ступакова, А.А. Суслова, Р.С. Сауткин, М.А. Большакова, И.А. Санникова, М.А. Агашева, Д.А. Кагков, Д.А. Пушкарёва, Ю.А. Карпов // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28). – С. 154–166.

В работах коллектива кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова в основу бассейнового анализа положен принцип тесной взаимосвязи

формирования структуры и нефтегазоносности древнего осадочного палеобассейна (возможно, в настоящее время складчатого и метаморфизованного) и современного структурного плана как непосредственного объекта поиска углеводородов. Коллектив кафедры внес свою лепту также в понимание строения нефтегазоносных арктических бассейнов, ставя перед собой задачу отдельного прогноза зон нефте- и газонакопления. Основной принцип построения структуры бассейна для отдельного фазового прогноза лежит в выделении в любом осадочном бассейне эпицентра его погружения и зон обрамления.

В статье показаны перспективы нефтегазоносности палеозойских, мезозойских и кайнозойских бассейнов Российской Арктики.

Касперович А.Г. Исследования и статистический анализ сырьевой базы ООО «Газпром переработка» в Западной Сибири / А.Г. Касперович, Е.В. Боровков, М.В. Овсянкин, Л.А. Шиллинг, Ю.В. Мамонтова, Н.Л. Циглер // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28). – С. 165–172.

Представлены основные результаты многолетнего мониторинга компонентно-фракционных составов и физико-химических свойств сырьевых потоков ООО «Газпром переработка» в Западной Сибири. Экспериментальные исследования выполняются в ООО «ТюменНИИгипрогаз» с применением оригинальных авторских методик. Получаемая информация используется для расчета балансов, составов и качества потоков по моделям процессов переработки и транспорта поставляемого сырья при решении задач планирования и перспективного развития. Достоверность экспериментальных данных подтверждается приемлемым соответствием расчетных и фактических показателей.

В результате обобщения и анализа накопленной информации выявлены и систематизированы по типам добываемого сырья основные закономерности распределения концентраций компонентов и фракций по температурам кипения. Аналогичные закономерности установлены и по основным физико-химическим характеристикам узких фракций: плотности, вязкости, температуре застывания, а также содержанию серы и нормальных парафинов.

Полученные закономерности могут представлять интерес с точки зрения проектирования и анализа разработки месторождений, а также совершенствования методов моделирования составов пластовых флюидов на базе ограниченного объема прямых экспериментальных данных.

Шарипов А.Ф. Система контроля и оценки качества газоконденсатных исследований скважин / А.Ф. Шарипов, А.Н. Волков // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28). – С. 173–180.

Достоверность определения параметров газоконденсатной характеристики, используемых при подсчете запасов, проектировании и контроле разработки газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, во многом зависит от качества

результатов газоконденсатных исследований (ГКИ). В статье рассмотрены результаты разработки и этапы внедрения системы контроля и оценки качества ГКИ. Представлены основные методологические подходы к отбору проб, характерные источники неопределенностей, возникающих в ходе проведения промысловых и лабораторных исследований.

В составе комплексной оценки качества выделены первичные (экспресс-оценка, нацеленная на отбраковку явно некачественных проб) и вторичные (углубленная оценка посредством термодинамических расчетов) методы. Показаны основные методические подходы к первичной и вторичной оценке качества проб, приведены результаты их апробации. Особое внимание уделено обеспечению полноты исходных данных и характеристике сепараторных и пластовых смесей при использовании модельного подхода к оценке качества. Сформулированы возможные условия применимости отдельных критериев оценки и способы определения их граничных значений. Определены основные мероприятия и процедуры контроля качества, реализуемые на этапах отбора, транспортировки и хранения проб, а также подготовки и проведения их исследований.

Обозначены перспективы применения предложенной системы контроля качества ГКИ, позволяющие решить не только основные задачи (отбраковки проб, выбора наиболее равновесного комплекта для расчета состава пластовой смеси, оценки качества проб), но и в отдельных случаях выявить технологические причины некачественного отбора проб (неэффективная сепарация, некорректные замеры давлений и температур или др.).

Остроухов Н.С. Отечественные глубинные пробоотборники / Н.С. Остроухов, А.С. Рассохин, Д.В. Карначёв // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28). – С. 181–185.

В статье представлен обзор наиболее распространенных в нефтегазовой отрасли отечественных глубинных пробоотборников. Рассмотрены принципы работы и устройство пробоотборников различного типа, их преимущества и недостатки.

Анализ существующих и вновь создаваемых приборов позволяет сделать вывод, что современные российские разработки глубинных пробоотборников могут служить альтернативой приборам зарубежного производства, выигрывая у них по стоимости, простоте конструкции, ряду технических характеристик, а также снижая зависимость компаний от зарубежных производителей. Однако при этом необходима серьезная модернизация технологии отбора, включая операции по изоляции зоны отбора, одновременному отбору двух и более проб при одном спуске, отбору с разных интервалов.

Кроме того, исходя из поставленной задачи интеграции дочерних компаний в Корпоративную систему работ с ядерным материалом и пластовыми флюидами отмечена особая значимость для ПАО «Газпром» разработки единого методического подхода к выбору пробоотборного оборудования для обеспечения качественного и представительного отбора глубинных проб пластовых флюидов.

Ларюхин А.И. Современные методы исследования товарной нефти Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / А.И. Ларюхин, Н.М. Янкевич // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28). – С. 186–189.

Приведено описание современных методов исследования нефти, соответствующих требованиям действующих нормативных документов, а именно методов определения серосодержащих компонентов и хлорорганических соединений. Представлены результаты соответствующих исследований. Показана технологическая классификация нефти Уренгойского месторождения.

Федоров И.А. Теоретические и экспериментальные исследования ультразвукового воздействия на газоконденсатную систему / И.А. Федоров, Ю.Н. Васильев, А.А. Латышев, П.П. Ракк // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28). – С. 190–195.

Рассматривается проблема снижения проницаемости приквацинной зоны пласта (ПЗП) и, как следствие, повышения конденсатонасыщенности и фильтрационных сопротивлений в результате «динамической» конденсации в призабойной зоне. Перечислены недостатки существующих методов обработки ПЗП и предложен альтернативный метод, основанный на применении фокусированного ультразвукового (УЗ) воздействия.

Представлены результаты экспериментальных и теоретических исследований влияния УЗ-поля на подвижность конденсата в газоконденсатной системе. Полученные результаты позволили сделать вывод о том, что основной причиной увеличения подвижности жидкой фазы в результате УЗ-воздействия служит повышение температуры пласта и вмещающих флюидов. Также выявлены дополнительные физические процессы, вероятно, способные приводить к снижению конденсатонасыщенности в поровом пространстве при акустическом воздействии.

Чепкасова Е.В. Диагностирование и количественная оценка перемещения газодыняного контакта на основе ретроспективного анализа газодинамических исследований / Е.В. Чепкасова // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28). – С. 196–201.

Большинство месторождений газа Западной Сибири вступило в этап падающей добычи. Для поддержания уровня добычи газа необходимо качественно осуществлять контроль выработки запасов, а именно контролировать положение газодыняного контакта, чтобы избежать преждевременного обводнения эксплуатационных скважин с последующим их выбытием. В работе предложен дополнительный метод контроля изменения положения газодыняного контакта, разработанный на основе результатов нестационарных газодинамических исследований. Метод апробирован на реальных газовых

месторождениях сеноманского возраста и показал высокую степень сходимости с результатами традиционных методов контроля флюидонасыщения в обсаженных скважинах. Как результат, появился дополнительный инструмент диагностирования (а применительно к однородным коллекторам – и количественной оценки) изменения положения флюидального контакта, позволяющий учитывать особенности строения коллектора в районе добывающих скважин.

Прокопов А.В. Выделение углеводородов C_{3+B} из газоконденсатной смеси при промышленной подготовке пластового флюида / А.В. Прокопов, В.А. Истомина, Д.М. Федулов // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28). – С. 202–206.

В работе проанализирована эффективность извлечения углеводородов (УВ) групп C_3-C_4 и C_{5+B} на установках низкотемпературной сепарации применительно к газоконденсатным месторождениям

с высоким содержанием УВ C_{5+B} . Степень извлечения УВ C_3-C_4 на температурном уровне $-30\text{ }^\circ\text{C}$ составляет $\sim 50\%$ и остается практически постоянной в процессе разработки месторождения, тогда как из-за выпадения ретроградного конденсата в пласте степень извлечения углеводородов C_{5+B} постепенно снижается с 97–98 до 92 %. Остаточное содержание углеводородов C_{5+B} в газе сепарации для различных газоконденсатных месторождений с конденсатным фактором 150–200 г/м³ варьируется от 2,0 до 6,0 г/м³ и изменяется незначительно на протяжении всего периода эксплуатации месторождения.

Исследована задача подбора состава селективного углеводородного абсорбента для повышения степени извлечения УВ C_3-C_4 и/или C_{5+B} по сравнению с технологией промышленной низкотемпературной абсорбции. Расчеты показали, что использование абсорбционной технологии для промышленной подготовки газа газоконденсатных месторождений на температурном уровне от -30 до $-25\text{ }^\circ\text{C}$ позволяет дополнительно извлекать $\sim 30\%$ УВ C_3-C_4 и 25–30 % УВ C_{5+B} .

Information about the authors

<i>Agasheva Mariya Alekseyevna</i>	postgraduate student of the Petroleum geology department at the Geology faculty of M.V. Lomonosov Moscow state university. Tel.: +7(968)69–099–13. E-mail: mariyaagasheva@gmail.com
<i>Akhmedsafin Sergey Kasnulovich</i>	candidate of engineering, deputy head of the Department at the Gazprom PJSC. Tel.: +7(812)413–73–02. E-mail: S.Akhmedsafin@adm.gazprom.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 the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657–44–77. E-mail: A_Alemanov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Bogatyrev Aleksandr Fedorovich</i>	doctor of engineering, professor of the Physics chair in the Smolensk subsidiary of National research institute «MPEI». Tel.: +7(4812)66–43–90. E-mail: Tfs209@yandex.ru
<i>Bolshakova Mariya Aleksandrovna</i>	candidate of geology and mineralogy, senior research associate at the Petroleum geology department of the Geology faculty of M.V. Lomonosov Moscow state university. Tel.: +7(910)467–21–45. E-mail: masha_gav@mail.ru
<i>Borovkov Yevgeniy Vasilyevich</i>	head of Department of the Engineering and technical center at the Gazprom Pererabotka LLC. Tel.: +7(3462)75–16–12. E-mail: BorovkovEV@gpp.gazprom.ru
<i>Brusilovskiy Aleksandr Iosifovich</i>	doctor of engineering, professor, expert at the Gazpromneft Scientific & Technology Center LLC. Tel.: +7(903)591–97–90. E-mail: Brusilovskiy.AI@gazprom-neft.ru
<i>Buleyko 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 the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657–44–77. E-mail: V_Buleiko@vniigaz.gaprom.ru
<i>Chepkasova Yekaterina Viktorovna</i>	chief of the group for hydrodynamic modelling at the Engineering and technical center of the Gazprom Dobycha Noyabrsk LLC. Tel.: +7(3496)36–81–76. E-mail: chepkasova.ev@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru
<i>Fedorov Ivan Aleksandrovich</i>	junior scientist in the Laboratory for modelling of exploration processes at the Center for geological and hydrodynamic modelling of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(916)351–40–60. E-mail: I_Fedorov@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 the 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 the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657–40–53. E-mail: L_Filippova@vniigaz.gaprom.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 the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657–41–92. E-mail: E_Fomin@vniigaz.gazprom.ru

<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 at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-46-35. E-mail: B_Grigoriev@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 the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-41-92. E-mail: E_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Guseynov Avgust Garib ogly</i>	candidate of engineering, assistant professor of the Heat engineering chair at the Azerbaijan technical university. Tel.: +99(450)457-57-11. E-mail: hesret.66@gmail.com
<i>Istomin Vladimir Aleksandrovich</i>	doctor of chemistry, professor, chief scientist of the Center for gas production at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-51. E-mail: V_Istomin@vniigaz.gazprom.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 the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-53. E-mail: N_Kanunnikiva@vniigaz.gazprom.ru
<i>Karnachev Dmitriy Valeryevich</i>	head of the sector for thermodynamic research and simulation of phase transformations at the Laboratory for complex research of hydrocarbon systems in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-47-06. E-mail: D_Karnachev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Karpov Yuriy Alekseyevich</i>	postgraduate student at the Petroleum geology department of the Geology faculty of M.V. Lomonosov Moscow state university. Tel.: +7(916)299-76-68. E-mail: y.a.karpov@yandex.ru
<i>Kasperovich Aleksandr Gennadyevich</i>	candidate of engineering, leading engineer of the Engineering & technical center at the Gazprom Pererabotka LLC. Tel.: +7(499)580-32-82. E-mail: KasperovichAG@gpp.gazprom.ru
<i>Katkov Denis Andreyevich</i>	postgraduate student of the Petroleum geology department at the Geology faculty of M.V. Lomonosov Moscow state university. Tel.: +7(916)433-70-23. E-mail: denis.kat90@gmail.com
<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 the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-47-06. E-mail: L_Kosyakova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kovalenko Yuriy Fedorovich</i>	doctor of physics and mathematics, head of Laboratory for geomechanics at the A.Yu. Ishlinsky Institute for problems in mechanics RAS. Tel.: +7(495)434-34-47. E-mail: perfolinkgeo@yandex.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 the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-41-92. E-mail: A_Kovalev@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 the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-53. E-mail: A_Krikunov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kuznetsov Mikhail Aleksandrovich</i>	doctor of engineering, assistant professor of the Tambov state technical university. Tel.: +7(902)724-15-73. E-mail: kuznectam@mail.ru

<i>Larukhin Aleksy Ivanovich</i>	chief engineer – the 1 st deputy head of the Engineering and technical center subsidiary at the Gazprom Dobycha Urengoy LLC. Tel.: +7(3494)99–18–02. E-mail: a.i.laryukhin@gd-urengoy.gazprom.ru
<i>Latyshev Aleksandr Aleksandrovich</i>	candidate of engineering, assistant professor, deputy head of the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) department at the Gazprom VNIIGAZ LLC subsidiary in Ukhta. Tel.: +7(8216)75–18–94. E-mail: a.latyshev@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Lyugay Dmitriy Vladimirovich</i>	doctor of engineering, General director of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657–49–93. E-mail: D_Lyugai@vniigaz.gazprom.ru
<i>Makeenkova Olga Andreevna</i>	candidate of engineering, assistant of the Physics chair in the Smolensk subsidiary of National research institute «MPEI». Tel.: +7(4812)66–43–90. E-mail: Tfs209@yandex.ru
<i>Mamontova Yuliya Vladimirovna</i>	head of the Laboratory for thermodynamics and chromatography at the TyumenNIIgiprogaz LLC. Tel.: +7(3452)28–64–07. E-mail: MamontovaUV@tngg.ru
<i>Mikhalkina Olga Gennadyevna</i>	candidate of chemistry, leading research associate of the Laboratory for complex research of core in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(985)067–18–24. E-mail: O_Mikhalkina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Mizin Andrey Vitalyevich</i>	deputy head of the Laboratory for physical modelling of multiphase processes in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657–44–77. E-mail: A_Mizin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Molchanov Dmitriy Anatolyevich</i>	junior research associate at the Joint institute for high temperatures of the RAS. Tel.: +7(495)484–19–55. E-mail: dmitriy.molchanov13@gmail.com
<i>Monakhova Olga Mikhailovna</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 the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657–44–77. E-mail: O_Monakhova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Nesterenko Aleksandr Nikolayevich</i>	candidate of engineering, deputy General director on scientific and design works in development and operation of gas-condensate and oil fields at the TyumenNIIgiprogaz LLC. Tel.: +7(3452)28–62–02. E-mail: Nesterenko@tngg.ru
<i>Nesterov Pavel Aleksandrovich</i>	power engineer at the Elektropribor Tambov plant OJSC. Tel.: +7(752)63–03–70. E-mail: geometry@mail.nnn.tstu.ru
<i>Omelchenko Oleg Anatolyevich</i>	senior research associate of the Laboratory for production and processing of raw hydrocarbons at the TyumenNIIgiprogaz LLC. Tel.: +7(3452)28–65–80. E-mail: OmelchenkoOA@tngg.ru
<i>Ostroukhov Nikolay Sergeevich</i>	head of the Laboratory for centralized storage and gathering up of core and fluids collections in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657–47–08. E-mail: N_Ostroukhov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ovsyankin Mikhail Viktorovich</i>	head of department of the Engineering and technical center at the Gazprom Pererabotka LLC. Tel.: +7(3462)75–16–65. E-mail: OvsyankinMV@gpp.gazprom.ru
<i>Ovsyannikov Pavel Olegovich</i>	engineer at the LUCH scientific and production association. Tel.: +7(752)63–03–70. E-mail: geometry@mail.nnn.tstu.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 the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-47-06. E-mail: N_Parfenova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Prokopov Andrey Vasilyevich</i>	research associate in the Laboratory for field low-temperature processes at the Center for gas production of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: A_Prokopov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Pushkareva Darya Andreyevna</i>	undergraduate of the Petroleum geology department at the Geology faculty of M.V. Lomonosov Moscow state university. Tel.: +7(916)106-89-35. E-mail: dariapushkareva@mail.ru
<i>Rakk Pavel Pavlovich</i>	engineer of the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) department at the Gazprom VNIIGAZ LLC subsidiary in Ukhta. Tel.: +7(8216)75-18-94. E-mail: p.rakk@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Rassokhin Andrey Sergeyevich</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 the 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 the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-55. E-mail: S_Rassokhin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Rychkov Dmitriy Aleksandrovich</i>	senior research associate of the Laboratory for production and processing of raw hydrocarbons at the TyumenNIIgiprogaz LLC. Tel.: +7(3452)28-65-80. E-mail: Rychkov@tngg.ru
<i>Ryzhov Aleksy Yevgenyevich</i>	candidate of physics and mathematics, deputy General director on science at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-96-85. E-mail: A_Ryzhov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Sannikova Irina Alekseyevna</i>	postgraduate student in the Petroleum geology department at the Geology faculty of M.V. Lomonosov Moscow state university. Tel.: +7(926)731-97-03. E-mail: i.sannikova@oilmsu.ru
<i>Sautkin Roman Sergeyevich</i>	candidate of geology and mineralogy, research associate at the Petroleum geology department of the Geology faculty of M.V. Lomonosov Moscow state university. Tel.: +7(985)158-28-15. E-mail: r.sautkin@oilmsu.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 the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-47-06. E-mail: I_Shafiev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Shakhverdiyev Astan Nushravan oghly</i>	doctor of engineering, professor, head of the Chair for heat and refrigerating engineering at the Azerbaijan technical university. Tel.: +99(412)539-14-32. E-mail: ist@aztu.edu.az
<i>Sharipov Albert Faritovich</i>	engineer of 1 st category in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) department at the Gazprom VNIIGAZ LLC subsidiary in Ukhta. Tel.: +7(8216)73-52-2. E-mail: A.Sharipov@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Sheberstov Yevgeniy Viktorovich</i>	doctor of engineering, chief research associate of the Stratum physics laboratory in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-41-92. E-mail: E_Sheberstov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Shilling Leonid Anatolyevich</i>	engineer of 1 st category of the Engineering and technical center at the Gazprom Pererabotka LLC. Tel.: +7(3462)75-29-05. E-mail: ShillingLA@gpp.gazprom.ru

<i>Sklyarova Zoya Pavlovna</i>	candidate of geology and mineralogy, director of the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-96-85. E-mail: Z_Sklyarova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Sokolov Aleksandr Fedorovich</i>	candidate of engineering, head of the Laboratory for physical modelling of multiphase processes in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the 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 the RAS. Tel.: +7(962)951-53-52. E-mail: sokotushenko@mail.ru
<i>Stupakova Antonina Vasilyevna</i>	doctor of geology and mineralogy, professor, head of Petroleum geology department at the Geology faculty of M.V. Lomonosov Moscow state university. Tel.: +7(495)939-55-76. E-mail: a.stoupakova@oilmsu.ru
<i>Suslova Anna Anatolyevna</i>	candidate of geology and mineralogy, senior research associate at the Petroleum geology department of the Geology faculty of M.V. Lomonosov Moscow state university. Tel.: +7(916)158-17-21. E-mail: a.suslova@oilmsu.ru
<i>Sutyryn Aleksandr Viktorovich</i>	candidate of engineering, head of the Laboratory for development of well construction technologies in the Center for fields' development at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: A_Sutyryn@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 the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-77. E-mail: V_Troitskiy@vniigaz.gazprom.ru
<i>Tsigler Natalya Lvovna</i>	head of the sector for research in physical chemistry at the TyumenNIIgiprogaz LLC. Tel.: +7(3452)28-61-50. E-mail: tsiglerml@tngg.ru
<i>Vankov Valeriy Petrovich</i>	chief specialist of the Laboratory for physical modelling of multiphase processes in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-77. E-mail: V_Vankov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Vasilyev Yuriy Nikolayevich</i>	professor, doctor of engineering, chief scientist in the Center for gas production at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: Y_Vasiliev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Volkov Andrey Nikolayevich</i>	candidate of engineering, head of the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) department at the Gazprom VNIIGAZ LLC subsidiary in Ukhta. Tel.: +7(8216)73-52-20. E-mail: A.Volkov@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Yakushenko Yevgeniya Aleksandrovna</i>	engineer of 2 nd category in the Laboratory for production and processing of raw hydrocarbons at the TyumenNIIgiprogaz LLC. Tel.: +7(3452)26-55-86. E-mail: YakushenkoEA@tngg.ru
<i>Yankevich Natalya Mikhaylovna</i>	head of Department for research in physical chemistry of the Engineering and technical center subsidiary at the Gazprom Dobycha Urengoy LLC. Tel.: +7(3494)99-18-52. E-mail: n.m.yankevich@gd-urengoy.gazprom.ru
<i>Zaychenko Viktor Makhaylovich</i>	doctor of engineering, head of department at the Joint institute for high temperatures of the RAS. Tel.: +7(495)484-19-55. E-mail: zaitch@oivtran.ru
<i>Zinchenko Igor Aleksandrovich</i>	candidate of engineering, head of Directorate of Department at the Gazprom PJSC. Tel.: +7(812)413-73-70. E-mail: I.Zinchenko@adm.gazprom.ru

Annotated list of articles

Akhmedsafin S.K. Current state-of-art, issues and outlooks of studying oil-and-gas bedded systems (core, fluids) / S.K. Akhmedsafin, D.V. Lugay // Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 4 (28). – P. 4–6.

The main backgrounds and potential tasks of vertically structured Corporate Gazprom PJSC system for work with core and bedded fluids are listed. The system is aimed at coordinated cooperation of all Gazprom affiliate companies, which are occupied with selection, transport, studying and storage of core and fluid samples. Such activity must rest on unification and consolidation of regulatory and procedural guidelines, technical provision for experimental and analytic works and information about the results of scientific research.

Ryzhov A.Ye. Perfection of the system approach to investigation of core and bedded fluids from the Gazprom PJSC oil-and-gas fields (creation of the Corporate Core and Fluids Research System) / A.Ye. Ryzhov, Z.P. Sklyarova // Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 4 (28). – P. 7–12.

The article presents structure and functional links of the Corporate Gazprom PJSC system for work with core and bedded fluids. The full range of research works being done by the participants of the System is described. These are: the quick-look (field) studies of core; field hydrodynamic, gas-condensate, geophysical subsurface (well) studies including sampling of bedded fluids; complex laboratory-analytical and experimental core studies; complex laboratory studies of physical-chemical properties and running characteristics of bedded fluids; thermodynamic research of hydrocarbon systems including phase behavior of bedded gas-condensate ones; physical and math modelling of filtration in a stratum; development of stratum-affecting methods and techniques for hydrocarbon recovery stimulation; creation of regulatory environment and methodical provision for studying core and bedded fluids. It is noted, that especially important are such achievements, as development of the Complex program for partial import substitution in respect to instrumental equipment, and bringing on line core storages in Gazprom VNIIGAS and TumenNIIgiprogaz in order to organize certification and conditional storage of reference collections of core and bedded fluids.

References

Federal Law No. 205-FZ dated 29.06.2015 № 205-FZ «On amending the Subsoil Law and certain legislative acts of the Russian Federation».

Strategy for geological industry development up to 2030 // Ministry of Natural Resources and Environment of the Russian Federation website. – <http://www.mnr.gov.ru/regulatory/detail.php?ID=129117>

Grigoryev B.A. Methods for modelling phase behavior of bedded systems / B.A. Grigoryev, A.I. Brusilovskiy, I.A. Zinchenko // Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 4 (28). – P. 13–20.

The article represents a retrospective analysis of engineering methods for math modelling of phase behavior and thermodynamic properties of oil-and gas bedded systems. It is mentioned, that nowadays this task is mostly being fulfilled by means of equations of state together with identification of parameters of fractions of natural mixes and effective numerical problem algorithms, settled with respect to fundamental thermodynamic theses formulated for multicomponent systems.

The evolution of the equations of state, being the instrument of modelling mass-transfer processes and thermobaric properties of bedded fluids at engineering and exploiting of natural gas and oil reservoirs, is depicted. It is shown, that last decades the multicoefficient equations of state has got new birth due to fundamental foreign and domestic studies, which revealed vista for improving accuracy of description of thermodynamic properties of natural hydrocarbon systems. The state-of-art computer methods for atomistic simulation of molecular systems regarding the questions of hydrocarbon production are reviewed.

It is noted, that theoretical knowledge, rich applied experience of math and computer modelling, as well as understanding of practical industrial needs will allow Russian specialists to create within the framework of import substitution a complex of domestic soft- and hardware aimed at calculation of phase transformations and thermal properties of natural multicomponent systems. Such complex will be useful for all design, scientific and educational enterprises of oil-and-gas type.

References

Brusilovskiy A.I. Methodology and results of using cubic equations of state for modeling thermodynamic properties of natural hydrocarbon fluids / A.I. Brusilovsky // Relevant issues of studies of hydrocarbon fields formations: collection of scientific articles in 2 pts / Under the editorship of B.A. Grigoryev. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2011. – P. 2. – P. 150–165. – (Vesti gazovoy nauki).

Brusilovskiy A.I. Phase transformations at development of oil and gas fields / A.I. Brusilovskiy. – Moscow: Graal, 2002. – 575 p.

Whitson C.H. Phase behavior / C.H. Whitson, M.R. Brule. – Richardson, Texas, 2000. – 240 p. – (SPE Monograph Series).

Danesh A. PVT and phase behavior of petroleum reservoir fluids / A. Danesh. – Elsevier Science B.V., 1998. – 104 p.

Pedersen K.S. Phase behavior of petroleum reservoir fluids / K.S. Pedersen, P.L. Christensen, J.A. Shaikh. – Taylor & Francis Group LLC, 2015. – 439 p.

Walas S. Phase equilibria in chemical engineering: in 2 pt. / Stanley M. Walas; transl. from Engl.

- A.V. Bespalov, A.P. Zhukov, V.V. Paukov. – Moscow: Mir, 1989. – Pt. 1: 304 p. – Pt. 2: 360 p.
- Gerasimov A.A. Examining the accuracy of thermodynamic properties of hydrocarbons and assist gases calculated by generalized cubic equations of state / A.A. Gerasimov, I.S. Aleksandrov, B.A. Grigoryev et al. // *Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of stratal hydrocarbons systems.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 4 (24). – P. 5–13.
- Peneloux A. A consistent volume correction for Redlich–Kwong–Soave volumes / A. Peneloux, E. Rauzy, R. Freze // *Fluid Phase Equilibria.* – 1982. – V. 8. – P. 7–23.
- Jhavery B.S. Three-parameter modification of the Peng–Robinson equation of state to improve volumetric predictions / B.S. Jhavery, G.K. Youngren // *SPE Reservoir Engineering.* – 1988. – V. 3. – № 3 (August). – P. 1033–1040.
- Duan Z. A new cubic equation of state and its applications to the modeling of vapor-liquid equilibria and volumetric properties of natural fluids / Z. Duan, J. Hu // *Geochimica et Cosmochimica Acta.* – 2004. – V. 68, № 14. – P. 2997–3009.
- Atilhan M. A new cubic equation of state: a thesis / M. Atilhan // *Master of science.* – Texas A&M University, 2004. – 136 p.
- Neau E. The Soave, Twu and Boston–Mathias alpha functions in cubic equations of state. P. II. Modeling of thermodynamic properties of pure compounds / E. Neau, O. Hernandez-Garduza // *Fluid phase equilibria.* – 2009. – V. 276. – P. 156–164.
- Hinojosa-Gomez H. A modifi cation to the Peng–Robinson – fitted equation of state for pure substances / H. Hinojosa-Gomez, J.F. Barragan-Aroche, E.R. Bazua-Rueda // *Fluid phase equilibria.* – 2010. – V. 298. – P. 12–23.
- Brusilovskiy A.I. Rational approach to forming models of bedded oils for hydrodynamic calculations during designing and monitoring of fields development / A.I. Brusilovskiy, A.N. Nugayeva, I.Ye. Khvatova // *Vestnik TsKR Rosnedra.* – 2009. – № 4. – P. 48–56.
- Yushchenko T.S. A new engineering method for creation and adapting PVT-model of natural gas-condensate mixture / T.S. Yushchenko, A.I. Brusilovskiy // *Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of stratal hydrocarbons systems.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 4 (24). – P. 14–20.
- Starling K.E. Fluid thermodynamics properties for light systems / K.E. Starling. – Houston: Gulf Publ. Co., 1973. – 270 p.
- Span R. Multiparameter equation of state: an accurate source of thermodynamic property data / R. Span. – Berlin: Springer, 2000. – 367 p.
- 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.
- Grigoryev B.A. Modelling thermodynamic properties of oil and gas-condensate systems on the grounds of fundamental multiconstant equations of state / B.A. Grigoryev, A.A. Gerasimov, I.S. Aleksandrov et al. // *Recommendations of Gazprom PJSC.* – Moscow: Gazprom expo, 2016.
- Grigoryev B.A. Modelling thermodynamic properties of oil and gas-condensate systems on the grounds of fundamental multiconstant equations of state / B.A. Grigoryev, A.A. Gerasimov, I.S. Aleksandrov // *Gazovaya promyshlennost'.* – 2013. – № 696: special issue. – P. 98–101.
- Grigoryev B.A. Thermal properties of oil, oil products, gas condensates, and their fractions / B.A. Grigoryev, A.A. Bogatov, A.A. Gerasimov; ed. B.A. Grigoryev. – Moscow: MPEI Publishers, 1999. – 372 p.
- Grigoryev B.A. Thermal properties and phase equilibria of gas condensates and their fractions / B.A. Grigoryev, A.A. Gerasimov, G.A. Lanchakov; ed. B.A. Grigoryev. – Moscow: MPEI Publishers, 2007. – 344 p.
- Correlations for petroleum systems. Chap. 6 // *Reference book of refiner. V. 1: Prolegomena to petroleum engineering.* – Moscow; Izhevsk: Computer research institute, 2014. – P. 313–406.
- McCain W.D. Petroleum reservoir fluid property correlations / W.D. McCain, Jr., J.P. Spivey, C.P. Lenn. – PennWell Publishing Company, 2011. – 219 p.
- McCain W.D. Reservoir fluid property correlations – state of the art / W.D. McCain, Jr. // *SPE Reservoir Engineering.* – 1991. – May. – P. 266–272.
- Norman G.E. Atomistic modelling of the hydrocarbon fields' stratal systems / G.E. Norman, V.V. Pisarev, V.V. Stegaylov // *Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of stratal hydrocarbons systems.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 4 (24). – P. 161–165.
- Shcheberstov Ye.V. On the models for underground physical-chemical hydrodynamics / Ye.V. Shcheberstov // *Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 4 (28). – P. 21–26.**
- Solution of many problems within development of oil and gas fields, underground gas storage and environmental protection grounds on the results of physical and mathematical simulation of physical-chemical processes in a stratum. Vast variety of processes generates difficulties both in selection of test equipment and in mathematical provision for planning and interpreting of experiments.
- The central function of math provision is digital simulation of a process, which takes place in a core stratum model during a laboratory experiment. An imitator-program allows deep analysis of experimental results, namely: it gives an opportunity to ascertain harmony of this process and the theory, to determine some characteristics of the core-fluid system, to compose a plan of further experiments, etc.
- On the grounds of experience in applying math patterns for interpretation of experiments, an approach to creation of computer models for a wide range of processes is suggested. A scheme of multiphase, multicomponent filtration in embedded environment is being used as a foundation for process matrix, which determines distribution of the components over phases and media. The volumetric balance equations are being composed for each component separately by phases.

Transition of components between phases and media is described by the exchange terms. System of model equations is being normalized through the agency of elementary transformations. Numeric solution is done by the method of lines using common differential equations, which could be solved by means of general math software. An important role of the zero-dimensional patterns describing behavior of nonequilibrium systems in hermetic cells is pointed out.

The theoretical theses are illustrated with an example of petroleum displacement from a salinated reservoir by a polymer solution.

References

Rozhdestvenskiy B.L. Systems of quasilinear equations / B.L. Rozhdestvenskiy, N.N. Yanenko. – Moscow: Nauka, 1978. – 688 p.

Binning P. Practical implementation of the fractional flow approach to multi-phase flow simulation / P. Binning, M.A. Celia // *Advances in water resources.* – 1999. – V. 22. – № 5. – P. 461–478.

Alvarez L. Numerical solution of the Rapoport–Leas equation using the method-of-line and DASSL code / L. Alvarez, C. Cunha // *Zhurnal Vychislitel'noy Matematiki i Matematicheskoy Fiziki.* – 1998. – V. 38. – № 11. – P. 1928–1935.

Nesterenko A.N. Practical experience, issues and ways to perfect methods for makeup and prediction of primary products composition of gas-condensate fields in order to simulate their field treatment, transfer and processing / A.N. Nesterenko, A.G. Kasperovich, O.A. Omelchenko, D.A. Rychkov, Ye.A. Yakushenko // *Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 4 (28). – P. 27–36.

The article deals with determination and forecast of raw gas condensates fractional analysis aimed at further modelling of their field conditioning, transport and reprocessing. A special procedure for periodical measuring the composition of raw products from active gas-condensate fields in the North of Western Siberia is presented. It has been specially designed and realized at TumenNIIgiprogas LLC and supposes subsequent simulation of field conditioning in a mode of computational and engineering monitoring using test compositions, factually averaged parameters of devices and specific outputs of condensates.

Authors state, that it is difficult to realize the prognostic valuation of raw-product compositions adequately. They obviously show, that traditional procedures for calculating differential condensation often exaggerate volumes of liquid phase in comparison to the experimental ones and give more sudden lightening of calculated gas compositions while pressure is decreasing. It challenges the possibility of correct simulation of phase transitions in stratum on the grounds of traditional equations of state (including the Peng–Robinson one). So, authors tried to create simplified patterns, imitating volatility of compositions of produced raw gas condensates. In particular, a statistic method aimed at forecasting compositions of raw condensates is developed and realized. It bases on the interpolation of arrays of coefficients of changes in the experimentally measured concentrations of discharged

gas-phase components during the experimental differential condensation.

References

Kasperovich A.G. Balance calculations within designing and planning the processing of raw hydrocarbons from gas-condensate and oil-and-gas-condensate fields / A.G. Kasperovich, R.Z. Magaril. – Moscow: Universitet, 2008. – 411 p.

Kabanov O.P. Methodology for creation an adequate technological model of a gas-condensate field using the results of complex simulation / O.P. Kabanov, A.G. Kasperovich, D.A. Rychkov et al. // *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti.* – Moscow: Gazprom Informational and advertising center, 2006. – P. 30–36.

Brusilovskiy A.I. Phase transformations at development of oil and gas fields / A.I. Brusilovskiy. – Moscow: Graal, 2002. – 575 p.

Nesterenko A.N. Modelling differential condensation of a gas-condensate fluid / A.N. Nesterenko, V.V. Prytkov, A.G. Kasperovich et al. // *Gazovaya promyshlennost'.* – 2014. – № 1. – P. 82–86.

Grigoryev B.A. Math simulation of gas-condensate mixture isothermal filtering for different flow patterns / B.A. Grigoryev, V.M. Zaychenko, D.A. Molchanov, V.N. Sokotushchenko // *Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 4 (28). – P. 37–40.

Sometimes the unstable operation of field wells is being detected. The reason for observed pulsations can be both the interaction of known external periodical factors and the large-tonnage energy inflows into a system, which in fact (due to nonlinear nature) transforms input energy into oscillations. Thereupon, studying the pulsative filtration regime seems rather topical.

A math opportunity to investigate self-vibration during filtration is being connected with buckling of stationary solutions in respect for two-phase multicomponent filtration equations. Relaxation time increases when the system approaches the unstable region. At that, according to experimental data proximity to the unstable region is determined by output pressure deviation from a pressure of maximal condensation.

The article is dedicated to math description of buckling of the disbalanced filtration process and to calculation of correlations between the duration of self-vibration modes of the two-phase multicomponent mixtures flowing through the porous media on one hand and typical system relaxation times on the other hand. It is shown, that particular combination of physical parameters provokes self-vibrations. So, to calculate values of parameters answering the generation of unsteady filtration flows one should solve a problem of unsteadiness of filtration flows, and does not need a direct solution of a system of equations written for two-phase multicomponent filtration.

References

Mitlin V.S. Self-oscillatory regimes of multicomponent two-phase mixed flow in porous media / V.S. Mitlin // *Dokl. AN SSSR.* – 1987. – V. 296. – P. 1323–1327.

Makeyev B.V. Self-oscillations in distributed systems: filtration with phase transitions / B.V. Makeyev, V.S. Mitlin // Dokl. AN SSSR. – 1990. – V. 310. – № 6. – P. 1315–1319.

Kachalov V.V. Mathematical modeling of gas-condensate mixture filtration in porous media, taking into account nonequilibrium phase transitions / V.V. Kachalov, D.A. Molchanov, V.M. Zaichenko et al. // Proc. of XXXI International Conference on Equations of State for Matter, March 1–6, 2016, Elbrus, Kabardino-Balkaria, Russia.

Vankov V.P. Grounding the efficacy of screen technologies in rising the hydrocarbon output by methods of physical and math simulation / V.P. Vankov, A.V. Mizin, S.G. Rassokhin, A.F. Sokolov, V.M. Troitskiy, A.L. Kovalev, Ye.L. Fomin // Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 4 (28). – P. 41–49.

During successive, partially combined development of the oil and gas-condensate zones there is a danger of oil rim disintegration, origination of depression cone, and deformation of gas-oil contacts. Finally, these will cause unwanted losses of bedded oil and decrease of the oil recovery factor. Often a screen technique for isolation of gas-and-oil-saturated parts of an oil-and-gas-condensate field is suggested as an instrument for prevention of mentioned phenomena.

The article presents a procedure for scientifically based selection of the most effective agent forming a screen between gas-condensate and oil parts of productive hydrocarbon deposits. Studies were carried out by means of physical and mathematical modelling. A typical terrigenous oil-and-gas-condensate field having an oil rim and a gas-condensate part of deposit of any given thickness was the object of the study.

For creation of the artificial screens the aqueous solutions of polyacrylamide, inorganic gel-forming ГАЛКА®-НТМ composition and polymeric gel-forming «Криогель-ПРО» composition were chosen. The hydrodynamic screen was formed on the basis of core stratum models according to a special procedure. Reliability and quality of screens is being estimated by the pressure of screen break-through and the factor of residual resistance. As a result, the most effective screen-forming agents were chosen.

In order to check the successfulness of the screening technique on a field scale the mathematical patterns for flowing of agents within a bedded system were developed, and computer tests were carried out. The algorithm of calculations and their further analysis are being recommended for selection of most effective agents or for creation of new receipts for screen formers.

References

Subsoil Law of RF in wording of the Federal law № 27-FZ dated March 3, 1995 with amendments dated July 3, 2016 / in force since October 3, 2016.

Afanasyev V.A. State-of-art, issues and outlooks for development of unanimous-separate operation of electrical centrifugal pump plants in the wells at multistratum fields of Western Siberia /

V.A. Afanasyev, S.N. Bastrikov, V.A. Popov // Neft i gaz. – 2015. – № 1. – P. 19–25.

GOST R 53710-2009. Oil and gas-oil fields. Rules for reservoir engineering.

GOST R 53713-2009. Oil and gas-oil fields. Rules of development.

Altunina L.K. Methods of physical chemistry aimed at increase of oil recovery from layers of oil fields: review / L.K. Altunina, V.A. Kuvshinov // Uspekhi khimii. – 2007. – V. 76. – № 10. – P. 1034–1052.

Altunina L.K. Thermotropic inorganic gels for enhanced oil recovery / L.K. Altunina, V.A. Kuvshinov // Oil & Gas Journal Russia. – 2008. – № 5 (18). – P. 64–72.

Altunina L.K. Cryogels for plug operations in the regions with permafrost rocks / L.K. Altunina, V.A. Kuvshinov, S.N. Dolgikh // Gidrotekhnika. – 2010. – № 3 (20). – P. 52–56.

GOST 26450.2-85. Rocks. Method for determination of absolute gas permeability coefficient by stationary and non-stationary filtration.

Koposov I.A. Petrophysics of oil and gas reservoirs: collected papers of the I.M. Gubkin Moscow institute for petrochemical and gas industry / I.A. Koposov, Ya.R. Morozovich et al.; ed. V.N. Dakhnov. – Moscow: Nedra, 1975. – Is. 115. – 286 p.

Morozovich Ya.R. A new device for express measuring of open porosity / Ya.R. Morozovich // Neftegazovaya geologiya i geofizika: express information. – 1975. – № 13. – P. 6–9.

Ter-Sarkisov R.M. Computerized plants for multiphase filtration and their application for development of methods aimed at increasing condensate recovery / R.M. Ter-Sarkisov, V.A. Nikolayev, S.G. Rassokhin et al. // Rising the hydrocarbon recovery of gas-condensate fields. – Moscow: VNIIGAZ, 1998. – P. 27–38.

Rassokhin S.G. Experimental research of three-phase filtration within the PVT-conditions of Aptian sediments / S.G. Rassokhin, V.M. Troitskiy, A.V. Mizin et al. // Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2010. – P. 167–179.

Bogatyrev A.F. Thermal diffusion in rarefield ternary gas systems / A.F. Bogatyrev, Ye.B. Grigoryev, O.A. Makeyenkova // Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 4 (28). – P. 50–55.

The questions of experimental and theoretical study of thermal diffusion in rarefied ternary gas systems are discussed. A review of the experimental studies of thermal diffusion in ternary gas systems is given.

A semi-empirical method of calculating the thermal diffusion factor (TDF) values for ternary gas mixtures using corresponding TDF values for binary mixtures is proposed. TDF values for binary gas mixtures were calculated with a help of the previously proposed formula based on the experimental data of the thermal diffusion. Corresponding coefficients values for 21 binary gas systems are given. These coefficients allow us to calculate TDFs values for binary systems in a wide range of concentrations and temperatures.

The calculation of TDFs in ternary gas systems through TDFs for binary systems is carried out. Binary

TDFs were computed according to the proposed formula and the corresponding given coefficients. The comparison showed that for all experimentally studied ternary gas systems the qualitative and quantitative agreement between experimental and calculated values is observed within their errors.

On the basis of published experimental data one can conclude, that the proposed method allows to calculate TDFs for ternary gas mixtures. The calculation error is within 3–10 % for validity of 0,95.

References

Grigoryev B.A. Thermal-physic and phase equilibria of gas condensates and their fractions / B.A. Grigoryev, A.A. Gerasimov, G.A. Lanchakov. – Moscow: MPEI Publishers, 2007. – 344 p.

Dotsenko V.V. Gas geochemistry. Origin of oil and gas / V.V. Dotsenko. – Rostov-na-Dony: Rostov state university, 2001. – 39 p.

Kuznetsov M.A. State-of-art of thermal-physic research of bedded systems / M.A. Kuznetsov, P.O. Ovsyannikov, Ye.B. Grigoryev // Vesty gazovoy nauki: Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2011. – Pt. 2. – P. 69–81.

Chipman J. A note on gaseous thermal diffusion: the effect of a third component / J. Chipman, M.N. Dastur // J. Chem. Phys. – 1948. – V. 16. – № 6. – P. 636–637.

Shashkov A.G. Thermal diffusion factor of gas mixtures / A.G. Shashkov, A.F. Zolotukhina, V.B. Vasilenko. – Minsk: Belorusskaya nauka, 2007. – 239 p.

Bogatyrev A.F. Thermal-diffusion separation in the non-porous ternary gas systems / A.F. Bogatyrev, M.A. Nezovitina // Nauchnoye obozreniye. – 2012. – № 2. – P. 123–128.

Makeyenkova O.A. Investigation of thermal diffusion in the rarified ternary gas systems at different concentrations and temperatures: theses ... candidate of eng. / O.A. Makeyenkova. – Moscow, 2015. – 158 p.

Nezovitina M.A. Dependence of thermal-diffusion constant of a binary gas mixture on the addition of a third gas / M.A. Nezovitina, A.F. Bogatyrev, O.A. Makeyenkova // Inzhenerno-fizicheskiy zhurnal. – 2016. – V. 89. – № 3. – P. 728–735.

Kruchkov V.F. Investigation of thermal-diffusion separation of some multicomponent gas systems: theses ... candidate of phys. and math. / V.F. Kruchkov. – Alma-Ata: Kazakh state university, 1975. – 236 p.

Bogatyrev A.F. Experimental study of thermal diffusion in multicomponent gaseous systems / A.F. Bogatyrev, O.A. Makeyenkova, M.A. Nezovitina // International Journal of Thermophysics. – 2015. – V. 36. – № 4. – P. 633–647.

Deb S.K. Thermal diffusion in ternary gas mixtures / S.K. Deb, A.K. Barua // Physica. – 1967. – V. 34. – № 3. – P. 438–444.

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.

Deb S.K. Thermal diffusion in the ternary system helium-neon-carbon dioxide / S.K. Deb, A.K. Barua // Trans. Faraday Soc. – 1968. – V. 64. – P. 358–362.

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.

Mazurenko Yu.T. Thermal diffusion in the ternary mixtures with vanishing low content of one component / Yu.T. Mazurenko, V.V. Danilov // Zhurnal tekhnicheskoy fiziki. – 1976. – V. 46. – № 4. – P. 868–871.

Hirschfelder J. Molecular theory of gases and liquids / J.O. Hirschfelder, Ch.F. Curtiss, R.B. Bird; transl. from Engl. – Moscow: Izdatelstvo inostrannoy literatury, 1961. – 929 p.

Valdman M.F. Transition phenomena in gases under medium pressure / L.V. Valdman // Termodinamika gazov. – Moscow: Mashinostroyeniye, 1970. – P. 169–414.

Laranjeira M.F. An elementary theory of thermal and pressure diffusion in gaseous binary and complex mixtures. Pt. I: General theory / M.F. Laranjeira // Physica. – 1960. – V. 26. – P. 409–416.

Bogatyrev A.F. Calculational method in treating thermal diffusion characteristics in ternary gas mixtures / A.F. Bogatyrev, O.A. Makeyenkova, M.A. Nezovitina // Advanced Studies in Theoretical Physics. – 2014. – V. 8. – № 28. – P. 1199–1204.

Vasaru G. Thermal diffusion bibliography 1965–1995 / G. Vasaru. – Chikusa-ku, Nagoya, Japan: ITIM Cluj-Napoca: Romania and Nagoya University, 1996.

Nezovitina M.A. Analysis and synthesis of experimental data on thermal diffusion in gas mixtures / M.A. Nezovitina, A.F. Bogatyrev, O.A. Makeyenkova et al. – Smolensk: Universum, 2014. – 156 p.

Bogatyrev A.F. Thermal and concentration dependencies of thermal-diffusion separation in the ternary gas mixtures / A.F. Bogatyrev, O.A. Makeyenkova, M.A. Nezovitina // Inzhenerno-fizicheskiy zhurnal. – 2014. – V. 87. – № 5. – P. 1205–1214.

Guseynov A.G. Experimental investigation of density and tension of vapour in respect to highly mineralized natural bedded waters / A.G. Guseynov, A.N. Shakhverdiyev // Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 4 (28). – P. 56–61.

The article contains experimental data on the thermal properties of highly mineralized reservoir waters (concentrations of mineral salts are 11,2; 18,11; 25,77; 32,55 and 48 g/l) within the temperature range of 298,15–598,15 K and the pressure range from saturated vapor up to 40 MPa. Error of experimental data is estimated as $\pm 0,065$ %.

On the grounds of experimental data an equation is composed aimed at calculating density of poorly studied highly mineralized bedded waters in wide ranges of temperature and pressure. Up to the saturation line the proposed equation describes the experimental data with the error of $\pm 0,03$ %. Near this line the error significantly increases.

References

Troitskiy V.M. Grounding the choice of oil displacement agents at development of the oil-and-gas-

condensate fields in Eastern Siberia according to the results of experimental researches / V.M. Troitskiy, S.G. Rassokhin, A.F. Sokolov et al. // *Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 2 (18). – P. 98–105.

Rassokhin A.S. Studies of the efficiency of polyacrylamide water solution and two-phase water-methane mixture as agents displacing the viscous oil / A.S. Rassokhin // *Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems: collected papers*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2010. – P. 170–190. – (*Vesti gazovoy nauki*).

Rivkin S.L. Experimental research of specific volumes of water / S.L. Rivkin, T.S. Akhundov // *Teplenergetika*. – 1962. – № 1. – P. 57–65.

Gumbatov G.G. Using the colloidal compositions for environmental protection at production, storage and transport of oil / G.G. Gumbatov, R.A. Dashdiyev. – Baku: Elm, 1998. – 336 p.

Gumbatov G.G. Chemical reagents used at production and calculation of petroleum and gas: ref. book. V. II / G.G. Gumbatov, R.A. Dashdiyev. – Baku: Elm, 1999. – P. 101–130.

Grigoryev B.A. Thermal-physical properties of oil, oil products of gas condensates and their fractions / B.A. Grigoryev, G.F. Bagatov, A.A. Gerasimov. – Moscow: MPEI Publishers, 1999. – P. 365.

Salavatov T.Sh. Experimental research of oil displacement by carbon dioxide in porous medium / T.Sh. Salavatov, E.T. Aliyev, G.Kh. Melikov. – Baku: Science research institute for geotechnological problems of oil, gas and chemistry. – P. 75–82.

Akperov R.M. Studying the exposure of aqueous polymer solution upon a layer in order to rise the oil recovery / R.M. Akperov // *Azerbaydzhanskoye neftyanoye khozyaystvo*. – 1992. – № 7. – P. 36–39.

Guseynov A.G. Study of transiting property of bedded waters / A.G. Guseynov; Neftin, Qazın Geotexnoloji Problemləri və Kimya Elmi-Tədqiqat İnstitutu. Elmi əsərlər, VII cil. – Bakı, 2006. – S. 220–225.

Grigoryev B.A. Methods of calculation of thermal and physical properties of oil, gas condensates and their fractions / B.A. Grigoryev, A.A. Gerasimov // *Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems: collected papers*. – Moscow: VNIIGAZ, 2010. – P. 224–238. – (*Vesti gazovoy nauki*).

Kovalev A.L. To a question of measuring elastic-plastic properties of stratum material according to the results of core samples tests / A.L. Kovalev, Yu.F. Kovalenko // *Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 4 (28). – P. 62–70.

Lately the understanding of importance to account the geomechanic factor during development of oil-and-gas deposits grows, as well as the understanding of the decisive role of physical core tests in measuring elastic-plastic properties of stratum material and in filling up the filtration-strengthening geomechanic models.

The article analyzes the results of the core tests carried out using a stand for independent three-axial loading at the A. Ishlinsky Institute for Problems

in Mechanics RAS according to the contracts with Gazprom VNIIGAZ LLC. An issue of applying the standard three-axial tests for determination of elastic parameters of transversally isotropic stratum material is studied. An ability of known nonlinear elasticity models to reproduce the results of physical modelling of side stresses in a wellbore during its exploration and exploiting is studied. The results of these experiments are used for checking reliability of standard Mohr–Coulomb plasticity criterion, which does not accounts the intermediate principal stress.

It is mentioned, that the standard three-axial tests, an isotropic model for linear elasticity, and a number of simple patterns for nonlinear elasticity are limited in respect to determination of elasticity parameters of transversally isotropic stratum material and to reproduction of results of physical modelling of side stresses in a wellbore during its exploration and exploiting. Though, high reliability of Mohr–Coulomb criterion is verified regarding the forecast of the plastic deformation zones development.

It is concluded, that continuation of researches aimed at making possible the simulation of transversally isotropic stratum material parameters and the reproduction of nonlinear effects in near-well areas is necessary. But at the same time the existing models must be admitted adequate for practical tasks of geomechanics.

References

Lekhnitskiy S.G. Theory of elasticity of anisotropic body / S.G. Lekhnitskiy. – 2nd ed. – Moscow: Nauka, Chief editorial board of physical and mathematic literature, 1977. – 416 c.

Kulhawy F.H. Stress deformation properties of rock and rock discontinuities / F.H. Kulhawy // *Engineering Geology*. – 1975. – № 9. – P. 327–350.

Santarelli F.J. Analysis of borehole stresses using pressure-dependent linear elasticity / F.J. Santarelli, E.T. Brown, V. Maury // *Int. J. Rock Mech. Min. Sci. & Geomech. Abstr.* – 1986. – № 23 (6). – P. 445–449.

Christensen H.F. Impact of the intermediate principal stress on rock strength: polyaxial testing and numerical simulations / H.F. Christensen, N.K. Loe, B. Plischke et al. – <http://www.researchgate.net/publication/238050261> (24.06.2015).

Kuznetsov M.A. Thermal processes in saturated bedded systems / M.A. Kuznetsov, P.O. Ovsyannikov, Ye.B. Grigoryev, P.A. Nesterov // *Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 4 (28). – P. 71–76.

The article describes the results obtained recently within the investigations of thermal processes in bedded fluidal systems, namely: a procedure for measuring the isobaric heat capacity of hydrocarbons and their mixtures, being in liquid, gas and supercritical states at temperatures of 300–650 K and pressures up to 60 MPa; the comparative correlations of thermodynamic properties of gaseous hydrocarbons at high pressures and temperatures; a method for calculation of the heat capacity of hydrocarbons at supercritical PVT-conditions; an algorithm for predicting heat capacity of a saturated rock; original

methods for measuring thermal conductivity of porous bodies under full pressure, and for measuring the effect of pressure up to 100 MPa on the thermal conductivity of the fluid-saturated porous bodies.

References

Kuznetsov M.A. State-of-art of thermal-physical research of bedded systems / M.A. Kuznetsov, Ye.B. Grigoryev, P.O. Ovsyannikov // Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems. P. 2. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2011. – P. 69–82. – (Vesti gazovoy nauki).

SSSRD (GSSSD) ME 230-2014. Procedure for measuring isobaric heat capacity of hydrocarbons and their mixtures being in liquid, gaseous and supercritical states at temperatures of 300–650 K and pressures up to 60 MPa / M.A. Kuznetsov, Ye.B. Grigoryev. – Moscow: Standartinform, 2014. – 37 p., ill.

Kuznetsov M.A. Correlation comparison of thermodynamic properties of gaseous hydrocarbons at high temperatures and pressures / M.A. Kuznetsov, P.O. Ovsyannikov, Ye.B. Grigoryev, A.V. Bogdanov // Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 1 (12). – P. 138–144.

Kuznetsov M.A. Heating capacity of hydrocarbons in above-critical thermobaric conditions / M.A. Kuznetsov, P.O. Ovsyannikov, Ye.B. Grigoryev et al. // Vesti gazovoy nauki: Actual problems of research of stratal hydrocarbon systems. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 2 (18). – P. 59–63.

Yusuf Akhmed E.M. Development of methods for calculating heat of vaporization of binary hydrocarbon mixtures: theses ... candidate of eng. / E.M. Yusuf Akhmed; 05.17.2008. – Moscow, 2011. – 134 p.

Certificate of state registration of computer program № 2011618328. Program for calculating heat capacity of alkyl hydrocarbons in gas phase at parameters of their presence within a layer / M.A. Kuznetsov, P.O. Ovsyannikov, Ye.B. Grigoryev et al.

Certificate of state registration of computer program № 2012612289. Program for calculating heat capacity of alkyl hydrocarbons under supercritical pressures / M.A. Kuznetsov, P.O. Ovsyannikov, Ye.B. Grigoryev et al.

Patent RF № 2461818. Method of measuring porous body heat conductivity at uniform pressure / M.A. Kuznetsov, Ye.B. Grigoryev, P.O. Ovsyannikov et al.; priority 18.04.2011 // Bul. 26. – 20.09.2012.

Patent RF № 2575473. Method to measure impact of pressure of up to 100 MPa at heat conductivity of fluid-saturated porous bodies / M.A. Kuznetsov, Ye.B. Grigoryev; priority 28.10.2014 // Bul. № 5. – 20.02.2016.

Troitskiy V.M. On measuring phase permeability values for a «gas – gas-condensate – water» system in respect to reservoirs of gas-condensate fields / V.M. Troitskiy, S.G. Rassokhin, A.F. Sokolov, A.V. Mizin, V.P. Vankov // Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 4 (28). – P. 77–86.

To forecast productivity of wells at gas-condensate fields, to choose optimal techniques for gas and con-

densate extraction, to construct realistic geological and hydrodynamic models of fields it is necessary to know filtration characteristics of a bedded reservoir-fluidal system. Today there is limited and contradictory information on filtration properties of gas-condensate field reservoirs in Western and Eastern Siberia regarding a system of «gas – gas condensate – water».

The article tells about approving of a procedure for studying filtration processes in a «gas – gas condensate – water» system at thermobaric conditions of hydrocarbons' bedding in Western and Eastern Siberia. The procedure has been tested on original core material in conditions of initial stratum pressure and the pressure of maximal field condensation. An algorithm for determination of phase permeability according to water, gas and gas condensate depending on thermobaric conditions and state of a fluidal system is suggested. It is shown, that when potential concentration of condensate in a bedded system runs up to 70 g/m³, the impact of:

– dropped-out condensate to gas permeability is small (the permeability will decrease by 10 %, if the stratum pressure drops down to the pressure of maximal condensation);

– porous space compressibility to gas permeability is somewhat more (the permeability will decrease by 15 %, if the stratum pressure drops);

– dropped-out condensate to water permeability is several times more, than to gas permeability.

On the grounds of test results it is supposed, that gas filtration may quickly stop at slight growth of reservoir water-saturation, and finally it will lead to unprofitable gas production on a field scale.

References

Kleshchev K.A. Oil and gas fields of Russia: reference guide in 2 b. B. 2: Asian part of Russia / K.A. Kleshchev, V.S. Shein. – Moscow, 2010. – 720 p.

Ginsburg G.D. On the reasons for low reservoir pressures at the north of Siberia / G.D. Ginsburg, A.Ye. Gurevich, A.D. Reznik // Sovetskaya geologiya. – 1971. – № 9. – P. 45–58.

Starobinets I.S. Gas-chemical indexes of oil-and-gas-bearing capacity and a forecast for contents of hydrocarbon accumulations / I.S. Starobinets. – Moscow: Nedra, 1986. – 198 p.

Relative permeability coreflooding system with data acquisition and control system: operating and instruction manual. – Tulsa: Temco Inc., 1995.

Three-phase flow system featuring QUIZIX servo-controlled pumps: operating manual. – Salt Lake City: Terratek, Inc., 1995.

GOST 26450.2-85. Rocks. Method for determination of absolute gas permeability coefficient by stationary and non-stationary filtration. – Moscow: Izdatelstvo standartov, 1985.

Branch standard OST 39-204-86. Petroleum. Method for laboratory determination of residual water saturation of oil and gas reservoirs by a dependence of saturation on capillary pressure. – Moscow: Izdatelstvo standartov, 1986.

Branch standard OST 39-235-89. Petroleum. Method for laboratory measuring of phase permeabilities in conditions of joint stationary filtration. – Moscow: Izdatelstvo standartov, 1989.

Lapshin V.I. About classification of reservoir fluids at oil-and-gas-condensate fields / V.I. Lapshin, A.N. Volkov, A.N. Kulkov et al. // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2014. – № 2. – P. 113–119.

Izumchenko D.V. Practice of oil-and-gas-condensate field development needs correction of component recovery / D.V. Izumchenko, V.I. Lapshin, V.A. Nikolayev et al. // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2010. – № 1. – P. 24–27.

Aleksandrov I.S. A new fundamental equation of state for normal pentane / I.S. Aleksandrov, A.A. Gerasimov, B.A. Grigoryev // *Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 4 (28). – P. 87–95.

The normal pentane belongs to technically important hydrocarbons, which are a part of oil and gas condensates. Thermodynamic properties of n-pentane are already investigated in detail in the wide ranges of temperature and pressure. The reliable fundamental equations of state, which allow calculating of all the thermodynamic properties of n-pentane with high accuracy, are also developed. However the new experimental studies of the thermodynamic properties of n-pentane and improvement of the fitting procedures reopen further researches in this area.

The article presents a new fundamental equation of state in the form of the reduced Helmholtz free energy. The proposed equation includes six polynomial, five exponential and six Gaussian bell-shaped terms. The equation structure, and also the density and temperature exponents were optimized simultaneously using nonlinear iterative procedure based on random search. While fitting the equation, the experimental pressure-density-temperature data, saturated vapor pressure, saturated liquid density, saturated gas density, isobaric and isochoric heat capacity and speed of sound were used. The proposed equation satisfies the critical conditions and Maxwell rule, shows correct behavior for the ideal curves, and allows the calculation of all thermodynamic properties and phase equilibria over a temperature range from the triple point to 700 K with pressures up to 100 MPa. The average absolute deviations of properties are: 0,1–0,3 % in liquid-phase density; 0,3–0,5 % in gas-phase density; 0,1–0,3 % in saturated vapor pressure; 0,05–0,15 % in saturated liquid density; 0,5–1,0 % in isobaric heat capacity; 1,0–2,0 % in isochoric heat capacity; 0,5–0,8 % in speed of sound.

The results of comparison with three previously published equations of state are presented in article. The analysis showed that the new fundamental equation of state is more accurate, especially in critical zone.

References

Abdulagatov I.M. Thermal-dynamic properties of n-pentane: review / I.M. Abdulagatov, D.I. Vikhrov, V.A. Mirskaya; Gosstandart of USSR; All-Union scientific research center for materials and substances; Dagestan branch of the AS USSR; Institute for geothermometry problems. – Moscow: Izdatelstvo standartov, 1990. – 56 p.

Ratanapisit J. Application of new, modified BWR equations of state to the corresponding-states prediction

of natural gas properties / J. Ratanapisit, J.F. Ely // *Int. Journal of Thermophysics*. – 1999. – V. 20. – № 6. – P. 1721–1735.

Span R. Multiparameter equation of state: an accurate source of thermodynamic property data / R. Span. – Berlin: Springer, 2000. – 367 p.

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.

Grigoryev B.A. Fundamental equations of state for hydrocarbons in critical area / B.A. Grigoryev, A.A. Gerasimov, Ye.B. Grigoryev // *Oboronnyy kompleks – nauchno-tekhnicheskomy progressu Rossii*. – 2010. – № 3. – P. 52–60.

Marsh K.N. TRC thermodynamic properties of substances in the ideal gas state / K.N. Marsh, R.C. Wilhoit, M. Frenkel et al. // *Thermodynamics Research Center*. – 1994.

Sage B.H. Phase equilibria in hydrocarbon systems. Thermodynamic properties of n-pentane / B.H. Sage, W.N. Lacey // *Ind. Eng. Chem.* – 1942. – V. 34. – № 6. – P. 730–737.

Willingham C.B. Vapor pressures and boiling points of some paraffin, alkylcyclopentane, alkylcyclohexane, and alkylbenzene hydrocarbons / C.B. Willingham, W.J. Taylor, J.M. Pignocco et al. // *J. Res. Natl. Bur. Stand.* – 1945. – V. 35. – P. 219–244.

Beattie J.A. The vapour pressure and critical constants of normal pentane / J.A. Beattie, S.W. Levine, D.R. Douslin // *J. Am. Chem. Soc.* – 1951. – V. 73. – P. 4431–4432.

Douslin D.R. Thermodynamics research under project 62 / D.R. Douslin // *Proc. Div. Ref., Am. Petrol. Inst.* – 1970. – V. 50. – P. 189–211.

Li I.P.C. Vapor-liquid equilibria in systems n-hexane-benzene and n-pentane-toluene / I.P.C. Li, Y.-W. Wong, S.-D. Chang et al. // *J. Chem. Eng. Data*. – 1972. – V. 17. – № 4. – P. 492–498.

Osborn A.G. Vapor-pressure relations for 15 hydrocarbons / A.G. Osborn, D.R. Douslin // *J. Chem. Eng. Data*. – 1974. – V. 19. – № 2. – P. 114–117.

Hossenlopp I.A. Vapor heat capacities and enthalpies of vaporization of five alkane hydrocarbons / I.A. Hossenlopp, D.W. Scott // *J. Chem. Thermodyn.* – 1981. – V. 13. – № 5. – P. 415–421.

Kratzke H. Thermodynamic properties of saturated and compressed liquid n-pentane / H. Kratzke, S. Muller, M. Bohn et al. // *J. Chem. Thermodyn.* – 1985. – V. 17. – P. 283–294.

Kurumov D.S. Thermal properties of n-alkanes and fractions of Mangyshlak oil being in liquid and gaseous states: thesis ... dr. of eng. 05.14.05 / D.S. Kurumov. – Groznyy: Groznyy oil institute, 1991. – 440 p.

Ewing M.B. Vapour pressures of n-pentane determined by comparative ebulliometry / M.B. Ewing, J.C.S. Ochoa // *J. Chem. Thermodynamics*. – 2006. – V. 38 – P. 289–295.

Aleksandrov I.S. Thermodynamic properties of n-alkanes at the line of saturation. Pt. 1: Enthalpy of evaporation and pressure of saturated vapour of C₅–C₁₈ n-alkanes near a triple point / I.S. Aleksandrov, A.A. Gerasimov, Ye.B. Grigoryev // *Oboronnyy*

kompleks – nauchno-tehnicheskomy progressu Rossii. – 2010. – № 4.

Carney B.R. Density of liquefied petroleum gas hydrocarbons, their mixtures and three natural gasolines / B.R. Carney // *Pet. Ref.* – 1942. – V. 21. – № 9. – P. 84–92.

McClune C.R. Measurement of the densities of liquefied hydrocarbons from 93 to 173 K / C.R. McClune // *Cryogenics.* – 1976. – V. 16. – Iss. 5. – P. 289–295.

Orrit J.E. Density of liquefied natural gas components / J.E. Orrit, J.M. Laupretre // *Adv. In Cryog. Eng.* – 1978. – V. 23. – P. 573–579.

Holcomb C.D. Density measurements on natural gas liquids: research report RR-147 / C.D. Holcomb, J.W. Magee, W.M. Haynes. – Tulsa: Gas Processors Association, 1995.

Amirkhanov Kh.I. Isochoric heat capacity and other properties of alkyl hydrocarbons / Kh.I. Amirkhanov, B.G. Alikbekov, D.I. Vikhrov et al. – Makhachkala: Dagestan book publishers, 1981. – 254 p.

Gerasimov A.A. Thermal properties of C₅–C₁₃ n-alkanes within the range from triple point up to critical temperature / A.A. Gerasimov, B.A. Grigoryev, I.S. Aleksandrov et al. // *Oboronnyy kompleks – nauchno-tehnicheskomy progressu Rossii.* – 2011. – № 1. – P. 43–57.

Messerly J.F. Low-temperature thermal data for n-pentane, n-heptadecane, and n-octadecane. Revised thermodynamic functions for the n-alkanes C₅–C₁₈ / J.F. Messerly, G.B. Guthrie, S.S. Tood et al. // *J. Chem. Eng. Data.* – 1967. – V. 12. – № 3. – P. 338–346.

Beattie J.A. The compressibility of and an equation of state for gaseous normal pentane / J.A. Beattie, S.W. Levine, D.R. Douslin // *J. Amer. Chem. Soc.* – 1952. – V. 74. – № 10. – P. 4778–4779.

Kharin V.Ye. Caloric properties of n-pentane in liquid and gaseous phases including a critical area: theses ... candidate of physics and mathematics 01.04.14 / V.Ye. Kharin. – Groznyy: Groznyy oil institute, 1987. – 249 p.

Kling R. Application of ultrasonics in the study of the elastic properties of hydrocarbons over a wide field of temperature and pressure / R. Kling, E. Nicolini, J. Tissot // *Rech. Aeronaut.* – 1953. – V. 31. – P. 31–36.

Lainez A. Speed-of-sound measurements for liquid n-pentane and 2,2-dimethylpropane under pressure / A. Lainez, J.A. Zollweg, W.B. Streett // *J. Chem. Thermodyn.* – 1990. – V. 22. – № 10. – P. 937–948.

Verveiko V.N. Acoustic and PVT studies of benzene and toluene in the wide temperature and pressure ranges (up to 600 MPa) / V.N. Verveiko, G.A. Melnikov, Ya.F. Melikhov // *Teplofizicheskiye svoystva veshchestv i materialov (Thermophysical Properties of Substances and Materials).* – 1991. – V. 30. – P. 5–16.

Ding Z.S. Automation of an ultrasound velocity measurement system in high-pressure liquids / Z.S. Ding, J. Alliez, C. Boned // *Meas. Sci. Technol.* – 1997. – V. 8. – P. 154–161.

Mikhalkina O.G. Application of X-ray diffraction to studying core and man-caused products / O.G. Mikhalkina // *Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 4 (28). – P. 96–107.

X-ray diffraction method (phase and structural types of analysis) as a powerful instrument for studying crystalline compounds allows working with wide range of samples. The article presents results of studying core samples being the polycomponent systems with diverse mineral compositions. Rietveld X-ray phase analysis makes it possible to determine full mineral compositions of core samples representing both reservoir rocks and fluid traps: terrigenous, calcareous, magmatic, metamorphous, saline, anhydritic and clayish ones. Rietveld-method calculations give opportunity to clarify mineral structure data, which could be used, for example, for precise definition of rock forming and transformation conditions or within technological calculations of hydrochloric treatment.

Currently, X-ray diffraction method is the only way to study superfine clayish minerals, when particle size does not exceed 0,01 mm. So, a complex approach for studying samples, containing clayish minerals, is suggested. The article presents results of phase and structural X-ray analysis of man-caused wastes produced at different stages of hydrocarbon recovery. These organic and inorganic compounds are the drill cuttings, corrosion products, cement, pastematrix, asphalt-resin-paraffin sedimentations, different deposits, etc.

Acquired data verify versatility of the X-ray diffraction method and its applicability for investigating different compounds in gas-oil industry.

References

Kovba L.M. X-ray phase analysis / L.M. Kovba, V.K. Trunov. – Moscow: M.V. Lomonosov Moscow state university, 1976. – 232 p.

Guggenheim S. Summary of recommendations of nomenclature committees relevant to clay mineralogy: report of the Association Internationale pour l'Etude des Argiles (aipea) Nomenclature Committee for 2006 / S. Guggenheim, J.M. Adams, D.C. Bain et al. // *Clays and Clay Minerals* – 2006. – V. 54. – № 6. – P. 761–772.

Osipov V.I. Clayey covers of oil and gas fields / V.I. Osipov, V.N. Sokolov, V.V. Yeremeyev. – Moscow: Nauka, 2001. – 238 p.

Moore D.M. X-Ray diffraction and the identification and analysis of clay minerals / D.M. Moore, R.C. Reynolds. – Oxford, UK: Oxford University Press, 1989. – 332 p.

Pushcharovskiy D.Yu. Radiography of minerals / D.Yu. Pushcharovskiy. – Moscow: Geoinformmark, 2000. – 292 p.

Kharitonova V.P. Isomorphous displacements of carbonate rocks in Eastern Siberia / V.P. Kharitonova, O.G. Mikhalkina, S.V. Gultyayev // *Proc. of III Baykal all-Russia youth conference on geology and geophysics.* – Ulan-Ude, 2015. – P. 278–281.

Kotelnikova Ye.N. Crystal chemistry of waxes / Ye.N. Kotelnikova, S.K. Filatov // *Sankt-Petersburg: Neva, 2002.* – 352 p.

Buleyko V.M. Calorimetric research of formation and decomposition of i-butane hydrates and i- & n-butane mixtures / V.M. Buleyko, B.A. Grigoryev, V.A. Istomin // Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 4 (28). – P. 108–116.

Thermodynamic data for phase behavior of liquid and gaseous butanes (isobutane, normal butane and their mixtures) in water-saturated quartz sand under conditions of hydrate formation are acquired using the adiabatic calorimeter. The main thermodynamic parameters of the «water–butanes» system are obtained. Based on the experimental data of heat capacity and temperature derivative of pressure at constant volume the phase diagrams of butanes and their hydrates are constructed. The formation and decomposition kinetics of pure isobutane hydrate as well as the hydrate formation in a mixture of isobutane with normal butane are studied. The range of hydrate-generating compositions for isobutane and normal butane mixtures is defined.

References

Ng H.-J. The role of n-butane in hydrate formation / H.-J. Ng, D.B. Robinson // *AIChE Journal*. – 1976. – V. 22. – № 4. – P. 656–661.

Rouher O.S. Hydrates of iso- and normal butane and their mixtures / O.S. Rouher, A.J. Barduhn // *Desalination*. – 1969. – № 6. – P. 57–73.

Buleyko V.M. Experimental study of the way, in which specific surface of quartz powder impacts the phase behavior of ternary hydrocarbon mixes / V.M. Buleyko, B.A. Grigoryev, V.A. Istomin // *Vestnik of Kazan technological university*. – 2014. – V. 17. – № 23. – P. 101–107.

SSSRD (GSSSD) ME 118-05. Procedure for experimental research of marginal curves and isochoric heat capacity of hydrocarbon mixes within the temperatures of 110...420 K and pressures up to 60 MPa / V.P. Voronov, P.V. Popov, V.M. Buleyko. – Moscow: Standardinform, 2005. – 42 p.

Buleyko V.M. Patterns of phase transitions of hydrocarbon mixes in oil-gas-bearing strata of the fields being developed (according to experimental data): theses ... dr. of eng. / V.M. Buleyko. – Moscow: Institute of oil and gas problems RAS, 2007. – 277 p.

Buleyko V.M. Experimental study of thermodynamic properties of alkane hydrates / V.M. Buleyko, G.A. Vovchuk, B.A. Grigoryev // *Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems: collected papers / ed. B.A. Grigoryev*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2012. – P. 283–299. – (Vesti gazovoy nauki).

Holder G.D. Measurement and prediction of dissociation pressures of isobutane and propane hydrates below the ice point / G.D. Holder, S.P. Godbole // *AIChE Journal*. – 1982. – V. 28. – № 6. – P. 930–934.

Ryzhov A.Ye. Results of tuning margins for Botuoba productive horizon at the Northern block of Chayanda oil-and-gas-condensate field / A.Ye. Ryzhov, A.I. Krikunov, L.A. Filippova, N.Yu. Kanunnikova // Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems. –

Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 4 (28). – P. 117–126.

At the north-eastern rimland of Chayanda oil-and-gas-condensate field, which is located in south-western part of the Sakha Republic (Yakutia), within the framework of its tectonic block together with exploratory and test wells there are a number of industrial wells, such as 1-OИ, 2-OИ, 1-ГП, 1-ОИП (*Rus.*). They all are bored down to the Botuoba productive horizon of terrigenous Vendian system. Roofing of the productive horizon in the 1-OИ well, according to modern view, is knocked off till the depth of 1834,8 m. Bottom of the horizon is being lined 1859,6 m deep.

According to data of geophysical well research, reservoir rocks of Botuoba horizon in 1-OИ well lies at the depths of 1835,2–1856,3 m, and their margins do not coincide with borders of productive horizon. It means, that top of Botuoba sandstones locates 0,4 m higher than roofing of reservoir rocks, and the horizon bottom lies 3,3 m lower a margin of water-saturated rocks and is located between the Upper-Parshinsk argillites and anhydritized sandstones, which can't be the reservoir rocks.

In 1993, some 300 m north-westward the 1-OИ well a well No. 321-34 was bored. There the Botuoba productive horizon is picked out within the depth range of 1832,3–1854,0 m. These depths fully coincide with margins of reservoir rocks, and this fact distinguishes the 321-34 well from the 1-OИ one.

The article is dedicated to grounding of selection of criteria (lithologic, field geophysical, biostratigraphic or petrophysical) for fixing locations near the border of Botuoba productive horizon. After studying core material and field geophysical characteristics of two neighboring wells, and having composed correlation charts with participation of these wells, authors concluded, that the terrigenous Botuoba productive horizon is not a successive continuation of the carbonate sediments of Byuke suite. According to core material, between them there is a top of erosion, which very probably could be considered a border between Nepa and Tyre stratigraphic horizons, and so – between Lower Vendian and Upper Vendian epochs. Top of Botuoba reservoir rocks can mismatch the upper margin of Parshinsk suite, and according to core data the bottom of the productive horizon doesn't contain a top of any erosion. Botuoba productive horizon should be considered a reservoir stratum lying within a near-top interval of the Upper-Parshinsk subsuite and representing only the final regressive part of sedimentation cycle, which is founded on the bottom of the KhM1 stratum of Khamaki productive horizon.

References

Semenov Ye.O. Locating the lower margin of the Botuoba horizon at Chayanda field / Ye.O. Semenov, A.I. Krikunov, N.Yu. Kanunnikova // *Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems: collected papers / ed. B.A. Grigoryev*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2010. – P. 59–70. – (Vesti gazovoy nauki).

Ryzhov A.Ye. Improving a geological model of Chayanda oil-and-gas-condensate field / A.Ye. Ryzhov, A.I. Krikunov, L.A. Ryzhova et al. // *Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems: collected papers. Pt. 1 / ed. B.A. Grigoryev*. –

Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2011. – P. 132–145. – (Vesti gazovoy nauki).

Ryzhov A.Ye. Clarifying spatial location of the lower margin of the Botuoba productive horizon at Chayanda oil-and-gas-condensate field / A.Ye. Ryzhov, A.I. Krikunov, L.A. Ryzhova et al. // *Karotazhnik* / ed. Yu.I. Kuznetsov. – 2012. – Is. 212. – P. 27–41.

Ryzhov A.Ye. Clarifying a margin between Lower and Upper Buk subsuites of Chayanda oil-and-gas-condensate field using lithologic, field-geophysical and seismic criteria / A.Ye. Ryzhov, A.I. Krikunov, L.A. Ryzhova et al. // *Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems: collected papers* / ed. B.A. Grigoryev. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – P. 161–173. – (Vesti gazovoy nauki).

Resolutions of the IV Interagency regional stratigraphic meeting aimed at improving and complementing of the Vendian and Cambrian stratigraphic charts for inner areas of Siberian platform. – Novosibirsk: Siberian Scientific-Research Institute of Geology, Geophysics and Natural Resources, 1989. – 64 p.

State-of-art knowledge of Precambrian and Phanerozoic stratigraphy of Russia. Further research tasks // Resolutions of the Interdepartmental Stratigraphic Committee of Russia. – Sankt-Petersburg: A.P. Karpinsky Russian Geological Research Institute, 2008. – Is. 38. – 129 p.

Ryzhov A.Ye. Clearing up the objective laws of salinity distribution in respect to Botuoba productive horizon of Chayanda oil-and-gas-condensate field / A.Ye. Ryzhov, A.I. Krikunov, L.A. Filippova, N.Yu. Kanunnikova // *Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 4 (28). – P. 127–132.

Botuoba productive horizon within the margins of Chayanda oil-and-gas-condensate field is remarkable for rather high extent of macro and micro heterogeneity. One of its character feature is salinization of rocks, which seriously impacts the filtration-volumetric properties of deposits.

In order to carry out elaborate separation and comparison of studied deposits, few synchronous reference horizons were singled out on a correlation chart planned according to a line of wells No. 321-59 and No. 321-42. Presence of these references enables to clarify the proportion of reservoir rocks, picked out in the wells, which gave industrial outputs of gas and condensate during the tests.

In both wells Botuoba productive horizon was passed through with complete coring. It gave an opportunity to state presence and concentration of salts in studied rocks. Laboratory tests showed that the lower part of Botuoba horizon in wells No. 321-59 and No. 321-42, being distant from the erosion plane, contains much less salts than a near-roofing one. This conclusion is verified by data on the latest wells of Northern tectonic block of Chayanda field. In all these wells the salinization of Botuoba horizon is much less in comparison to the near-roofing interval of rocks.

On example of the 1-OIQ well it is shown, that the amount of salt in reservoir rocks of Chayanda field

Botuoba horizon depends mostly on their proximity to erosion surface and less on the extent of clay grouting. Besides, it is quite probable, that presence and concentration of salt in a rock could indicate ruptural dislocations, forming channels for transition of highly mineralized bedded fluids. So, authors suppose, that large amount of salt in a well can be a sign of the ancient low-amplitude interformation faults, when it is difficult to determine location of such faults using another methods.

References

Semenov Ye.O. Locating the lower margin of the Botuoba horizon at Chayanda field / Ye.O. Semenov, A.I. Krikunov, N.Yu. Kanunnikova // *Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems: collected papers* / ed. B.A. Grigoryev. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2010. – P. 59–70. – (Vesti gazovoy nauki).

Ryzhova L.A. Solving a problem of positioning the margins of Botuoba productive horizon at Chayanda oil-and-gas-condensate field / L.A. Ryzhova, A.I. Krikunov, A.Ye. Ryzhov et al. // *Actual tasks for development of Russia oil-gas complex: proc. of IX All-Russia scientific and technical conference* (January 30 – February 1, 2012). Pt. 1. – Moscow: I.M. Gubkin Russian state university of oil and gas, 2012. – P. 39.

Ryzhov A.Ye. Clarifying spatial location of the lower margin of the Botuoba productive horizon at Chayanda oil-and-gas-condensate field / A.Ye. Ryzhov, A.I. Krikunov, L.A. Ryzhova et al. // *Karotazhnik* / ed. Yu.I. Kuznetsov. – 2012. – Is. 212. – P. 27–41.

Parfenova N.M. Raw hydrocarbons of Yuzhno-Kirinskoye field: gas, condensate, oil / N.M. Parfenova, Ye.B. Grigoryev, L.S. Kosyakova, I.M. Shafiyev // *Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 4 (28). – P. 133–144.

An industrial exploiting of Yuzhno-Kirinskoye gas-condensate field is going to start nearest years (by plan it should be put into operation in 2019). That's why investigation of chemical nature of its condensates and rational trends for their application is quite timely. So, physical-chemical research of fluids, taken in 2010–2015 г. from test boreholes, demonstrated the following content of the field productive horizons:

– methane-type gas (83–84 % vol. of methane; 4,5–4,8 % vol. of ethane; 2,6–2,8 % vol. of propane; 1,6–1,8 % vol. of butanes) being carbonic (1,99 % vol. of CO₂), low-nitrogen (0,45 % vol. of N₂), not helium-bearing (0,00 % vol. of He), high-condensed (3,32–5,64 % vol. of C₅₊ hydrocarbons);

– medium-density condensates (wells No. 1–8) being low-paraffinaceous, low-resinous, low-sulphur, and boiling out within a temperature range from initial boiling point till 300 °C with 5,5–7,1 % wt. methane-naphthene-base residuum;

– light (wells No. 4–6) and medium-density (well No. 3) oils being low-sulphur, paraffinaceous, resinous, and boiling out within a wide temperature range from initial boiling point till 540 °C with 5,6–13,5 % wt. methane-naphthene-base residuum.

Gazoline, kerosene and diesel fractions of condensates and oils are characterized with favorable

quality indexes and can be used as a base for producing different fuels.

On the grounds of acquired results the features of raw hydrocarbons from Yuzno-Kirinskoye field are found out. Also the rational ways to use them in fuel and petrochemical industries are recommended.

References

Chakhmachev V.A. Geochemical and paleogeothermal aspects of estimation of the outlooks for oil-and-gas bearing / V.A. Chakhmachev, T.P. Volkova // *Geologiya nefi i gaza*. – 1994. – № 6.

Chakhmachev V.A. Geochemistry of hydrocarbon systems migration / V.A. Chakhmachev. – Moscow: Nedra, 1983.

Popovich T.A. Hydrocarbon indicators as the grounds for forecasting the phase-genetic types of gas-condensate agglomerations off-shore the North-Eastern Sakhalin / T.A. Popovich // *Geology and development of the oil and gas fields on- and off-shore the Sakhalin*. – Moscow: Nauchnyy mir, 1997.

Vinogradova T.L. Hydrocarbonic and heteroatomic makeups as the indicators of thermal maturity for organic matter of rocks and naftids / T.L. Vinogradova, V.A. Chakhmachev, Z.G. Agafonova et al. // *Geologiya nefi i gaza*. – 2001. – № 6.

Zhuze N.G. Residual oil bearing of the Neokomian deposits at the north of Western Siberia as an additional source of raw hydrocarbons / N.G. Zhuze // *Geologiya nefi i gaza*. – 1989. – № 11.

Parasyina V.A. Yuzhno-Kirinskoye field as a prospecting base for gas production at Far East of Russia / V.A. Parasyina, M.L. Tselmelko, G.N. Gogonenkov // *Geologiya nefi i gaza*. – 2012. – № 3.

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. Hemphins // *Proc. of 16th Annual Convention of Indonesian Petroleum Association*. – 1987.

Dakhnova M.V. Application of geochemical research methods for searching, surveying and development of hydrocarbon fields / M.V. Dakhnova // *Geologiya nefi i gaza*. – 2007. – № 2.

Guidance for calculating economic and mineable reserves of condensate, ethane, propane, butanes, non-hydrocarbon components, and determining their potential concentrations in a bedded gas / Ministry of gas industry; VNIIGAZ. – Moscow, 1984.

Sokolov A.F. Testing the way in which different compositions of acid baths treat the bottomhole terrigenous reservoir zones / A.F. Sokolov, A.V. Sutyurin, S.G. Rassokhin, V.M. Troitskiy, A.V. Mizin, V.P. Vankov, A.Ye. Alemanov, O.M. Monakhova // *Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 4 (28). – P. 145–153.

When rising efficacy of well operation, it's mostly important to preserve reservoir properties of a well face of a productive stratum. In most cases it makes one stimulate hydrocarbon inflow to wells. Such works imply clearing of well face spoiled in course of boring, cementation, mastering, repair or continuous operation. Chemical methods of treatment are considered more economic. They increase the permeability due

to reaction of pumped-in acids and solvents with stratum rocks, colmatants and other pollutants being generated within the stratum during well operation

The article presents the experimental estimation of influence exercised by various drilling and acid agents on filtration-volumetric properties of a stratum. Results of experiments, aimed at reconstructing permeability of terrigenous rock samples polluted with filtrate of drilling agent, testify that hydrochlorid- and hydrofluoric-acid treatments do not increase permeability of samples.

Some acid solutions without hydrofluoric acid are suggested for stimulating faces of wells, opening terrigenous reservoirs. After such treatment of rock samples polluted with drilling agent, porosity, pore space, and absolute nitrogen-relative permeability of samples increase in comparison with initial data. There is the correlation of nitrogen-relative phase permeability of tested samples and water saturation of their pore space after acid treatment: when water saturation raises, nitrogen-relative phase permeability decreases.

References

Branch standard OST 39-195-86. Petroleum. Method for laboratory determination of the water-oil displacement factor. – Moscow: Minnefteprom, 1986.

GOST 26450.0-85. Rocks. General requirements for sampling and sample preparation for determination of collecting properties. – Moscow: Izdatelstvo standartov, 1985.

GOST 26450.2-85. Rocks. Method for determination of absolute gas permeability coefficient by stationary and non-stationary filtration. – Moscow: Izdatelstvo standartov, 1985.

Ter-Sarkisov R.M. Computerized multifiltration plants and their application at development of methods aimed at condensate recovery rising / R.M. Ter-Sarkisov, V.A. Nikolayev, S.G. Rassokhin et al. // *Rising the reservoir hydrocarbon recovery of gas-condensate fields*. – Moscow: VNIIGAZ, 1998. – P. 27–38.

Relative Permeability Coreflooding System with Data Acquisition and Control System: operating and instruction manual. – Tulsa: Temco Inc., 1995.

Gazprom standard 2-3.3-080-2006. Guidance for acid exposure over the face of a gas well.

Basarygin Yu.M. Boring of oil and gas wells / Yu.M. Basarygin, A.I. Bulatov, Yu.M. Proselkov. – Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2002. – 632 p.

Ryabokon S.A. Process liquids for killing and repair of wells / S.A. Ryabokon. – 2nd ed. – Krasnodar, 2009. – 293 p.

Suchkov B.M. Well stimulation / B.M. Suchkov. – Moscow; Izhevsk: NITs «Regulyarnaya i khaoticheskaya dinamika»: Institute of computer research, 2007. – 612 p.

Shtryubel G. Mineralogic dictionary / G. Shtryubel, Z.Kh. Tsimmer. – Moscow: Nedra, 1987.

Glinka N.L. General chemistry: text ed. for non-chemical specialities of universities / N.L. Glinka. – 24th ed., corrected. – Leningrad: Khimiya, Leningrad branch, 1985. – 702 p.

Gitmatudinov Sh.K. Physics of oil and gas stratum / Sh.K. Gitmatudinov. – Moscow: Nedra, 1971. – P. 18–19.

Geykhman M.G. Acid processing of terrigenous and carbonate reservoirs: review / M.G. Geykhman, G.L. Isayev, N.Ye. Sereda et al. – Moscow: Gazprom Informational and Advertizing Center, 2007. – 103 p. – (Development and operation of gas and gas-condensate fields).

Stupakova A.V. Outlooks for discovery of new fields within the framework of Arctic continental shelf / A.V. Stupakova, A.A. Suslova, R.S. Sautkin, M.A. Bolshakova, I.A. Sannikova, M.A. Agasheva, D.A. Katkov, D.A. Pushkareva, Yu.A. Karpov // *Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 4 (28). – P. 154–164.

The team of Petroleum geology department of M.V. Lomonosov Moscow state university (Geology faculty) grounds basin analysis on a principle of relevance between forming of structure and oil-gas-bearing capacity of ancient sedimentary paleobasin (nowadays it could be folded and metamorphized) and its state-of-art structure plan as a direct object of search for hydrocarbons. The scientists of Department also deal with studying the structure of oil-gas-bearing of Arctic basins from the angle of separate forecast for oil accumulation and gas accumulation zoning. The main idea of composing basin structure for separate phase forecast is picking out the epicenter of submergence and framing zones in any sedimentary basin.

The article shows outlooks for oil-and-gas-bearing capacity of Paleozoic, Mesozoic and Cainozoic basins of Russian Arctic.

References

Burlin Yu.K. Geological prerequisites for off-shore oil-and-gas-bearing in Russian sector of Arctic Ocean / Yu.K. Burlin, A.V. Stupakova // *Geologiya nefi i gaza.* – 2008. – № 4. – P. 13–23.

Stupakova A.V. Oil-and-gas-bearing basins of Russian Arctic / A.V. Stupakova, S.I. Bordunov, R.S. Sautkin et al. // *Geologiya nefi i gaza.* – 2013. – № 3. – P. 30–47.

International Journal of Earth Sciences. – № 97. – P. 519–547. – DOI 10.1007/s00531-007-0182-2.

Mull C.G. Revised cretaceous and tertiary stratigraphic nomenclature in the Colville basin, Northern Alaska / C.G. Mull, D.W. Houseknecht, K.J. Bird // *U.S. Geological Survey Professional Paper.* – 2003. – № 1673.

Arctic petroleum geology / A.M. Spencer, A.F. Embry, D.L. Gautier et al. (eds.) // *The Geological Society of London: memoirs.* – London, 2011. – № 35. – P. 1–15. – DOI: 10.1144/M35.1

To carry out geological zoning of oil fields at the continental shelf of Eastern-Arctic seas of Russian Federation, comparative analysis of oil-and-gas-bearing capacity of mentioned subsoil assets in order to locate high-promising zones of oil and gas accumulation and ground the choice of objects for geological and geophysical works for nearest and middle-term outlook. B. 1: report on the object № 97 / O.I. Suprunenko; state contract № ПС-02-06/1712 dated September 30, 2003. – Sankt-Petersburg: All-Russia scientific research institute for geology and mineral resources of the ocean, 2005. – 262 p.

Kim B.I. Structure, oil-and-gas potential and geological zoning of oil fields at the Eastern Arctic continental shelf of Russia / B.I. Kim, N.K. Yevdokimova, L.Ya. Kharitonova // *Geologiya nefi i gaza.* – 2016. – № 1. – P. 2–15.

Glagolev P.L. Geology and oil-gas-bearing capacity of the Yenisey-Khatanga deflection / P.L. Glagolev, V.F. Mazanov, M.P. Mikhaylova. – Moscow: Institute for geology and development of fossil fuels, 1994. – 118 p.

Danukalova M.K. Cambrian deposits of the Bennett island (the New Siberian islands) / M.K. Danukalova, A.B. Kuzmichev, I.V. Korovnikov // *Stratigrafiya. Geologicheskaya korrelyatsiya.* – 2014. – V. 22. – № 4. – P. 3–28.

Preobrazhenskaya E.N. Material constitution and provision of Triassic deposits at Franz Josef Land archipelago (according to data of stratigraphic boring) / E.N. Preobrazhenskaya, I.V. Shkola, D.V. Sergeyev et al. // *Proc. of All-Russia scientific research institute for geology and mineral resources of the ocean and Sevmorgeo JSC.* – Sankt-Petersburg, 1997.

Prokopyev A.V. Earlier Carboniferous paleogeography of the northern part of Verkhoyansk passive periphery according to U-Pb-dating of detrital zircons: the role of washout products from Central Asian and Taymyr-Severzemelskiy folded belts / A.V. Prokopyev, V.B. Yershova, E.L. Miller et al. // *Geologiya i geofizika.* – 2013. – V. 54. – № 10. – P. 1530–1542.

State geological map of Russian Federation. Sheets R-1, 2: Wrangel island: explanatory note / A.P. Karpinsky Russian geological research institute. – 1:1000000. – Sankt-Petersburg: VSEGEI Map reproduction plant, 2014. – 144 p., 12 plates. – (Chukotka series).

Lorenz H. Geology of the Severnaya Zemlya Archipelago and the North Kara Terrane in the Russian high Arctic / H. Lorenz, P. Mannik, D. Gee et al. – 2008.

Zabiyaka A. Geological structure and tectonic development of North-Eastern Taymyr / A. Zabiyaka et al.; ed. B. Chikov. – Novosibirsk: Nauka, 1986. – 144 p.

Grantz A. Regional geology and petroleum potential of United States Beaufort and Northeasternmost Chukchi seas / A. Grantz, S.D. May // *Geology and resource potential of the continental margin of Western North America and adjacent ocean basins – Beaufort Sea to Baja California* / D.W. Scholl, A. Grantz (ed.). – Menlo Park, California: USA Geol. Survey, 1987. – P. 17–36.

Grantz A. Regional geology and petroleum potential of the United States Chukchi shelves north of Point Hope / A. Grantz, S.D. May // *Geology and resource potential of the continental margin of Western North America and adjacent ocean basins – Beaufort Sea to Baja California* / D.W. Scholl, A. Grantz (ed.). – Menlo Park, California: USA Geol. Survey, 1987. – P. 37–58.

Norina D.A. Provision for sedimentation and oil-and-gas parent potential of Triassic deposits in Barents-sea basin / D.A. Norina, A.V. Stupakova, T.A. Kiryukhina // *Vestnik of Moscow state university. Series No. 4: Geology.* – 2014. – № 1. – P. 6–16.

Ulyanov G.V. Catagenetic zoning of Jurassic-Cretaceous deposits in South-Kara depression according to results of basin modelling / G.V. Ulyanov //

Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. – 2011. – № 2. – P. 54–59.

Kasperovich A.G. Research and statistical analysis of Gazprom pererabotka base of raw materials in Western Siberia / A.G. Kasperovich, Ye.B. Borovkov, M.V. Ovsyankin, L.A. Shilling, Yu.V. Mamontova, N.L. Tsigler // *Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 4 (28). – P. 165–172.

This article contains basic principles and results of long-lasting monitoring, analysis and forecast of component-and-fraction composition as well as physical-and-chemical properties of Gazprom pererabotka LLC raw-material streams in Western Siberia. Experimental studies were held in TyumenNIIGiprogas LLC based on the original author's methodological techniques. Obtained data are used for calculating balances, assessing stream composition and quality according to processing and transport models of supplied raw materials when dealing with planning and prospective development. The accuracy of experimental data is confirmed by acceptable correspondence between estimated data and actual performance.

Generalization and analysis of accumulated information about types of raw materials helped to reveal basic trends for distribution of components' and fractions' concentrations by boiling points. The same basic trends are revealed concerning physical and chemical characteristics of close-cut fractions: density, viscosity, pour point, presence of sulfur and normal paraffins.

References

Kasperovich A.G. Balance calculations at designing and planning of reprocessing of raw hydrocarbons from gas-condensate and oil-and-gas-condensate fields / A.G. Kasperovich, R.Z. Magaril. – Moscow: «Universitet» book house, 2008. – 411 c.

Katz D.L. Guidance for gas production, transport and reprocessing / D.L. Katz, D. Cornell et al. – Moscow, 1965. – 676 p.

Sharipov A.F. System for control and appraisal of well gas-condensate tests quality / A.F. Sharipov, A.N. Volkov // *Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 4 (28). – P. 173–180.

Validity of gas-condensate characteristic parameters used for assessment of reserves, designing and control of engineering of gas-condensate and oil-and-gas-condensate fields seriously depends on quality of gas-condensate research (GCR) results. The article examines a system for GCR management and quality assessment from the angle of its engineering and implementation. The main methodological approaches to sampling, and typical sources of uncertainty originating in the course of field and laboratory research are presented.

Within the range of complex quality assessment the primary (express estimation aimed at screening obviously poor samples) and the secondary (fine estimation by means of thermodynamic calculations) methods are emphasized. The main approaches to pri-

mary and secondary estimation of sample quality are shown together with test results. Especially the necessity to provide completeness of initial data is stressed, and separator and bedded mixes used for quality modelling are described. Possible conditions for application of some evaluation criteria and ways to determine their marginal values are stated. The main arrangements and procedures for quality control being realized during selection, transportation, storage and research of samples are listed.

The outlooks for application of the suggested GCR quality control system are accentuated. Such system will help to meet main challenges in screening and quality assessment of sample, and in selection of the most balanced set for calculating compound of bedded mixture. In some cases it could also reveal engineering reasons for bad sampling (for example, inefficient separation, incorrect pressure and temperature measurements, etc.).

References

Gazprom recommendations 086-2010. Guidance for complex research of gas and gas-condensate wells: in 2 pt. / adopt. by Gazprom OJSC on 05.08.2010; impl. on 29.04.2011; developer Gazprom VNIIGAS LLC; authors S.N. Buzinov, Yu.N. Vasilyev et al. – Moscow: Gazprom expo, 2011. – Pt. 1. – 234 p.; Pt. 2. – 319 p.

Dolgushin N.V. Investigation of natural gas-condensate systems / N.V. Dolgushin, Yu.M. Korchazhkin, D.Z. Sagitova et al. – Moscow: VNIIGAZ, 1997. – 179 p.

Fevang O. Accurate in-situ compositions in petroleum reservoirs / O. Fevang, C.H. Whitson // SPE 28829. – 1994.

Whitson C.H. Fluid sampling & laboratory data / C.H. Whitson // *Field development & technology*. – Norsk Hydro, 1998.

GOST 31370-2008 (ISO 10715:1997). Natural gas. Sampling guidelines / adopt. on 03.11.2008; impl. 01.01.2010; developer D.I. Mendeleyev Institute for metrology.

VD 11-2-2012. Gas. Volatile and stable liquid hydrocarbons. Associated water. sampling methods. – Ukhta: Gazprom VNIIGAS LLC subsidiary in Ukhta, 2012.

McCain W.D. Sampling gas-condensate wells / W.D. McCain, R.A. Alexander // SPE Reservoir Engineering. – August 1992. – P. 385–362.

Williams J.M. Getting the best out of fluid samples / J.M. Williams // SPE 29227. – September 1994.

Shchebetov A.V. Quality estimation and modelling of gas-condensate research in conditions of initial data uncertainty / A.V. Shchebetov, M.V. Galkin // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2009. – № 9.

Akpabio J. PVT fluid characterization and consistency check for retrograde condensate reservoir modeling / J. Akpabio, E. Udofia, M. Ogbu // SPE-172359-MS. – 2014.

Hoffmann A.E. Equilibrium constants of a gas-condensate system / A.E. Hoffmann, J.S. Crump, C.R. Hocott // AIME. – 1953. – V. 198. – P. 1–10.

Pedersen K.S. PVT software applied with multiphase meters for oil & gas allocations // Proc. of the Modelling, metering and allocation conference. – Aberdeen, 2005.

Sedarat E. A quality control protocol for gas condensate fluid samples / E. Sedarat, M. Ghasemi, S. Gerami et al. // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2014.

Gazprom standard 2-2.3-651-2012. Procedures for processing and interpretation of gas-condensate research data regarding the wells producing different-type compounds / impl. on 05.03.12. – Moscow: Gazprom expo, 2014. – 77 p.

Eurachem/EUROLAB/CITAC/Nordtest/AMC Guide: Measurement uncertainty arising from sampling: a guide to methods and approaches / M.H. Ramsey and S.L.R. Ellison (Eds.); transl. of the 1st ed. (2007). – Kiyev: Yurka Liubchenka LLC, 2015. – 156 p.

Watanasiri S. Correlation of phase-separation data for coal-conversion systems / S. Watanasiri, M.R. Brule, K.E. Starling // *AIChE Journal*. – 1982. – № 28. – P. 626–637.

Michelsen M.L. Calculation of critical points from cubic two-constant equations of state / M.L. Michelsen, R.A. Heidemann // *AIChE J.* – 1981. № 27. – P. 521–523.

Michelsen M.L. The isothermal flash problem. Pt. I: Stability / M.L. Michelsen // *Fluid Phase Equilibria*. – 1982. – № 9a. – P. 1–19.

Michelsen M.L. The isothermal flash problem. Pt. II: Phase-split calculation / M.L. Michelsen // *Fluid Phase Equilibria*. – 1982. – № 9b. – P. 21–40.

Ahmed T. Equations of state and PVT analysis: applications for improved reservoir modeling / T. Ahmed. – Houston, Texas: Gulf Publishing Company, 2016.

Pedersen K.S. Phase behavior of petroleum reservoir fluids / K.S. Pedersen, P.L. Christensen, J.A. Shaikh. – 2nd ed. – Boca Raton: CRC Press, 2015. – 446 p.

Katz D.L. Predicting phase behavior of condensate / crude-oil systems using methane interaction coefficients / D.L. Katz, A. Firoozabadi // *JPT*. – 1978. – № 20. – P. 1649–1655.

Ungerer P. *Revue de l'Institut Francais du Petrole* // P. Ungerer, C. Batut. – 1997. – № 52. – P. 609–623.

Chueh P.L. Vapor-liquid equilibria at high pressures: calculation of critical temperatures, volumes, and pressures of nonpolar mixtures / P.L. Chueh, J.M. Prausnitz // *AIChE Journal*. – 1967. – V. 12, is. 6. – P. 1107–1113.

Sharipov A.F. Analysis of criteria used for quality estimation of sampling during gas-condensate researches / A.F. Sharipov, A.N. Volkov // *Vestnik TsKR Rosnedra*. – 2015. – № 4. – P. 33–41.

Ostroukhov N.S. Domestic thief tubes / N.S. Ostroukhov, A.S. Rassokhin, D.V. Karnachev // *Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 4 (28). – P. 181–185.

The article is a review of domestic thief tubes being popular in oil-and-gas industry. The principals of operation, design, advantages and disadvantages of different-type thief tubes are revealed.

Analysis of existent and newly created instruments allows conclude, that modern Russian decisions can be an alternative to the foreign ones, as they are cheaper, simpler and have some engineering advantages. At the

same time they will reduce dependency of Russian companies from foreign producers. Yet, it will need serious modernization of sampling procedure, including operations on isolation of sampling zone, simultaneous breeding of two or more samples during one descent, sample breeding from different depth intervals.

Besides, it is stressed, that according to the stated task to integrate affiliate companies into the Corporate Gazprom PJSC system for work with core and bedded fluids, development of the unified methodological approach to choosing of thief tube equipment within Gazprom PJSC is especially important regarding provision of qualified and representative deep sampling of bedded fluids.

References

Khaznaferov A.I. Study of bedded oils / A.I. Khaznaferov; ed. V.N. Mamuna. – Moscow: Nedra, 1987. – 116 p.

Mamuna V.N. Experimental study of bedded oils / V.N. Mamuna, G.F. Trebin, B.V. Ulyaninskiy. – Moscow: State institute for scientific and technical information, 1960. – 143 p.

Pat. 2333358 RU. Subsurface sampler / N.S. Ostroukhov, A.S. Balakhnov, M.M. Solodkov et al.; appl. № 2006144622 dated 15.12.2006 // *Bul.* № 25. – 10.09.2008.

Gallyamov Sh.R. Sampler for a bedded fluid / Sh.R. Gallyamov, O.M. Dubrovin, A.V. Mesropyan et al. // *Vestnik of Ufa State aviation technical university*. – Ufa: Ufa State aviation technical university, 2012. – V. 16. – № 5 (50). – P. 121–127.

Larukhin A.I. Modern methods for studying commercial oil of the Urengoy oil-and-gas-condensate field / A.I. Larukhin, N.M. Yankevich // *Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 4 (28). – P. 186–189.

The article describes modern oil-study methods subject to regulatory requirements, such as identification of sulfur-containing components and organochlorine compounds, the results of research are presented. The technological classification of oil from the Urengoy field is shown.

References

Yermakov V.I. Geological models of oil-and-gas-condensate deposits at the Tyumen North / V.I. Yermakov, A.N. Kirsanov, N.N. Kirsanov et al.; eds. V.I. Yermakov, A.N. Kirsanov. – Moscow: Nedra, 1995. – 464 p.: ill.

Zemenkov Yu.D. Collection and preparation of oil and gas: textbook / Yu.D. Zemenkov, L.M. Markova, A.D. Prokhorov et al. – Moscow: Akademiya, 2009. – 160 p.

GOST R 51858-2002. Crude petroleum. General specifications. – Moscow: Izdatelstvo standartov, 2002. – 8 p.

GOST R 51947-2002. Petroleum and petroleum products. Determination of sulphur by method of energy-dispersive X-ray fluorescence spectrometry. – Moscow: Izdatelstvo standartov, 2002. – 7 p.

Speight J.G. Handbook of petroleum analysis / James G. Speight; transl. from Engl.; eds.

L.G. Nekhamkina, Ye.A. Novikova. – Sankt-Petersburg: Professiya, 2010. – 480 p., ill.

GOST R 52247-2004. Petroleum. Methods for determination of organic chlorides. – Moscow: Izdatelstvo standartov, 2004. – 11 p.

Fedorov I.A. Theoretical and experimental investigations of ultrasonic impact to a gas-condensate system / I.A. Fedorov, Yu.N. Vasilyev, A.A. Latushev, P.P. Rakk // *Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 4 (28). – P. 190–195.

The article studies an issue of a well bore zone permeability decrease, in consequence of which the gas-condensate saturation and filtration resistance will increase due to «dynamic» condensation in the well bore zone. The disadvantages of practiced methods for well bore zone treatment are listed, and an alternative method on the grounds of ultrasonic focused exposure is suggested.

Experimental and theoretical studies of the ultrasonic field impact to flexibility of the condensate within a gas-condensate system showed, that the main reason for growth of the liquid phase flexibility after the ultrasonic exposure is the increase of temperature of stratum and accommodating fluids. Also the additional physical processes possibly able to decrease condensate saturation of porous space at ultrasonic exposure are revealed.

References

Fedorov I.A. Study of a potential method of impact on a bottomhole formation zone with a focused acoustic field / I.A. Fedorov, Yu.N. Vasilyev // *Vesti gazovoy nauki: Problems of development of gas, gas condensate and oil/gas/condensate fields*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 4 (20). – P. 103–112.

Fedorov I.A. Rising the phase permeability of a stratum under the exposure of acoustic vibrations / I.A. Fedorov, Yu.N. Vasilyev // *Vestnik TsKR Rosnedra*. – 2015. – № 2.

Kuznetsov O.L. Physical grounds of vibratory and acoustic effect on oil-gas strata / O.L. Kuznetsov, E.M. Simkin, J. Chilingar. – Moscow: Mir, 2001. – 260 p.

Xu J. Acoustic excitation of superharmonic capillary waves on a meniscus in a planar microgeometry / J. Xu, D. Attinger // *Physics of Fluids*. – 2007. – V. 19.

Beresnev I.A. Elastic-wave stimulation of oil production: a review of methods and results / I.A. Beresnev, P.A. Johnson // *Geophysics*. – 1994. – V. 59. – № 6. – C. 1000–1017.

Chepkasova Ye.V. Diagnosing and quantitative estimation of a gas-water contact movement basing on the retrospective analysis of gas-dynamic research / Ye.V. Chepkasova // *Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 4 (28). – P. 196–201.

Most of gas fields in Western Siberia reached a stage of declining production. To support a level of gas production it is necessary to manage recovery

of reserves qualitatively, namely to control position of gas-water contact in order to escape premature watering and following retirement of operational boreholes. An additional method for controlling gas-water contact displacement by the results of non-stationary gas-dynamic research is suggested. This method was tested at real Cenomanian gas fields: it showed high within-run precision with results of traditional measurements of fluid-saturation in cased wells. So, there is a supplementary instrument for diagnosing displacement of the fluidal contact (and in respect to homogenous reservoirs it is also a mean of quantitative estimation). It helps to consider peculiarities of reservoir structure nearby the producing wells.

References

Aliyev Z.S. Gas-hydrodynamic research of gas and gas-condensate strata and wells: manual for universities / Z.S. Aliyev, L.V. Samuylova. – Moscow: MAKS Press, 2011. – 340 p.

Gazprom Recommendations R 086-2010. Guidance for complex research of gas and gas-condensate wells. Pt. 1. – Moscow, 2011.

Kremenetskiy M.I. Hydrodynamic and field engineering logging / M.I. Kremenetskiy, A.I. Ipatov. – Moscow: MAKS Press, 2008. – 476 p.

Mangazeyev P.V. Hydrodynamic logging / P.V. Mangazeyev, M.V. Pankov, T.Ye. Kulagina et al. – Tomsk: Tomsk polytechnic university publishers, 2004. – 340 p.

Bourdet D. Well test analysis: the use of advanced interpretation models / D. Bourdet // *Handbook of petroleum exploration and production*. – Elsevier Science B.V., 2002. – V. 3.

Prokopov A.V. Extraction of C₃₊ hydrocarbons from a gas-condensate mixture during the field treatment of a bedded fluid / A.V. Prokopov, V.A. Istomin, D.M. Fedulov // *Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 4 (28). – P. 202–206.

The article studies efficacy of C₃–C₄ and C₅₊ hydrocarbons recovery from gas-condensate fields rich in C₅₊ hydrocarbons using the low-temperature separators. At the temperature level of –30 °C the extent of C₃–C₄ hydrocarbons comes up to ~50 % and is nearly constant during the period of field development. But the extent of C₅₊ recovery gradually decreases from 97–98 to 92 % due to dropout of retrograde condensate. Residual of C₅₊ hydrocarbons in the separator gas for different gas-condensate fields with condensate factor of 150–200 g/m³ varies from 2,0 to 6,0 g/m³ and insignificantly changes during all the period of field exploiting.

An issue of optioning a selective hydrocarbon absorbent in order to increase the extent of C₃–C₄ and/or C₅₊ hydrocarbon recovery in comparison to the technique of field low-temperature absorption is studied. Calculations showed that application of low-temperature (from –30 to –25 °C) absorption for field gas treatment at gas-condensate fields allows additional recovery of ~30 % for C₃–C₄ hydrocarbons and 25–30 % for C₅₊ hydrocarbons.

References

- Istomin V.A.* Low-temperature processes of field processing of natural gases. Pt. 1 / V.A. Istomin. – Moscow: Informational and advertising center of Gazprom, 1999. – 76 p.
- Kubanov A.N.* Stimulation of field low-temperature processing of natural gases at the northern fields: theses ... candidate of eng. / A.N. Kubanov. – Moscow, 1998.
- Prokopov A.V.* Rate of recovery and residual content of C₅₊ hydrocarbons in separated gas of gas-condensate fields / A.V. Prokopov, V.A. Istomin, D.M. Fedulov // *Neftegazokhimiya*. – 2016. – № 2. – P. 64–70.
- Kubanov A.N.* Ways to prepare gas of Neocomic-Jurassic deposits of Yamal peninsular with derivation of stable condensate / A.N. Kubanov, A.V. Kozlov, T.S. Tsatsulina et al. // *Nauka i tehnika v gazovoy promyshlennosti*. – 2010. – № 4. – P. 54–60.
- Kubanov A.N.* Engineering aspects of rationing the condensate losses in a plant for complex gas preparation / A.N. Kubanov, N.N. Klusova // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2014. – № 9. – P. 89–92.
- Kubanov A.N.* Experience of application the field low-temperature absorption technology and outlooks for implementation of the new methods for liquid hydrocarbons recovery / A.N. Kubanov, S.A. Turevskiy, A.N. Shevelev // *Estimation of efficacy of scientific engineering decisions, realized at the oil-and-gas-producing objects of Gazprom OJSC*. – Moscow: Informational and advertising center of Gazprom, 1999. – P. 134–143.
- Jaubert J.-N.* VLE predictions with the Peng–Robinson equation of state and temperature dependent calculated through a group contribution method / Jean-Noel Jaubert, Fabrice Mutelet // *Fluid Phase Equilibria*. – 2004. – № 224. – P. 285–304.

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 носителях. Рекомендуемый объем статьи (редактор MS Word, кегль 14, гарнитура Times New Roman, межстрочный интервал полуротный) 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.

К статье прилагаются

1. Экспертное заключение или направление организации, которые содержат информацию о том, что работа может быть опубликована в открытой печати и не содержит секретной информации, заверенные подписью руководителя.

2. Сведения об авторах: название учреждения, почтовый адрес с индексом; фамилия, имя, отчество (полностью); ученая степень; направление исследований; звание и должность; контактный телефон и e-mail; паспортные данные для оформления лицензионного договора (больше нигде фигурировать не будут).

3. Тезисы должны содержать не менее 1800 печатных знаков, ключевые слова (5–6), раскрывать суть научной проблемы, рассматриваемой в статье, и включать главный исследовательский вывод. В тезисах кратко излагаются предмет и задачи исследования, его методика, новизна и главные результаты.

4. Английский перевод тезисов (по возможности), названия статьи, сведений об авторах, ключевых слов.

5. Рисунки отдельными файлами в оригинальных программах.

Технические требования

1. Индекс УДК в верхнем левом углу.

2. Заголовок, включающий: название статьи, набранное полужирными прописными буквами; инициалы и фамилии авторов, название организации. Название статьи должно быть информативным.

3. При выборе **единиц измерения** необходимо придерживаться международной системы единиц СИ.

4. Все сокращения должны осуществляться в соответствии с ГОСТ 7.12-93 и быть расшифрованы.

5. Числовой материал приводится в виде таблиц. Десятичные цифры набираются через запятую (2,51, а не 2.51). При создании таблиц рекомендуется использовать возможности MS Word или MS Excel. Таблицы должны иметь сквозную нумерацию, название и ссылку в тексте (табл. 1.).

6. Для **математических выражений** рекомендуется использовать редактор формул MathType. Ссылки в тексте на порядковый номер математического выражения даются арабскими цифрами в круглых скобках – (1). Нумерация сквозная. Все символы, используемые в формулах, должны быть расшифрованы. Формулы, имеющие простую структуру (русские, латинские, греческие знаки, верхние и нижние индексы, математические символы) набираются простым текстом с сохранением начертания согласно правилам набора формул. Формулы, имеющие сложную струк-

туру, двойные индексы, специальные надсимвольные знаки и т.п. набираются в редакторе формул. Математические символы набирают светлым курсивом, греческие – светлым прямым шрифтом; физические и химические элементы (Re, Cl), математические сокращения (sin, lim) – светлым прямым; сокращенные обозначения физических величин и единиц измерения (кг, кА, В/м, W/m) – светлым прямым, без точек. Числа и дроби в формулах всегда должны быть набраны прямым шрифтом. Светлым курсивом набираются символы в верхних и нижних индексах (за исключением цифр и дробей, греческих символов, химических формул). Формулы должны быть набраны гарнитурой Times New Roman.

7. Рисунки (иллюстрации, графики, диаграммы, схемы) должны иметь сквозную нумерацию, название и ссылку в тексте (рис. 1). Все рисунки должны быть четкими и ясными во всех элементах. Все рисунки за исключением фотографий должны быть представлены в векторном виде. Растровые рисунки (фотографии) должны иметь разрешение 200–300 dpi при масштабе 1:1. Максимальный размер рисунков – 146×230 мм. Использование визирных линий в векторных рисунках недопустимо, минимальная толщина линии – 0,3 pt. Текстовые объекты информативного характера на рисунках, схемах должны быть набраны одним видом шрифта близких размеров светлого или полужирного начертания (размером 7–10 pt). Использование переносов нежелательно. Все диаграммы, графики должны предоставляться вместе с использованными для их построения исходными данными.

8. Постраничные сноски имеют сквозную (для статьи) нумерацию, **табличные** – помечаются «*» (до *****)).

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 должны оформляться 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 компонентотдача пластовых флюидальных систем глубокозалегающих 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. – V. 47. – № 10. – P. 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.

Редакция оставляет за собой право не рассматривать статьи, не соответствующие вышеизложенным требованиям.

Тематика номеров научно-технического сборника «Вести газовой науки» 2017 г.



Современные технологии
переработки и использования газа



Современные подходы
и перспективные технологии
в проектах освоения нефтегазовых
месторождений российского шельфа



Актуальные вопросы исследований
пластовых систем месторождений
углеводородов



Проблемы ресурсного обеспечения
газодобывающих районов России



Проблемы разработки и эксплуатации
газовых, газоконденсатных
и нефтегазоконденсатных
месторождений



Proceedings of gas industry research
and development

По вопросам публикаций, подписки и приобретения обращаться:
E-mail: vesti-gas@vniigaz.gazprom.ru
www.vesti-gas.ru