

ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

4

2015

Научно-технический
сборник

«Вести газовой науки»

№ 4 (24) / 2015

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

П.Г. Цыбульский, к.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Зам. главного редактора

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

Редакционная коллегия

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

Научный редактор

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

Рецензенты

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

Над номером работали

Ответственный редактор
Редакторы
Корректор
Перевод
Верстка
Дизайн

Т.Г. Осияненко
Т.Г. Осияненко, А.Я. Стефанова
М.В. Бурова
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 01.12.2015 г. Тираж 500 экз.

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

Отпечатано в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

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

© ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2015

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 первой четверти XXI века топливно-энергетический комплекс останется основой российской экономики. Однако сегодня он переживает нелучшие времена.

Существенное увеличение добычи нефти и газа в США и Канаде, возможный полномасштабный выход на рынок углеводородных ресурсов Ирана, резкое снижение мировых цен на нефть, тенденция к сохранению высокого уровня нефтегазодобычи в странах ОПЕК обуславливают рост градуса напряженности в нефтегазовой отрасли, повышают ответственность современного поколения нефтяников и газовиков за сохранение и развитие минерально-сырьевой базы России.

Санкции, налагаемые западными партнерами могут внести коррективы в наши планы по освоению сложнопостроенных месторождений Сибири и морского шельфа и остро ставят перед отраслью задачу импортозамещения технологического оборудования и программного обеспечения.

Очевидно, что такие программы импортозамещения станут успешными только в случае достойного научного сопровождения, когда исследования сохраняют фундаментальный системный характер наряду с решениями сугубо прикладных задач.

Такой подход, в частности, позволит создать основу для разработки программного обеспечения моделирования фазового поведения и расчета термодинамических свойств и коэффициентов переноса пластовых флюидов и их компонентов, моделирования многофазной фильтрации и других процессов тепло- и массопереноса в коллекторах нефтегазовых месторождений, моделирования геомеханических свойств горных пород, процессов их разрушения при строительстве и эксплуатации скважин.

Очевидно, что успешное решение столь сложных комплексных задач возможно лишь при объединении усилий ученых РАН, отраслевой науки и высшей школы.

В настоящий сборник включены материалы по актуальным исследованиям нефтегазовых пластовых систем по итогам научного семинара Корпоративного центра исследования пластовых систем (керна и флюиды) ПАО «Газпром», а также научные статьи, подготовленные специалистами Объединенного института температур РАН, Института проблем нефти и газа РАН, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина,



Ученый секретарь

ООО «Газпром

ВНИИГАЗ»,

член-корреспондент РАН,

д.т.н., профессор

Б.А. Григорьев

Калининградского технического университета, Московского физико-технического института (государственного университета), ООО «Газпромнефть НТЦ» и др.

Авторы анализируют вопросы физического и математического моделирования фазового равновесия сложных углеводородных систем при пластовых условиях, возможности масштабного уравнения состояния для описания поведения многокомпонентных смесей в окрестности критической точки. Приводятся результаты моделирования пластовых систем месторождений углеводородов, а также газовых гидратов и их фазовых диаграмм методами молекулярной динамики.

В настоящем сборнике опубликованы результаты определений физико-химических, теплофизических, геохимических, петрофизических свойств пластовых флюидов, газовых гидратов, а также фильтрационные характеристики, полученные при изучении процессов гидратообразования и исследований влияния скорости фильтрации на разрушение горных пород.

На основе исследований пластовых систем выполнена комплексная интерпретация результатов для ряда продуктивных горизонтов Чаяндинского, Южно-Киринского нефтегазоконденсатных месторождений и сделана оценка нефтегазоносности ряда месторождений Западно-Сибирской мезопровинции.

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

Содержание

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

- 5 **Герасимов А.А., Александров И.С., Григорьев Б.А., Люгай Д.В.**
Анализ точности расчета термодинамических свойств природных углеводородов и сопутствующих газов по обобщенным кубическим уравнениям состояния
- 14 **Ющенко Т.С., Брусиловский А.И.**
Новый инженерный метод создания и адаптации *PVT*-модели природной газоконденсатной смеси
- 21 **Беляков М.Ю., Городецкий Е.Е., Куликов В.Д., Воронов В.П., Григорьев Б.А.**
Масштабное уравнение состояния многокомпонентных смесей в окрестности критической точки жидкость–пар
- 30 **Люгай Д.В., Зайцев М.Е., Истомин В.А.**
Спинодаль углеводородных смесей
- 38 **Ющенко Т.С., Брусиловский А.И.**
Математическое моделирование *PVT*-свойств газоконденсатных систем, контактирующих с остаточной водой в пористой среде
- 46 **Смирнов Г.С., Стегайлов В.В.**
Молекулярно-динамические модели газовых гидратов и описание фазовых диаграмм
- 52 **Шеберстов Е.В.**
Особенности массопереноса в коллекторах сланцевого газа и задачи математического моделирования

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

- 60 **Парфенова Н.М., Косякова Л.С., Шафиев И.М., Григорьев Е.Б., Орман М.М., Заночуева И.В.**
Перспективы использования газоконденсатов Южно-Киринского нефтегазоконденсатного месторождения
- 66 **Косякова Л.С., Парфенова Н.М., Артемьев В.Ю., Шафиев И.М., Орман М.М.**
Геохимические исследования газоконденсатов Южно-Киринского нефтегазоконденсатного месторождения
- 74 **Люгай Д.В., Лапшин В.И., Волков А.Н., Константинов А.А.**
Особенности состава, свойств и фазовых характеристик пластовых смесей глубокозалегающих залежей нефтегазоконденсатных месторождений ПАО «Газпром»

- 84 **Кузнецов М.А., Овсянников П.О., Григорьев Е.Б., Нестеров П.А.**
Теплоемкость флюидонасыщенных пород коллекторов месторождений углеводородов
- 88 **Незовитина М.А., Богатырев А.Ф., Макеенкова О.А.**
К расчету термодиффузионных постоянных трехкомпонентной газовой системы в рамках строгой кинетической теории
- 93 **Булейко В.М., Григорьев Б.А., Истомин В.А., Янковая В.С.**
Определение гидратного числа и плотности гидрата пропана методом прецизионной адиабатической калориметрии
- 99 **Троицкий В.М., Соколов А.Ф., Истомин В.А., Рассохин С.Г., Ваньков В.П., Мизин А.В., Алеманов А.Е.**
Физическое моделирование процессов гидратообразования в режиме фильтрации природного газа в поровой среде Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения
- 110 **Орлов Д.М., Богданов А.В., Федосеев А.П.**
Экспериментальное исследование влияния скорости фильтрации флюида на риск разрушения горных пород

Комплексная интерпретация результатов исследования пластовых систем

- 116 **Крикунов А.И., Рыжов А.Е., Филиппова Л.А., Канунникова Н.Ю.**
Определение местоположения ботубинского продуктивного горизонта и пластов ХМ1 и ХМ2 хамакинского продуктивного горизонта в южной части Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения
- 126 **Крикунов А.И., Рыжов А.Е., Филиппова Л.А., Канунникова Н.Ю.**
Результаты циклостратиграфического анализа, проведенного с целью уточнить историю формирования отложений терригенного венда на южной периферии Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения
- 135 **Крикунов А.И., Филиппова Л.А., Канунникова Н.Ю.**
Уточнение внутреннего строения верхнедагинских отложений на Южно-Киринском нефтегазоконденсатном месторождении с использованием циклостратиграфического анализа

- 144 **Жуков В.С., Иванов П.Ю.**
Изменение физических свойств коллектора как результат роста эффективного давления в процессе разработки месторождения (моделирование на примере Южно-Кириинского месторождения)

- 149 **Извеков И.Б.**
Критерии и перспективы поиска и разведки залежей углеводородов в юрских и меловых отложениях в зоне сочленения Ямальской, Надым-Пурской и Гыданской областей Западно-Сибирской мегапровинции

Обзорная информация

- 161 **Норман Г.Э., Писарев В.В., Стегайлов В.В.**
Атомистическое моделирование пластовых систем месторождений углеводородов

- 166 **Склярова З.П., Ткач В.С.**
Динамика распределения лицензий на шельфе Российской Федерации в 1993–2014 гг.

Рецензии

- 176 **Рецензия на книгу В.А. Николаева «Физические основы разработки месторождений углеводородов»**

Мероприятия

- 178 **VI Международная научно-техническая конференция «Газотранспортные системы: настоящее и будущее»**
- 180 **Сведения об авторах**
- 185 **Аннотированный перечень статей**
- 193 **Information about the authors**
- 198 **Annotated list of articles**



Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина



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

Кафедра исследований нефтегазовых пластовых систем



Осуществляется подготовка **магистрантов** по направлению 21.04.01 (131000) «Нефтегазовое дело».

Программа – 21.04.01.22 (131000) «Инновационные технологии исследования нефтегазовых пластовых систем».

Квалификация (степень выпускника) – магистр.

Продолжительность обучения – 2 года.

Кафедра готовит специалистов для научно-исследовательской и производственной деятельности в области исследований нефтегазовых пластовых систем.

Знания, полученные в процессе занятий в университете, магистранты кафедры закрепляют на практике в ведущих производственных организациях Группы Газпром, занимающихся вопросами исследования ядерного материала, газоконденсатных скважин и проб пластовых углеводородов, физического и математического моделирования пластовых процессов.

Сайт: <http://www.gubkin.ru>

E-mail: A_Dakhnov@vniigaz.gazprom.ru

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

УДК 536.7

А.А. Герасимов, И.С. Александров, Б.А. Григорьев, Д.В. Люгай

Анализ точности расчета термодинамических свойств природных углеводородов и сопутствующих газов по обобщенным кубическим уравнениям состояния

Кубические уравнения состояния (КУС) широко используются для расчетов термодинамических свойств (ТДС) и фазовых равновесий различных веществ. Несмотря на свою простоту, КУС с определенными допущениями могут быть отнесены к классу фундаментальных уравнений состояния, так как описывают фазовый переход «жидкость – газ», удовлетворяют условиям критической точки и могут быть представлены в виде зависимости термодинамического потенциала от собственных переменных. Их интенсивно используют для расчета ТДС и фазовых равновесий углеводородов и углеводородных смесей как искусственных, так и природных – нефть, газовый конденсат, природный газ. На базе КУС разработаны и широко применяются в инженерно-технологической практике программные комплексы (Tempest, pVTx, Nysys, Eclipse и др.), позволяющие производить широкий спектр расчетов ТДС и фазовых равновесий. Однако основной недостаток КУС хорошо известен – низкая точность расчета ТДС, особенно в жидкой фазе. Исследования, направленные на повышение точности КУС, продолжаются уже более 140 лет (с момента опубликования уравнения Ван-дер-Ваальса в 1873 г.), и интенсивность их не снижается. Основные усилия исследователей были направлены, как правило, на уточнение члена, учитывающего «притяжение». В результате разработаны как двухконстантные уравнения (уравнение Редлиха–Квонга [1] с его многочисленными модификациями, например описанные в работах [2, 3], уравнение Пенга–Робинсона [4]), а также трех- и четырехконстантные КУС (некоторые из них будут рассмотрены в данной статье). Библиография по КУС превышает тысячу наименований и продолжает расширяться. Доступные обзоры, характеризующие состояние проблемы до 1990 г., можно найти в отечественных изданиях [5, 6].

Наиболее широко и успешно КУС применяют в расчетах фазовых и химических равновесий. Точность расчетов сопоставима с многоконстантными уравнениями состояния, включая фундаментальные, а простота структуры КУС делает его привлекательным для работы и анализа. Поэтому и в настоящее время появляется достаточно много новых работ, посвященных повышению точности и универсальности расчетов прежде всего фазовых равновесий. Уточняются коэффициенты взаимодействия и анализируются правила комбинирования [7–10]. КУС также эффективно используют для расчета фазовых равновесий в области ретроградных явлений – наиболее сложной области для численных расчетов, и они являются удобным инструментом для проверки и отработки новых алгоритмов [11]. Однако данная статья посвящена анализу точности прогнозных расчетов ТДС углеводородов, входящих в состав нефти, газовых конденсатов и природного газа, а также сопутствующих газов и воды. Исследования в области повышения точности расчетов ТДС индивидуальных

Ключевые слова: уравнение состояния, термодинамические свойства углеводородов, сверхкритическая область, плотность, изобарная и изохорная теплоемкость.

Keywords: equation of state, thermodynamic properties, hydrocarbons, overcritical area, isobaric density, isochoric heat capacity.

веществ по КУС также все еще достаточно интенсивно проводятся, несмотря на ограниченный арсенал средств малокоэффициентного уравнения.

Кубические уравнения состояния

Рассмотрим наиболее современные исследования, посвященные рассматриваемой проблеме. В работе З. Дуана с соавторами [12] представлен новый вариант четырехкоэффициентного уравнения с новой зависимостью α -функции для более точного описания ТДС и фазовых равновесий. Сравнение выполнено для газов и легких углеводородов до пентана по данным о давлении насыщенных паров и плотности насыщенных жидкости и пара. В магистерской диссертации М. Атилхана [13] разработано новое индивидуальное четырехкоэффициентное КУС для описания коэффициента сжимаемости аргона в широком диапазоне температур и давлений. С целью повышения точности автор устанавливает сложную температурную зависимость всех четырех коэффициентов уравнения. В результате уравнение становится 27-коэффициентным. Точность расчетов анализируется только по коэффициенту сжимаемости аргона. М. Мозен-Ниа с соавторами [14] представили новое КУС, в котором модифицирован как член, учитывающий «притяжение», так и член, отвечающий за «отталкивание». При этом коэффициенты a и b считаются зависящими от приведенной температуры и фактора ацентричности ω . Е. Ниау с соавторами [15] основное внимание уделили уточнению температурной зависимости коэффициента $a(T_c)$ для более точного описания ТДС. Х. Хинойза-Гомес с соавторами [16] достигли повышения точности расчета ТДС по уравнению Пенга–Робинсона [4] за счет уточнения значений критических свойств и фактора ацентричности ω вещества, в результате чего уравнение перестало быть обобщенным. В работе А.А. Рабаха и С.А. Мохамеда [17] представлено трехкоэффициентное КУС, в котором все коэффициенты зависят от фактора ацентричности ω .

Анализу точности расчета ТДС индивидуальных веществ по обобщенным уравнениям состояния (и прежде всего кубическим) посвящен подробный обзор Ф. Абдоллахи-Демнеха с соавторами [18]. В этой работе представлены результаты сравнения расчетных значений давления насыщенных паров, плотности насыщенных жидкой и газовой фазах, изобарной те-

плойности жидкой фазы на линии насыщения, а также энтальпии и энтропии испарения для 102 индивидуальных веществ, представляющих различные группы, по 23 обобщенным уравнениям состояния. Сравнение производилось с экспериментальными данными, поэтому диапазон температур был различен. Не вдаваясь в подробности анализа работы [18], можно сделать вывод о том, что наиболее надежными КУС для прогнозных расчетов комплекса ТДС являются уравнения Пенга–Робинсона [4] и Пателя–Тейя [19]. При этом более сложные модификации этих уравнений в целом по комплексу свойств не намного повышают точность расчетов, а иногда и снижают ее. Поэтому далее приведем анализ наиболее известных и надежных КУС, которые в литературе и пакетах прикладных программ рекомендуются для прогнозных расчетов ТДС и фазовых равновесий. В табл. 1 представлены отобранные для анализа обобщенные КУС и их коэффициенты.

Данные о термодинамических свойствах веществ и результаты сравнения

Для объективной оценки точности расчета ТДС в широком диапазоне параметров состояния сравнение производилось не с экспериментальными данными, количество которых и диапазон измерения для разных веществ различны, а с расчетными значениями, полученными по надежным фундаментальным уравнениям состояния (ФУС) [21–26]. Используемые ФУС были выведены в последние годы в результате обработки наиболее надежных разнородных экспериментальных данных о ТДС технически важных веществ с применением современных эффективных алгоритмов, обеспечивающих правильное поведение производных термодинамических величин, хорошие интерполяционные и экстраполяционные свойства.

Данные о плотности, изобарной и изохорной теплоемкостях были рассчитаны на изобарах $0,1p_c$, $0,5p_c$, $0,8p_c$, $1,1p_c$, $1,5p_c$, $3,0p_c$, $10p_c$, $30p_c$ в диапазоне температур от линии плавления до 700 К. Сравнение производилось отдельно по областям:

- жидкая фаза (Ж) – от линии плавления при $T < T_c$;
- газовая фаза (Г) – от линии насыщения при $T < T_c$;
- сверхкритический флюид (Ф) – $T \geq T_c$.

Из анализа исключалась критическая область, которая была ограничена диапазонами

Таблица 1

Наиболее известные и надежные кубические уравнения состояния, рекомендуемые для прогнозных расчетов ТДС и фазовых равновесий

Уравнение состояния	Параметры
<p><i>Соавга–Редлиха–Квонга (СРК) [2]:</i> стандартная форма: $p = \frac{RT}{V-b} - \frac{a\alpha}{V(V+b)}$; каноническая форма: $Z^3 - Z^2 + (A-B-B^2)Z - AB = 0$</p>	$a = 0,42747R^2 \frac{T_c^2}{P_c}$; $b = 0,08664R \frac{T_c}{P_c}$; $\alpha = [1 + (0,48508 + 1,55171\omega - 0,15613\omega^2)(1 - T_r^{0,5})]^2$ (для водорода $\alpha = 1,202\exp(-0,30288T_r)$); $A = a\alpha \frac{P}{R^2 T^2}$; $B = b \frac{P}{RT}$
<p><i>Пенга–Робинсона (ПР) [4]:</i> стандартная форма: $p = \frac{RT}{V-b} - \frac{a\alpha}{V(V+b)}$; каноническая форма: $Z^3 - (1-B)Z^2 + (A-3B^2-2B)Z - (AB-B^2-B^3) = 0$</p>	$a = 0,45724R^2 \frac{T_c^2}{P_c}$; $b = 0,07780R \frac{T_c}{P_c}$; $\alpha = [1 + (0,37464 + 1,542261\omega - 0,26992\omega^2)(1 - T_r^{0,5})]^2$ (для водорода $\alpha = 1,202\exp(-0,30288T_r)$); $A = a\alpha \frac{P}{R^2 T^2}$; $B = b \frac{P}{RT}$
<p><i>Пателя–Тейя (ПТ) [19]:</i> стандартная форма: $p = \frac{RT}{V-b} - \frac{a\alpha}{V(V+b)+c(V-b)}$; каноническая форма: $Z^3 + (C-1)Z^2 + (A-2BC-B^2-B-C)Z + (B^2C+BC-AB) = 0$</p>	$a = \Omega_a R^2 \frac{T_c^2}{P_c}$; $b = \Omega_b R \frac{T_c}{P_c}$; $c = \Omega_c R \frac{T_c}{P_c}$; $A = a\alpha \frac{P}{R^2 T^2}$; $B = b \frac{P}{RT}$; $C = c \frac{P}{RT}$; $\Omega_a = 3\zeta^2 + 3(1-2\zeta)\Omega_b + \Omega_b^2 + 1 - 3\zeta$; $\Omega_b^3 + (2-3\zeta)\Omega_b^2 + 3\zeta^2\Omega_b - \zeta^3 = 0, \Omega_b = \min\{\Omega_b\} > 0$; $\Omega_c = 1 - 3\zeta$; $\zeta = 0,329032 - 0,076799\omega + 0,0211947\omega^2$

Окончание таблицы 1

Уравнение состояния	Параметры
<p>Харменса–Кнаппа (ХК) [20]: стандартная форма: $P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a\alpha}{V^2 + bcV - b^2(c-1)};$ каноническая форма: $Z^3 + (Bc - B - 1)Z^2 + [A + B^2(1 - 2c) - Bc]Z + [B^3(c - 1) + B^2(c - 1) - AB] = 0$</p>	$a = \Omega_a R^2 \frac{T_c^2}{P_c};$ $b = \Omega_b R \frac{T_c}{P_c};$ $c = 1 + \frac{1 - 3\zeta}{\beta\zeta};$ $A = a\alpha \frac{P}{R^2 T^2};$ $B = b \frac{P}{RT};$ $\Omega_a = 1 - 3\zeta + 3\zeta^2 + \beta\zeta(3 - 6\zeta + \beta\zeta);$ $\Omega_b = \zeta\beta;$ $\alpha = [1 + E(1 - T_r^{0,5}) - F(1 - T_r^{-1})]^2$ <p>(при $\omega \leq 0,2$ $E = 0,50 + 0,27767\omega + 2,17225\omega^2$, $F = -0,022 + 0,338\omega - 0,845\omega^2$; при $\omega > 0,2$ $E = 0,41311 + 1,14657\omega$, $F = 0,0118$); $\beta = 0,10770 + 0,76405\zeta - 1,24282\zeta^2 + 0,96210\zeta^3$; $\zeta = 0,3211 - 0,080\omega + 0,0384\omega^2$</p>
<p>Брусиловского (Б) [6]: стандартная форма: $P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a\alpha}{(V+c)(V+d)};$ каноническая форма: $Z^3 + (C + D - B - 1)Z^2 + (A - BC + CD - BD - D - C)Z - (BCD + CD + AB) = 0$</p>	$a = \frac{\alpha R^2 T_c^2 [1 + \Psi(1 - T_r^{0,5})]^2}{P_c};$ $b = \frac{\beta R T_c}{P_c};$ $c = \frac{\sigma R T_c}{P_c};$ $d = \frac{\delta R T_c}{P_c};$ $\alpha = \Omega_c^3;$ $\beta = Z_c^* + \Omega_c - 1;$ $\delta = -Z_c^* + \Omega_c [0,5 - (\Omega_c - 0,75)^{0,5}];$ $\sigma = -Z_c^* - \Omega_c [0,5 - (\Omega_c - 0,75)^{0,5}];$ $Z_c^* = 0,3357 - 0,0294\omega;$ $\Psi = 1,050 + 0,105\omega + 0,482\omega^2 \text{ при } \omega < 0,4489;$ $\Psi = 0,429 + 1,004\omega + 1,561\omega^2 \text{ при } \omega \geq 0,4489;$ $A = a \frac{P}{R^2 T^2};$ $B = b \frac{P}{RT};$ $C = c \frac{P}{RT};$ $D = d \frac{P}{RT};$ <p>для углеводородов C_{5+} $\Omega_c = 0,75001$, для газов см. [6]</p>

параметров $0,5 \leq \rho/\rho_c \leq 1,5$ (по плотности) и от линии насыщения до $T/T_c \leq 1,05$ (по температуре). Ошибки расчета ТДС по ФУС могут быть оценены следующими значениями: плотность жидкой фазы – 0,1–0,2 %; плотность газовой фазы – 0,1–0,3 %; плотность сверхкритического флюида – 0,2–0,4 %; теплоемкость во всех областях – 0,5–1,5 %, при этом большие значения ошибок наблюдаются вблизи линии насыщения при давлениях $0,5p_c$ и $0,8p_c$ и в области максимумов теплоемкости на изобарах $1,1p_c$ и $1,5p_c$.

В табл. 2 представлены перечень веществ, для которых произведена проверка, литературный источник ФУС, а также молярная масса вещества M , критическая температура T_c , крити-

ческое давление p_c , критическая плотность ρ_c , температура тройной точки T_{tr} и фактор ацентричности ω . В табл. 3–5 отражены значения средних относительных отклонений (СОО) ТДС, рассчитанных по ФУС и КУС. Величина СОО определялась по формуле

$$СОО = \frac{100}{N} \sum_{i=1}^N \frac{|Y(КУС)_i - Y(ФУС)_i|}{Y(ФУС)_i}, \%$$

где $Y(КУС)_i$ – ТДС, рассчитанное по КУС; $Y(ФУС)_i$ – ТДС, рассчитанное по ФУС; N – число точек в массиве.

Выполненные расчеты позволяют сделать следующие выводы. Сколь-нибудь надежный расчет ТДС жидкой фазы водорода и воды не может быть выполнен по обобщенным КУС.

Таблица 2

Основные характеристические константы исследуемых веществ [21–26]

Вещество	M , г/моль	T_c , К	p_c , МПа	ρ_c , моль/л	T_{tr} , К	ω
Водород [21]	2,0159	33,145	1,2964	15,508	13,957	-0,219
Аргон [21]	39,948	150,69	4,863	13,407	83,806	-0,0022
Кислород [21]	31,999	154,58	5,043	13,630	54,361	0,0222
Азот [21]	28,013	126,19	3,3958	11,184	63,15	0,0372
Диоксид углерода [21]	44,01	304,13	7,3773	10,625	216,59	0,22394
Сероводород [21]	34,081	373,10	9,00	10,19	187,7	0,1005
Диоксид серы [21]	64,064	430,64	7,884	8,195	197,7	0,2557
Вода [21]	18,015	647,10	22,064	17,874	273,16	0,3443
Метан [21]	16,043	190,56	4,5992	10,139	90,634	0,01142
Этан [21]	30,069	305,32	4,8722	6,8569	90,368	0,0995
Пропан [21]	44,096	369,89	4,2512	5,000	85,525	0,1521
н-Бутан [21]	58,122	425,13	3,796	3,9228	134,90	0,201
Изобутан [21]	58,122	407,81	3,629	3,8798	113,73	0,184
н-Пентан [21]	72,149	469,6	3,370	3,2156	143,47	0,251
Изопентан [21]	72,149	460,35	3,378	3,271	112,65	0,2274
Неопентан [21]	72,149	433,74	3,196	3,270	256,60	0,1961
н-Гексан [21]	86,175	507,82	3,034	2,7059	177,83	0,299
н-Гептан [21]	100,20	540,13	2,736	2,3153	182,55	0,349
н-Октан [21]	114,23	569,32	2,497	2,0564	216,37	0,395
н-Нонан [22]	128,26	594,55	2,281	1,810	219,7	0,4433
н-Декал [21]	142,28	617,7	2,103	1,640	243,5	0,4884
н-Ундекал [23]	156,31	638,8	1,9904	1,5149	247,54	0,539
н-Додекал [24]	170,33	658,1	1,817	1,330	263,6	0,574
н-Тридекал [24]	184,36	675,2	1,6996	1,2822	267,78	0,623
Бензол [21]	78,112	562,02	4,9073	3,901	278,67	0,2110
Толуол [21]	92,138	591,75	4,1263	3,169	178,00	0,2657
Этилбензол [25]	106,165	617,10	3,6099	2,7315	178,19	0,3025
о-Ксилол [26]	106,165	630,26	3,7423	2,6986	247,99	0,31204
м-Ксилол [26]	106,165	617,0	3,5502	2,6835	225,31	0,3266
п-Ксилол [26]	106,165	616,17	3,5440	2,6939	286,41	0,32489
Циклопентан [21]	70,133	511,72	4,5712	3,820	179,7	0,2010
Циклогексан [21]	84,161	553,64	4,075	3,2438	279,47	0,20926
Метилциклогексан [21]	98,186	572,2	3,470	2,720	146,7	0,2340

Таблица 3

Средние относительные отклонения значений плотности от рассчитанных по КУС и ФУС

Вещество	СРК [2]			ПР [4]			ПТ[19]			КХ [20]			Б [6]		
	Ж	Г	Ф	Ж	Г	Ф	Ж	Г	Ф	Ж	Г	Ф	Ж	Г	Ф
Водород	15,3	5,0	1,4	20,5	1,6	2,0	11,1	3,0	0,7	–	–	–	13,5	23,5	3,1
Аргон	3,6	0,6	0,9	9,5	1,3	2,6	3,6	0,5	0,8	5,0	0,5	1,4	5,0	2,7	3,7
Кислород	2,5	0,6	1,1	10,0	1,1	2,6	3,0	0,4	0,9	5,2	0,5	1,6	4,4	2,1	3,4
Азот	3,1	0,5	0,8	9,9	1,6	2,5	3,6	0,4	1,0	5,5	0,9	1,8	11,4	2,0	0,5
Диоксид углерода	9,8	1,1	2,7	4,1	0,7	2,0	3,5	0,4	1,9	4,6	0,9	2,6	5,5	0,8	2,5
Сероводород	5,0	0,9	2,0	7,2	0,8	3,0	2,7	0,5	1,7	5,0	0,6	2,4	1,2	1,1	2,4
Диоксид серы	12,0	1,7	3,9	2,1	0,7	2,0	2,4	0,7	2,5	3,2	0,7	3,2	4,3	0,9	5,0
Вода	28,7	2,6	17,1	19,9	1,5	12,5	19,0	1,4	13,3	16,2	1,3	14,2	20,9	2,2	15,2
Метан	3,3	0,6	1,1	9,2	1,0	2,7	3,3	0,5	1,0	4,9	0,4	1,5	5,5	1,0	0,7
Этан	5,1	0,6	1,9	7,1	1,0	2,9	2,3	0,4	1,6	4,8	0,7	2,3	3,6	0,9	1,2
Пропан	6,8	0,7	2,4	5,4	0,9	2,9	2,4	0,4	2,2	4,5	0,7	3,0	3,3	0,6	2,0
n-Бутан	7,8	1,1	2,8	4,6	0,7	3,0	2,4	0,5	2,7	5,0	0,7	3,5	2,2	0,7	2,8
Изобутан	7,7	0,7	2,9	4,9	0,9	2,1	2,5	0,5	2,0	4,8	0,8	2,6	3,0	0,3	4,9
n-Пентан	9,9	1,3	3,8	3,0	0,5	3,1	2,4	0,5	3,2	4,3	0,6	4,0	2,7	0,6	4,8
Изопентан	11,1	1,4	3,4	4,0	0,6	3,2	2,8	0,5	3,1	5,0	0,7	4,0	2,9	0,3	5,0
Неопентан	7,1	1,0	3,2	6,1	0,6	3,7	4,2	0,3	1,7	6,3	0,6	4,5	4,6	0,3	5,6
n-Гексан	8,4	0,6	4,8	2,4	0,6	3,3	2,4	0,6	3,6	4,3	0,7	4,7	2,8	0,8	4,8
n-Гептан	12,9	1,3	5,9	2,8	0,6	3,0	2,4	0,6	3,5	3,6	0,8	5,2	3,6	0,9	5,0
n-Октан	14,1	1,8	6,7	3,7	0,8	3,2	2,4	0,7	4,1	3,5	0,8	5,7	4,1	1,3	4,8
n-Нонан	15,5	1,8	8,6	5,2	0,8	3,6	2,7	0,5	4,0	3,4	0,5	6,3	4,7	1,5	5,8
n-Декал	16,6	2,5	7,9	6,3	1,2	3,5	2,6	0,9	5,0	3,2	0,9	6,1	4,3	2,0	5,3
n-Ундекан	16,0	3,3	9,7	5,9	1,9	4,2	2,9	1,1	5,6	4,3	0,9	7,4	3,6	2,6	7,5
n-Додекан	18,3	3,4	12,0	8,5	2,1	5,9	4,1	1,1	7,9	3,0	0,7	8,5	3,5	2,6	8,7
n-Тридекан	20,7	0,7	14,1	11,3	0,8	8,3	6,7	1,8	11,5	2,9	2,1	9,5	3,9	0,7	8,7
Бензол	9,1	1,0	4,6	4,0	0,7	3,5	2,4	0,5	3,7	4,5	0,7	5,1	2,9	0,3	5,9
Толуол	11,4	2,2	6,4	2,3	0,8	3,2	2,4	1,0	4,1	3,2	0,7	6,0	3,3	1,6	6,5
Этилбензол	13,0	2,0	7,9	2,9	0,7	3,8	2,9	0,7	4,6	2,9	0,6	6,5	4,1	1,4	7,2
o-Ксилол	12,0	1,5	7,9	2,1	0,6	4,0	2,1	0,6	4,8	3,6	0,6	6,7	3,3	1,0	7,0
m-Ксилол	13,7	1,7	8,4	3,4	0,6	4,3	2,9	0,5	5,4	2,8	0,6	7,5	4,5	1,2	7,5
p-Ксилол	13,3	2,4	8,7	2,7	1,1	4,1	2,3	1,0	5,3	3,3	0,7	7,3	4,4	1,9	7,8
Циклопентан	5,3	0,5	3,9	6,8	1,0	3,3	4,0	1,2	3,4	7,2	0,9	5,1	4,1	1,5	6,2
Циклогексан	7,3	2,2	3,7	5,5	1,2	4,5	3,4	0,8	4,4	6,1	1,2	5,3	3,6	0,4	5,4
Метилциклогексан	9,0	1,3	5,1	3,2	0,6	3,5	2,4	0,6	3,8	4,2	0,7	5,4	2,4	0,6	6,1
По всему массиву*	10,0	1,4	5,1	5,3	0,9	3,5	3,0	0,7	3,6	4,3	0,7	4,7	4,0	1,2	5,0

* Результаты для водорода и воды не учитывались.

Таблица 4

Средние относительные отклонения значений изобарной теплоемкости от рассчитанных по КУС и ФУС

Вещество	СРК [2]			ПР [4]			ПТ[19]			КХ [20]			Б [6]		
	Ж	Г	Ф	Ж	Г	Ф	Ж	Г	Ф	Ж	Г	Ф	Ж	Г	Ф
Водород	90,6	15,1	1,5	45,5	9,5	0,8	83,4	13,8	1,3	–	–	–	461	166	60,0
Аргон	9,0	10,6	1,1	7,8	11,1	1,1	8,0	11,1	1,2	11,6	10,5	3,1	132	65,5	9,1
Кислород	6,1	8,9	1,0	7,2	9,2	1,0	5,8	9,3	1,2	13,2	8,8	2,8	124	41,6	7,2
Азот	6,9	9,2	0,7	7,3	9,6	1,4	6,5	9,6	0,9	8,9	9,1	2,1	7,8	13,0	4,5
Диоксид углерода	8,7	11,0	2,2	9,0	11,1	2,2	8,8	11,1	2,4	8,4	11,0	5,8	14,0	10,0	7,8
Сероводород	6,4	9,0	2,4	7,2	9,2	2,6	6,4	9,2	2,7	6,2	9,0	6,9	7,9	9,2	8,6
Диоксид серы	7,6	13,3	3,4	8,7	13,3	3,7	8,5	13,3	4,3	6,3	13,2	6,2	61,6	6,3	10,6
Вода	17,4	22,3	16,1	13,4	22,4	16,2	13,5	22,3	16,6	17,2	22,3	28,9	77,9	17,9	22,8
Метан	8,0	8,8	1,0	5,6	9,2	1,1	6,9	9,2	1,2	8,6	8,7	2,9	7,9	9,8	4,3
Этан	4,9	6,6	1,2	6,7	6,8	1,3	5,4	6,8	1,4	4,1	6,6	3,8	9,4	5,0	4,4
Пропан	5,5	5,1	1,4	7,4	5,2	1,5	6,4	5,2	1,8	4,8	5,1	4,5	4,5	5,1	4,2
n-Бутан	4,4	4,6	1,3	5,6	4,6	1,4	5,1	4,6	1,7	2,6	4,5	3,9	3,8	4,8	4,6
Изобутан	4,9	4,0	1,3	6,4	4,0	1,4	5,8	4,0	1,7	3,7	3,9	3,8	51,8	2,6	4,5
n-Пентан	4,6	3,8	1,7	5,9	3,8	1,9	5,6	3,8	2,5	2,6	3,8	5,5	34,7	1,0	4,4

Окончание таблицы 4

Вещество	СРК [2]			ПР [4]			ПТ[19]			КХ [20]			Б [6]		
	Ж	Г	Ф	Ж	Г	Ф	Ж	Г	Ф	Ж	Г	Ф	Ж	Г	Ф
Изопентан	3,2	3,8	1,4	7,7	3,7	1,6	7,2	3,7	2,0	2,5	3,7	4,5	40,0	1,3	4,2
Неопентан	6,2	3,7	1,1	3,9	2,7	1,3	3,7	2,7	1,7	3,2	2,7	4,1	27,4	2,2	4,0
н-Гексан	3,4	2,7	1,8	4,2	3,8	2,0	4,1	3,8	2,4	2,3	3,8	4,9	26,7	1,3	4,6
н-Гептан	3,9	3,0	1,1	4,8	3,0	1,3	4,9	2,9	1,7	3,1	2,9	4,0	20,4	1,2	4,0
н-Октан	3,5	3,5	2,2	4,3	3,5	2,4	4,4	3,4	3,0	3,2	3,4	5,8	16,1	2,2	4,8
н-Нонан	3,3	2,3	1,3	4,1	2,2	1,6	4,3	2,2	2,1	3,1	2,1	4,4	13,1	1,3	4,6
н-Декан	3,1	3,8	3,4	3,8	3,8	3,7	4,1	3,8	4,8	3,0	3,7	7,7	16,3	2,7	6,0
н-Ундекан	3,1	3,8	2,6	4,2	3,9	2,8	4,4	3,7	4,7	3,1	3,7	6,8	19,1	2,5	5,4
н-Додекан	3,0	2,8	2,7	4,2	3,0	2,9	4,6	2,8	6,1	3,2	2,7	8,5	19,8	1,2	4,8
н-Тридекан	3,1	0,2	0,7	3,9	0,3	0,7	6,0	0,2	6,7	3,0	0,1	7,3	25,3	1,6	2,4
Бензол	5,4	3,9	2,5	6,2	3,9	2,8	5,9	3,9	3,4	4,9	3,9	6,9	30,3	1,5	6,7
Толуол	5,6	4,3	2,8	6,9	4,3	3,1	6,7	4,3	4,1	3,8	4,3	7,6	31,3	1,3	6,4
Этилбензол	5,2	3,9	2,3	6,5	3,9	2,6	6,4	3,9	3,0	3,3	3,9	5,6	26,1	1,6	5,9
о-Ксилол	3,2	2,3	1,8	3,7	2,2	2,0	3,7	2,2	2,5	2,3	2,2	7,0	23,8	0,9	6,9
м-Ксилол	3,5	3,4	2,9	4,5	3,4	3,2	4,5	3,4	4,0	2,5	3,4	7,6	24,5	1,4	6,7
п-Ксилол	3,1	3,1	2,6	3,6	3,1	2,9	3,6	3,0	3,8	2,6	3,0	7,6	23,6	1,1	6,6
Циклопентан	3,9	3,8	1,7	6,0	4,8	1,9	5,4	4,8	2,4	2,6	4,8	5,4	41,4	0,7	5,0
Циклогексан	4,5	4,8	3,5	4,7	3,8	3,8	4,4	3,8	4,2	3,5	3,8	6,2	25,1	1,8	6,4
Метилциклогексан	6,1	2,4	1,0	7,4	2,4	1,2	7,1	2,4	1,6	3,4	2,3	4,2	28,5	1,7	3,9
По всему массиву*	4,9	5,1	1,9	5,8	5,1	2,1	5,6	5,1	2,8	4,5	5,0	5,4	30,2	6,6	5,6

* Результаты для водорода и воды не учитывались.

Таблица 5

**Средние относительные отклонения значений изохорной теплоемкости
от рассчитанных по КУС и ФУС**

Вещество	СРК [2]			ПР [4]			ПТ[19]			КХ [20]			Б [6]		
	Ж	Г	Ф	Ж	Г	Ф	Ж	Г	Ф	Ж	Г	Ф	Ж	Г	Ф
Водород	15,4	7,8	0,8	8,7	8,4	1,4	22,2	7,6	0,9	–	–	–	384	14,0	10,7
Аргон	6,6	14,1	2,7	3,4	14,7	2,0	6,4	14,1	2,9	10,4	14,9	6,0	133	4,9	5,4
Кислород	5,6	9,5	2,5	3,3	9,9	2,0	5,1	9,5	2,7	10,5	9,9	4,9	123	4,1	3,3
Азот	5,6	10,8	2,0	2,5	11,3	2,4	5,0	10,9	2,1	3,9	11,2	3,4	4,9	11,9	1,9
Диоксид углерода	4,0	12,2	4,4	2,8	12,5	3,8	2,5	12,4	4,5	3,3	12,3	7,5	4,8	12,4	2,8
Сероводород	2,0	8,6	3,6	4,5	8,9	3,5	2,2	8,7	4,1	1,7	8,7	7,7	11,0	9,4	6,1
Диоксид серы	3,6	13,1	4,2	2,1	13,4	4,8	1,7	13,3	5,9	4,8	13,3	4,2	46,7	11,6	3,7
Вода	1,3	22,2	20,8	5,5	22,5	22,5	15,6	22,5	25,5	12,1	22,5	19,8	27,5	21,2	19,5
Метан	6,0	8,5	1,8	2,6	8,7	1,4	5,7	8,6	1,9	4,8	8,9	4,2	3,2	9,0	1,7
Этан	7,9	5,8	2,0	3,9	6,0	1,8	6,4	5,9	2,2	8,3	5,9	4,3	9,3	6,0	1,5
Пропан	7,4	3,7	2,0	4,1	3,8	1,7	5,7	3,7	2,2	14,2	3,7	4,0	7,3	3,9	1,3
н-Бутан	6,9	2,9	1,6	4,5	3,0	1,5	5,3	2,9	1,8	9,8	2,9	3,0	5,5	3,1	1,3
Изобутан	7,2	2,7	1,2	4,7	2,8	1,2	5,7	2,8	1,6	11,6	2,8	2,1	52,1	2,0	1,4
н-Пентан	5,3	2,1	1,5	3,9	2,2	1,3	4,2	2,2	1,6	7,5	2,2	3,0	33,5	1,7	1,7
Изопентан	6,7	2,1	1,5	4,4	2,4	1,4	4,7	2,3	1,7	9,4	2,3	2,8	43,3	1,8	1,8
Неопентан	5,6	2,3	1,5	2,8	1,8	1,3	3,3	1,8	1,6	4,0	1,8	2,9	17,0	1,3	1,8
н-Гексан	4,0	1,7	1,7	5,1	2,1	1,6	5,2	2,1	1,9	7,7	2,1	2,7	26,4	1,8	1,9
н-Гептан	4,6	1,7	1,5	3,3	1,8	1,4	3,2	1,8	1,6	5,3	1,8	2,3	20,3	1,6	1,6
н-Октан	4,0	1,6	1,7	2,8	1,7	1,6	2,6	1,7	1,9	4,2	1,7	2,2	14,9	1,5	1,7
н-Нонан	4,7	1,0	1,5	3,5	1,1	1,4	3,2	1,1	1,6	4,7	1,1	2,0	13,9	1,0	1,5
н-Декан	5,2	1,5	2,0	4,1	1,6	2,0	3,8	1,6	2,2	5,0	1,6	2,2	15,8	1,4	2,0
н-Ундекан	4,7	2,2	2,0	3,1	2,2	2,0	3,1	2,2	2,4	4,5	2,2	2,3	17,8	2,0	2,1
н-Додекан	4,1	1,7	1,8	2,7	1,8	1,8	2,5	1,8	2,3	3,8	1,8	2,2	17,8	1,6	1,9
н-Тридекан	3,4	0,2	1,3	2,0	0,3	0,9	1,8	0,3	1,0	3,1	0,3	2,2	21,0	6,8	2,2
Бензол	3,8	2,3	2,3	2,4	2,4	2,2	2,8	2,4	2,6	4,2	2,4	3,7	23,4	1,8	2,9
Толуол	4,8	2,3	2,5	3,1	2,3	2,4	3,3	2,3	2,9	7,0	2,3	3,5	32,6	1,9	2,9
Этилбензол	4,3	2,4	2,3	2,7	2,5	2,3	2,8	2,5	2,7	6,7	2,5	2,9	28,7	2,2	2,5
о-Ксилол	6,5	1,1	1,8	5,0	1,1	1,7	5,1	1,1	1,8	7,1	1,1	3,5	22,9	1,0	2,2
м-Ксилол	5,7	2,2	2,5	4,1	2,3	2,5	4,1	2,3	2,9	6,5	2,3	3,1	24,1	2,0	2,7

Окончание таблицы 5

Вещество	СРК [2]			ПР [4]			ПТ[19]			КХ [20]			Б [6]		
	Ж	Г	Ф	Ж	Г	Ф	Ж	Г	Ф	Ж	Г	Ф	Ж	Г	Ф
п-Ксилол	6,4	1,4	1,7	5,0	1,4	1,7	5,0	1,4	1,9	6,4	1,4	2,2	19,9	1,2	1,9
Циклопентан	5,1	2,6	1,9	3,8	2,3	1,8	4,6	2,2	2,1	8,4	2,2	3,2	41,1	1,6	2,4
Циклогексан	6,0	2,2	2,6	3,8	2,6	8,6	4,2	2,6	2,8	5,3	2,6	3,4	20,9	2,2	3,0
Метилциклогексан	5,4	1,3	1,1	4,4	1,3	1,0	4,6	1,3	1,2	6,7	1,3	2,2	32,2	1,0	1,5
По всему массиву*	5,3	4,1	2,1	3,6	4,3	1,9	4,1	4,2	2,3	6,5	4,2	3,4	28,7	3,5	2,3

* Результаты для водорода и воды не учитывались.

Уравнения должны быть индивидуальными. Именно поэтому при расчете СОО для всего массива авторы исключили результаты для водорода и воды. Наиболее надежными следует признать уравнения Пателя–Тейя [19] и Пенга–Робинсона [4]. Уравнение Соава–Редлиха–Квонга [2] не рекомендуется применять для расчета плотности жидкой фазы, а уравнение Брусиловского [6] – для расчета теплоемкости жидкой фазы. Также следует учитывать, что нижняя граница применимости КУС Брусиловского [6] составляет 200 К, поэтому для веществ с более низкой температурой плавления ошибки расчета ТДС в этом диапазоне будут возрастать. Уравнение Харменса–Кнаппа неприменимо для расчета ТДС водорода из-за отрицательного значения величины под кор-

нем. Наибольшая точность достигается при расчете плотности газовой фазы и теплоемкости сверхкритического флюида по всем проанализированным здесь КУС.

Еще раз следует обратить внимание, что в данной работе рассматриваются только обобщенные КУС применительно к расчету комплекса важнейших ТДС. Существует достаточно много способов уточнения КУС, например введение шифт-параметра [27], введение и уточнение температурных функций [12, 13, 15], коррекция критических свойств и фактора ацентричности ω [16] и др., но при таких подходах теряется преимущество обобщенного уравнения, рекомендуемого для расчета ТДС малоизученных веществ.

Список литературы

1. Redlich O. On the thermodynamics of solutions: V: An equation of state. Fugacities of gaseous solutions / O. Redlich, J.N.S. Kwong // Chem. review. – 1949. – V. 44, № 1. – P. 233–244.
2. Soave G.S. Equilibrium constants from a modified Redlich–Kwong equation of state / G.S. Soave // Chem. eng. science. – 1972. – V. 27. – P. 1197–1203.
3. Graboski M.S. A modified Soave equation of state for phase equilibrium calculations. 1: Hydrocarbon systems / M.S. Graboski, T.E. Daubert // Ind. eng. chem. process des. dev. – 1978. – V. 17. – P. 443–448; 2: Systems containing CO₂, H₂S, N₂ and CO // Ind. eng. chem. process des. dev. – 1979. – V. 18. – P. 300–306.
4. Peng D.-Y. A new two-constant equation of state / D.-Y. Peng, D.B. Robinson // Ind. eng. chem. fundamen. – 1976. – V. 15. – P. 59–64.
5. Уэйлес С. Фазовые равновесия в химической технологии: в 2 ч.: пер. с англ. / С. Уэйлес. – М.: Мир, 1989. – Ч. 1. – 304 с.; Ч. 2. – 360 с.
6. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа / А.И. Брусиловский. – М.: Грааль, 2002. – 575 с.
7. Jaubert J.-N. Extension of the PPR78 model (predictive 1978, Peng–Robinson EOS with temperature dependent kij calculated through a group contribution method) to systems containing aromatic compounds / J.-N. Jaubert, S. Vitu, F. Mutelet et al. // Fluid phase equilibria. – 2005. – V. 237. – P. 193–211.
8. Vitu S. Extension of the PPR78 model (predictive 1978, Peng–Robinson EOS with temperature dependent kij calculated through a group contribution method) to systems containing naphthenic compounds / S. Vitu, J.-N. Jaubert, F. Mutelet // Fluid phase equilibria. – 2006. – V. 243. – P. 9–28.
9. Valderrama J.O. The state of the cubic equations of state / J.O. Valderrama // Ind. eng. chem. res. – V. 42, № 8. – P. 1603–1618.

10. Wei Ya.S. Equations of state for the calculation of fluid-phase equilibria / Ya.S. Wei, R.J. Sadus // *AIChE journal*. – 2000. – V. 46, № 1. – P. 169–196.
11. Taraf R. Direct prediction of cricondentherm and cricondenbar coordinates of natural gas mixtures using cubic equation of state / R. Traft, R. Behbahani, M. Moshfeghian // *Int. j. thermophys.* – 2008. – V. 29. – P. 1954–1967.
12. 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.
13. Atilhan M. A new cubic equation of state: a thesis / M. Atilhan // *Master of science*. – Texas A&M University, 2004. – 136 p.
14. Mohsen-Nia M. A cubic hard-core equation of state / M. Mohsen-Nia, H. Modarress, G.A. Mansoori // *Fluid phase equilibria*. – 2006. – V. 206. – P. 27–39.
15. 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.
16. 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.
17. Rabah A.A. A new three parameter cubic equation of state / A.A. Rabah, S.A. Mohamed // *Chemistry and chemical engineering*. – 2010. – V. 17, № 2. – P. 177–184.
18. Abdollahi-Demneh F. Comparison of the prediction power of 23 generalized equations of state. P. I. Saturated thermodynamic properties of 102 pure substances / F. Abdollahi-Demneh, M.A. Moosavian, M.M. Montazer-Rahmati et al. // *Fluid phase equilibria*. – 2010. – V. 288. – P. 67–82.
19. Patel N.C. A new cubic equation of state for fluids and fluid mixtures / N.C. Patel, A.S. Teja // *Chem. eng. science*. – 1981. – V. 37. – P. 463–473.
20. Harmens A. Three-parameter cubic equation of state for normal substances / A. Harmens, H. Knapp // *Ind. eng. fundamen.* – 1980. – V. 19. – P. 291–294.
21. Lemmon E.W. NIST standard reference database 23: reference fluid thermodynamic and transport properties – REFPROP, Version 9.1: standard reference data program / E.W. Lemmon, M.L. Huber, M.O. McLinden; National Institute of Standards and Technology. – Gaithersburg, 2013.
22. Александров И.С. Термодинамические свойства технически важных углеводородов. Нормальный нонан / И.С. Александров, А.А. Герасимов // *Известия КГТУ*. – 2013. – № 29. – С. 231–240.
23. Александров И.С. Применение фундаментальных уравнений состояния для расчета термодинамических свойств нормального ундекана / И.С. Александров, А.А. Герасимов, Б.А. Григорьев // *Теплоэнергетика*. – 2011. – № 8. – С. 67–74.
24. Григорьев Б.А. Фундаментальные уравнения состояния н-додекана и н-тридекана / Б.А. Григорьев, А.А. Герасимов, И.С. Александров // *Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина*. – 2012. – № 2 (267). – С. 101–119.
25. Александров И.С. Фундаментальное уравнение состояния этилбензола в диапазоне температур от тройной точки до начала термической диссоциации при давлениях до 100 МПа / И.С. Александров // *Известия КГТУ*. – 2011. – № 21. – С. 127–136.
26. Александров И.С. Фундаментальные уравнения состояния о-м-п-ксилолов / И.С. Александров, А.А. Герасимов, Б.А. Григорьев // *Оборонный комплекс – научно-техническому прогрессу России*. – 2012. – № 1. – С. 48–62.
27. Jhavery B.S. Three-parameter modification of the Peng–Robinson of state to improve volumetric predications / B.S. Jhavery, G.K. Youngren // *SPE reservoir engineering*. – 1988. – V. 3, № 3 (August). – P. 1033–1040.

УДК 622.276.031:532.529.5

Т.С. Ющенко, А.И. Брусиловский

Новый инженерный метод создания и адаптации *PVT*-модели природной газоконденсатной смеси

Ключевые слова:

PVT-модель,
CVD-тест,
уравнение
состояния,
газоконденсатная
смесь.

Keywords:

PVT-model,
CVD,
equation of state,
gas condensate
mixture.

В настоящее время проектирование и мониторинг разработки практически любых углеводородных залежей сопровождаются построением гидродинамических моделей. Одним из важных этапов формирования гидродинамической модели является создание *PVT*-модели пластовой углеводородной смеси. В инженерной практике при построении термодинамических моделей природных углеводородных систем наиболее распространена методика, основанная на применении трехпараметрического уравнения состояния Пенга–Робинсона и эффективных алгоритмов моделирования парожидкостного равновесия многокомпонентных систем.

Уравнение состояния имеет большое количество настраиваемых параметров (критические давление и температура, ацентрический фактор фракций группы C_{6+} , шифт-параметр компонент, коэффициенты парного взаимодействия и др.). Поэтому процесс построения адекватной термодинамической модели природных углеводородных систем не является простым и требует понимания и использования фундаментальных положений физической химии.

В работах [1–5] предлагаются алгоритмы построения *PVT*-моделей природных углеводородных систем (как пластовых нефтей, так и газоконденсатных систем) и их настройки на результаты лабораторных исследований. Например, в источниках [3–5] основное внимание уделяется оценке представительности проб, а настройка на результаты лабораторных исследований осуществляется изменением молекулярной массы стабильного конденсата (группы C_{5+}). Однако при этом не сохраняется потенциальное содержание группы C_{5+} в пластовом газе, а настройка ведется не на все ключевые параметры. В статьях [1, 6, 7] упор делается на методику разбиения группы C_{n+} на псевдокомпоненты различными методами и определение их свойств (критические давление и температура, ацентрический фактор) на основе корреляций, но при этом не акцентируется, какие параметры уравнения состояния настраиваются и каким образом. Следует отметить, что во многих работах методика адаптации термодинамической модели к экспериментальным данным недостаточно конкретизирована, и для ее применения на практике необходимы опыт и творческий подход.

Инженерный поэтапный подход к построению адекватной термодинамической модели пластовой нефти изложен в работе [8]. Авторы разработали алгоритм последовательной адаптации *PVT*-модели к ключевым свойствам пластовой нефти: давлению насыщения, объемному коэффициенту при пластовых условиях, плотности сепарированной нефти, динамической вязкости пластовой нефти.

Для газоконденсатных систем создание подобного метода является еще более сложной задачей вследствие явления ретроградной конденсации и большей чувствительности углеводородной системы к изменению термобарических условий. Наиболее важным параметрам пластового газа, которые необходимо учитывать при проектировании, посвящена работа [9].

В данной статье рассматривается новый инженерный метод создания многокомпонентных *PVT*-моделей природных газоконденсатных смесей. Метод основывается на воспроизведении результатов промысловых измерений и базовых лабораторных термодинамических исследований представительных проб при математическом моделировании с использованием уравнения состояния.

Построение *PVT*-модели

Основой создания *PVT*-модели пластовой газоконденсатной смеси являются данные о компонентном составе и результатах комплекса лабораторных исследований термодинамических и физико-химических свойств пластовой системы и стабильного конденсата, которые приводятся в технических отчетах [10].

При подсчете запасов стабильного конденсата и сухого газа используются данные о *Z*-факторе пластового газа и потенциальном содержании группы C_{5+} в пластовом газе. Также важное значение имеют величина конденсатогазового фактора при промысловых газоконденсатных исследованиях, плотность стабильного конденсата и динамика выпадения насыщенного конденсата при лабораторных исследованиях процесса истощения при постоянном объеме (*constant volume depletion*). Следует отметить, что наиболее важным участком кривой потерь насыщенного конденсата является диапазон от давления начала конденсации до давления забрасывания, которое для газоконденсатных месторождений обычно составляет не ниже 30–40 бар. Отмеченные параметры являются ключевыми при построении адекватной *PVT*-модели природной газоконденсатной системы.

Адаптация термодинамической модели

Для адаптации создаваемой термодинамической модели к результатам лабораторных исследований предлагается инженерный метод, заключающийся в последовательной настройке параметров *PVT*-модели на воспроизведение ключевых свойств газоконденсатной смеси.

Опишем порядок идентификации параметров *PVT*-модели.

1. Воспроизводим потенциальное содержание группы C_{5+} в пластовом газе ($P_{C_{5+}}$, г/м³ сухого газа), уточняя молекулярную массу остатка C_{n+} ($M_{C_{n+}}$). Поскольку

$$P_{C_{5+}} = \frac{\sum_{i=0}^n Z_{C_{5+i}} M_{C_{5+i}}}{0,02404(1 - Z_{C_{5+}})}, \quad (1)$$

молекулярная масса будет однозначно определяться как:

$$M_{C_{n+}} = \frac{0,02404(1 - Z_{C_{5+}})P_{C_{5+}} - \sum_{i=0}^{n-1} Z_{C_{5+i}} M_{C_{5+i}}}{Z_{C_{n+}}}. \quad (2)$$

Здесь $Z_{C_{5+}}$ и $M_{C_{5+i}}$ – мольная доля и молекулярная масса *i*-й фракции группы C_{5+} в пластовом

газе соответственно; N – количество компонент в группе C_{5+} .

Если молекулярная масса последней фракции (C_{n+}) получилась меньше, чем молекулярная масса предпоследней фракции (C_{n-1}), то необходимо сгруппировать фракции C_{n-1} и C_{n+} и вычислить молекулярную массу для объединенной псевдофракции по формуле (2) для настройки на потенциальное содержание группы C_{5+} в пластовом газе.

2. Если мольная доля остатка (группы C_{n+}) больше 2 %, то остаток разбиваем (используя результаты лабораторных отчетов или математически) таким образом, чтобы мольная доля последней компоненты в разбиении не превышала 1 %.

3. Рассчитываем критическую температуру, критическое давление и ацентрический фактор фракций группы C_{6+} с помощью метода, описанного в работе [11]. Критическую температуру рассчитываем по корреляции Кеслера–Ли, а критическое давление и ацентрический фактор – из системы уравнений, состоящей из уравнения состояния Пенга–Робинсона для стандартных условий и корреляции Эдмистера для ацентрического фактора.

4. Выполняем настройку на кривую потерь насыщенного конденсата, полученную из лабораторного исследования процесса истощения при постоянном объеме. В качестве параметров, с помощью которых будет проведена настройка, выбираем шифт-параметр и критическую температуру группы C_{n+} (если эту группу разбили на какое-то число псевдокомпонент, то можно производить настройку изменением критической температуры и шифт-параметра всех псевдокомпонент), а также коэффициенты парного взаимодействия между метаном и C_{n+} (или всеми псевдокомпонентами разбиения группы C_{n+}). Критическое давление и ацентрический фактор при этом пересчитывают [11].

Наиболее важным отрезком кривой, на который необходимо настроиться, является участок от начала конденсации до давления забрасывания.

Настройку выполняем следующим методом:

а) с помощью шифт-параметра группы C_{n+} (последней фракции) настраиваем плотность стабильного конденсата. Если рассчитанная плотность стабильного конденсата меньше экспериментальной, то увеличиваем значение шифт-параметра;

б) изменением критической температуры фракции C_{n+} настраиваем (желательно использовать графическое представление) количество выпавшего конденсата в диапазоне давлений, при которых идет процесс ретроградной конденсации. Если расчетная кривая оказывается выше экспериментальной, то следует уменьшить критическую температуру группы C_{n+} . И в соответствии с измененной критической температурой пересчитываем критическое давление и ацентрический фактор фракции;

в) с помощью коэффициента парного взаимодействия метана и фракции C_{n+} настраиваем количество выпавшего конденсата вблизи давления начала конденсации (увеличение коэффициента приводит к возрастанию давления начала конденсации).

Все этапы настройки (а–в) выполняем последовательно, итерационно, пока не достигнем желаемой точности настройки на кривую потерь насыщенного конденсата.

Влияние параметров на кривую пластовых потерь насыщенного конденсата приведено на рис. 1.

5. Опять настраиваем плотность стабильного конденсата изменением шифт-параметра группы C_{n+} (последней фракции). С увеличением значения шифт-параметра плотность стабильного конденсата растет.

6. Расчетную величину конденсатогазового фактора настраиваем с использованием величин шифт-параметра газовых компонент

C_2 – C_4 (этана, пропана, бутанов). Уменьшение их значений ведет к увеличению конденсатогазового фактора. При этом плотность стабильного конденсата будет немного меняться, и ее следует подстраивать использованием шифт-параметра фракции C_{n+} .

7. Настраиваем Z -фактор пластового газа при пластовых условиях изменением шифт-параметра метана. Увеличение шифт-параметра уменьшает Z -фактор и наоборот.

Таким образом, метод позволяет настроиться на следующие ключевые параметры газоконденсатных исследований:

- начальное содержание конденсата в пластовом газе;
- Z -фактор пластового газа;
- конденсатогазовый фактор при газоконденсатных исследованиях;
- плотность стабильного конденсата;
- давление начала ретроградной конденсации;
- результаты исследования на истощение при постоянном объеме.

Пример создания PVT-модели газоконденсатной смеси

Пластовые газоконденсатные смеси по содержанию стабильного конденсата (C_{5+}) подразделяют на следующие группы [12]:

- низкоконденсатные – до 25 г/м³;
- среднеконденсатные – от 25 до 100 г/м³;
- высококонденсатные – от 100 до 500 г/м³;
- уникальноконденсатные – более 500 г/м³.

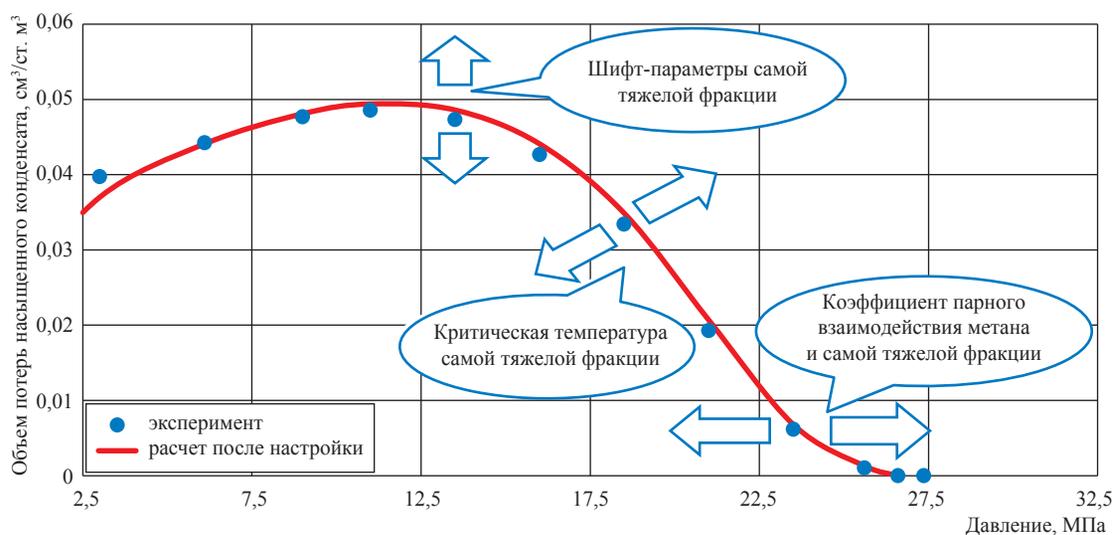


Рис. 1. Влияние параметров уравнения состояния на кривую пластовых потерь насыщенного конденсата

Для низкоконденсатных залежей газоконденсатные исследования не проводятся, а оценку коэффициента извлечения конденсата осуществляют по корреляциям или графическим зависимостям [10].

С возрастанием потенциального содержания C_{5+} в пластовой газоконденсатной смеси увеличивается доля тяжелых фракций, свойства которых трудно определить. Поэтому при повышении содержания конденсата в пластовой системе возрастают трудности создания адекватной *PVT*-модели.

Рассмотрим применение разработанного метода настройки *PVT*-моделей на примере высококонденсатной смеси с потенциальным содержанием C_{5+} в пластовом газе, равным 231 г/м^3 сухого газа.

Основные свойства газоконденсатной смеси: пластовая температура – $86 \text{ }^\circ\text{C}$; пластовое давление – $27,36 \text{ МПа}$; давление начала конденсации – $26,6 \text{ МПа}$; *Z*-фактор при пластовых условиях – $0,89$; конденсатогазовый фактор – $465 \text{ см}^3/\text{м}^3$; плотность стабильного конденсата – $755,8 \text{ кг/м}^3$; молярная масса стабильного конденсата – 130 г/моль .

В техническом отчете приведен следующий состав пластового газа, % мол.: $\text{N}_2 - 0,734$; $\text{CO}_2 - 0,413$; $\text{C}_1 - 79,745$; $\text{C}_2 - 7,135$; $\text{C}_3 - 4,885$; $i\text{C}_4 - 1,187$; $n\text{C}_4 - 1,165$; $\text{C}_5 - 0,988$; $\text{C}_6 - 0,499$; $\text{C}_7 - 1,152$; $\text{C}_8 - 0,577$; $\text{C}_9 - 0,391$; $\text{C}_{10} - 0,276$; $\text{C}_{11+} - 0,853$. Молярная доля C_{11+} близка к 1% , и на кривой пластовых потерь насыщенного конденсата (рис. 2) выделяется зона вблизи давле-

ния начала конденсации, в которой конденсат выпадает очень плавно. При настройке *PVT*-модели на кривую потерь насыщенного конденсата с приведенным выше компонентным составом не удалось точно настроиться на давление начала конденсации. Его расчетная величина оказалась ниже, чем экспериментальное значение.

В таких случаях для одновременной настройки на давление начала конденсации и кривую потерь насыщенного конденсата необходимо, чтобы молярная доля последней фракции в *PVT*-модели была не более $0,1 \%$. Поэтому математически с помощью метода гамма-распределения Витсона [13, 14] фракция C_{11+} была разбита на пять псевдофракций таким образом, чтобы молярная доля последней фракции оказалась менее $0,1 \%$. После разбиения псевдофракции имели следующие молярные доли, % мол.: $1\text{C}_{11+} - 0,514$; $2\text{C}_{11+} - 0,170$; $3\text{C}_{11+} - 0,104$; $4\text{C}_{11+} - 0,046$; $5\text{C}_{11+} - 0,020$. Свойства псевдофракций были рассчитаны с использованием метода, изложенного в работе [11].

Таким образом, используя предложенный алгоритм, удалось с высокой точностью адаптировать *PVT*-модель к основным свойствам газоконденсатных смесей (погрешность составила менее 1%), в том числе к кривым потерь насыщенного конденсата при исследовании процесса истощения при постоянном объеме (см. рис. 2).

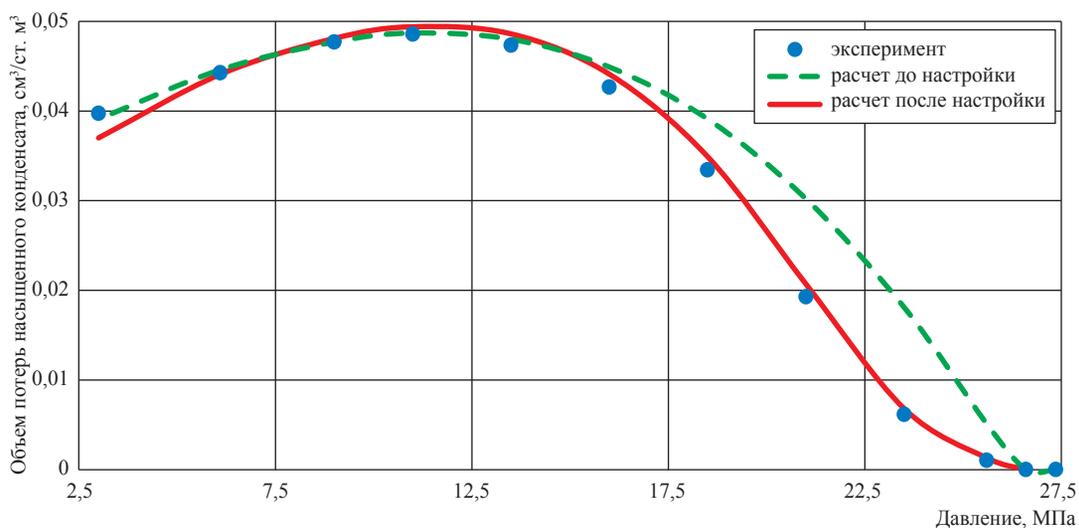


Рис. 2. Кривая потерь насыщенного конденсата по результатам моделирования процесса истощения при постоянном объеме

Формирование зависимостей *PVT*-свойств газоконденсатной смеси от давления для моделирования разработки месторождений

PVT-модели, создаваемые на основе предлагаемого в статье метода, дают надежную информацию о свойствах пластовой углеводородной системы как для гидродинамического моделирования разработки залежей с использованием модели многокомпонентной фильтрации, так и с применением псевдобинарных моделей типа *black oil* с учетом растворимости конденсата в газовой фазе (с опцией *live oil + wet gas*).

Рассмотрим особенности подготовки данных для их дальнейшего использования в гидродинамическом моделировании.

1. Модель многокомпонентной фильтрации

При использовании *PVT*-модели в композиционном моделировании процесса разработки месторождений большое значение имеет количество компонент в модели пластовой смеси, так как от этого зависит скорость расчета процесса разработки. Поэтому перед тем как использовать созданную на основе предлагаемого метода *PVT*-модель, ее нужно модифицировать, сократив количество компонент в смеси посредством группировки. Методы группировки компонент описаны в работах [2, 11].

Приведем несколько рекомендаций по правилам группировки компонент:

- газы (CO_2 , N_2 , H_2S , $\text{C}_1\text{--C}_4$) и нефтяные (C_5 и тяжелее) компоненты нельзя группировать друг с другом, так как это может по-

влиять на перераспределение парожидкостного равновесия в системе;

- газы лучше объединять следующим образом: $\text{N}_2\text{--C}_1$, $\text{CO}_2\text{--H}_2\text{S--C}_2$, $\text{C}_3\text{--C}_4$;

- если планируется закачка газа (например, CO_2), то данный компонент не следует объединять с остальными;

- тяжелые компоненты рекомендуется объединять таким образом, чтобы закономерность распределения мольной доли от молекулярной массы компонент сохранялась. Для более точного моделирования ретроградных процессов вблизи давления начала конденсации несколько последних фракций не следует объединять.

После объединения компонент в псевдокомпоненты рекомендуется проверить, насколько точно модифицированная *PVT*-модель воспроизводит основные свойства газоконденсатной смеси. Если необходимо, то модель уточняется с помощью описанной выше методики.

Покажем возможное объединение компонент смеси для вышеприведенного примера. В результате группировки получен следующий компонентный состав смеси, % мол.: (N_2+C_1) – 80,479; (CO_2+C_2) – 7,548; (C_3+C_4) – 7,237; (C_5+C_6) – 1,487; ($\text{C}_7+\text{C}_8+\text{C}_9+\text{C}_{10}$) – 2,396; ($\text{C}_{11}+\text{C}_{12}+\text{C}_{13}+\text{C}_{14}$) – 0,6122; ($\text{C}_{15}+\text{C}_{16}+\text{C}_{17}$) – 0,1206; C_{18+} – 0,1202 (всего 8 компонент). После объединения компонент свойства смеси изменились незначительно и были адаптированы с помощью предлагаемой в данной статье методики. На рис. 3 показана кривая потерь насыщенного конденсата до и после группировки компонент.

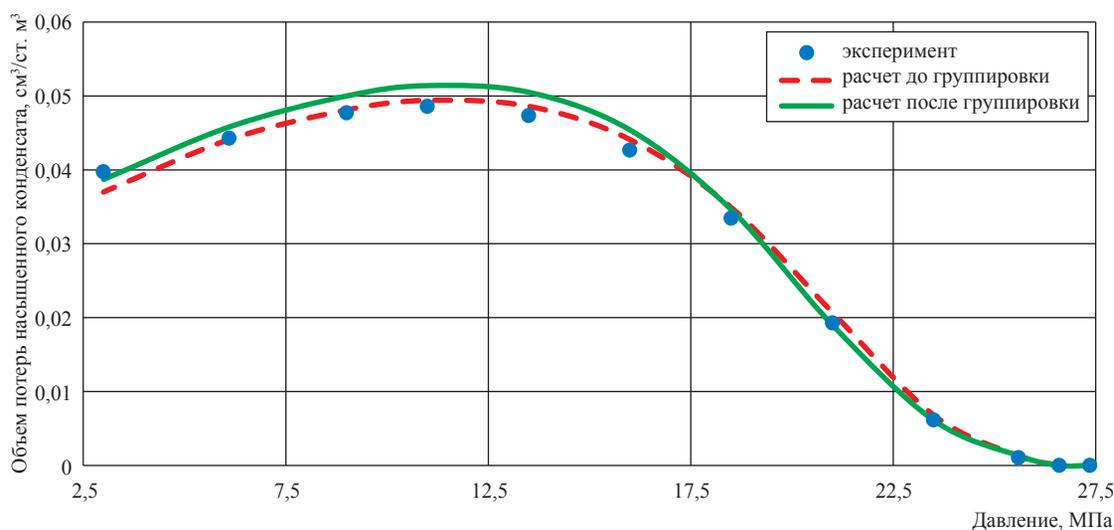


Рис. 3. Кривая потерь насыщенного конденсата, посчитанная в модели до и после группировки компонент

2. Модель типа *black oil* (псевдобинарная модель с учетом растворимости конденсата в газовой фазе)

Адекватная многокомпонентная *PVT*-модель газоконденсатной системы может быть эффективно использована для формирования зависимостей от давления *PVT*-свойств природной углеводородной системы при проектировании процесса разработки месторождений с помощью модели *black oil* с опцией *live oil + wet gas*.

Для создания требуемых зависимостей комплексно используются данные процесса *CVD* при пластовой температуре и схема промышленной сепарации, при которой из газовой фазы в жидкую (конденсат) перейдут практически все фракции группы C_{5+} . Для этого на одной из ступеней сепарации температура должна быть не выше -25 °С. Такой подход позволяет правильно воспроизводить добычу стабильного конденсата.

Получение требуемых зависимостей от давления реализовано в современных компьютерных симуляторах (например, Eclipse, VIP, MORE, PVTsim). Значения свойств газовой и жидкой фаз определяются моделированием ступенчатой сепарации на каждом шаге процесса *CVD* пластовой газоконденсатной смеси.

Для реализации метода требуется использование адекватной многокомпонентной термодинамической модели пластовой газоконденсатной системы изучаемого объекта разработки. Алгоритм создания таких моделей описан выше.

В заключение сделаем следующие выводы.

1. Предложен инженерный метод создания многокомпонентной модели пластовой газоконденсатной смеси, не требующий применения процедуры регрессионного анализа для адекватного описания *PVT*-свойств при использовании уравнений состояния. Основой метода является последовательная идентификация параметров композиционной модели с целью точного воспроизведения основных результатов экспериментальных исследований представительных проб.

2. Созданный метод позволяет согласовать свойства пластовой газоконденсатной системы, используемые при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений.

3. Метод может эффективно использоваться для проектирования разработки месторождений как с применением композиционных моделей, так и типа *black oil* с опцией *live oil + wet gas*.

Список литературы

1. Токарев Д.К. Адаптационная схема создания адекватных моделей газоконденсатных систем (на примере ачимовских отложений Уренгойского НГКМ) / Д.К. Токарев, Д.Г. Фатеев, А.Г. Козубовский и др. // Территория Нефтегаз. – 2012. – № 12. – С. 46–53.
2. Брусиловский А.И. Методология применения кубических уравнений состояния для моделирования природных газоконденсатных смесей / А.И. Брусиловский // Газовая промышленность. – 2004. – № 4. – С. 16–19.
3. Щебетов А.В. Оценка качества и моделирование газоконденсатных исследований в условиях неопределенности исходных данных / А.В. Щебетов, М.В. Галкин // Газовая промышленность. – 2009. – № 9. – С. 40–44.
4. Aguilar Z.R. An efficient tuning strategy to calibrate cubic EOS for compositional simulation / R.Z. Aguilar, W.D. McCain // SPE 77382. – 2002.
5. Schebetov A. Quality check of gas-condensate *PVT* studies and EOS modeling under input data uncertainty / A. Schebetov, A. Rimoldi, M. Piana // SPE 133258. – 2010.
6. Hosein R. Extended analysis for gas condensate systems / R. Hosein, W.D. McCain // SPE reservoir evaluation and engineering. – 2009. – P. 163–166.
7. Joergensen M. Optimization of pseudo-component selection for compositional studies of reservoir fluids / M. Joergensen, E.H. Stenby // SPE 30789. – 1995.
8. Брусиловский А.И. Рациональный подход к формированию моделей пластовых нефтей для гидродинамических расчетов при проектировании и мониторинге разработки / А.И. Брусиловский, А.Н. Нугаева, И.Е. Хватова // Вестник ЦКР Роснедра. – 2009. – № 4. – С. 48–56.
9. Whitson C.H. Characterizing hydrocarbon plus fraction / C.H. Whitson // SPE Journal. – 1983. – P. 683–694.

10. Р Газпром 2-3.3-303-2009. Руководство по исследованию природных газоконденсатных систем с целью подсчета балансовых и извлекаемых запасов компонентов природного газа, проектирование, анализа и контроля за разработкой месторождений ОАО «Газпром» / ОАО «Газпром», ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – М., 2009. – 39 с.
11. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа / А.И. Брусиловский. – М.: Грааль, 2002. – 575 с.
12. Пороскун В.И. Принципы классификации и учета запасов и ресурсов нефти и горючих газов / В.И. Пороскун, Г.А. Габриэлянц, Ю.А. Подтуркин и др. // Информационно-аналитический бюллетень (прил. к журналу «Недропользование XXI век»). – М.: НП НАЭН, 2007. – 40 с.
13. Whitson C.H. Gas condensate *PVT* – What’s really important and why? / C.H. Whitson, O. Fevang, T. Yang // IBC conference «Optimisation of gas condensate fields». – London, 1999.
14. Whitson C.H. Phase behavior / C.H. Whitson, M.R. Brule // Monograph SPE: Henry L. Doherty series. – Texas, 2000. – V. 20.

УДК 535.361.2+536.63

М.Ю. Беляков, Е.Е. Городецкий, В.Д. Куликов, В.П. Воронов, Б.А. Григорьев

Масштабное уравнение состояния многокомпонентных смесей в окрестности критической точки жидкость–пар

Описанию свойств жидких систем в окрестности их критических точек посвящено огромное число работ, подробную библиографию которых можно найти в монографиях [1, 2] и обзорных статьях [3, 4]. Устойчивый на протяжении десятков лет интерес к указанной проблеме связан с тем, что околокритические жидкости представляют собой наиболее удобный объект, моделирующий класс систем с большим числом сильно взаимодействующих степеней свободы [1, 2]. С другой стороны, благодаря своим специфическим свойствам критические флюиды находят все более широкое применение в различных технологических процессах [5].

Наконец, в последнее время было высказано предположение о существовании в природе значительных запасов углеводородных флюидов, термобарические условия залегания которых близки к их критическим параметрам (критическому давлению и температуре). В связи с этим построение уравнения состояния критических флюидов становится сугубо прикладной задачей. Между тем описание свойств столь сложных систем всегда производилось в рамках различных модификаций кубического уравнения состояния Ван-дер-Ваальса [6], которые заведомо неприменимы в окрестности критических точек, поскольку не учитывают флуктуаций термодинамических величин. Флуктуационная теория предполагает использование масштабного уравнения состояния, специально разработанного для описания термодинамических свойств жидкостей в окрестности их критических точек. В этом смысле такая теория является альтернативной по отношению к любому подходу, основанному на классических уравнениях состояния. Однако до последнего времени достаточно развитые теоретические модели могли использоваться лишь для описания околокритических свойств чистых жидкостей, а также бинарных и трехкомпонентных смесей [7–9].

Ранее авторами данной статьи был предложен новый подход, позволяющий сформулировать теоретическое уравнение состояния в широкой окрестности критической точки жидкой смеси [10, 11]. Подход не зависит от количества компонентов и предполагает лишь, что средний состав смеси фиксирован. Показано, что все термодинамические величины многокомпонентной смеси могут быть параметризованы через два масштабных поля трехмерной модели Изинга. Было проведено сравнение с результатами экспериментальных исследований и получено уравнение состояния трехкомпонентной углеводородной смеси, которое количественно согласуется с экспериментальными данными.

В настоящей работе представлена наиболее общая формулировка теоретического уравнения состояния многокомпонентной жидкости фиксированного среднего состава в окрестности ее критической точки. Существенно, что теоретическая модель может быть применена для описания фазовых равновесий «жидкость–жидкость». Полученное теоретическое уравнение используется для сравнения с данными измерений 14-компонентной смеси. Первоначально выбор такой сложной системы был связан с попыткой моделирования реального внутрипластового флюида одного из месторождений Западной Сибири. При этом основной целью экспериментальных исследований являлось определение критических параметров данной смеси. Эта проблема была успешно решена на основании анализа лишь пограничных линий [12]. Вместе с тем большое число экспериментальных данных, полученных в процессе

Ключевые слова:
масштабная теория,
критическая точка
смеси,
изохорная
теплоемкость,
адиабатическая
калориметрия,
пограничные
кривые.

Keywords:
scaling theory,
mixture critical point,
isochoric heat
capacity,
adiabatic calorimetry,
dew-bubble curves.

исследования этой смеси, предоставило уникальную возможность проверки эффективности предлагаемой теоретической модели.

Описание эксперимента

В качестве объекта исследования была выбрана смесь, состав которой представлен в табл. 1. Выше отмечалось, что выбор данной смеси в качестве объекта исследования был обусловлен попыткой моделирования термодинамических свойств некоторых природных углеводородных флюидов. Измерения температурных зависимостей давления и энтальпии смеси проведены на прецизионном адиабатическом калориметре с объемом ячейки $15,647 \text{ см}^3$. Все измерения проводились в сканирующем режиме. Конструкция калориметра не отличалась принципиально от конструкции, описанной в работе [13]. Перемешивание образца осуществлялось магнитной мешалкой, приводимой в действие соленоидом, с периодом 10 с.

Процесс измерения энтальпии (количества тепла, поданного в ячейку) полностью контролировался компьютерной системой и подробно описан в работе [14]. Одновременно с энтальпией измерялись температура и давление в ячейке. Соответствующие точности измерений составляют $5 \cdot 10^{-4} \text{ К}$ и $3 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}$.

Измерения были проведены на девяти изохорах в интервале от 0,37 до $0,46 \text{ г} \cdot \text{см}^{-3}$.

Теплоемкость смеси $C_{p,x}$ и производная $(\partial P/\partial T)_{p,x}$ определялись численным дифференцированием энтальпии и давления по температуре. На рис. 1 показано типичное поведение температурных зависимостей давления P , производной $(\partial P/\partial T)_{p,x}$ и теплоемкости $C_{p,x}$, полученных на одной из измеренных изохор. Ошибка при обработке экспериментальных данных по теплоемкости на четырех околокритических изохорах не превышала 1,5 %. На более далеких от критической точки изохорах максимальная ошибка составляла 4–5 %. Точность описания производной $(\partial P/\partial T)_{p,x}$

на всех изученных изохорах не превышает 1–1,5 %.

Теоретическая модель

Общим свойством всех жидкостей в окрестности критической точки являются сильно развитые флуктуации различных термодинамических величин с бесконечно возрастающим при приближении к критической точке радиусом корреляции. Наличие масштаба длины, существенно превышающего радиус взаимодействия молекул, приводит к тому, что свойства жидкостей в критической области не зависят от характера взаимодействия молекул, т.е. становятся универсальными. Этот важнейший для теории критических явлений принцип универсальности может быть сформулирован в следующей форме. Предполагается, что любая жидкая система в окрестности ее критической точки принадлежит классу универсальности трехмерной модели Изинга. В рамках модели рассматриваются три масштабных поля h_1 , h_2 и h_3 . Эти поля обращаются в ноль в критической точке ($h_1 = h_2 = h_3 = 0$). Любые два поля могут рассматриваться как независимые, а третье поле является термодинамическим потенциалом. Для определенности выберем в качестве потенциала поле h_3 , так чтобы

$$dh_3 = \varphi_1 dh_1 + \varphi_2 dh_2, \quad (1)$$

где h_1 и h_2 будем отождествлять с «упорядочивающим» и «температуроподобным» полями соответственно, а величины φ_1 и φ_2 представляют собой сопряженные плотности.

Кроме формулы (1) поля h_i связаны между собой соотношением

$$h_3 = h_2^{2-\alpha} f(z), \quad (2)$$

где $f(z)$ – универсальная функция однородного аргумента $z = |h_1|/|h_2|^{\beta+\gamma}$; $\alpha = 0,11$, $\beta = 0,325$ и $\gamma = 2 - \alpha - 2\beta$ – универсальные критические

Таблица 1

Состав смеси, выбранной в качестве объекта исследования

Компонент	Азот	Диоксид углерода	Метан	Этан	Пропан	Изобутан	Бутан	Изопентан	n-Пентан	n-Гексан	n-Октан	n-Декан	n-Додекан	n-Гексодекан
Содержание, % мол.	1,2338	0,5604	65,5	16,67	3,01	0,2731	6,58	0,1375	0,1347	0,292	0,4636	0,655	1,414	3,015

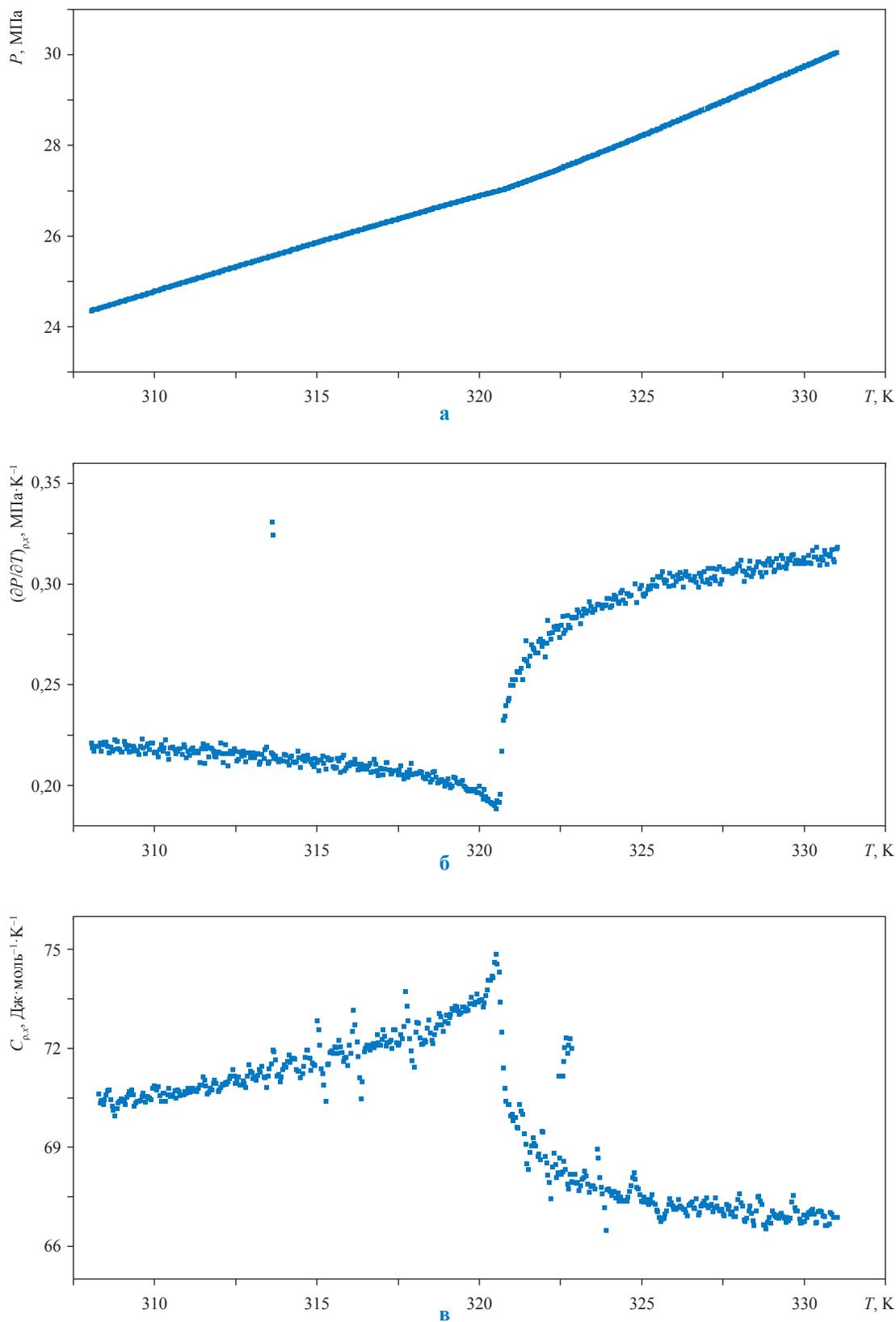


Рис. 1. Температурные зависимости давления P (а), производной $(\partial P/\partial T)_{\rho,x}$ (б) и изохорной теплоемкости $C_{\rho,x}$ (в) в двухфазной и однофазной областях, полученные для одной из измеренных изохор (точка перехода соответствует излому на зависимости $P-T$, минимальному значению $(\partial P/\partial T)_{\rho,x}$ и максимальному значению $C_{\rho,x}$)

показатели [15]. Явный вид универсальной функции $f(z)$ предполагается известным. Таким образом, выражения (1) и (2) определяют уравнение состояния модели Изинга – основы современной теории критических флюидов.

Перейдем к описанию реальной жидкости и рассмотрим N -компонентную смесь с фиксированным составом x_i ($i = 1, \dots, N$). Предполагается, что данному составу соответствует вполне определенная критическая точка фазового перехода «жидкость–пар». Поскольку в дальнейшем предполагается использовать полевые величины, в качестве термодинамического потенциала удобно выбрать давление P . В этом случае дифференциальное соотношение может быть записано в виде

$$d\Delta\bar{P} = \bar{s}d\tau + \bar{\rho}d\Delta\bar{\mu}_1 + \bar{\rho}x_2d\Delta\bar{\mu}_2 + \dots + \bar{\rho}x_Nd\Delta\bar{\mu}_N, \quad (3)$$

где $\Delta\bar{P} = (P - P_c)/\rho_c RT_c$ – безразмерное отклонение давления от критического значения; R – универсальная газовая постоянная; ρ_c и T_c – критические плотность и температура смеси; $\bar{s} = s/\rho_c R$ – безразмерная энтропия единицы объема; $\bar{\rho} = \rho/\rho_c$ – приведенная мольная плотность; $\tau = T/T_c - 1$ – приведенная температура; $\Delta\bar{\mu}_1 = \mu_1/RT_c - \mu_{1c}/RT_c$ и $\Delta\bar{\mu}_i = \mu_i/RT_c - \mu_{ic}/RT_c - \Delta\bar{\mu}_1$ – приведенные химические потенциалы первого и i -го ($i = 2, \dots, N$) компонента.

Чтобы сформулировать уравнение состояния жидкой системы в окрестности ее критической точки, следует установить связь между термодинамическими полями и масштабными полями модели Изинга. Будем полагать, что масштабные поля h_k являются аналитическими функциями термодинамических полей $\Delta\bar{\mu}_i$, τ и $\Delta\bar{P}$. Такое предположение допускает разложение масштабных полей $h_k(\Delta\bar{P}, \tau, \Delta\bar{\mu}_i)$ в ряд вблизи критической точки.

Еще раз подчеркнем, что предлагаемый ниже подход основан на двух общих предположениях. Во-первых, все жидкости принадлежат классу универсальности трехмерной модели Изинга. Другими словами, термодинамические свойства околоскритической жидкой системы описываются в рамках уравнения состояния модели Изинга. Во-вторых, поля модели Изинга являются аналитическими функциями термодинамических полей. Сделанных предположений достаточно, чтобы сформулировать теоретическое уравнение состояния околоскритического флюида. Действительно, для аналитической функции $h_k(\Delta\bar{P}, \tau, \Delta\bar{\mu}_i)$ имеем

$$dh_k = \left(\frac{\partial h_k}{\partial \Delta\bar{P}} \right)_{\tau, \Delta\bar{\mu}_i} d\Delta\bar{P} + \left(\frac{\partial h_k}{\partial \tau} \right)_{\Delta\bar{\mu}_i, \Delta\bar{P}} d\tau + \left(\frac{\partial h_k}{\partial \Delta\bar{\mu}_i} \right)_{\tau, \Delta\bar{\mu}_{j \neq i}, \Delta\bar{P}} d\Delta\bar{\mu}_i. \quad (4)$$

Подставляя дифференциалы dh_k в соотношение (1) и сравнивая с уравнением (3), получим выражения для термодинамических плотностей:

$$\bar{\rho}x_i = - \frac{h_{3,i} - h_{1,i}\varphi_1 - h_{2,i}\varphi_2}{h_{3,P} - h_{1,P}\varphi_1 - h_{2,P}\varphi_2}, \quad (5)$$

$$\bar{s} = - \frac{h_{3,\tau} - h_{1,\tau}\varphi_1 - h_{2,\tau}\varphi_2}{h_{3,P} - h_{1,P}\varphi_1 - h_{2,P}\varphi_2}. \quad (6)$$

Здесь $x_i = 1$, а производные $h_{k,i} = \partial h_k / \partial \Delta\bar{\mu}_i$, $h_{k,\tau} = \partial h_k / \partial \tau$ и $h_{k,P} = \partial h_k / \partial \Delta\bar{P}$ являются аналитическими функциями термодинамических величин $\Delta\bar{\mu}_i$, τ и $\Delta\bar{P}$. Кроме того, предположение об аналитичности зависимостей $h_k(\Delta\bar{P}, \tau, \Delta\bar{\mu}_i)$ позволяет вблизи критической точки использовать разложения

$$h_k = h_{k,i}^{(c)} \Delta\bar{\mu}_i + h_{k,\tau}^{(c)} \tau + h_{k,P}^{(c)} \Delta\bar{P} + h_{k,ij}^{(c)} \Delta\bar{\mu}_i \Delta\bar{\mu}_j + h_{k,\tau\tau}^{(c)} \tau^2 + h_{k,PP}^{(c)} \Delta\bar{P}^2 + \dots, \quad (7)$$

где коэффициенты $h_{k,i}^{(c)}$ обозначают соответствующие производные в критической точке и являются неуниверсальными константами разложений. Используя выражение (7), нетрудно вычислить производные в формулах (5) и (6). При этом формулы (5)

и (7) можно рассматривать как систему $(N + 3)$ -уравнений относительно термодинамических величин $\Delta\bar{P}$, τ , $\Delta\bar{\mu}_i$ и $\bar{\rho}$. Разумеется, в общем случае это сложная нелинейная система, однако вблизи критической точки в рамках теории возмущений нетрудно найти формальное решение:

$$\Delta\bar{\mu}_i = c_{i1}\varphi_1 + c_{i2}\varphi_2 + c_{i3}h_2 + c_{i4}h_1 + c_{i5}h_3 + c_{i6}\varphi_1^2 + c_{i7}\varphi_1\varphi_2 + \dots; \quad (8)$$

$$\tau = c_{\tau 1}\varphi_1 + c_{\tau 2}\varphi_2 + c_{\tau 3}h_2 + c_{\tau 4}h_1 + c_{\tau 5}h_3 + c_{\tau 6}\varphi_1^2 + c_{\tau 7}\varphi_1\varphi_2 + \dots; \quad (9)$$

$$\Delta\bar{P} = c_{p1}\varphi_1 + c_{p2}\varphi_2 + c_{p3}h_2 + c_{p4}h_1 + c_{p5}h_3 + c_{p6}\varphi_1^2 + c_{p7}\varphi_1\varphi_2 + \dots; \quad (10)$$

$$\Delta\bar{\rho} = \bar{\rho} - 1 = \varphi_1 + c_{\rho 2}\varphi_2 + c_{\rho 3}h_2 + c_{\rho 4}h_1 + c_{\rho 5}h_3 + c_{\rho 6}\varphi_1^2 + c_{\rho 7}\varphi_1\varphi_2 + \dots. \quad (11)$$

Система уравнений (8)–(11) представляет разложение термодинамических величин по масштабным (скейлинговым) величинам. Коэффициенты c_{mn} в формулах (8)–(11) являются комбинациями производных $h_{k,i}^{(c)}$ и концентраций компонентов x_i . Причем явный вид этих комбинаций несущественен и коэффициенты c_{mn} сами являются неуниверсальными параметрами модели. Кроме того, в уравнении (11) использована нормировка ($c_{p1} = 1$).

Чтобы завершить формулировку уравнения состояния околоскритического флюида, учтем, что большинство экспериментальных исследований (включая рассматриваемые в статье) проводятся в изолированной ячейке при фиксированной средней плотности смеси ($\bar{\rho} = const$). В этой связи удобно в уравнении (13) выразить масштабную плотность φ_1 через среднюю плотность $\Delta\bar{\rho}$. Подставляя затем $\varphi_1 = \Delta\bar{\rho} + \dots$ в уравнения (8)–(10) и в уравнение для энтропии (6), получим:

$$\Delta\bar{\mu}_i = \tilde{c}_{i1}\Delta\bar{\rho} + \tilde{c}_{i2}\varphi_2 + \tilde{c}_{i3}h_2 + \tilde{c}_{i4}h_1 + \tilde{c}_{i5}h_3 + \tilde{c}_{i6}\varphi_2^2 + \dots; \quad (12)$$

$$\tau = \tilde{c}_{\tau 1}\Delta\bar{\rho} + \tilde{c}_{\tau 2}\varphi_2 + \tilde{c}_{\tau 3}h_2 + \tilde{c}_{\tau 4}h_1 + \tilde{c}_{\tau 5}h_3 + \tilde{c}_{\tau 6}\varphi_2^2 + \dots; \quad (13)$$

$$\Delta\bar{P} = \tilde{c}_{p1}\Delta\bar{\rho} + \tilde{c}_{p2}\varphi_2 + \tilde{c}_{p3}h_2 + \tilde{c}_{p4}h_1 + \tilde{c}_{p5}h_3 + \tilde{c}_{p6}\varphi_2^2 + \dots; \quad (14)$$

$$\Delta\bar{s} = \bar{s} - \bar{s}_c = \tilde{c}_{s1}\Delta\bar{\rho} + \tilde{c}_{s2}\varphi_2 + \tilde{c}_{s3}h_2 + \tilde{c}_{s4}h_1 + \tilde{c}_{s5}h_3 + \tilde{c}_{s6}\varphi_2^2 + \dots, \quad (15)$$

где $\tilde{c}_{mn} = c_{mn}(1 + d_{mn}^{(1)}\Delta\bar{\rho} + d_{mn}^{(2)}\Delta\bar{\rho}^2 + \dots)$, а коэффициенты $d_{mn}^{(j)}$ так же, как и c_{mn} , являются комбинациями производных $h_{k,i}^{(c)}$ и концентраций компонентов x_i . Фактически, уравнения (11)–(15) определяют теоретическое уравнение состояния N -компонентной жидкой системы в окрестности ее критической точки. Ранее авторами статьи было показано, что использование уравнений баланса в двухфазной области буквально эквивалентно процедуре замены масштабной плотности φ_1 на среднюю плотность $\Delta\bar{\rho}$ [11]. Таким образом, уравнения (12)–(15) применимы во всей окрестности критической точки. При этом в двухфазной области $h_1 = 0$, а коэффициенты \tilde{c}_{mn} зависят именно от средней плотности $\Delta\bar{\rho}$. Существенно, что форма теоретического уравнения состояния не зависит от состава флюида.

Чтобы уравнения (11)–(15) использовать для расчета теплофизических свойств, необходимо определить явный вид уравнения состояния модели Изинга. В данной статье будем использовать параметрическую линейную модель, которая устанавливает связь между масштабными полями и плотностями [16]:

$$\begin{aligned} h_1 &= a_1 r^{\gamma+\beta} \theta(1-\theta^2), \quad \varphi_1 = r^\beta \theta; \\ h_2 &= r(1-b^2\theta^2), \quad \varphi_2 = a_3 r^{1-\alpha} (\theta_s^2 - \theta^2); \\ h_3 &= r^{2-\alpha} (1-a_2\theta^2 + a_4\theta^4), \end{aligned} \quad (16)$$

где a_i, b_2, θ_s – универсальные параметры линейной модели:

$$b_2 = \frac{(\gamma - 2\beta)}{\gamma(1 - 2\beta)}, \quad a_3 = \frac{(2 - \alpha)}{\theta_s^2}, \quad a_2 = \frac{a_3}{\gamma} \left(\frac{\gamma - \alpha}{1 - \alpha} - \frac{2\alpha}{1 - 2\beta} \right);$$

$$\theta_s^2 = \frac{\gamma(\gamma - 1)}{(1 - \alpha)(\gamma - 2\beta)}, \quad a_1 = \frac{2\alpha a_3}{\gamma(1 - 2\beta)}, \quad a_4 = \frac{a_3}{\gamma} \left(1 - \frac{2\alpha}{1 - 2\beta} \right). \quad (17)$$

Параметрическая переменная r в выражениях (16) обозначает расстояние от критической точки ($r \geq 0$), а переменная θ определяет угловое положение в (ρ, T) -проекции. Величина θ может меняться в диапазоне $-1 \leq \theta \leq 1$, причем в двухфазной области $\theta^2 = 1$.

Теперь выражения (11)–(17) полностью формулируют теоретическую модель многокомпонентной жидкости с произвольным, но фиксированным средним составом в окрестности критической точки фазового перехода «жидкость–пар». Подчеркнем, что все термодинамические величины оказываются параметризованными через r и θ . Другие наблюдаемые термодинамические характеристики могут быть вычислены непосредственно из выражений (11)–(17). В частности, для производной $(\partial P/\partial T)_{\rho,x}$ и изохорной теплоемкости $C_{\rho,x}$ в главном приближении имеем

$$\frac{1}{\rho_c R} \left(\frac{\partial P}{\partial T} \right)_{\rho,x}^{(1,2)} = \left(\frac{\partial \Delta \bar{P}(h_1, h_2)}{\partial \tau(h_1, h_2)} \right)_{\rho,x}^{(1,2)} = \frac{\tilde{c}_{p2} \tilde{\chi}_2^{(1,2)} + \tilde{c}_{p3} + \dots}{\tilde{c}_{\tau 2} \tilde{\chi}_2^{(1,2)} + \tilde{c}_{\tau 3} + \dots}, \quad (18)$$

$$\frac{1}{\rho_c R \bar{T}} C_{\rho,x}^{(1,2)} = \left(\frac{\partial \Delta \bar{S}(h_1, h_2)}{\partial \tau(h_1, h_2)} \right)_{\rho,x}^{(1,2)} = \frac{\tilde{c}_{s2} \tilde{\chi}_2^{(1,2)} + \tilde{c}_{s3} + \dots}{\tilde{c}_{\tau 2} \tilde{\chi}_2^{(1,2)} + \tilde{c}_{\tau 3} + \dots}. \quad (19)$$

Здесь $\bar{T} = T/T_c$, индексы (1, 2) относятся к однофазной и двухфазной областям соответственно, а восприимчивости определяются в виде $\tilde{\chi}_2^{(1,2)} = A_0^{(1,2)} r^{-\alpha}$, где $A_0^{(1)} = (1 - \alpha) \times (2 - \alpha)$ и $A_0^{(2)} = (1 - 2\beta) a_3 / (\gamma - 1) b^2$ – универсальные константы.

Сравнение с экспериментом

Сформулированная выше теоретическая модель может быть использована для расчета наблюдаемых теплофизических свойств многокомпонентной жидкости с произвольным (фиксированным) средним составом в окрестности ее критической точки. При расчетах в однофазной области значения r и θ , соответствующие определенным плотности ρ и температуре T , находятся из уравнений (11) и (13) с учетом уравнений (16) и (17). В двухфазной области $\theta^2 = 1$, и переменная r определяется из уравнения (13). Для расчета пограничных линий переменная r определяется из уравнения (11) при условии $\theta^2 = 1$. Далее параметрические переменные r и θ подставляются в выражения для термодинамических характеристик, а полученные расчетные величины сравниваются с экспериментальными данными. Значения всех неуниверсальных параметров модели, включая критические параметры, определяются в результате процедуры оптимизации по методу наименьших квадратов исходя из наилучшего соответствия эксперименту.

В данной статье предложенная теоретическая модель использовалась для описания теплофизических свойств 14-компонентной смеси в широкой окрестности критической точки «жидкость–пар». Оптимизация модели проводилась во всем диапазоне имеющихся измерений. Это потребовало значительно расширить расчетную область вплоть до значений $r = 1,3$. Найденные величины неуниверсальных параметров приведены в табл. 2.

Заметим, что количество подгоночных параметров, необходимых для описания данной системы, не превышает количества параметров, использовавшихся при описании трехкомпонентной смеси в работе [11]. Были также определены значения следующих критических параметров: $T_c = 313,19$ К, $P_c = 26,57$ МПа и $\rho_c = 0,4232$ г·см⁻³.

Таблица 2

Величины неуниверсальных подгоночных параметров

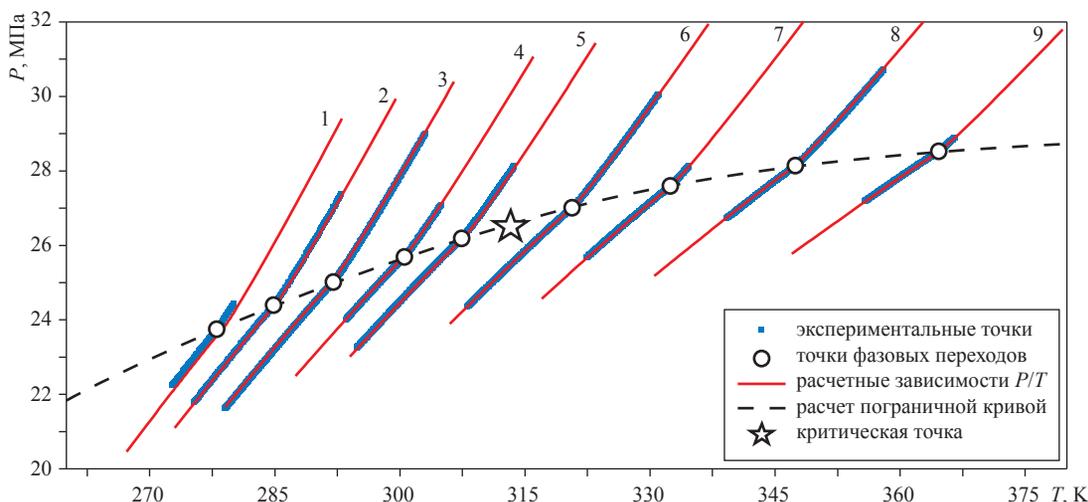
Подгоночные параметры в уравнениях	(11) и (13)	$c_{\tau 1}$	$d_{\tau 1}^{(1)}$	$d_{\tau 1}^{(2)}$	$c_{\tau 2}$	$d_{\tau 2}^{(1)}$	$c_{\tau 3}$	$d_{\tau 3}^{(1)}$	$c_{\rho 2}$	$c_{\rho 3}$
		1,3547	0,7766	4,2139	-0,0275	-2,2906	-0,0099	-4,8777	1,0917	-1,9379
	(14)	c_{p1}	$d_{p1}^{(1)}$	$d_{p1}^{(2)}$	c_{p2}	$d_{p2}^{(1)}$	c_{p3}	$d_{p3}^{(1)}$		
		-0,0241	4,5451	9,2188	0,0012	0,7913	0,0014	2,0445		
(15)		c_{s2}	$d_{s2}^{(1)}$	c_{s3}	$d_{s3}^{(1)}$	c_{s6}				
		0,5861	-1,7448	-0,3258	-2,6778	-0,0023				

Существенно, что найденные значения критических параметров полностью согласуются со значениями, полученными ранее в работе [12].

Результаты оптимизации теоретической модели на девяти околокритических изохорах представлены на рис. 2. Отражено, что расчетные значения хорошо согласуются с данными измерений. На всех представленных изохорах отклонения расчетных значений от эксперимента не превышают 0,2 % за исключением изохоры 1 ($\rho = 0,4549 \text{ г·см}^{-3}$), где отклонения достигают 0,7 %. Кроме зависимостей P/T на рис. 2 представлен расчет пограничной линии смеси, а также отмечены экспериментальные оценки точек перехода из двухфазного в однофазное состояние.

На рис. 3 и 4 представлены экспериментальные и расчетные значения производной $(\partial P/\partial T)_{\rho,x}$ и теплоемкости $C_{\rho,x}$ для четырех околокритических изохор. Показано, что расчетные значения хорошо согласуются с экспериментальными данными.

Таким образом, в рамках сформулированной выше теоретической модели получено уравнение состояния многокомпонентной жидкости, которое в околокритической области позволяет с высокой точностью рассчитывать различные теплофизические характеристики. Уравнение составлено на основе принципа универсальности критических явлений и гипотезы перемешивания термодинамических полей. Показано, что различные термодинамические величины могут быть параметризованы через два независимых масштабных поля h_1 и h_2 флуктуационной теории фазовых переходов. Таким образом, параметрические выражения для плотности ρ , давления P



№ изохоры	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$\rho, \text{ г·см}^{-3}$	0,4549	0,44969	0,44371	0,43562	0,4287	0,41573	0,40357	0,38823	0,37045

Рис. 2. Оптимизация теоретической модели на девяти околокритических изохорах в двухфазной и однофазной областях

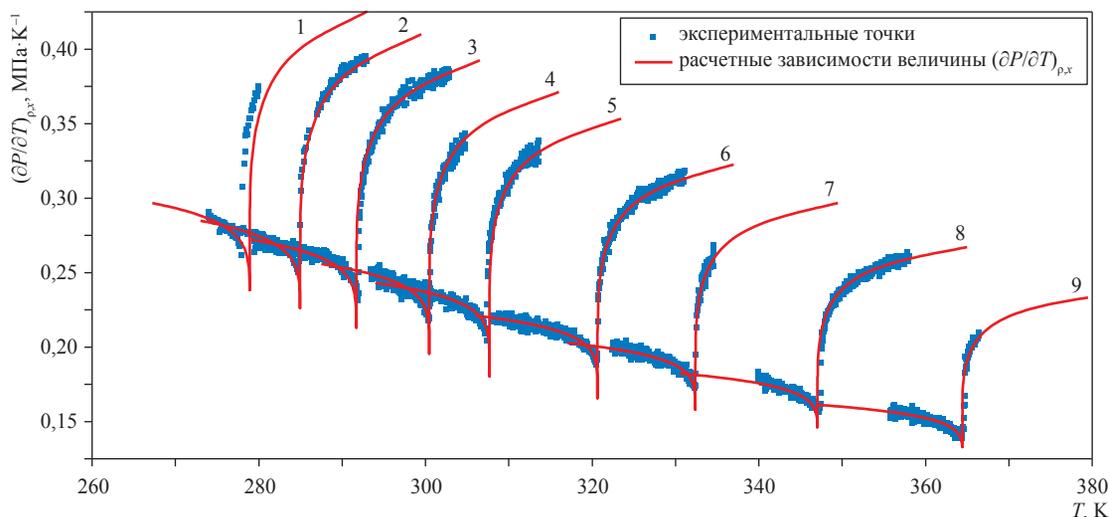


Рис. 3. Поведение производной $(\partial P/\partial T)_{\rho,x}$ вдоль всех изохор в двухфазной и однофазной областях

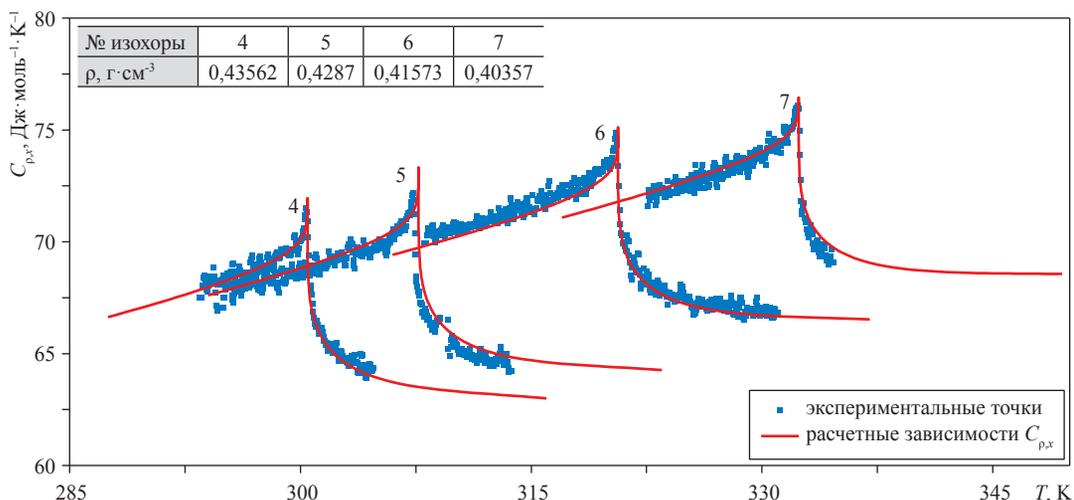


Рис. 4. Поведение изохорной теплоемкости на примере четырех околукритических изохор в двухфазной и однофазной областях

и температуры T представляют собой уравнение состояния околукритической жидкой смеси в достаточно простом и универсальном виде.

Существенным преимуществом данной модели по сравнению с традиционными подходами, основанными на различных модификациях кубического уравнения состояния, является отсутствие необходимости знания компонентного состава смеси. Зависимость от концентраций компонентов содержится в коэффициентах, которые рассматриваются как неуниверсальные подгоночные параметры модели. Вследствие этого форма теоретического уравнения состояния остается неизменной при любом изменении компонентного состава. Заметим также, что предлагаемый подход раз-

вит непосредственно в окрестности критической точки жидкой смеси. Значения критических параметров сами являются неуниверсальными коэффициентами теоретической модели и определяются в результате процедуры оптимизации. Это отличает данную модель от других масштабных моделей [7–9], основанных на принципе изоморфности критических явлений, в которых необходимо знание линий критических точек. Такая необходимость в случае многокомпонентных смесей значительно усложняет описание экспериментальных данных, поскольку приводит к большому числу дополнительных подгоночных параметров.

Сформулированное выше уравнение состояния позволяет рассчитывать различные

термодинамические свойства в двухфазной и однофазной областях, а также пограничные линии многокомпонентной жидкой смеси в окрестности ее критической точки. Результаты вычислений хорошо согласуются с экспериментальными данными, и поэтому предложенная

модель может оказаться полезной в инженерной практике.

Данная работа была выполнена при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (грант РФФИ № 09-08 00788-а).

Список литературы

- Behnejad H. Thermodynamic behavior of fluids near critical points / H. Behnejad, J.V. Sengers, M.A. Anisimov // Applied thermodynamics of fluids, royal society of chemistry. – Cambridge, 2010. – P. 321–366.
- Анисимов М.А. Критические явления в жидкостях и жидких кристаллах / М.А. Анисимов. – М.: Наука, 1987. – 271 с.
- Sengers J.V. Thermodynamic behavior of fluids near critical point / J.V. Sengers, J.M.H. Levelt Sengers // Ann. rev. phys. chem. – 1986. – V. 37. – P. 189–222.
- Anisimov M.A. Critical region / M.A. Anisimov, J.V. Sengers // Equations of state for fluids and fluid mixtures. – Elsevier, 2000. – P. 1, V. 5. – P. 381–434.
- Залепугин Д.Ю. Развитие технологий, основанных на использовании сверхкритических флюидов / Д.Ю. Залепугин, Н.А. Тилькунова, И.В. Чернышев и др. // Сверхкритические флюиды: теория и практика. – 2006. – № 1. – С. 27–44.
- Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа / А.И. Брусиловский. – М.: Грааль, 2002. – 579 с.
- Rainwater J.C. Vapor-liquid equilibrium of near-critical binary alkane mixtures / J.C. Rainwater, F.R. Williamson // Int. J. Thermophys. – 1986. – V. 7, № 1. – P. 65–74.
- Anisimov M.A. Crossover between vapor-liquid and consolute critical phenomena / M.A. Anisimov, E.E. Gorodetskii, V.D. Kulikov et al. // Phys. Rev. E. – 1995. – V. 51, № 2. – P. 1199–1215.
- Anisimov M.A. A general isomorphism approach to thermodynamic and transport properties of binary fluid mixtures near critical points / M.A. Anisimov, E.E. Gorodetskii, V.D. Kulikov et al. // Physica A. – 1995. – V. 220. – P. 277–324.
- Беляков М.Ю. Термодинамические свойства многокомпонентных смесей в окрестности критической точки «жидкость–пар» / М.Ю. Беляков, В.П. Воронов, Е.Е. Городецкий и др. // Письма в ЖЭТФ. – 2008. – Т. 88, № 5. – С. 351–355.
- Belyakov M.Yu. Phase behavior and anomalies of thermodynamic properties in a multi-component near-critical fluid mixture / M.Yu. Belyakov, V.P. Voronov, E.E. Gorodetskii et al. // Chem. phys. – 2009. – V. 362. – P. 85–90.
- Belyakov M.Yu. Anomalous properties of dew-bubble curves in the vicinity of liquid-vapor critical points / M.Yu. Belyakov, E.E. Gorodetskii, V.D. Kulikov et al. // Fluid phase equil. – 2013. – V. 358. – P. 91–97.
- Voronov V.P. Thermodynamic properties of methane in quartz power / V.P. Voronov, E.E. Gorodetskii, S.S. Safonov // J. Phys. Chem. B. – 2007. – V. 111. – P. 11486–11496.
- Воронов В.П. Поверхностная предкристаллизация нормального алкана C_{24} в пористом стекле / В.П. Воронов // ЖЭТФ. – 2000. – Т. 118, № 6. – С. 163–169.
- Liu A.J. The three-dimensional Ising-model revisited numerically / A.J. Liu, M.E. Fisher // Physica A. – 1989. – V. 156. – P. 35–76.
- Schofield P. Parametric representation of the equation of state near a critical point / P. Schofield // Phys. Rev. Lett. – 1969. – V. 22, № 12. – P. 606–608.

УДК 536(075.8)

Д.В. Люгай, М.Е. Зайцев, В.А. Истомина

Спинодаль углеводородных смесей

Ключевые слова:
уравнения
состояния,
метастабильная
область,
детерминант
термодинамической
устойчивости,
спинодаль,
смеси
углеводородных
газов,
газодинамическая
сепарация
природного газа.

Keywords:
equation of state,
metastable area,
determinant
of thermodynamic
stability,
spinodal,
hydrocarbon gas
mixtures,
gas-dynamic
separation
of natural gas.

При подготовке газа на газоконденсатных месторождениях используются процессы низкотемпературной сепарации (НТС). Для обеспечения качества подготовки товарного газа и глубокого извлечения газового конденсата необходимы температуры на уровне минус 30 – минус 40 °С и ниже. В промышленных условиях для получения таких температур используют холодопроизводящие процессы, основанные на расширении газа. Речь идет о технологиях низкотемпературной сепарации с использованием дроссельных, эжекторных, турбодетандерных и газодинамических (в том числе сверхзвуковых) устройств.

В дроссельных и эжекторных устройствах используется эффект Джоуля–Томсона (снижение температуры газа при изоэнтальпийном расширении). Применение эжекторов позволяет не только достичь низких температур, но и утилизировать низконапорный газ выветривания нестабильного конденсата. Термодинамически более эффективно расширение газа в турбодетандерах, где процесс близок к изоэнтропному. Однако применение турбодетандеров ограничено жесткими требованиями по содержанию жидкости во входном потоке, необходимостью высококвалифицированного обслуживания и меньшей эксплуатационной надежностью. Что касается газодинамических сепараторов, то при одном и том же перепаде давления в этих устройствах можно получить несколько более низкие статические температуры газа [1]. В настоящее время технология подготовки газа на основе сверхзвуковой сепарации является одним из инновационных направлений в газовой промышленности.

В упомянутых газодинамических устройствах имеют место резкое расширение и охлаждение газа при малом времени пребывания смеси в аппарате ($\sim 10^{-3}$ с) [2]. В таких условиях тяжелые углеводороды могут не успевать сконденсироваться из газовой фазы при переходе через линию фазового равновесия, т.е. система может оставаться в метастабильном состоянии.

Для адекватного моделирования газодинамических устройств необходимо развитие расчетных методов, учитывающих неравновесность протекающих процессов. Процесс конденсации традиционно рассматривают, используя соотношения теории нуклеации. Такой подход довольно сложен и трудоемок для прикладных расчетов газодинамических аппаратов. Кроме того, кинетические модели требуют калибровки по экспериментальным данным. В связи с этим в качестве первого шага представляет интерес чисто термодинамический подход: определение границы термодинамической устойчивости (спинодали) однокомпонентных газов и газовых смесей, а также характера изменения термодинамической стабильности системы при заходе в метастабильную область. Здесь необходимо использовать уравнения состояния флюидальных систем, которые адекватно описывают не только фазовую диаграмму, но и метастабильную область. Расчеты термодинамической устойчивости и спинодалей углеводородных систем, насколько известно авторам, еще не проводились.

(P/T)-диаграмму природной газовой смеси можно разделить на три области – стабильную, метастабильную и лабильную. Стабильная область газозофазного существования смеси устойчива к флуктуациям параметров системы. Метастабильная (т.е. область, где термодинамически уже возможна конденсация тяжелых компонентов из газа) остается устойчивой относительно малых вариаций термодинамических параметров. Лабильная область – это область термодинамической неустойчивости системы. Линия, ограничивающая метастабильную и лабильную области, называется *спинодалью*. При попадании в лабильную область система претерпевает «спинодальный распад».

В работе [3] показано, что для однокомпонентной системы условие термодинамической устойчивости вещества (в рассматриваемом в статье случае – газовой фазы) выражается в следующем виде:

$$\delta U = 0;$$

$$\delta^2 U = \left(\frac{\partial^2 U}{\partial S^2} \right)_V \delta S^2 + 2 \frac{\partial^2 U}{\partial S \partial V} \delta S \delta V + \left(\frac{\partial^2 U}{\partial V^2} \right)_S \delta V^2 > 0,$$

где U – внутренняя энергия системы; S – энтропия; V – молярный объем.

Граница термодинамической устойчивости будет определяться равенством нулю второй производной:

$$\delta^2 U = 0.$$

Полученную квадратичную форму для внутренней энергии можно представить в виде детерминанта устойчивости D :

$$D = \begin{vmatrix} \left(\frac{\partial^2 U}{\partial S^2} \right)_V & \frac{\partial^2 U}{\partial S \partial V} \\ \frac{\partial^2 U}{\partial S \partial V} & \left(\frac{\partial^2 U}{\partial V^2} \right)_S \end{vmatrix},$$

который приводится к следующему виду [3]:

$$D = - \left(\frac{\partial P}{\partial V} \right)_T \frac{T}{C_v}.$$

Устойчивость термодинамической системы имеет место при $D > 0$, а границе устойчивости (спинодали) отвечает значение $D = 0$. Поскольку изохорная теплоемкость C_v – конечная величина, то для равенства нулю детерминанта устойчивости не-

обходимо определить давление P и температуру T , при которых производная $\left(\frac{\partial P}{\partial V} \right)_T$

обращается в 0. Данный вид термодинамической устойчивости называется также механической устойчивостью.

При расчете границы термодинамической устойчивости многокомпонентной системы помимо механической устойчивости, определяемой производной $\left(\frac{\partial P}{\partial V} \right)_T$,

необходимо учитывать и другой параметр, выявляющий устойчивость системы к вариациям состава [4]. Таким параметром служит диффузионная устойчивость систе-

мы, характеризуемая производной $\left(\frac{\partial f_i}{\partial y_i} \right)_T$, где f – летучесть компонента смеси, y_i –

молярная доля компонента смеси. Для бинарных и многокомпонентных смесей при заходе в метастабильную область именно диффузионная устойчивость нарушается в первую очередь и, следовательно, определяет положение линии спинодали многокомпонентных систем.

Для бинарных смесей также представляет интерес исследование поведения детерминанта устойчивости в метастабильной области. Согласно Дж. Гиббсу, для многокомпонентных смесей [5]

$$U - TS + PV - \sum_j \mu_j n_j > 0,$$

где μ – химический потенциал; n – концентрация.

В этом случае детерминант устойчивости D запишется в виде определителя третьего порядка:

$$D = \begin{vmatrix} \frac{\partial^2 U}{\partial S^2} & \frac{\partial^2 U}{\partial S \partial V} & \frac{\partial^2 U}{\partial S \partial n} \\ \frac{\partial^2 U}{\partial V \partial S} & \frac{\partial^2 U}{\partial V^2} & \frac{\partial^2 U}{\partial V \partial n} \\ \frac{\partial^2 U}{\partial n \partial S} & \frac{\partial^2 U}{\partial n \partial V} & \frac{\partial^2 U}{\partial n^2} \end{vmatrix},$$

который с помощью производных термодинамических функций можно привести к более удобному для вычислений виду:

$$D = \frac{T}{C_v} \left(\frac{\partial \mu_2}{\partial n_2} \right)_{T,P} \left(\frac{\left(\frac{\partial P}{\partial T} \right)_V}{\left(\frac{\partial V}{\partial T} \right)_P} \right)_n,$$

где индекс 2 относится к тяжелому компоненту.

Расчетное положение границы термодинамической устойчивости зависит от выбранного уравнения состояния. В данной статье использовались наиболее распространенные в газопромисловой практике кубические уравнения состояния: Пенга–Робинсона (ПР) и Соаве–Редлиха–Квонга (СРК), построенные на основе уравнения Ван-дер-Ваальса (ВдВ), а также многопараметрическое уравнение Бенедикта–Вебба–Рубина (БВР). Результаты, получаемые при расчете свойств углеводородных систем по уравнению БВР, наиболее близки к экспериментальным данным [6]. В настоящее время активно разрабатываются высокоточные многоконстантные уравнения состояния (уравнения Вагнера с сотрудниками, уравнения состояния Герасимова–Григорьева), которые значительно лучше описывают свойства углеводородных смесей [7, 8]. Однако их применение заметно усложняет практические расчеты. Поскольку данная статья направлена на получение сугубо качественных выводов, на первом этапе исследований в качестве эталонного (по отношению к кубическим уравнениям) можно использовать уравнение БВР.

В существующих программных комплексах, применяемых для расчета термодинамических свойств углеводородных систем, принципиально отсутствует возможность расчета метастабильных состояний системы, а при достижении линии равновесия рассчитываются параметры фазового равновесия. Таким образом, для задач, рассматриваемых в рамках данной статьи, нельзя использовать имеющееся программное обеспечение. Поэтому с применением указанных выше уравнений состояния были разработаны и написаны программные коды, в которых реализована возможность нахождения системы в однофазном газообразном состоянии в метастабильной области (что позволяет проводить расчеты детерминанта термодинамической устойчивости системы и газовой ветви спинодали).

Ряд кубических уравнений состояния типа ВдВ, в том числе и уравнения ПР и СРК, можно записать в общей форме [9]:

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{(V+c)(V+d)},$$

где R – универсальная газовая постоянная; b , c , d – коэффициенты, постоянные для выбранного вещества; a – коэффициент, зависящий от температуры.

В программном коде данное уравнение использовалось с параметрами, приводящими его к кубическим уравнениям ВдВ, ПР и СРК.

Уравнение БВР записывалось в следующей форме [6]:

$$P = RT\rho + (B_0RT - A_0 - C_0T^{-2})\rho^2 + (bRT - a)\rho^3 + a\alpha\rho^6 + cT^{-2}\rho^3(1 + \gamma\rho^2)\exp(-\gamma\rho^2),$$

где A_0 , B_0 , C_0 , a , b , c , α , γ – константы для выбранного вещества; ρ – плотность газа.

Расчет производной $\left(\frac{\partial P}{\partial V}\right)_T$ проводился

численными методами.

На рис. 1 приведены линии фазового равновесия и спинопдали метана и пентана, рассчитанные по каждому из четырех выбранных уравнений состояния. Следует отметить, что кривая фазового равновесия с хорошей степенью точности описывается как кубическими, так и уравнением БВР, поэтому она представлена одной линией. Применительно к метану уравнения ПР и СРК для газовой ветви спинопдали дают достаточно близкие результаты.

Максимальный размер метастабильной области получается при расчете по наименее точному уравнению состояния ВдВ, а минимальный – по наиболее точному уравнению БВР. Причем разница в температурах между этими уравнениями в зависимости от давления газа может достигать 25 °С (для метана) и 80 °С (для пентана). Таким образом, для расчета термодинамической устойчивости однокомпонентного газа и его свойств в метастабильной области принципиально важен выбор адекватного уравнения состояния.

Как было отмечено, основным показателем устойчивости является детерминант устойчивости. Рассмотрим его поведение в метастабильной области (использовалось уравнение БВР). Изменение D газообразного метана

при снижении температуры для давлений 1 и 2 МПа показано на рис. 2.

При приближении к границе термодинамической устойчивости имеет место резкое уменьшение значения D . В связи с таким поведением детерминанта устойчивости можно полагать, что в зоне резкого уменьшения D нарушается состояние метастабильного равновесия (появляются жизнеспособные центры нуклеации), и следовательно, начинается интенсивная конденсация жидкой фазы из газа.

Во многих работах по исследованию течений двухфазных потоков [2, 9, 10] показано, что в быстропротекающих процессах, характерных для сопл, турбомашин и других газодинамических аппаратов, при сверхзвуковом течении и значительных переохлаждениях газа возникает «скачок конденсации», выражающийся в очень быстрой конденсации тяжелых компонентов смеси. На основании этих экспериментальных данных следует полагать, что интенсивная конденсация (скачок конденсации) возникает при попадании системы в область пониженной термодинамической устойчивости (т.е. резкого уменьшения значения D).

Фазовые диаграммы двухкомпонентных систем имеют значительные отличия от диаграмм однокомпонентных систем. На рис. 3 приведен расчет фазовых диаграмм для модельной смеси «метан–пентан» разного молярного состава.

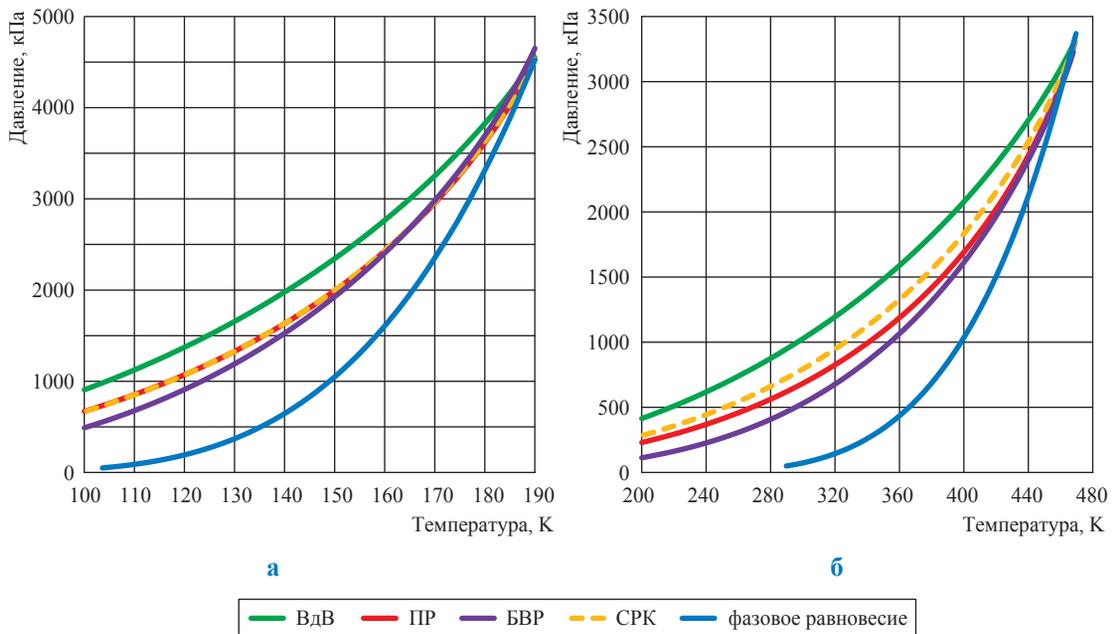


Рис. 1. Границы термодинамической устойчивости газообразных метана (а) и пентана (б), рассчитанные с использованием различных уравнений состояния

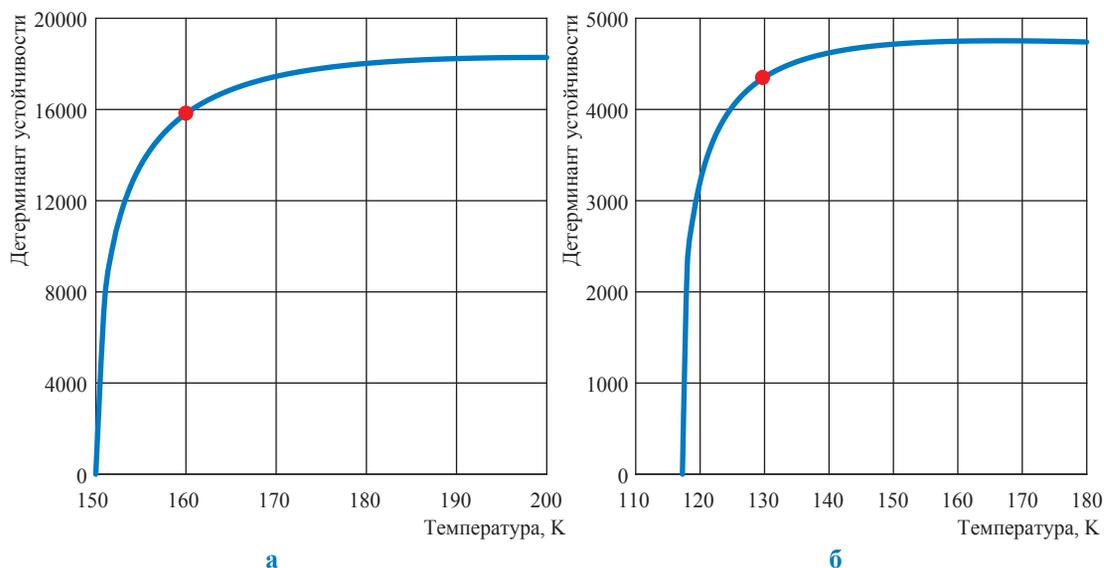
Этот график иллюстрирует особенность бинарных смесей углеводородов – преобладание в смеси одного из компонентов приводит к тому, что область парожидкостного равновесия смещается ближе к кривой упругости паров этого компонента и сужается [11].

Для качественного анализа спинодали многокомпонентных систем выбрана та же мо-

дельная бинарная смесь легкого углеводорода (метана) и тяжелого (пентана). Производная

$\left(\frac{\partial f_i}{\partial y_i}\right)_T$ рассчитывалась численными методами.

На рис. 4 приведены расчеты границы термодинамической устойчивости смеси «метан–пентан» при различных молярных долях



● начало значительного отклонения D от линейной зависимости и его дальнейшего резкого уменьшения

Рис. 2. Зависимость детерминанта устойчивости для газообразного метана от температуры газа при давлении: а – 1 МПа; б – 2 МПа

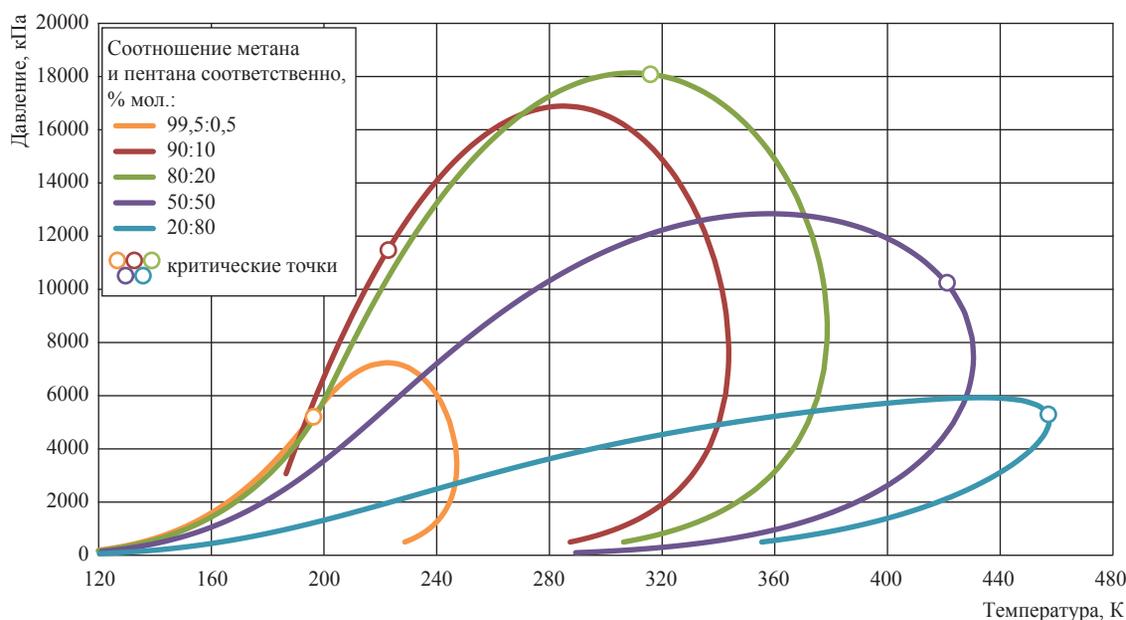


Рис. 3. Фазовая диаграмма модельной смеси «метан–пентан» при различном содержании компонентов

компонентов. Стоит отметить, что при приближении к критической точке выбранные уравнения состояния не вполне точно воспроизводят свойства смеси, поэтому не исключается заметная погрешность в расчете линии спинодали вблизи критической точки.

При высоком молярном содержании в смеси тяжелого компонента рассматриваемые уравнения состояния дают близкие оценки положения линии спинодали. Если молярная доля пентана в смеси составляет менее 0,1, то разница в расчетах границы устойчивости по

разным уравнениям состояния может достигать 10 градусов.

Максимальная величина переохлаждения двухкомпонентной смеси также зависит от ее состава: при увеличении доли легкокипящих компонентов максимально возможное переохлаждение увеличивается. Так, для смеси «метан–пентан» с соотношением 0,2–0,8 молярных долей при давлении 4 МПа максимально возможное переохлаждение составит 9 градусов, при соотношении 0,97–0,03 мольных долей – уже 82 градуса.

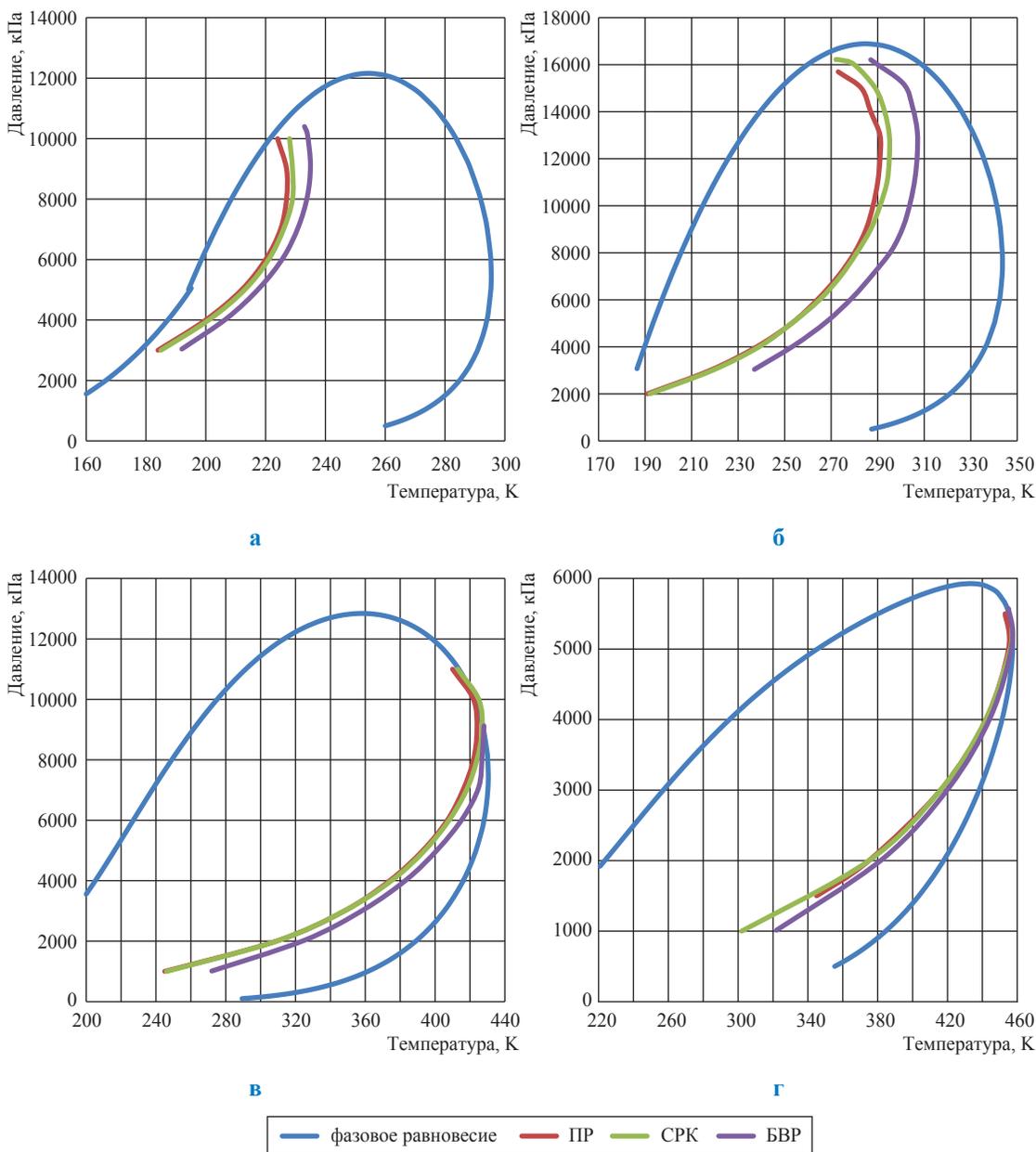


Рис. 4. Граница термодинамической устойчивости смеси «метан–пентан», рассчитанная с использованием различных уравнений состояния, при различных молярных долях метана и пентана соответственно: а – 0,97–0,03; б – 0,9–0,1; в – 0,5–0,5; г – 0,2–0,8

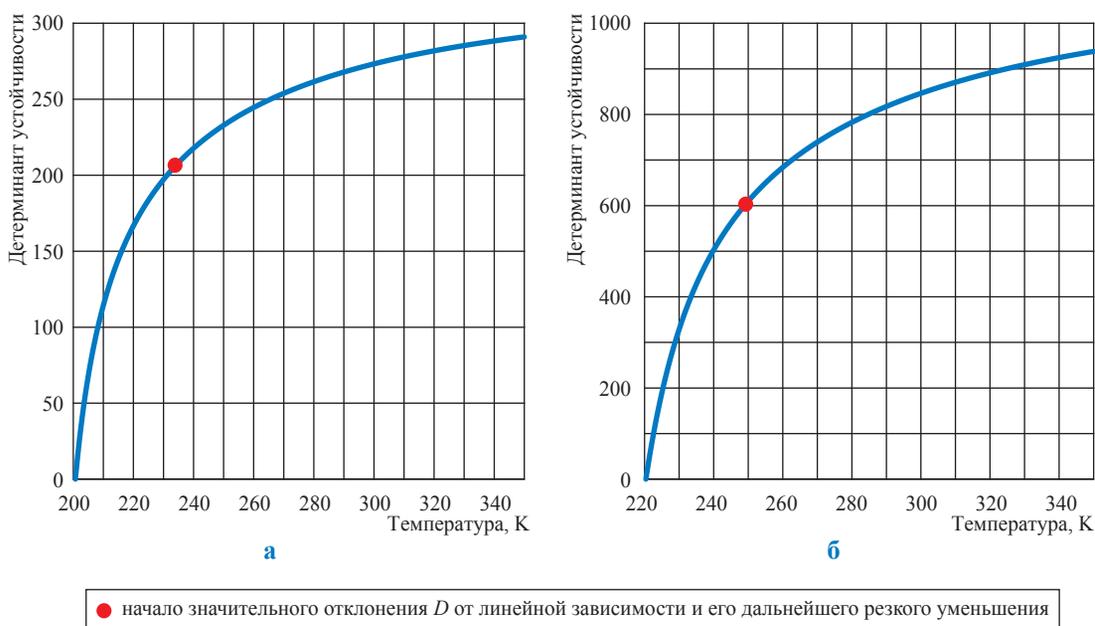


Рис. 5. Зависимость детерминанта устойчивости для смеси «метан–пентан» от температуры газа при давлении: а – 4 МПа; б – 6 МПа

Как и в случае с однокомпонентными системами рассмотрим поведение детерминанта устойчивости в метастабильной области вплоть до линии спинодали при изобарическом охлаждении газа. Для расчета была выбрана смесь «метан–пентан» с соотношением 0,97–0,03 молярных долей. Расчет проводился по уравнению состояния БВР (при использовании других уравнений состояния картинка в качественном отношении не меняется). На рис. 5 показана зависимость детерминанта устойчивости от температуры смеси при давлениях 4 и 6 МПа.

Расчеты показывают, что детерминант устойчивости при приближении к линии спинодали отклоняется от линейной зависимости и начинает резко уменьшаться. В рассматриваемом случае такое поведение возникает за 25–30 градусов до достижения линии спинодали. Дополнительные расчеты подтверждают, что начало резкого уменьшения детерминанта устойчивости зависит как от термодинамических параметров системы (давление, температура), так и от выбранного состава смеси. Таким образом, для бинарных и многокомпонентных смесей углеводородов (как и для однокомпонентных газов) можно выделить область резкого уменьшения термодинамической устойчивости однофазной газовой смеси и на-

чала обвальной конденсации тяжелых компонентов из смеси.

По проведенным расчетным исследованиям можно сделать следующие выводы.

1. Разработан программный код и проведены расчеты детерминанта термодинамической устойчивости и спинодалей однокомпонентных и бинарных смесей газов по четырем уравнениям состояния (ВдВ, ПР, СРК и БВР). В качестве характерного примера взяты углеводороды метан и пентан. Отмечено значительное влияние выбора уравнения состояния на результаты расчета термодинамической устойчивости.

2. Для однокомпонентных и бинарных смесей газов при приближении к линии спинодали выделена зона резкого уменьшения термодинамической устойчивости системы, что можно интерпретировать как начало интенсивной («обвальной») конденсации тяжелых компонентов смеси в газодинамических устройствах.

3. С позиции теории термодинамической устойчивости следует ожидать, что газодинамические устройства, такие как сверхзвуковой сепаратор, эффективны при режимах работы, обеспечивающих переохлаждение газа вплоть до достижения области резкого снижения величины детерминанта термодинамической устойчивости.

Список литературы

1. Alfyorov V. Supersonic nozzle efficiently separates natural gas components / V. Alfyorov, L. Bagirov, L. Dmitriev et al. // *Oil & Gas Journal*. – May, 2005. – P. 53–58.
2. Дейч М.Е. Газодинамика двухфазных сред / М.Е. Дейч, Г.А. Филиппов. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 472 с.
3. Семенченко В.К. Избранные главы теоретической физики / В.К. Семенченко. – М.: Учпедгиз, 1960. – 395 с.
4. Пригожин И. Химическая термодинамика: пер. с англ. / И. Пригожин, Р. Дефэй. – Новосибирск: Наука, Сиб. отд., 1966. – 502 с.
5. Гиббс Дж.В. Термодинамика. Статистическая механика / Дж.В. Гиббс. – М.: Наука, 1982. – 584 с.
6. Уэйлес С. Фазовые равновесия в химической технологии: пер. с англ. – Ч. 1 / С. Уэйлес. – М.: Мир, 1989. – 304 с.
7. Kunz O. The GERG-2008 Wide-range equation of state for natural gases and other mixtures: an expansion of GERG-2004 / O. Kunz, W. Wagner // *Journal of chemical & engineering data*. – 2012. – P. 3032–3091.
8. Герасимов А.А. Расчет фазовых равновесий сложных углеводородных смесей на основе многоконстантных обобщенных уравнений состояния / А.А. Герасимов, Б.А. Григорьев, И.С. Александров // *Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов*. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 2 (18). – С. 47–54.
9. Yang Y. Numerical simulation on non-equilibrium spontaneous condensation in supersonic steam flow / Y. Yang, Sh. Shen // *International communications in heat and mass transfer*. – 2009. – № 36. – P. 902–907.
10. Wang X. Numerical analysis of spontaneously condensing phenomena in nozzle of steam-jet vacuum pump / X. Wang, J. Dong, T. Wang et al. // *Vacuum*. – 2012. – № 86. – P. 861–866.
11. Баталин О.Ю. Фазовые равновесия в системах природных углеводородов / О.Ю. Баталин, А.И. Брусиловский, М.Ю. Захаров. – М.: Недра, 1992. – 272 с.

УДК 622.276.031:532.529.5

Т.С. Ющенко, А.И. Брусиловский

Математическое моделирование *PVT*-свойств газоконденсатных систем, контактирующих с остаточной водой в пористой среде

Ключевые слова:

PVT-модель,
Хьюрон–Видаль,
CVD-тест,
многофазное
моделирование,
остаточная вода.

Keywords:

PVT-model,
Huron–Vidal,
CVD,
multiphase
equilibrium,
residual water.

Природная углеводородная газоконденсатная смесь контактирует в пласте с минерализованным водным раствором как в виде остаточной воды, так и в виде краевых и подстилающих вод. Вследствие этого углеводородная смесь содержит то или иное количество паров воды. Их концентрация в пластовом газе (влагосодержание) зависит от давления, температуры, компонентного состава смеси и минерализации воды.

Наличие минерализованного раствора воды в порах коллектора оказывает определенное влияние на фазовое поведение углеводородной системы и ее *PVT*-свойства на всех этапах разработки залежей и, следовательно, на давление начала конденсации и максимальной конденсации, коэффициент извлечения конденсата и компонентоотдачу углеводородов (УВ). Особую актуальность этот вопрос приобретает для пластовых систем с высокой начальной пластовой температурой.

Вопрос о влиянии остаточной воды на *PVT*-свойства пластовой углеводородной системы рассматривается во многих источниках по разработке газоконденсатных месторождений (например, в [1, 2]). В литературе приведены результаты экспериментальных исследований по определению влагосодержания газов как для бинарных систем «вода – газ» [3, 4], так и для многокомпонентных систем [5]. Пример фазовой диаграммы природной газоконденсатной системы при наличии воды представлен на рис. 1. Для расчета влагосодержания природных углеводородных систем разработаны эмпирические формулы, которые активно применяются в инженерной практике [6].

Аналитические математические методы учета наличия водного раствора в многокомпонентной смеси при моделировании *PVT*-свойств природной углеводородной системы основаны на применении уравнений состояния [6, 7] или коэффициентов активности [8, 9].

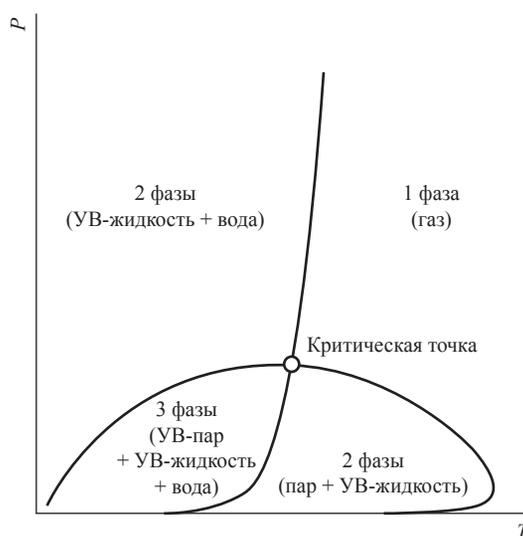


Рис. 1. Фазовая диаграмма системы «пластовая углеводородная газоконденсатная смесь – вода»

Одним из современных и удобных методов моделирования многофазного равновесия в системе «природная многокомпонентная углеводородная система – минерализованный раствор воды» при проектировании и мониторинге разработки газоконденсатных месторождений является расчет с использованием уравнения состояния и правила смешивания Хьюрона–Видаля [10, 11]. Этот метод применяется в специализированных *PVT*-симуляторах и основан на совместном использовании уравнений состояния и коэффициентов активности.

Об учете воды при моделировании фазового равновесия

Использование кубических уравнений состояния с классическим правилом смешивания основывается на предположении, что молекулы в каждой из фаз располагаются случайным образом. Это предположение неприменимо для воды или спиртов, растворенных в углеводородной фазе, так как их молекулы имеют полярную структуру. Традиционно для описания таких систем используются модели, основанные на коэффициентах активности, например UNIQUAC (Д.С. Абрамс и Дж.М. Праусниц [8]) или UNIFAC (А. Фреденсланд и др. [9]). Эти модели не применяются для моделирования парожидкостного равновесия в пластовых условиях, поскольку они работают лишь при низких давлениях.

Вследствие этого для описания взаимодействия между молекулами воды и другими компонентами пластовой системы в широком диапазоне термобарических условий были разработаны различные методы, основанные на применении уравнений состояния (Сорейда–Витсона, Хьюрона–Видаля, Кабади–Даннера) [7, 10, 11].

Правило смешивания Хьюрона–Видаля

М.Дж. Хьюрон и Дж. Видаль предложили метод расчета фазового равновесия в системах, содержащих воду [10], который подходит для моделирования парожидкостного равновесия в процессе проектирования разработки газоконденсатных залежей. Они совместили методы моделирования фазового равновесия, основанные на применении уравнения состояния и коэффициентов активности.

Используя NRTL (*non-random two liquids*) модель, энергию Гиббса (G_∞^E) можно рассчитать следующим образом:

$$G_\infty^E = RT \sum_{i=1}^N y_i \frac{\sum_{j=1}^N \tau_{ij} B_j y_j \exp(-\alpha_{ij} \tau_{ij})}{\sum_{k=1}^N B_k y_k \exp(-\alpha_{ki} \tau_{ki})}, \quad (1)$$

где R – универсальная газовая постоянная; T – температура, К; B_j – параметр уравнения состояния для j -й компоненты; y_i – мольная доля i -й компоненты; α_{ij} – параметр, учитывающий, насколько мольная доля компоненты i , находящейся вокруг компоненты j , может отклоняться от средней величины мольной доли компоненты i в фазе (т.е. данный параметр учитывает неслучайность распределения молекул в смеси; если параметр $\alpha_{ij} = 0$, то молекулы смеси располагаются в фазе равномерно); τ_{ij} – параметр правила смешивания, который определяется следующим образом:

$$\tau_{ij} = \frac{g_{ij} - g_{ji}}{RT}, \quad (2)$$

где g_{ij} – коэффициент взаимодействия между молекулами разных компонент; g_{ji} – коэффициент взаимодействия между молекулами одной компоненты. Таким образом, параметр τ_{ij} выражает отклонение между энергией взаимодействия компонент i и j между собой и энергией взаимодействия молекул компоненты j друг с другом.

Параметры τ_{ij} , α_{ij} определяются для различных компонент методом адаптации результатов моделирования к экспериментальным данным.

В результате М.Дж. Хьюрон и Дж. Видаль предложили рассчитывать параметр A кубического уравнения состояния не по классическому правилу смешивания, а другим методом [10, 11]:

$$A = B \left[\sum_{i=1}^N \left(y_i \frac{A_i}{B_i} \right) - \frac{G_\infty^E}{\lambda} \right], \quad (3)$$

где A, B – параметры уравнения состояния для N -компонентной смеси; A_i, B_i – параметры уравнения состояния для i -й компоненты; λ – константа, которая для уравнения состояния Пенга–Робинсона вычисляется по формуле:

$$\lambda = \frac{1}{2\sqrt{2}} \ln \left(\frac{\sqrt{2}+1}{\sqrt{2}-1} \right). \quad (4)$$

Коэффициент летучести ($\ln(\varphi_i)$) в этом случае рассчитывается следующим образом:

$$\ln(\varphi_i) = \ln \left(\frac{f_i}{y_i p} \right) = \frac{B_i}{B} (Z-1) - \ln(Z-B) - \frac{1}{2\sqrt{2}} \left(\frac{A_i}{B_i RT} - \frac{\ln \gamma_i}{\lambda} \right) \ln \left[\frac{Z + (1 + \sqrt{2})B}{Z - (1 - \sqrt{2})B} \right], \quad (5)$$

где f_i – летучесть i -й компоненты; p – давление, МПа; Z – Z -фактор (коэффициент сверхсжимаемости); γ_i – коэффициент активности i -й компоненты, вычисляемый по формуле [10]:

$$\ln \gamma_i = \frac{1}{RT} \left(G_\infty^E - \sum_{j=1}^N \frac{\partial G_\infty^E}{\partial y_j} y_j + \frac{\partial G_\infty^E}{\partial y_i} \right) = \frac{1}{RT} \frac{\partial G_\infty^E}{\partial y_i}. \quad (6)$$

Если продифференцировать формулу (1) по y_i , то получим выражение для расчета коэффициента активности i -й компоненты:

$$\ln \gamma_i = \frac{1}{RT} \frac{\partial G_\infty^E}{\partial y_i} = \frac{\sum_{j=1}^N y_j \tau_{ji} B_j \exp(-\alpha_{ji} \tau_{ji})}{\sum_{k=1}^N y_k \tau_{ki} \exp(-\alpha_{ki} \tau_{ki})} + \sum_{j=1}^N \frac{B_i y_j \exp(-\alpha_{ij} \tau_{ij})}{\sum_{k=1}^N y_k \tau_{kj} \exp(-\alpha_{kj} \tau_{kj})} \times \left(\tau_{ij} - \frac{\sum_{l=1}^N y_l \tau_{li} B_l \exp(-\alpha_{li} \tau_{li})}{\sum_{k=1}^N y_k \tau_{kj} \exp(-\alpha_{kj} \tau_{kj})} \right). \quad (7)$$

Таким образом, вместо одного параметра для классического правила смешивания (коэффициента парного взаимодействия) в правиле смешивания Хьюрона–Видыля используются два параметра (α_{ij} и τ_{ij}).

Значения параметров правила смешивания Хьюрона–Видыля были ранее определены для взаимодействия воды и метанола с легкими углеводородами (метан, этан, пропан, бутаны, пентаны, гексаны), а также с азотом, диоксидом углерода, сероводородом [11].

Специальные параметры α_{ij}, τ_{ji} правила смешивания Хьюрона–Видыля необходимо определять только для пар компонент, одна из которых является полярной (например, вода, спирты, соли). При этом для взаимодействия неполярных компонент между собой будет использоваться классическое правило смешивания.

Правило Хьюрона–Видыля приводится к классическому правилу смешивания [11], если определить параметры $\alpha_{ij}, g_{ii}, g_{ij}$ следующим образом:

$$\alpha_{ij} = 0, \quad g_{ii} = -\frac{A_i}{B_i RT} \lambda, \quad g_{ij} = -2 \frac{\sqrt{B_i B_j}}{B_i + B_j} \sqrt{g_{ii} g_{jj}} (1 - k_{ji}), \quad (8)$$

где k_{ji} – коэффициент парного взаимодействия между j -й и i -й компонентами.

Отметим, что в этом заключается большое преимущество правила Хьюрона–Видыля.

К.Ш. Педерсен и др. [11] в 2001 г. предложили для вычисления коэффициентов g_{ij} , g_{ji} линейную зависимость от температуры (T):

$$g_{ij} - g_{jj} = (g'_{ij} - g'_{jj}) + T(g''_{ij} - g''_{jj}); \quad (9)$$

$$g_{ji} - g_{ii} = (g'_{ji} - g'_{ii}) + T(g''_{ji} - g''_{ii}). \quad (10)$$

Здесь $i - \text{H}_2\text{O}$; $j - \text{N}_2, \text{CO}_2, \text{C}_1, \text{C}_2, \text{C}_3, n\text{C}_4$; коэффициенты g'_{ij} , g''_{ij} , g'_{ji} , g''_{ji} являются константами.

Также в работе [11] были предложены значения параметров α_{ij} , τ_{ji} , τ_{ij} , где $i - \text{H}_2\text{O}$ или CH_3OH (метанол), а $j - \text{N}_2, \text{CO}_2, \text{H}_2\text{S}, \text{C}_1, \text{C}_2, \text{C}_3, n\text{C}_4, i\text{C}_5, n\text{C}_5, n\text{C}_6$.

Как известно, пластовая вода содержит в своем составе ряд различных солей: NaCl , KCl , CaCl_2 и др. Применение трехпараметрического уравнения состояния Пенга–Робинсона с использованием правила смешивания Хьюрона–Видалья позволяет при расчете фазового равновесия в системе «природная газоконденсатная смесь – остаточная вода» учитывать наличие солей в минерализованном растворе воды. Значения параметров правила смешивания Хьюрона–Видалья для взаимодействия солей с остальными компонентами смеси были получены К.Ш. Педерсен [11].

Моделирование бинарных систем «вода – газ»

Для адекватного моделирования фазового равновесия в многокомпонентных системах, содержащих воду, необходимым условием является корректное описание парожидкостного равновесия бинарных смесей воды с остальными компонентами.

На основе экспериментальных данных о фазовом равновесии в бинарных системах, содержащих воду [12], авторами данной статьи

были получены значения параметров α_{ij} , g'_{ij} , g''_{ij} , g'_{ji} , g''_{ji} правила смешивания Хьюрона–Видалья. Критерием служило воспроизведение доли воды в паровой фазе ее бинарных смесей с метаном, этаном, пропаном, н-бутаном, азотом, диоксидом углерода и сероводородом (табл. 1).

Так как пластовые температуры для газоконденсатных месторождений обычно лежат в диапазоне от 50 до 150 °С, а давления – от 10 до 70 МПа, то адаптация параметров правила смешивания Хьюрона–Видалья велась прежде всего на экспериментальные данные в этом диапазоне.

Для всех бинарных смесей относительная погрешность расчета влагосодержания паровой фазы в диапазоне температур от 50 до 150 °С и давлений от 2,5 до 70 МПа не превышает 5 %. В качестве примеров на рис. 2, 3 приведены результаты расчетов для бинарных смесей воды с метаном и диоксидом углерода.

При температуре свыше 200 °С погрешность увеличивается во всем диапазоне изменений давления. Для тяжелых фракций были использованы не зависящие от температуры параметры правила смешивания Хьюрона–Видалья, полученные авторами работ [11] и [13].

В инженерной практике для описания насыщенности паровой фазы водой используют величину W (влагосодержание), выражаемую в г/м³ (или кг/1000 м³). Влагосодержание рассчитывается как частное от деления массы водяных паров на приведенный к стандартным условиям объем газа, в котором содержатся эти пары воды. С повышением температуры влагосодержание газа возрастает, а с повышением давления падает.

В настоящее время для оценки влагосодержания природных газов используют метод, предложенный Бюкачком в 1955 г.

Таблица 1

Значения параметров в правиле смешивания Хьюрона–Видалья для бинарных смесей «вода – второй компонент»

Второй компонент	$\frac{(g'_{12} - g'_{22})}{R}$ (К)	$\frac{(g''_{12} - g''_{22})}{R}$ (-)	$\frac{(g'_{21} - g'_{11})}{R}$ (К)	$\frac{(g''_{21} - g''_{11})}{R}$ (-)	α_{ij}
N_2	-64,50	-1,05	3500	-1,00	0,08
CO_2	-4127	8,90	5230	-8,00	0,03
H_2S	0,00	2,90	1250	-1,50	0,03
C_1	-1500	11,00	4050	-5,20	0,16
C_2	-804,3	-0,20	4280	-3,00	0,09
C_3	-1584	-0,44	4750	-3,30	0,07
$n\text{C}_4$	4968	-19,60	1567	5,70	0,06

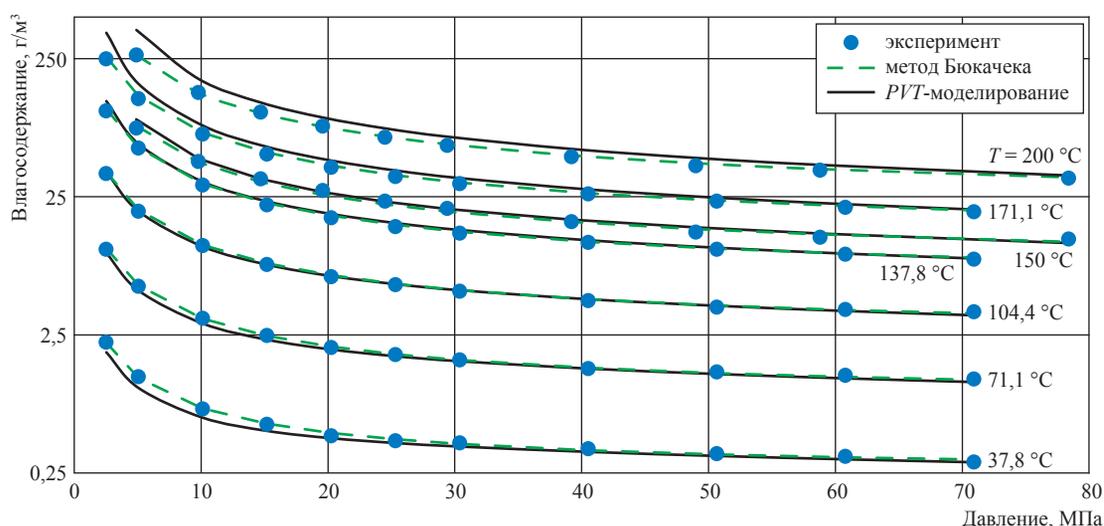


Рис. 2. Содержание водяных паров в паровой фазе, находящейся в равновесии с метаном (CH_4) в воде (использованы данные А.Ю. Намиота [12])

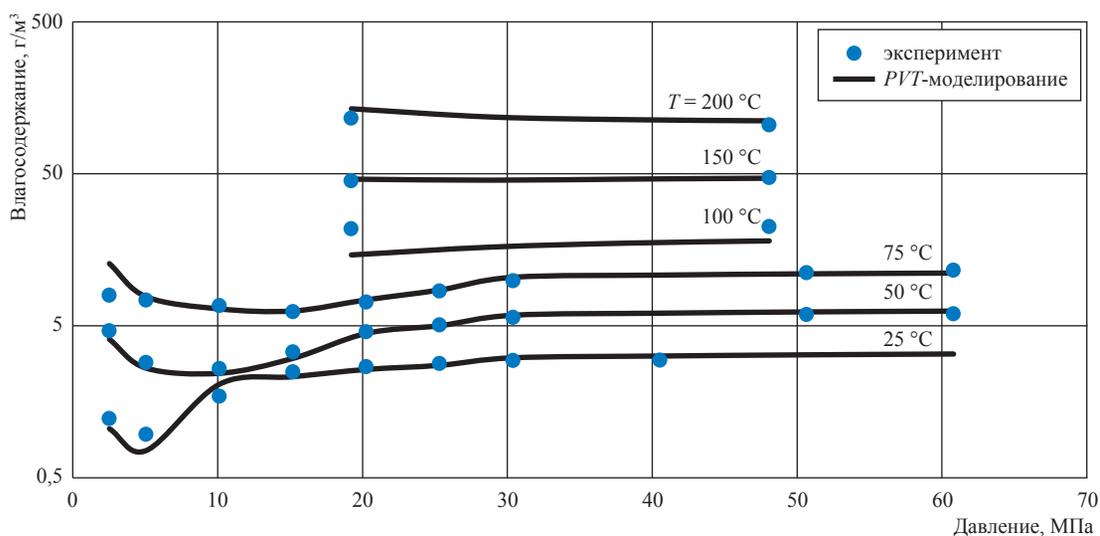


Рис. 3. Содержание водяных паров в паровой фазе, находящейся в равновесии с диоксидом углерода (CO_2) в воде (использованы данные А.Ю. Намиота и К. Тодхейде [12])

Считается, что на основе формулы Бюкачека можно оценить влагосодержание метанового газа при давлениях до 69 МПа и температурах до 238 °С с погрешностью, не превышающей 5 % [6].

Отметим, что влагосодержание газа, находящегося в равновесии с минерализованным раствором воды, уменьшается по мере роста концентрации солей в воде. Увеличение относительной плотности газа (или молекулярной массы) также приводит к уменьшению его влагосодержания.

Авторы провели сравнение результатов расчета влагосодержания газов с использовани-

ем формулы Бюкачека и моделирования парожидкостного равновесия с применением уравнения состояния Пенга–Робинсона и правила смешивания Хьюрона–Видалья. Расхождение в результатах расчета влагосодержания метана, находящегося в равновесии с водой, методом Бюкачека и методом, основанным на применении уравнения состояния, не превысило 5 % для давлений до 100 МПа и температур от 50 до 200 °С (см. рис. 2). С увеличением относительной плотности газа погрешность определения влагосодержания с помощью формулы Бюкачека возрастает, в отличие от использования метода моделирования с применением

уравнения состояния и правила смешивания Хьюрона–Видаля.

Моделирование *PVT*-свойств природных газоконденсатных смесей с учетом наличия остаточной воды в коллекторе

Для определения *PVT*-свойств пластового флюида при проектировании разработки газоконденсатных месторождений проводят комплексное физическое и математическое моделирование контактной конденсации и исследования на истощение при постоянном объеме (*constant volume depletion test, CVD*). В результате этих исследований получают величину давления начала ретроградной конденсации, прогнозные данные о динамике выпадения и последующего испарения жидкой фазы при уменьшении давления, составе и свойствах добываемой смеси, коэффициентах конденсато- и компонентоотдачи.

При этом стандартные *CVD*-тесты не учитывают наличия остаточной минерализованной воды в порах коллектора и, соответственно, ее влияния на *PVT*-свойства пластовой углеводородной системы при разработке залежи. Ни в одном из современных *PVT*-симуляторов не реализован алгоритм расчета многофазного *CVD*, который смог бы учитывать наличие минерализованного раствора воды в пластовой системе. Поэтому вопрос о математическом моделировании многофазного *CVD*-теста пластовой углеводородной системы в присутствии воды и оценке изменения основных параметров газоконденсатной смеси в процессе разработки является актуальным.

В данной работе оценивается влияние остаточной воды на *PVT*-свойства природной газоконденсатной углеводородной системы в процессе разработки с использованием математического моделирования, основанного на применении уравнения состояния Пенга–Робинсона и правила смешивания Хьюрона–Видаля, а также методов расчета многофазного равновесия.

В качестве примера выбрана высококонденсатная углеводородная смесь с небольшим содержанием диоксида углерода и сероводорода, находящаяся в пластовых условиях при высокой температуре. Источником исходных данных для создания *PVT*-модели послужил технический отчет о лабораторных исследованиях представительных проб газоконденсатной углеводородной пластовой смеси. С использованием алгоритма адаптации *PVT*-модели к экспериментальным данным, описанным в работе [14], создана модель пластовой газоконденсатной углеводородной смеси, которая с высокой точностью воспроизводит основные *PVT*-свойства системы (погрешность составляет менее 1 %), в том числе и кривые потерь насыщенного конденсата при *CVD*-тесте. Компонентный состав и основные *PVT*-свойства углеводородной смеси приведены в табл. 2.

Углеводородная смесь смешивалась с водой таким образом, что при пластовых условиях объемная доля воды равнялась 10 и 40 % (молярная доля воды – 0,33 и 0,75) соответственно.

Для углеводородной смеси, находящейся в контакте с водой, рассчитывалось давление начала ретроградной конденсации, моделировался

Таблица 2

Компонентный состав и *PVT*-свойства газоконденсатной углеводородной смеси

Параметры		Компонент	% мол.
Пластовая температура, °С	107,9	CO ₂	0,544
Пластовое давление, МПа	65,4	N ₂	0,255
Давление начала конденсации, МПа	50,5	C ₁	78,813
		C ₂	7,682
<i>Z</i> -фактор при пластовых условиях	1,48	C ₃	4,058
		<i>i</i> C ₄	0,942
		<i>n</i> C ₄	1,309
Потенциальное содержание (C ₅₊) конденсата в пластовом газе, г/ст. м ³ сухого газа	430	<i>i</i> C ₅	0,455
		<i>n</i> C ₅	0,43
Конденсатогазовый фактор, см ³ /м ³	761	C ₆	0,525
Температура сепарации, °С	12	C ₇	0,744
Давление сепарации, МПа	4,51	C ₈	0,913
Плотность стабильного конденсата, кг/м ³	793	C ₉	0,526
		C ₁₀	0,444
Молекулярная масса стабильного конденсата	159	C ₁₁₊	2,359

CVD-тест и оценивалось изменение основных *PVT*-параметров системы. По итогам проведенного моделирования выполнено сравнение кривых потерь насыщенного конденсата, а также содержания стабильного конденсата в добываемом газе от давления.

Как показано на рис. 4, 5, наличие воды в системе повышает значение давления начала ретроградной конденсации и увеличивает выпадение конденсата при близких к нему давлениях. Если в системе без воды давление начала конденсации составляло 49,04 МПа, то при объемной доле воды 0,1 давление начала кон-

денсации равняется 50,28 МПа, а при объемной доле воды 0,4 – 50,37 МПа.

В ряде экспериментальных работ [5] оценивается влияние воды на поведение *PVT*-свойств пластовой системы в процессе разработки. В этих работах указывается, что наличие воды в системе влияет на поведение природной газоконденсатной системы различным образом. Степень влияния зависит от пластовых термобарических условий и состава пластовой смеси. Данные *PVT*-моделирования для природной газоконденсатной смеси, приведенные в данной статье, коррелируются

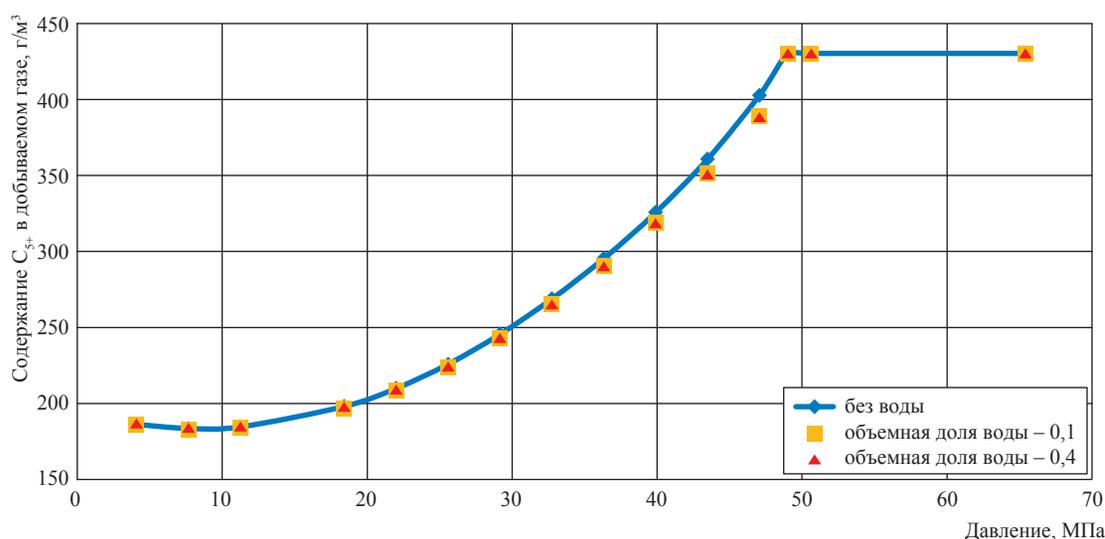


Рис. 4. Содержание стабильного конденсата в добываемом газе при различном содержании воды в системе

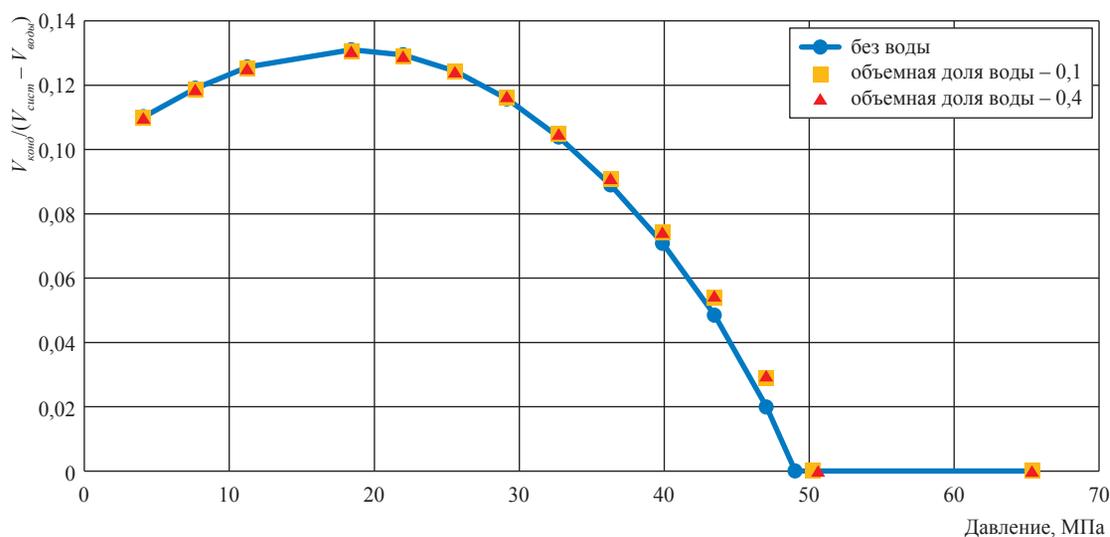


Рис. 5. Кривые потерь насыщенного конденсата по результатам *CVD*-теста при различном содержании воды в системе (*V*)

с результатами экспериментальных работ [5], что также подтверждает возможность применения предложенного метода математического моделирования для расчета *PVT*-свойств углеводородных смесей с учетом наличия остаточной воды в коллекторе.

Содержание остаточной воды в порах коллектора может влиять на *PVT*-свойства природной газоконденсатной системы в процессе разработки месторождения. Степень влияния зависит от компонентного состава газоконденсатной смеси и пластовых термобарических условий. При увеличении пластовой температуры изменение основных параметров системы становится более заметным. Это в первую очередь касается давления начала ретроградной конденсации и потерь насыщенного конденсата вблизи него.

Описанный в статье метод моделирования, основанный на использовании трехпараметрического уравнения состояния Пенга–Робинсона и правила смешивания Хьюрона–Видаля, может быть успешно использован для учета влияния остаточной воды в порах коллектора на *PVT*-свойства реальных газоконденсатных систем в процессе разработки месторождений. Использование правила смешивания Хьюрона–Видаля с коэффициентами, предложенными в статье, позволяет с высокой точностью рассчитывать влагосодержание газоконденсатной смеси в широком диапазоне давлений и температур, а также корректно моделировать трехфазное равновесие в газоконденсатных системах, содержащих воду.

Список литературы

1. Мирзаджанзаде А.Х. Разработка газоконденсатных месторождений / А.Х. Мирзаджанзаде, А.Г. Дурмишьян, А.Г. Ковалев. – М.: Недра, 1967. – 356 с.
2. Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов / Р.М. Тер-Саркисов. – М.: Недра, 1990. – 659 с.
3. Гриценко А.И. Исследование влияния воды на фазовые превращения газоконденсатных смесей / А.И. Гриценко // Газовое дело. – 1964. – № 4. – С. 3–11.
4. Лапшин В.И. Аналитическая и экспериментальная оценка влагоемкости природных газов и влияния конденсационной воды на фазовые характеристики / В.И. Лапшин, А.Н. Волков, И.М. Шафиев и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 79–85.
5. Радченко В.В. Особенности фазовых переходов углеводородных систем в присутствии воды, находящихся в различных термобарических условиях: дисс. ... канд. техн. наук / Радченко В.В. – М., 2000. – 164 с.
6. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа / А.И. Брусиловский. – М.: Грааль, 2002. – 575 с.
7. Whitson C.H. Phase behavior / C.H. Whitson, M.R. Brule. – Monograph volume 20. – 2000. – 235 p. – (SPE H.L. Doherty series).
8. Abrams D.S. Statistical thermodynamics of liquid mixtures: a new expression for the Gibbs energy of partly or completely miscible systems / D.S. Abrams, J.M. Prausnitz // AIChE Journal. – 1975. – Vol. 21 (1). – P. 116–128.
9. Fredenslund A. Group-contribution estimation of activity coefficients in non-ideal liquid mixtures / A. Fredenslund, R.L. Jones, J.M. Prausnitz // AIChE Journal. – 1975. – Vol. 21. – P. 1086.
10. Huron M.J. New mixing rules in simple equations of state for representing vapor-liquid equilibria of strongly non-ideal mixtures / M.J. Huron, J. Vidal // Fluid Phase Equilibria. – 1979. – № 3. – P. 255–271.
11. Pedersen K.S. Phase behavior of petroleum reservoir fluids / K.S. Pedersen, P.L. Christensen. – New York: CRC Press, 2007. – 407 p.
12. Намиот А.Ю. Фазовые равновесия в добыче нефти / А.Ю. Намиот. – М.: Недра, 1976. – 183 с.
13. Zaghoul J.S. Multiphase analysis of three-phase (gas – condensate – water) flow in pipes / J.S. Zaghoul // Petroleum and natural gas engineering. – 2006. – 344 p.
14. Ющенко Т.С. Методика создания адекватной *PVT*-модели природной газоконденсатной смеси / Т.С. Ющенко, А.И. Брусиловский // Газовая промышленность. – 2015. – № 1. – С. 46–50.

УДК 548.562

Г.С. Смирнов, В.В. Стегайлов

Молекулярно-динамические модели газовых гидратов и описание фазовых диаграмм

Ключевые слова: газовые гидраты, молекулярное моделирование, фазовые диаграммы, межмолекулярные взаимодействия.

Keywords: gas hydrates, molecular modelling, phase diagrams, intermolecular interactions.

Гидраты природных газов или газовые гидраты – это нестехиометрические соединения включения, в которых молекулы газа (молекулы-гости) заключены в полостях трехмерной решетки из молекул воды (каркас хозяина). Стабилизация водных клатратных каркасов, термодинамически менее стабильных, чем лед или жидкая вода при тех же условиях, обеспечивается за счет ван-дер-ваальсовых взаимодействий «гость – хозяин» [1].

Месторождения природных газовых гидратов встречаются на шельфе и в зоне вечной мерзлоты. Они активно изучаются уже более сорока лет, так как содержат большое количество метана и рассматриваются как перспективный источник топлива. Вместе с тем газовые гидраты, существующие при температурах и давлениях, близких к условиям их разложения, представляют экологическую опасность – в случае смещения теплового равновесия освободившийся метан может внести значительный негативный вклад в парниковый эффект. Поэтому знание динамических, термодинамических и механических свойств газовых гидратов важно для оценки их поведения при разработке газогидратных месторождений.

За последние годы было проведено множество теоретических, экспериментальных и компьютерных исследований газовых гидратов. Так, исследования месторождений на Аляске, в Канаде и Японии показывают, что добыча метана из природных гидратов может быть выполнена с использованием существующих технологий. Более того, около побережья Японии недавно была произведена первая в мире пробная добыча газа из месторождения в желобе Нанкай [2].

Молекулярная динамика позволяет исследовать свойства вещества на микроскопическом уровне, поэтому ее развитие привело к пониманию ряда фундаментальных свойств газовых гидратов. Были исследованы как механические, так и термодинамические свойства газовых гидратов в широком диапазоне температур и давлений для различных газовых гидратов [3–9], достигнуто определенное понимание процессов гидратообразования [10, 11].

Хотя кристаллы газовых гидратов по большей части состоят из молекул воды, их структура и свойства существенно отличаются от любых известных льдов. В отличие от льдов, которые формируются из чистого вещества, газовые гидраты не могут образовываться без молекул газа определенного размера. В природе наиболее распространены три структуры газовых гидратов – простая кубическая (КС-I), гранецентрированная кубическая (КС-II) и гексагональная (ГС-III). В «классических» клатратных гидратах молекулы воды формируют полости в форме многогранников, в которых находятся молекулы газа. Для их описания применяется обозначение n^m , где n – число ребер в грани, а m – число граней с n ребрами. Например, в элементарной ячейке структуры КС-I содержатся 46 молекул воды, которые образуют два двенадцатигранника 5^{12} и шесть четырнадцатигранников $5^{12}6^2$.

В области высоких давлений молекулы газа небольшого размера могут образовывать соединения включения с различными формами водного льда. Данные структуры представляют интерес с фундаментальной точки зрения, а также важны для понимания строения ледяных планет и лун.

Полости в газовых гидратах могут быть заполнены как полностью, так и частично. В области высоких давлений также возможно включение в полости двух и более молекул. Зная размеры полостей и гостевых молекул, можно на качественном уровне предсказывать возможность образования тех или иных клатратных структур. Так, КС-I образуется молекулами размерами от 4,2 до 6 Å (примером могут служить структуры CH_4 , C_2H_6 , CO_2 , H_2S). Маленькие (размерами меньше 4,2 Å) и большие ($6 < d < 7$ Å) молекулы формируют КС-II. Еще большие молекулы ($7 < d < 9$ Å), например изопентан или неогексан, могут формировать гексагональную структуру, заполняя большие полости. Для образования термодинамически устойчивых соединений при этом необходимо заполнение малых полостей. Они заполняются другими молекулами, например метаном, сульфидом водорода или азотом. Приведенные рассуждения справедливы только при давлениях порядка 1–100 МПа. При более высоких давлениях возможна реализация нескольких газогидратных структур в одной системе. Например, в системах «аргон – вода» и «водород – вода» обнаружено не менее четырех типов гидратов.

Для разработки месторождений гидратов необходимо знание их фазовой диаграммы. Существующие модели хорошо описывают диаграмму чистого гидрата метана в широком диапазоне давлений и температур. Однако на границу устойчивости гидратов могут влиять параметры окружающей среды, роль которых изучена хуже. Например, в пористой среде с диаметром пор меньше 55 нм наблюдается сдвиг кривой фазовой равновесия [12]. Аналогично на кривую фазового равновесия влияет наличие примесных солей в воде, что критично при разработке морских месторождений гидратов. Указанные эффекты могут быть учтены при построении многомасштабных моделей формирования и разрушения гидратов. Одним из этапов такого моделирования может выступать молекулярно-динамическое моделирование кривой плавления газовых гидратов, рассматриваемое в данной работе.

Молекулярно-динамическая модель

В основе метода молекулярной динамики лежит численное интегрирование классических уравнений движения Ньютона для системы N частиц. Свойства системы закладываются в потенциал межатомного взаимодействия. Для

расчета взаимодействия между молекулами были выбраны модели, основанные на потенциалах Леннарда–Джонса и Кулона:

$$U_{ij} = 4\epsilon_{ij} \left[\left(\frac{\sigma_{ij}}{r_{ij}} \right)^{12} - \left(\frac{\sigma_{ij}}{r_{ij}} \right)^6 \right] + \frac{q_i q_j}{r_{ij}}.$$

Коэффициенты ϵ , σ и q в потенциале выбираются для согласования с экспериментальными данными. В данной работе используются следующие параметризации: для воды – SPC/E [13], TIP4P/2005 [14] и TIP4P/ICE [15]; для метана – из работ [16, 17]. Перекрестное взаимодействие задавалось правилами Лоренца–Бертло:

$$\sigma_{ij} = \frac{\sigma_i + \sigma_j}{2}; \quad \epsilon_{ij} = \chi \sqrt{\epsilon_i \epsilon_j}.$$

Вышеуказанные потенциалы были разработаны для чистых веществ, в то же время эмпирические правила Лоренца–Бертло позволяют применять потенциалы и для газовых гидратов. Варьирование параметра χ позволяет добиться лучшего согласия с экспериментом. В статье [18] рассмотрен разработанный потенциал с $\chi = 1,07$ для модели воды TIP4P/2005, позволивший неявным образом учесть поляризационные эффекты взаимодействия молекул метана с клатратной структурой.

Расчет кривой плавления КС-I гидрата метана

Для расчета кривой плавления гидрата метана рассматривался параллелепипед, в одной половине которого находился кристалл, а в другой – смесь жидкой воды и метана. Размеры системы составляли от $2 \times 2 \times 4$ до $6 \times 6 \times 12$ элементарных ячеек (обсуждение размерного эффекта приведено ниже). Далее в ходе короткого *NPT*-расчета¹ система выводилась в желаемый диапазон температур и давлений. Для определения равновесных значений давления и температуры проводился молекулярно-динамический расчет в *NVE*-ансамбле², в ходе которого система выходила на равновесие [19].

В зависимости от начальной кинетической энергии возможны два процесса – рост

¹ Моделирование системы с фиксированными количеством частиц (N), давлением (P) и температурой (T).

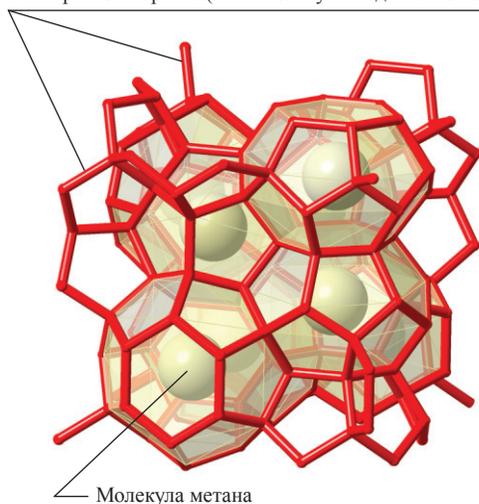
² Моделирование системы с постоянными значениями числа частиц (N), объема (V) и энергии (E).

кристалла либо его плавление. Если начальная температура системы слишком высока (или, наоборот, низка), кристалл полностью расплавится (или, наоборот, вся жидкость кристаллизуется). Такой процесс не позволит определить точку фазового равновесия, поскольку в процессе расчета должна образоваться равновесная трехфазная система «кристалл – жидкость – газ». Именно поэтому степени перегрева или переохлаждения не должны быть слишком большими. Пример КС-I гидрата метана показан на рис. 1.

Анализ показывает, что молекулы метана собираются в пузырь цилиндрической формы. Это затрудняет рост кристалла, а поверхностное натяжение может влиять на положение кривой фазового равновесия. Для уменьшения времени расчета исследовались только перегретые состояния, так как кинетика процесса плавления быстрее процесса кристаллизации.

Аналогичные расчеты кривой фазового равновесия приведены в работе М. Конде и К. Веги [20]. Они проводили длительные (до 1 мкс) вычисления молекулярно-динамических траекторий в *NPT*-ансамбле. В начале расчета в одной половине прямоугольной расчетной ячейки находится кристалл гидрата метана, в другой – его расплав. Поскольку точка фазового равновесия заранее неизвестна, в системе наблюдается рост кристалла либо его плавление. Такой процесс зависит от кинетической энергии всех молекул.

Направления водородных связей между молекулами воды в клатратном каркасе (сами молекулы воды не показаны)



Молекула метана

Рис. 1. Визуализация молекулярной модели КС-I гидрата метана

Поскольку полная энергия не является постоянной величиной, потенциальная энергия изменяется при фазовом переходе. Уменьшение потенциальной энергии соответствует росту кристалла, а ее рост – плавлению. Проводя серию расчетов с различной температурой, но постоянным давлением, можно определить равновесную температуру как среднее между наибольшей T , при которой наблюдается рост кристалла, и наименьшей T , при которой наблюдается плавление. Главным недостатком этого метода является необходимость проведения большого количества длительных расчетов, что затрудняет проверку зависимости результата от числа частиц.

В ходе расчетов выяснилось, что с увеличением размера системы увеличивается значение температуры плавления. Подобный эффект может быть вызван наличием поверхности раздела фаз, свободная энергия которой может сдвигать точку плавления. Разница становится несущественной при использовании пяти элементарных ячеек по каждому направлению в поперечном сечении, именно такая система исследовалась в дальнейших расчетах. Результаты расчетов для разных моделей воды приведены на рис. 2 [19].

Все потенциалы качественно воспроизводят вид кривой плавления, хотя в области высоких давлений наблюдается расхождение с экспериментом. Тем не менее, приведенные примеры расчетов кривой плавления КС-I гидрата метана показывают, что кривые фазовых равновесий газовых гидратов могут изучаться с использованием методов классической молекулярной динамики с достаточно высокой степенью точности (погрешность по температуре составляет ~ 20 К).

Оценка точности описания фазовых диаграмм

Атомистические модели для газовых гидратов существенным образом основаны на моделях межатомных и межмолекулярных взаимодействий. Однако описание нековалентных взаимодействий из первых принципов представляет собой трудную задачу. Квантово-механические «пост-хартри-фоковские» методы сегодня только показывают будущие перспективы построения фазовых диаграмм на молекулярном уровне без учета эмпирических поправок для дисперсионного взаимодействия [23]. Хорошо развитые методы теории функци-

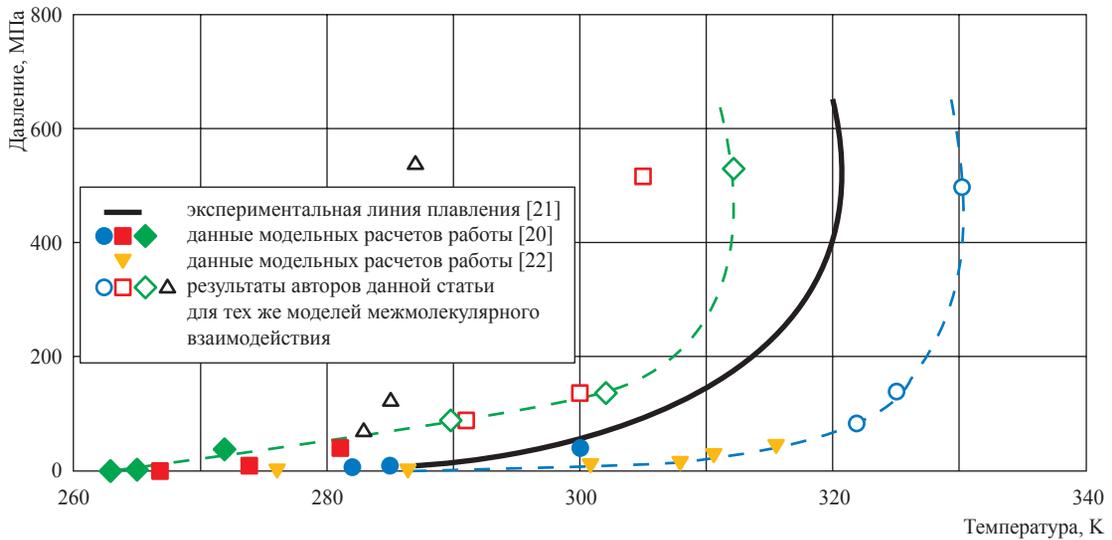


Рис. 2. Фазовая диаграмма KS-I гидрата метана:

синие символы – модель воды TIP4P/ice; красные – TIP4P/2005 ($\chi = 1$);
 зеленые – TIP4P/2005 ($\chi = 1,07$); черные – SPC/E; область между пунктирными линиями
 (интерполяциями результатов расчетов в рамках моделей TIP4P/ice и TIP4P/2005
 ($\chi = 1,07$)) иллюстрирует текущую точность определения кривой плавления
 по результатам моделирования

она электронная плотность не могут описывать дисперсионное взаимодействие, но учитывают эффекты перераспределения электронной плотности и поляризации для моделей ограниченного размера [24, 25]. Поэтому на сегодняшний день квантовые расчеты электронной структуры и первопринципная молекулярная динамика для супрамолекулярных систем не имеют существенных преимуществ по сравнению с классической молекулярной динамикой, основанной на эмпирических потенциалах взаимодействия.

Молекулярно-динамические модели для клатратных гидратов существенным образом зависят от точности описания взаимодействия между молекулами воды. Точность таких моделей сильно возросла за последнее десятилетие. Наиболее сложные модели, учитывающие поляризацию, лучше описывают структурные свойства [26] и растворимость молекул газа [27], тогда как модели без поляризации лучше подходят для описания фазовой диаграммы [28, 29].

Для оценки систематических ошибок при описании фазовых диаграмм можно применять эвристический подход, основанный на законе соответствующих состояний, который хорошо работает для простых металлов, жидкостей и газов. Взяв пять экспериментальных и

рассчитанных тройных точек на фазовой диаграмме льда (рис. 3), находим аффинное преобразование A , наилучшим образом переводящее

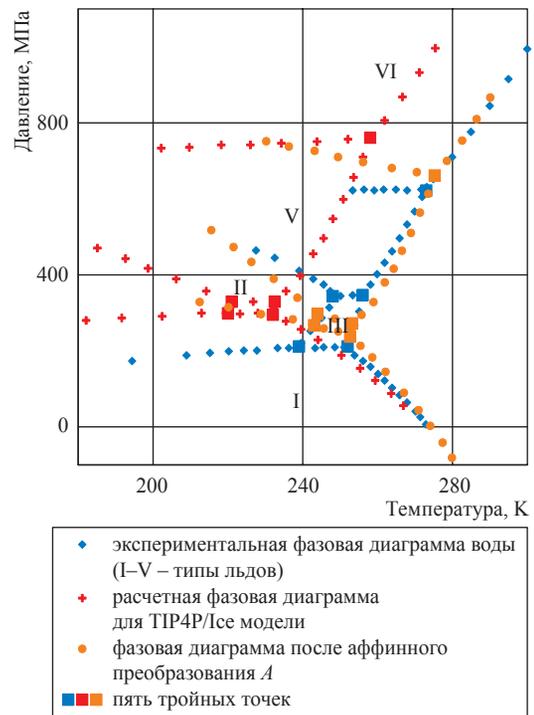


Рис. 3. Фазовая диаграмма, построенная после аффинного преобразования A , полученного по пяти тройным точкам

рассчитанную фазовую диаграмму в экспериментальную [30]:

$$\begin{pmatrix} P^{TIP4P/Ice} \\ T^{TIP4P/Ice} \\ 1 \end{pmatrix} = A \begin{pmatrix} P^{Exp} \\ T^{Exp} \\ 1 \end{pmatrix}.$$

Используя обратное преобразование, можно найти систематическую ошибку описания фазовых диаграмм газогидратных структур. Анализ показывает, что систематическая погрешность составляет порядка $\pm 0,2$ ГПа и ± 50 К [30].

В работе приведен краткий обзор свойств и приложений газовых гидратов и исследования их фазовых диаграмм методами молекулярно-

динамического моделирования. Граница трехфазного равновесия КС-I гидрата метана определена для различных моделей воды. Установлено, что модель воды TIP4P/Ice дает завышенное значение границы трехфазного равновесия, остальные модели – заниженное. Точность описания кривой плавления составляет 20 К. Проанализирована точность современных атомистических моделей межмолекулярных потенциалов для воды как основы описания газовых гидратов. Показано, что порядок систематической погрешности составляет десятые доли ГПа по давлению и десятки градусов по температуре.

Работа выполнена при частичной поддержке по гранту РФФИ 14-08-31550 мол. а.

Список литературы

- Sloan E.D. Clathrate hydrates of natural gases / E.D. Sloan, C. Koh. – 3rd ed. – CRC Press, 2007. – 701 с.
- Yamamoto K. Operational overview of the first offshore production test of methane hydrates in the Eastern Nankai Trough / K. Yamamoto, Y. Terao, T. Fujii et al. // Offshore technol. conf. – 2014. – P. 1–11.
- Westacott R. Full-coordinate free-energy minimisation for complex molecular crystals: type I hydrates / R. Westacott, P. Rodger // Chem. Phys. Lett. – 1996. – V. 262. – № 1–2. – P. 47–51.
- Moon C. Molecular dynamics study of gas hydrate formation / C. Moon, P.C. Taylor, P.M. Rodger // J. Am. Chem. Soc. – 2003. – V. 125. – № 16. – P. 4706–7.
- English N.J. Theoretical studies of the kinetics of methane hydrate crystallization in external electromagnetic fields / N.J. English, J.M.D. MacElroy // J. Chem. Phys. – 2004. – V. 120. – № 21. – P. 10247–56.
- English N.J. Molecular-dynamics simulations of methane hydrate dissociation / N.J. English, J.K. Johnson, C.E. Taylor // J. Chem. Phys. – 2005. – V. 123. – № 24. – P. 244503.
- Istomin V.A. Metastable states of gas hydrates / V.A. Istomin, V.G. Kvon, V.A. Durov // Gas Ind. Russ. – 2006. – V. 4. – P. 13–16.
- Tung Y.-T. The growth of structure I methane hydrate from molecular dynamics simulations / Y.-T. Tung, L.-J. Chen, Y.-P. Chen, S.-T. Lin // J. Phys. Chem. B. – 2010. – V. 114. – № 33. – P. 10804–13.
- Walsh M.R. Methane hydrate nucleation rates from molecular dynamics simulations: effects of aqueous methane concentration, interfacial curvature, and system size / M.R. Walsh, G.T. Beckham, C. Koh et al. // J. Phys. Chem. C. – 2011. – V. 115. – № 43. – P. 21241–21248.
- Jacobson L.C. Nucleation pathways of clathrate hydrates: effect of guest size and solubility / L.C. Jacobson, W. Hujo, V. Molinero // J. Phys. Chem. B. – 2010. – V. 114. – № 43 – P. 13796–807.
- Knott B.C. Homogeneous nucleation of methane hydrates: unrealistic under realistic conditions / B.C. Knott, V. Molinero, M.F. Doherty et al. // J. Am. Chem. Soc. – 2012. – V. 134. – № 48. – P. 19544–7.
- Turner D.J. Sensitivity of methane hydrate phase equilibria to sediment pore size / D.J. Turner, R.S. Cherry, E.D. Sloan // Fluid Phase Equilib. – 2005. – V. 228–229. – P. 505–510.
- Berendsen H.J.C. The missing term in effective pair potentials / H.J.C. Berendsen, J.R. Grigera, T.P. Straatsma // J. Phys. Chem. – 1987. – V. 91 – № 24. – P. 6269–6271.
- Abascal J.L.F. A general purpose model for the condensed phases of water: TIP4P/2005 / J.L.F. Abascal, C. Vega // J. Chem. Phys. – 2005. – V. 123. – № 23. – P. 234505.
- Abascal J.L.F. A potential model for the study of ices and amorphous water: TIP4P/Ice / J.L.F. Abascal, E. Sanz, R. García Fernández et al. // J. Chem. Phys. – 2005. – V. 122. – № 23. – P. 234511.

16. Guillot B. A computer simulation study of the temperature dependence of the hydrophobic hydration / B. Guillot, Y. Guissani // *J. Chem. Phys.* – 1993. – V. 99. – № 10. – P. 8075.
17. Paschek D. Temperature dependence of the hydrophobic hydration and interaction of simple solutes: an examination of five popular water models / D. Paschek // *J. Chem. Phys.* – 2004. – V. 120. – № 14. – P. 6674–90.
18. Docherty H. A potential model for methane in water describing correctly the solubility of the gas and the properties of the methane hydrate / H. Docherty, A. Galindo, C. Vega et al. // *J. Chem. Phys.* – 2006. – V. 125. – № 7. – P. 074510.
19. Smirnov G.S. Melting and superheating of sI methane hydrate: molecular dynamics study / G.S. Smirnov, V.V. Stegailov // *J. Chem. Phys.* – 2012. – V. 136. – № 4. – P. 044523.
20. Conde M.M. Determining the three-phase coexistence line in methane hydrates using computer simulations / M.M. Conde, C. Vega // *J. Chem. Phys.* – 2010. – V. 133. – № 6. – P. 064507.
21. Dyadin Y.A. Decomposition of methane hydrates up to 15 kbar / Y.A. Dyadin, E.Y. Aladko, E.G. Larionov // *Mendeleev Commun.* – 1997. – V. 7 – № 1. – P. 34–35.
22. Jensen L. Calculation of liquid water-hydrate-methane vapor phase equilibria from molecular simulations / L. Jensen, K. Thomsen, N. von Solms et al. // *J. Phys. Chem. B.* – 2010. – V. 114. – № 17. – P. 5775–82.
23. Ben M.Del. Second-order Møller-Plesset perturbation theory in the condensed phase: An efficient and massively parallel gaussian and plane waves approach / M.Del. Ben, J. Hutter, J. Vandevondele // *J. Chem. Theory Comput.* – 2012. – V. 8. – № 11. – P. 4177–4188.
24. Wang J. Molecular-dynamics and first-principles calculations of raman spectra and molecular and electronic structure of hydrogen clusters in hydrogen clathrate hydrate / J. Wang, H. Lu, J.A. Ripmeester et al. // *J. Phys. Chem. C.* – 2010. – V. 114. – № 49 – P. 21042–21050.
25. Zhang J. First principles molecular dynamics study of filled ice hydrogen hydrate / J. Zhang, J.-L. Kuo, T. Itaka // *J. Chem. Phys.* – 2012. – V. 137. – № 8. – P. 084505.
26. Jiang H. Molecular dynamics simulations of methane hydrate using polarizable force fields / H. Jiang, K.D. Jordan, C.E. Taylor // *J. Phys. Chem. B.* – 2007. – V. 111. – № 23. – P. 6486–92.
27. Dyer P.J. The importance of polarizability in the modeling of solubility: quantifying the effect of solute polarizability on the solubility of small nonpolar solutes in popular models of water / P.J. Dyer, H. Docherty, P.T. Cummings // *J. Chem. Phys.* – 2008. – V. 129. – № 2. – P. 024508.
28. Kiss P.T. Testing recent charge-on-spring type polarizable water models. I. Melting temperature and ice properties / P.T. Kiss, P. Bertsyck, A. Baranyai // *J. Chem. Phys.* – 2012. – V. 137. – № 19. – P. 194102.
29. Conde M.M. Note: A simple correlation to locate the three phase coexistence line in methane-hydrate simulations / M.M. Conde, C. Vega // *J. Chem. Phys.* – 2013. – V. 138. – № 5. – P. 056101.
30. Smirnov G.S. Toward determination of the new hydrogen hydrate clathrate structures / G.S. Smirnov, V.V. Stegailov // *J. Phys. Chem. Lett.* – 2013. – V. 4. – № 21. – P. 3560–3564.

УДК 553.98:536.2

Е.В. Шеберстов

Особенности массопереноса в коллекторах сланцевого газа и задачи математического моделирования

Ключевые слова: сланцевый газ, автосамодельное решение, математическая модель, массоперенос, низкопроницаемый коллектор.

Keywords: shale gas, self-similar decision, mathematical model, mass transfer, low-permeable reservoir.

Успехи разработки месторождений сланцевого газа привлекли пристальное внимание к исследованию массопереноса в коллекторах очень низкой проницаемости с повышенным содержанием органогенного материала (керогена). Одной из целей этих исследований является создание новых моделей для технологических расчетов, так как традиционные модели, по мнению многих авторов, занижают технологические показатели. Следовательно, есть основания ожидать, что изучение причин расхождений позволит уточнить проекты разработки и обосновывать более оптимистичные показатели.

Выполненные исследования показали, что в коллекторах сланцевого газа наряду с фильтрацией «по Дарси» существенную роль играют другие механизмы переноса, роль которых в пластах традиционных месторождений незначительна. Математическое описание этих процессов потребовало привлечения моделей молекулярной физики, физической химии, геомеханики. Работы по этой тематике трудно-обозримы. Они различаются областью приложений, масштабом исследуемых процессов и типом моделей. Перенос метана в угольных пластах, захоронение отходов и т.д. исследуются в масштабах пор, зерна, пласта. Применяются методы конечных разностей, сетевые модели, решеточные модели Больцмана.

В настоящей работе отражены подходы к созданию расчетных средств для исследовательских и практических задач, связанных с освоением нетрадиционных ресурсов. Рассматриваются модели макроуровня. Материалы привлеченных литературных источников сгруппированы по рубрикам: формы присутствия газа в коллекторе, отдельные (элементарные) процессы массопереноса, комплексные математические модели, численные методы.

Формы присутствия газа в коллекторе

Коллекторы месторождений сланцевого газа (shale gas) отличаются от содержащих газ плотных коллекторов (tight gas) большим количеством керогена с растворенным в нем газом. Высказаны соображения о возможности попадания части этого газа в продукцию скважин по системе пор, пронизывающих скопления керогена [1]. Таким образом, наличие газа в керогене следует рассматривать как одну из форм его присутствия в коллекторе.

Основная часть газа предположительно содержится в газообразном состоянии в порах. Это так называемый *свободный газ*. Кроме того, свободный газ находится в трещинах, часть которых имеет естественное происхождение, а часть возникает в результате проведения многостадийного гидроразрыва.

В большинстве рассмотренных работ предполагается также наличие газа в адсорбированном состоянии на поверхности порового пространства. Так как эта поверхность значительна, то значительным может быть и количество адсорбированного газа. Определения количества адсорбированного газа (метана, азота, двуокиси углерода) в ядрах месторождения Барнет (Barnett) приведены в диссертации [2]. Между перечисленными формами присутствия газа нет резкой пространственной границы. Так, между слоями адсорбированного газа и свободным газом в порах существует переходная зона [3]. Тем не менее, в качестве первого шага к созданию приближенной математической модели предположим, что каждая молекула газа отнесена к одной из

перечисленных выше форм, и содержание газа в единице объема коллектора (ρ) выражается суммой четырех слагаемых:

$$\rho = \rho^k + \rho^p + \rho^a + \rho^f = m^k C^k + m^p \rho_g + (1 - m^p) \rho_s a + m^f \rho_g, \quad (1)$$

где верхними индексами k, p, a, f отмечены величины, относящиеся к керогену, порам, адсорбированному газу и трещинам; m – объемная доля коллектора; C – массовая концентрация газа; ρ_s – плотность твердой породы; a – масса адсорбированного газа, приходящаяся на единицу массы породы; ρ_g – плотность свободного газа при пластовых термодинамических условиях:

$$\rho_g = \frac{MP}{zRT}, \quad (2)$$

где P, T – давление и температура в газе; R – универсальная газовая постоянная; M – молекулярная масса; z – коэффициент сверхсжимаемости.

Массоперенос

Для выполнения следующего шага – схематизации процессов переноса – воспользуемся концепцией мультиконтинуальной среды, в соответствии с которой предположим, что в каждой точке области, занимаемой коллектором, присутствуют четыре среды: пористая и трещинная, а также среды керогена и адсорбированного газа. Похожая схематизация предложена в статье [4].

В рамках этой схемы совокупность процессов переноса можно разбить на две группы: перенос в пределах среды и перенос из одной среды в другую. Сказанное можно зафиксировать следующей системой балансных уравнений:

$$\frac{\partial \rho^\alpha}{\partial t} + \text{div} G^\alpha + \sum_{\beta \neq \alpha} \Pi_{\alpha\beta} = 0, \quad (3)$$

где G^α – удельная поверхностная массовая скорость; $\Pi_{\alpha\beta}$ – удельная объемная интенсивность перетока из среды α в среду β , естественно, что $\Pi_{\alpha\beta} = -\Pi_{\beta\alpha}$. Таким образом, вторые члены этих уравнений выражают перенос в пределах среды, а третьи члены – обмен между средами.

В матрице и трещинах массовая скорость пропорциональна градиенту давления:

$$G^\alpha = -K^\alpha \text{grad} P^\alpha, \quad (4)$$

где $\alpha = p, f$, K^α – коэффициент переноса.

Течение по сети трещин обычно описывают законом Дарси, как в традиционных моделях порово-трещинных коллекторов [5]:

$$K^f = \frac{k^f}{\mu(P^f)} \rho_g(P^f), \quad (5)$$

где k^f – проницаемость трещинной среды; μ – вязкость газа.

Большое внимание в литературе уделяется коэффициенту переноса в пористой матрице, так как именно с этим элементом связывают одну из причин неадекватности традиционных моделей. Значительная часть запасов газа в коллекторах рассматриваемого типа содержится в порах малых размеров (1–10–100 нм). При пластовых термобарических условиях, особенно в зонах пониженного давления, эти размеры сопоставимы со средней длиной свободного пробега молекул. Однако при выводе традиционных уравнений фильтрации (например, в [5]) предполагается, что длина свободного пробега много меньше диаметра поровых каналов. Следовательно, условия применимости закона Дарси для указанного размера пор нарушаются. В частности, нарушается условие «прилипания» молекул на стенках пор, и необходимо учитывать

их проскальзывание вдоль стенок. На это обстоятельство обратил внимание Клинкенберг (1941). Он же получил связь между эффективной измеряемой в опытах на керне проницаемостью по газу (k_e) и ее истинным значением (k_∞):

$$k_e = k_\infty \left(1 + \frac{b_k}{P} \right). \quad (6)$$

В ряде работ коэффициент скольжения b_k уточняется на основе молекулярно-кинетической теории течения разреженного газа по трубе [6]. Критерием перехода к режиму проскальзывания для круглой трубки радиуса r служит число Кнудсена:

$$\text{Kn} = \frac{\lambda}{r}. \quad (7)$$

Здесь в числителе – длина свободного пробега молекул газа при тепловом движении, определяемая известным выражением [7]:

$$\lambda = \frac{1}{\sqrt{2} \pi d_M^2 n}, \quad (8)$$

где $n = N_{A,g}/M$ – число молекул газа в единице объема при пластовых термобарических условиях; d_M – диаметр молекулы; N_A – число Авогадро. При малых значениях числа Кнудсена газ можно рассматривать как сплошную среду и определять теоретическое значение проницаемости пористых сред с простой геометрией порового пространства, используя известные решения задач гидродинамики вязкой жидкости. Так, для круглой трубки на основе решения Гагена–Пуазейля получаем

$$k_e = k_\infty = \frac{r^2}{8}. \quad (9)$$

Обобщая вывод формулы Гагена–Пуазейля на течение с ненулевой скоростью газа на поверхности трубы, в работе [8] получено выражение для режима со скольжением:

$$k_e = \frac{r^2}{8} \left(1 + \frac{4c\lambda}{r} \right), \quad c \approx 1. \quad (10)$$

Видно, что учет скольжения приводит к увеличению эффективной проницаемости. Аналогичным образом можно вычислить коэффициент проницаемости, а следовательно, и коэффициент переноса, например для квадратной или щелевидной формы поперечных сечений трубки.

Помимо течения по закону Дарси и течения с проскальзыванием большинство авторов

рассматривают еще два режима: так называемый *переходный режим* и *свободное молекулярное течение*. Границы режимов и формулы для коэффициентов переноса у различных авторов варьируют. Так, авторы работ [8] и [6] считают, что модель вязкого течения справедлива при $\text{Kn} \leq 0,01$, тогда как другие авторы считают, что эта модель справедлива только при $\text{Kn} \leq 0,001$. Более или менее четкую границу режимов можно, по-видимому, получить для идеальной формы цилиндра, определенного материала стенок и определенного газа.

Для оценки коэффициента переноса в реальной среде воспользуемся общим видом выражения средней массовой скорости в цилиндре:

$$G = -K(P, \delta) \text{grad}P, \quad (11)$$

где δ – характерный размер поперечного сечения, например гидравлический радиус. В таком виде представляют и диффузию Кнудсена [7], которая служит преобладающим механизмом переноса при $\text{Kn} \geq 10$. Отталкиваясь от этого выражения и следуя стандартной процедуре [9], можно получить синтетическую модель коэффициента переноса. Для этого представим реальное поровое пространство пучком капилляров различного поперечного размера. Распределение капилляров по размерам согласуется с распределением по размерам пор в керне. Далее вводится поправка на пористость и извилистость капилляров, а также учитывается изотропность трехмерного потока. В результате всех перечисленных операций сохраняется зависимость коэффициента переноса от давления. Эту зависимость можно использовать в макромодели (4) для интерпретации лабораторных исследований или оценочных расчетов при отсутствии лабораторных данных.

Ко всему сказанному следует добавить еще одну характерную особенность рассматриваемого типа коллекторов, отмечаемую многими авторами. Речь идет о сильной зависимости транспортных характеристик пористой и трещинной сред от эффективного напряжения. Так как последнее зависит, главным образом, от порового давления, то влияние этого фактора можно учесть в рамках описанной процедуры.

Перенос в средах керогена и адсорбированного газа имеет диффузионную природу (выравнивание концентраций за счет случайного теплового движения молекул) и описывается

уравнением, формально совпадающим с законом Фика:

$$G^{\alpha} = -D^{\alpha} \text{grad} C^{\alpha}, \quad \alpha = k, a. \quad (12)$$

Обменные члены описывают переход молекул из пор в сеть трещин, из слоев адсорбированного газа в поры или трещины, из керогенного материала в адсорбционный слой. Обзор представленных в литературе моделей указанных переходов не входит в задачи настоящей работы.

Комплексная модель

Концепция мультиконтинуальных сред, примененная выше для схематизации процессов переноса, может быть использована для построения математических моделей. В теории фильтрации этот подход применялся начиная с работ Баренблатта–Желтова (1960), Уоррена–Руа (1963) и др. В ранних работах рассматривались две среды – поровая и трещинная. Позже были предложены модели трех сред (метан в угольных пластах).

Для создания модели конкретного коллектора необходимо (на основании экспериментов или иных соображений) определить, какие среды и обменные процессы необходимо учитывать. Математическая модель будет включать уравнения материального баланса для выбранных сред из числа указанных в системе (3) и модели обменных членов. При выборе определяющих переменных и соотношений между ними возникает проблема сочетания моделей различного масштаба. Так, элементарный представительный объем (ЭПО) для определения макропараметров трещинной среды (пористость, проницаемость, давление) должен содержать достаточно развитую (представительную) систему трещин. В то же время ЭПО для матрицы и керогена имеет значительно меньшие размеры, и описание взаимосвязи сред требует специального обсуждения. Применительно к модели трещинно-поровой среды эти вопросы обсуждались в работах Баренблатта, Каземи и др.

Число неизвестных в составленной таким образом системе дифференциальных уравнений не будет превосходить числа сред. Начальные и граничные условия должны описывать сценарий опыта, выполняемого на лабораторной установке, или ситуацию на реальном объекте. В большинстве опубликованных работ рассматриваются фильтрация в пористой матрице

и адсорбция. Часто также к этой системе присоединяют трещинную среду. Предложены модели для интерпретации опытов по определению проницаемости плотных образцов по результатам испытаний на нестационарных режимах.

Численная модель

Подходы к выбору численных методов и созданию расчетного инструментария для анализа течений газа в коллекторах сланцевого газа составляли основную цель настоящей работы. Во всех рассмотренных источниках использован метод конечных разностей. Наиболее часто особенности коллекторов сланцевого газа пытаются учесть путем реконструкции моделей и компьютерных программ, прошедших апробацию при расчетах традиционных объектов. По-видимому, это наиболее естественный способ создания коммерческого продукта для решения полномасштабных технологических задач. В качестве примера укажем работу [10], в которой обсуждаются способы включения в численную конечно-разностную модель специальных модулей для учета процессов адсорбции–десорбции, эффекта Клинкенберга, геомеханических эффектов.

Согласно авторскому опыту, хорошие перспективы имеет метод прямых, в соответствии с которым конечными разностями в уравнениях в частных производных заменяют пространственные производные и в результате получают систему обыкновенных дифференциальных уравнений, для решения которых имеются стандартные программы. Метод легко программируем. С его помощью довольно просто учитывается обмен газом между блоками из различных сред, если обменный член представлен моделью квазистационарного течения.

Анализ некоторых течений в системах с нестационарным обменом удастся выполнить путем линеаризации математической модели и применения преобразования Лапласа [11]. Вычислительные эксперименты, выполненные в работе [12], показали на примере процессов в трещинно-поровом пласте, что линеаризованная модель сохраняет высокую точность при довольно большом отклонении параметров от значений, при которых вычислялись коэффициенты линейной модели.

В настоящей работе остановимся подробнее на возможностях построения расчетной методики, основанной на свойстве автомодельности

решений некоторых задач. Это свойство широко используется в подземной гидродинамике. Ограничимся рассмотрением одномерных течений в трубке переменного поперечного сечения ($A(l)$), где l – расстояние, отсчитываемое вдоль оси трубки):

$$A(l) = A_0 \left(\frac{l}{l_0} \right)^n. \quad (13)$$

Значениям $n = 0, 1, 2$ соответствуют течения в линейном пласте постоянного поперечного сечения A_0 (например, в лабораторной модели пласта), осесимметричное течение (приток к вертикальной скважине в горизонтальном однородном по толщине пласте) и течение, симметричное относительно точки (приток к сферической каверне, окружающей перфорационное отверстие).

В качестве примера рассмотрим систему «пористая среда – адсорбированный газ». В математическую модель включаем уравнения материального баланса (3) для $\alpha = p, a$. Диффузию в адсорбированном газе не учитываем.

$$\frac{\partial(A\rho^p)}{\partial t} + \text{div}(AG^p) + \text{АП}_{pa} = 0. \quad (14)$$

$$\frac{\partial(A\rho^a)}{\partial t} + \text{АП}_{ap} = 0. \quad (15)$$

Предполагается, что до начала отбора система находилась в равновесном состоянии, и содержание адсорбированного газа соответствовало изотерме адсорбции, например изотерме Лэнгмюра:

$$a_\infty(P) = V_L \frac{P}{P_L + P}, \quad (16)$$

где V_L, P_L – максимальное содержание адсорбированного газа на единицу массы твердого материала и пластовое давление, при котором содержание адсорбированного газа составляет половину максимального. До начала отбора $P = P_0$, где P_0 – начальное пластовое давление.

Так как перенос газа происходит очень медленно, то допустимо принять предположение о локальном термодинамическом равновесии свободного и адсорбированного газа. Это означает, что в каждый момент времени содержание адсорбированного газа определяется по изотерме (16) при текущем давлении в порах. Тогда можно ограничиться моделью одной среды, газосодержание которой равно сумме $\rho^p + \rho^a$,

а транспортные свойства те же, что и у пористой среды. Сложив (14) и (15), получим с учетом (16) нелинейное уравнение, которое относится к параболическому типу, так как газосодержание – монотонная возрастающая функция, а коэффициент переноса положителен.

Автомодельное решение зависит от одной переменной

$$\eta = \xi / \sqrt{\tau}, \quad (17)$$

где $\xi = ll_0$; $\tau = t/t_0$; l_0, t_0 – масштабы длины и времени. После перехода к переменной (17) уравнение в частных производных преобразуется в обыкновенное дифференциальное уравнение второго порядка, которое можно представить в виде системы двух уравнений первого порядка:

$$\frac{dU}{d\eta} = -\frac{\eta}{2} c_\Phi U; \quad (18)$$

$$\frac{d\Phi}{d\eta} = \frac{U}{\eta^n}. \quad (19)$$

Здесь

$$\Phi(p) = \int_0^p \bar{K}(p) dp; \quad (20)$$

$$c_\Phi = \frac{d(\bar{\rho}^p + \bar{\rho}^a)}{d\Phi}. \quad (21)$$

Кроме того, использованы безразмерные переменные: $p = P/P_0$; $\bar{\rho} = \rho / \rho_n$ (ρ_n – плотность газа при нормальных условиях); $\bar{K} = K^p / K_0$. Граничное условие на бесконечности выражает стремление давления к начальному значению по мере удаления от скважины: $p \rightarrow 1$; $\Phi \rightarrow \Phi(1)$ при $\eta \rightarrow \infty$.

Условие на другой границе (при $\eta \rightarrow 0$) уточняется ниже. Решения краевой задачи будем определять методом «стрельбы», путем подбора начального значения для задачи Коши.

Из физических соображений ясно, что с ростом η потенциал монотонно приближается к предельному значению. Поэтому, если при некотором η_0 значение потенциала приблизилось к предельному на заданную величину, то коэффициент в уравнении (18) можно принять постоянным при $\eta \geq \eta_0$ и, интегрируя это уравнение, получим:

$$U(\eta) = U(\eta_0) \exp \left(c_\Phi \left(\frac{\eta_0^2}{4} - \frac{\eta^2}{4} \right) \right). \quad (22)$$

Подставляя это решение в уравнение (19) и интегрируя, получим выражения для предельных значений потенциалов:

$$\Phi_\infty = \Phi(\eta_0) + U(\eta_0) \exp\left(\frac{c_\Phi \eta_0^2}{4}\right) \sqrt{\frac{\pi}{c_\Phi}} \left(1 - \operatorname{erf}\left(\frac{\sqrt{c_\Phi}}{2} \eta_0\right)\right); \quad (23)$$

$$\Phi_\infty = \Phi(\eta_0) + U(\eta_0) \exp\left(\frac{c_\Phi \eta_0^2}{4}\right) \frac{1}{2c_\Phi} E_1\left(\frac{c_\Phi \eta_0^2}{4}\right). \quad (24)$$

Здесь E_1 – интегральная экспонента. Формула (23) получена для линейного пласта ($n = 0$), а формула (24) – для осесимметричного течения ($n = 1$).

Автомодельное решение для $n = 0$ описывает течение в горизонтальном однородном пласте, разделенном прямолинейной вертикальной трещиной. Давление в трещине мгновенно снижается на заданную величину и далее остается неизменным. Для трещины конечной длины это решение описывает начальную стадию притока. Задание давления в трещине эквивалентно заданию граничного значения потенциала $\Phi(0)$. Значение $U(0)$ определяется подбором так, чтобы предельное значение (23) совпадало с заданным значением на бесконечности. Очередная итерация осуществляется следующим образом. При известных начальных значениях решаем задачу Коши и на каждом шаге вычисляем предельное значение (23). Если различие между текущим и предельным значениями потенциалов мало, это означает, что предельное значение, соответствующее выбранным начальным значениям, найдено, и его можно сравнивать с заданным значением на бесконечности. Используя оценку c_Φ , можно определить интервал, в котором находится решение, и применить метод деления отрезка пополам.

Автомодельное решение при $n = 1$ служит хорошим приближением для описания притока к вертикальной скважине, работающей с постоянным дебитом. В точке $\eta = 0$ потенциал имеет особенность (логарифмическую). Алгоритм решения состоит в следующем. Выбираем некоторое значение η_0 . Считаем, что в этой точке значение потенциала задано и вычисляем из (24) значение $U(\eta_0)$. Затем решаем задачу Коши на отрезке $(0, \eta_0)$ с начальными условиями в точке η_0 . Для удобства переходим к новой переменной $x = \eta^{-1}$ и определяем предельное значение U при $x \rightarrow 0$. Этим значением определяется дебит скважины. Варьируя η_0 , можно получить решение задачи с заданным дебитом.

Для иллюстрации возможностей предложенных моделей рассмотрим течение в полосе шириной $l_0 = 100$ м, толщиной пласта 10 м. Пусть проницаемость пласта соответствует проницаемости пучка круглых капилляров одинакового радиуса r_c . Исходные данные: пористость – 0,15; пластовое давление – 200 бар; температура – 320 К; относительная плотность газа по воздуху – 0,6; вязкость газа в пластовых условиях – 0,01 сПз; $\rho_s = 2,1$ т/м³. Учитывая оценочный характер расчетов, примем $z = 1$ в уравнении состояния (2). Радиус молекул – 0,2 нм (метан). Расчетные значения критерия Кнудсена приведены в табл. 1.

Так как $z = 1$, то согласно (7), (8) длина свободного пробега и критерий Кнудсена обратно пропорциональны давлению. При давлении 20 бар величины в третьей и четвертой строчках увеличатся на порядок и окажутся в диапазоне переходного режима и режима со скольжением. Результаты расчетов приведены в двух последних столбцах табл. 2. В первой строке указаны условия базового варианта, в последующих

Таблица 1

Расчетные значения критерия Кнудсена

r_c , нм	1	10	100	1000
k_{cs} , мД	$0,125 \cdot 10^{-3}$	$0,125 \cdot 10^{-1}$	1,25	125
$\lambda(P_0)$, нм	0,32	0,32	0,32	0,32
$\text{Kn}(P_0)$	0,32	0,032	0,0032	0,00032

Таблица 2

Расчетная величина количества газа, добытого в течение 25,3 сут после пуска скважины, пересекающей трещину при гидроразрыве пласта длиной 100 м

P_L , бар	V_L , нм ³ /кг	P_1 , бар	r_c , нм	t_0 , сут	$U(0)$	$Q(t)$, млн нм ³ , $t = 25,3$ сут
20	0,003	20	10	25,3	2,01	0,804
100	–	–	–	–	2,04	0,816
–	0,001	–	–	–	1,98	0,792
–	–	100	–	–	1,35	0,540
–	–	2	–	–	2,10	0,840
–	–	–	1	2530	3,57	0,1428
–	–	–	100	0,253	1,79	7,16
–	–	–	1000	0,00253	1,76	70,400

строках – только значения, отличающиеся от первой строки. В последнем столбце приведено накопленное количество добытого газа, определяемое по формуле:

$$Q(t) = 4hl_0^2 U(0) \sqrt{t/t_0}.$$

Предполагается, что приток к трещине происходит с обеих сторон.

Близость значений $U(0)$ в двух последних строках свидетельствует о том, что начиная с размера капилляра 100 нм влияние поправки Клинкенберга практически исчезает. Такое же значение этой величины было бы и в третьей снизу строке, если бы поправка не учитывалась. Отсюда следует, что при размере капилляра 1 нм эффект от учета поправки Клинкенберга составит $3,57/1,76 = 2,04$, т.е. 104 %.

Приведенный пример показывает, как простая компьютерная модель (несколько десятков строк на Фортране) позволяет выполнить количественный анализ притока газа к трещине гидроразрыва в коллекторе сланцевого газа. В рамках принятых допущений и при наличии экспериментальных данных можно, например, исследовать совместное влияние на дебит противоблуживающих факторов: позитивное влияние адсорбции и эффекта Клинкенберга и негативное влияние увеличения эффективного сжимающего напряжения. Эти факторы, как известно, проявляются при больших депрессиях и низких забойных давлениях. Предложенная методика открывает также широкие возможности для исследования особенностей притока к вертикальной скважине.

Список литературы

1. Shabro V. Pore-scale numerical modeling of petrophysical properties with applications to hydrocarbon-bearing organic shale: diss. for the degree of doctor of philosophy / Shabro V. – The University of Texas at Austin, Dec. 2013.
2. John P. Vermynen geomechanical studies of the Barnett shale: diss. for the degree of doctor of philosophy / John P. – Stanford University, May 2011.
3. Лопаткин А.А. Теоретические основы физической адсорбции / А.А. Лопаткин. – М.: Изд-во Моск. ун-та, 1983. – 344 с.
4. Swami V. A numerical model for multi-mechanism flow in shale gas reservoirs with application to laboratory scale testing / V. Swami, A. Settari, F. Javadpour // SPE EUROPEC. – London, UK, 2013. – SPE-164840-MS. – 10.2118/164840-MS.
5. Баренблатт Г.И. Движение жидкостей и газов в пористых пластах / Г.И. Баренблатт, В.М. Ентов, В.М. Рыжик. – М.: Недра, 1984. – 211 с.
6. Абрамович Г.Н. Прикладная газовая динамика / Г.Н. Абрамович. – М.: Наука, 1969. – 824 с.
7. Кикоин А.К. Молекулярная физика / А.К. Кикоин, И.К. Кикоин. – М.: Наука, 1976. – 480 с.

8. Florence F.A. Improved permeability prediction relations for low permeability sands / F.A. Florence, J.A. Rushing, K.E. Newsham et al. // SPE rocky mountain oil & gas technology symposium. – Denver, Colorado, 16–18 Apr. 2007. – SPE 107954. – 10.2118/107954-MS.
9. Ромм Е.С. Структурные модели порового пространства горных пород / Е.С. Ромм. – Л.: Недра, 1985. – 240 с.
10. Wu Y.S. A generalized framework model for the simulation of gas production in unconventional gas reservoirs / Y.S. Wu, J. Li, D.-Y. Ding et al. // SPE Journal. – 2014. – P. 1–13.
11. Guo X. Seepage mechanism and transient pressure analysis of shale gas / X. Guo, W. Wang // Applied Mathematics. – 2013. – № 4. – P. 197–203.
12. Шеберстов Е.В. Математическое моделирование гидродинамических исследований скважин в трещинно-поровой среде / Е.В. Шеберстов, И.Ю. Корчажкина // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2012. – № 2. – С. 52–56.

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

УДК 622.279.23

Н.М. Парфенова, Л.С. Косякова, И.М. Шафиев, Е.Б. Григорьев, М.М. Орман, И.В. Заночуева

Перспективы использования газоконденсатов Южно-Киринского нефтегазоконденсатного месторождения

Ключевые слова:

газоконденсат, фракционный состав, компонентный состав, групповой углеводородный состав, бензиновые, керосиновые, дизельные фракции, газожиждкостная хроматография.

Keywords:

gas condensate, fractional composition, component composition, the group's hydrocarbon composition, gasoline, kerosene, diesel fractions, gas chromatography.

Разработка Южно-Киринского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) осуществляется по проекту «Сахалин-3», являющемуся одним из первоочередных объектов освоения Сахалинского шельфа в рамках Восточной газовой программы ПАО «Газпром». Ввод месторождения в эксплуатацию, ранее запланированный на 2018 г., перенесен ПАО «Газпром» на 2019 г. из-за необходимости корректировки оценки его запасов [1].

Южно-Киринское НГКМ расположено в пределах Киринского блока, находящегося в южной части Северо-Сахалинского прогиба (рис. 1).

Расстояние от береговой линии о. Сахалин составляет 35 км. Глубина моря в районе месторождения – 110–320 м. В 2010–2011 гг. ООО «Газфлот» были пробурены первые две скважины на Южно-Киринской структуре, выявившие промышленную газоконденсатную залежь в породах дагинского горизонта миоцена. В 2013 г. были пробурены скв. 3 и 4, в 2014 г. – скв. 5 и 6. Месторождение многопластовое. Толщина продуктивных пластов – от 14 до 26 м.

В связи с тем что в ближайшие годы запланирована промышленная эксплуатация Южно-Киринского НГКМ, исследование химической природы и направлений рационального использования конденсатов является актуальным и своевременным. Сведения, полученные для конденсатов в их исходном состоянии, особенно важны для процесса мониторинга физико-химических характеристик, изменяющихся в процессе эксплуатации месторождения.

В настоящей работе представлены результаты комплексного физико-химического исследования конденсатов из всех шести поисково-разведочных скважин месторождения: скв. 1 (I–III объекты разработки), скв. 2 (I–II объекты), скв. 3 (II объект), скв. 4 (II объект), скв. 5 (II–III объекты), скв. 6 (II–III объекты). Интервал перфорации скважин – 2655–2848 м. Исследования конденсатов включали характеристику топливных фракций и направления рационального использования конденсатов. Все исследования проводились в соответствии с действующими нормативными документами.

Общая характеристика конденсатов Южно-Киринского НГКМ

Конденсаты из скв. 1–6 Южно-Киринского ГКМ характеризуются величинами плотности 742,0–748,8 (скв. 1–3) и 750,1–754,6 кг/м³ (скв. 5–6), согласно которым конденсаты относятся к типу легких и средних соответственно. Во фракционном составе (по ГОСТ 2177) температура 10%-ного отгона изменяется в интервале 63,1–77,1 °С, 50%-ного отгона – в интервале температур 133,3–145,8 °С, 80%-ного отгона – в интервале температур 224,8–239,3 °С. Различия в обозначенных точках выкипания конденсатов составляет 12–13 °С. Конец кипения конденсатов равен 298,1–300,5 °С, остаток перегонки – 3,0–4,4 % об. Фракция, выкипающая до 200 °С, составляет примерно 73 % об.

На рис. 2 приведено сравнение конденсатов Южно-Киринского НГКМ по фракционному составу. Показано, что кривые расположены достаточно близко друг к другу (это свидетельствует о схожести фракционных составов), но не сливаются, поскольку, как было отмечено выше, наблюдается некоторое различие по температурам отгона конденсатов. Тем не менее, можно считать, что конденсаты из скв. 1–6 Южно-Киринского НГКМ схожи по фракционному составу, но не идентичны. Конденсат из скв. 4 является более тяжелым по фракционному составу по сравнению с другими конденсатами.

Компонентный состав конденсатов

Исследование компонентного состава стабильного конденсата проводилось с использованием газового хроматографа Varian CP 3800, снабженного высокоэффективной 50-метровой капиллярной колонкой с нанесенной неподвижной фазой CP-Sil 5 CB, пламенно-ионизационным детектором и автодозатором. Анализ проводился в режиме программирования температуры. Обработка результатов осуществлялась с использованием пакета прикладных программ Galaxie.

Результаты газожидкостной хроматографии (ГЖХ) показали, что протяженность ряда n-алканов составляет C_2 – C_{29} . Молекулярно-концентрационный максимум находится в области углеводорода (УВ) C_5 . Суммарное содержание n-алканов в конденсате – 26,45–29,65 % масс. Конденсаты на 43–56 % масс. состоят из фракции низкокипящих УВ C_5 – C_8 , средняя фракция C_8 – C_{16} – в количестве 34–47 % масс.

На долю высококипящих УВ C_{16} – C_{27} приходится менее 7 % масс. Изопrenoидные алканы обнаружены в количестве 2,42–4,06 % масс., из них низкокипящие IPC_{11} – IPC_{15} составляют более 50 %. Пристан и фитан в конденсате содержатся в количествах 0,30–0,44 и 0,20–0,27 % масс. соответственно.

Групповой углеводородный состав конденсата

В групповом углеводородном составе всех исследованных конденсатов (рис. 3) метановые УВ преобладают над нафтеновыми и ароматическими. В дистиллятной части конденсатов НК-300 °С содержание метановых УВ составляет 54,87–57,77 % масс., нафтеновых – 30,16–34,00 % масс. и ароматических – 9,55–15,83 % масс. На основании полученного распределения углеводородов конденсаты Южно-Киринского НГКМ можно отнести к метаново-нафтеновому типу.

Данные рис. 3 показывают, что групповые составы конденсатов достаточно схожи, но не идентичны. Из общей группы можно выделить конденсат из скв. 1 (III об.) с самым низким содержанием ароматических УВ (9,55 % масс.) и самым высоким содержанием нафтеновых УВ (34 % масс.), а также конденсат из скв. 4 (II об.) с самым высоким содержанием ароматических УВ (17,93 % масс.) и самым низким содержанием метановых УВ (50,94 % масс.). Все остальные конденсаты содержат 54,0–57,7 % масс. метановых УВ, 31,0–32,0 % масс. нафтеновых УВ и 11,4–14,2 % масс. ароматических УВ.

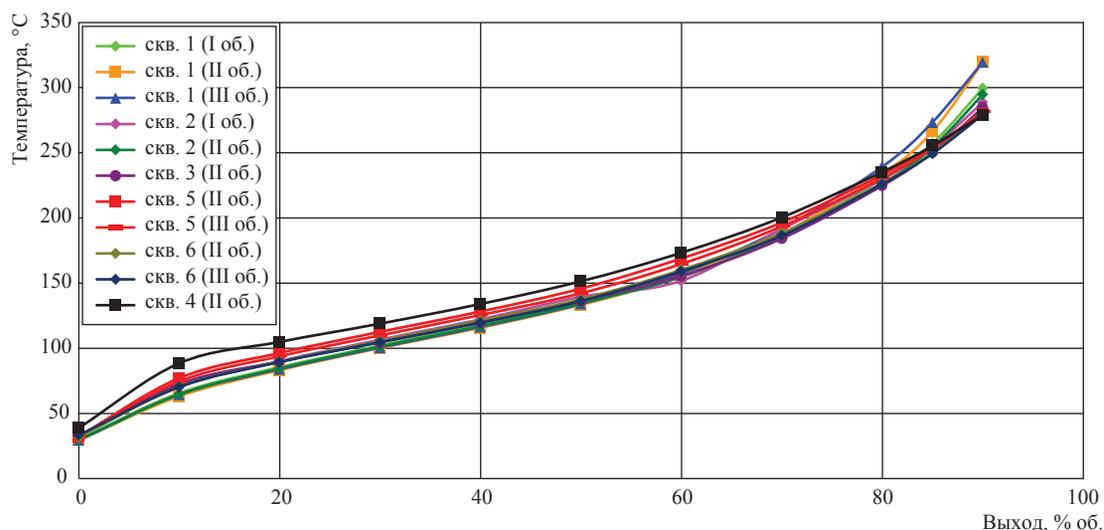


Рис. 2. Сравнение фракционных составов конденсатов из скв. 1–6 Южно-Киринского НГКМ

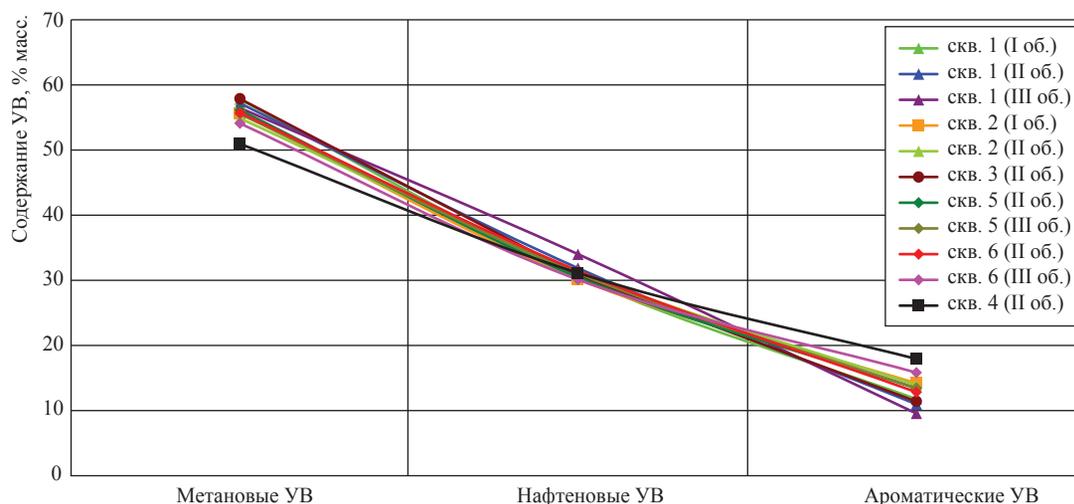


Рис. 3. Групповые углеводородные составы конденсатов из скв. 1–6 Южно-Кириинского НГКМ

Характеристика топливных фракций

С целью выбора рационального направления использования конденсатов Южно-Кириинского НГКМ на соответствие товарным топливам были исследованы бензиновые фракции НК-120 и НК-200 °С, керосиновая фракция 120–240 °С и фракция дизельного топлива 180–300 °С.

Эксплуатационные характеристики исследованных бензиновых фракций (скв. 2, 3, 6 (II об.)) приведены в табл. 1.

Бензиновые фракции конденсатов НК-120 °С характеризуются довольно высокими октановыми числами для прямогонных бензинов (69,3–71,3 п. по моторному методу и 71,3–75,2 п. по исследовательскому методу) при норме не менее 66 п. по моторному методу. Однако эти фракции не отвечают требованиям ТУ 51-03-11-88 к фракции газоконденсатной бензиновой прямо-

гонной как компоненты для автобензинов газоконденсатных прямогонных по нормируемому показателю давления насыщенных паров (норма – 66–93 кПа). Широкая бензиновая фракция НК-200 °С не отвечает требованиям ТУ 51-03-11-88 по нормируемому показателю давления насыщенных паров и величине октанового числа (всего 64,1–64,5 п. по моторному методу). Плотность и теплота сгорания для прямогонных бензиновых фракций не нормируются, но в среднем для стандартных автобензинов теплота изменяется в интервале 44100–46200 кДж/кг, а плотность составляет 712–742 кг/м³. Несомненной положительной характеристикой бензиновых фракций конденсатов является практическое отсутствие серы (0,002 % масс. для фракции НК-120 °С и 0,01 % масс. для фракции НК-200 °С) при норме не более 0,05 % масс.

Таблица 1

Эксплуатационные характеристики бензиновых фракций

Показатель	Фракция					
	НК-120 °С			НК-200 °С		
	№ скважины (№ объекта)					
	2 (II)	3 (II)	6 (II)	2 (II)	3 (II)	6 (II)
Плотность при 20 °С, кг/м ³	704,5	697,2	701,8	732,8	727,6	730,5
Вязкость кинематическая при 20 °С, мм ² /с	0,65	0,56	0,56	0,78	0,77	0,77
Октановое число, метод, п.:						
• моторный	71,3	69,3	69,8	64,1	63,7	64,5
• исследовательский	75,2	72,3	73,3	68,2	66,8	68,4
Давление насыщенных паров, кПа	1,49	1,67	1,55	0,77	1,03	0,81
Теплота сгорания, кДж/кг:						
• низшая	43800	44000	43900	43450	43700	43600
• высшая	47800	48000	47900	47050	47400	47200

На основании приведенных характеристик бензиновых фракций НК-120 и НК-200 °С их можно рекомендовать к использованию в качестве базовых для производства бензинов с последующим улучшением характеристик.

Характеристика керосиновых фракций конденсатов, выкипающих в интервале температур 120–240 °С, (скв. 2, 3, 6 (II об.)) приведена в табл. 2.

По всем показателям керосиновые фракции конденсатов, выкипающие в интервале температур 120–240 °С, удовлетворяют требованиям ГОСТ 10227-86 по нормам для марки первого сорта топлива для реактивных двигателей. Для производства топлива высшего сорта необходимо применение присадки, улучшающей вязкость фракции.

Характеристика фракций дизельного топлива, выкипающей в пределах 180–300 °С, (скв. 2, 3, 6 (II об.)) приведена в табл. 3.

Фракции дизельного топлива конденсатов, выкипающие в температурном интервале 160–300 и 180–300 °С, по всем основным показателям (плотности, фракционному составу,

цетановому числу, температурам помутнения и застывания) соответствует по норме дизтопливу марок Л и З. Однако для применения этих фракций в производстве дизельного топлива необходимы присадки, повышающие вязкость.

В заключение можно сформулировать следующие выводы.

1. Конденсаты Южно-Кириного НГКМ, отобранные из разведочных скважин 1–3, 5, 6 трех эксплуатационных объектов, по величине плотности являются конденсатами легкого (скв. 1–3 с плотностью 742,0–748,8 кг/м³) и среднего (скв. 5–6 с плотностью 750,1–754,6 кг/м³) типов. Конденсаты малопарафинистые, малосмолистые, малосернистые, по химическому составу относящиеся к метаново-нафтеновому типу. Выкипают в интервале температур НК-300 °С с остатком 5,5–6,4 % масс. По физико-химическим характеристикам и фракционному составу конденсаты схожи между собой, но не идентичны. По всем параметрам наблюдаются некоторые различия.

2. Бензиновые, керосиновые и дизельные фракции конденсатов характеризуются

Таблица 2

Характеристика керосиновых фракций конденсатов

Показатель	№ скважины (№ объекта)			Норма для марки топлива для реактивных двигателей*	
	2 (II)	3 (II)	6 (II)	ТС-1	
				сорт	
				высший	первый
Плотность при 20 °С, кг/м ³	779,6	780,7	779,7	Не менее 780 кг/м ³ **	Не менее 775 кг/м ³
Вязкость кинематическая при 20 °С, мм ² /с	1,23	1,26	1,19	Не менее 1,30	Не менее 1,25
Характеристика фракционного состава***:					
• температура перегонки, °С:					
– начало перегонки	135,4	131,3	129,0	Не выше 150	Не выше 150
– перегонка 10 % об.	145,9	146,2	144,7	Не выше 165	Не выше 165
– 50 % об.	165,8	170,2	164,5	Не выше 195	Не выше 195
– 90 % об.	213,4	219,5	213,8	Не выше 230	Не выше 230
– 98 % об.	228,8	236,1	229,1	Не выше 250	Не выше 250
• остаток от разгонки, %	1,1	1,2	1,2	Не более 1,5	Не более 1,5
• потери от разгонки, %	0,7	0,6	0,7	Не более 1,5	Не более 1,5
• температура начала кристаллизации, °С	Ниже –60	Ниже –60	Ниже –60	Не выше –60	
• массовая доля ароматических УВ, %	17,5	15,0	20,4	Не более 22	Не более 22

* ГОСТ 10227-86 «Топлива для реактивных двигателей».

** ГОСТ 3900-85 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности».

*** ГОСТ 2177-99 «Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава».

Таблица 3

Характеристика фракций дизельного топлива конденсатов

Показатель	№ скважины (№ объекта), фракция			Норма для марки дизтоплива*	
	2 (II), 160–300 °С	3 (II), 180–300 °С	6 (II), 180–300 °С	Л	З
	Плотность при 20 °С, кг/м ³	802,9	814,8	811,4	Не более 860
Плотность при 15 °С, кг/м ³	806,4	818,1	814,7	–	–
Вязкость кинематическая при 20 °С, мм ² /с	2,11	2,56	2,54	3,0–6,0	1,8–5,0
Характеристика фракционного состава***:					
• температура перегонки, °С:					
– 50 % об.	206,5	225,0	220,6	Не более 280	Не более 280
– 95 % об.	265,5	271,4	268,7	Не более 360	Не более 340
• температура помутнения, °С					
	–41	–41	–41	Не выше –5	Не выше –25
• температура застывания, °С					
	–59	–50	–58	Не выше –10	Не выше –35
• цетановое число, ед.(расчетное**)					
	45	46,6	47,0	Не менее 45	Не менее 45

* ГОСТ 305-82 «Топливо дизельное. Технические условия».

** ГОСТ 27768-88 «Топливо дизельное. Определение цетанового индекса расчетным методом».

высокими выходами, благоприятными химическими составами и высоким уровнем основных эксплуатационных характеристик, что позволяет рекомендовать эти фракции в качестве основы для получения соответствующих топлив.

3. Рекомендуются два варианта переработки конденсатов Южно-Киринского НГКМ:

- топливный вариант – использование бензиновых, керосиновых и дизельных фракций

конденсатов в качестве основы в процессах получения топлив различных марок;

- нефтехимический вариант – производство ценного углеводородного сырья для нефтехимии из легкой части конденсатов (до 150 °С): метилциклогексана, толуола, ксилолов, поскольку содержание их в конденсатах заметно: метилциклогексана – 4,4–4,7 % масс.; толуола – 2,4–2,6 % масс., ксилолов – 3–4 % масс.

Список литературы

1. «Газпром» переносит ввод Южно-Киринского месторождения на 2019 год // Oil&Gas J. Russia. – 2014. – № 6. – С. 10.

УДК 622.279.23/4

Л.С. Косякова, Н.М. Парфенова, В.Ю. Артемьев, И.М. Шафиев, М.М. Орман

Геохимические исследования газоконденсатов Южно-Киринского нефтегазоконденсатного месторождения

Ключевые слова:

газоконденсат, компонентный состав, бензиновые фракции, геохимические показатели, газожидкостная хроматография, инфракрасная спектроскопия.

Keywords:

gas condensate, component composition, gasoline fractions, geochemical characteristics, gas chromatography, infrared spectrometry.

Южно-Киринское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) расположено в пределах Киринского блока проекта «Сахалин-3», который является для ПАО «Газпром» первоочередным объектом освоения восточного шельфа России. Месторождение находится в Охотском море на северо-восточном шельфе о. Сахалин на расстоянии 35 км от берега и в 6 км на юго-восток от Киринского месторождения. Глубина моря в районе месторождения меняется в интервале 110–320 м. Южно-Киринская структура является одной из крупных структур, выявленных с помощью сейсморазведки на Киринском блоке (рис. 1).

В 2010–2014 гг. на этой структуре ООО «Газфлот» были пробурены шесть скважин, установивших промышленную газоконденсатную залежь в дагинском горизонте. Залежь многопластовая. Толщина продуктивных пластов – от 14 до 26 м. В скв. 1 установлены три газоконденсатных объекта, в остальных по два объекта являются газоконденсатными. Все исследуемые конденсаты отобраны с глубин менее 3000 м (2655–2854 м).

Установлено, что современная структура прогиба была сформирована в результате нескольких этапов тектогенеза. Для двух из них – камчатского (поздний мел-палеоген) и сахалинского (плиоцен-четвертичное время) были характерны высокоамплитудные вертикальные подвижки [1].

Методами 3D-сейсморазведки были обнаружены амплитудные аномалии в кровле дагинской толщи в юго-западной части пласта. Аномальная зона обусловлена газонасыщением относительно высокопористого коллектора-песчаника, который выклинивается глинистыми фациями на восток к своду структуры [2].

В связи с наличием аномальных зон в толще дагинского горизонта и очень сложной тектоникой представлялось интересным выявить геохимические особенности компонентного состава конденсатов по площади Южно-Киринского месторождения. Схема расположения скважин приведена на рис. 2.

Кроме того, принимая во внимание, что Южно-Киринское НГКМ в настоящее время находится в стадии не только освоения, но и изучения геолого-технологических



Рис. 1. Расположение Южно-Киринского месторождения в структуре Киринского блока

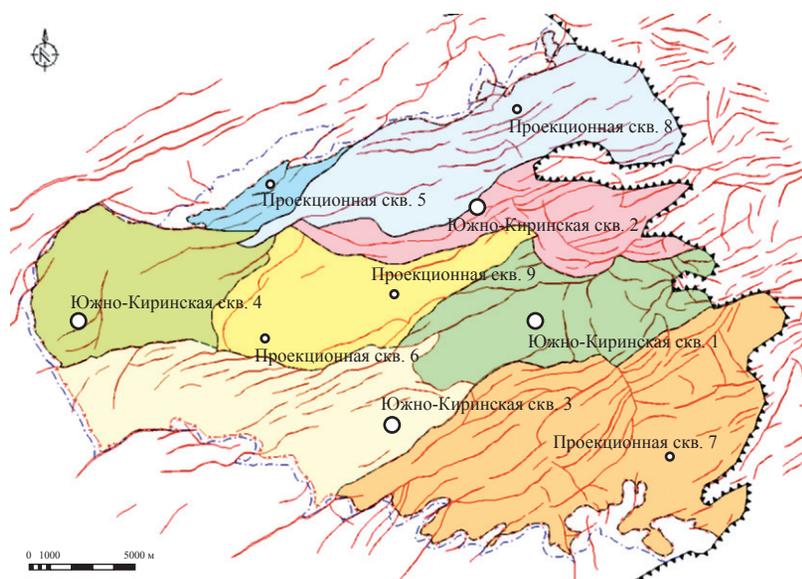


Рис. 2. Схема расположения скважин на Южно-Киринском месторождении

условий, актуальным представлялось исследование геохимических параметров конденсатов, полученных из поисково-разведочных скважин в их первоначальном состоянии, не измененном в результате промышленной эксплуатации.

В настоящей работе представлены результаты физико-химических и геохимических исследований конденсатов из шести пробуренных скважин, включающие газохроматографические и ИК-спектрометрические методы.

Физико-химические исследования

Физико-химические характеристики стабильных конденсатов определялись экспериментально в процессе лабораторного анализа в соответствии с требованиями действующих ГОСТов и методик. Стабилизация конденсатов проводилась на лабораторной установке дегазации при 50 °С.

В результате физико-химических исследований было установлено, что газоконденсаты Южно-Киринского НГКМ относятся к конденсатам легкого и среднего типов с величиной плотности 742,0–748,8 кг/м³ (скв. 1–4) и 750,1–754,6 кг/м³ (скв. 5, 6). Конденсаты малопарафинистые (содержание парафина составляет 0,15–0,60 % масс.), малосмолистые (содержание смол силикагелевых – 0,09–0,22 % масс.), с низкими температурами помутнения ((–29)–(–43) °С) и застывания (ниже –60 °С). Отличительной особенностью конденсатов является низкое содержание серы (0,03–0,04 % масс.). Все конденсаты выкипают

в интервале температур НК–300 °С с остатком 5,5–6,4 % масс., однако не являются идентичными по фракционному составу. По групповому углеводородному составу конденсаты относятся к метаново-нафтеновому типу.

Бензиновые фракции НК–200 °С, необходимые для изучения геохимических параметров, были получены разгонкой конденсатов на автоматической установке фракционированной разгонки нефтей фирмы Fisher. Исследования компонентного состава конденсатов проводились на приборах фирмы Varian с использованием капиллярной газожидкостной хроматографии и инфракрасной спектрометрии в средней ИК-области спектра.

Газохроматографические исследования

Результаты газохроматографического исследования представлены в табл. 1 и показывают, что конденсаты как по площади, так и по разрезу месторождения имеют среднюю протяженность ряда нормальных алканов в 26–29 атомов углерода, молекулярно-концентрационный максимум расположен в основном в области низкокипящих углеводородов (УВ) C₅ (в конденсате из скв. 4 он сдвинут в область более тяжелого УВ C₇). Конденсаты легкие. На долю наиболее лабильных, выкипающих до 125 °С УВ C₅–C₈ приходится от 40 до 55 % масс. УВ с температурой кипения, превышающей 125 °С (фракция C₈–C₁₆), обнаруженных в количестве 33–50% масс. Фракция твердых парафинов незначительна (менее 1 % масс.).

Таблица 1

Геохимические показатели конденсатов Южно-Киринского НКМ

№ скважины (№ объекта)	1 (I)	1 (II)	1 (III)	2 (I)	2 (II)	3 (II)	4 (II)	5 (II)	5 (III)	6 (II)	6 (III)
Интервал, м	2750–2760	2680–2697	2655–2669	2789–2890	2702–2738	2792–2810	2817,5–2848	2829–2848	2797–2815	2838–2854	2777–2797, 2807–2822
Ряд n-алканов	C ₂ –C ₂₆	C ₂ –C ₂₆	C ₂ –C ₂₆	C ₂ –C ₂₈	C ₂ –C ₂₇	C ₂ –C ₂₇	C ₂ –C ₂₈	C ₂ –C ₂₈	C ₂ –C ₂₉	C ₂ –C ₂₈	C ₂ –C ₂₇
Концентрационный максимум	C ₅	C ₅	C ₅	C ₅	C ₅	C ₅	C ₇	C ₅	C ₅	C ₅	C ₅
Параметры по компонентному составу											
• SC ₅ –C ₈ на конденсат	55,31	56,32	53,41	48,83	49,93	46,93	39,18	42,96	42,63	44,77	48,07
• SC ₈ –C ₁₆ на конденсат	34,85	33,46	37,23	42,73	38,86	43,48	50,23	46,63	46,26	44,58	41,84
• SC ₁₆ –C _n на конденсат	2,24	1,58	1,8	2,91	2,49	5,92	7,84	5,96	6,93	5,72	4,71
• SC ₂₅ –C _n на конденсат	0,02	0,02	0,02	0,05	0,03	0,24	0,12	0,09	0,12	0,09	0,06
• SC ₂₀₊ на конденсат	0,21	0,15	0,16	0,35	0,21	0,32	0,56	0,45	0,6	0,37	0,32
• % отн. n-алканов	30,6	30,82	28,58	29,16	29,65	26,45	25,35	27,56	27,83	27,27	27,2
• % ароматических УВ	6,15	5,75	4,67	7,4	7,59	5,43	9,58	6,68	6,46	6,54	8,77
• % нафтенов	10,39	10,69	9,91	9,83	10,28	9,1	8,92	8,97	8,93	9,16	10,43
• % отн. ациклических изопренов	2,84	2,42	2,74	3,3	2,81	3,37	4,38	3,86	4,06	3,78	3,17
• ациклические изопрены / нормальные алканы	0,09	0,08	0,1	0,11	0,09	0,13	0,17	0,14	0,15	0,14	0,12
• метилциклогексан (МЦГ) / nC ₇	1,02	1,05	0,99	1,14	1,26	1,07	1,45	1,12	1,11	1,13	1,32
Генетические показатели											
• K _{неф} = nC ₁₅ + nC ₁₇ / 2nC ₁₆	1,03	1,05	1,03	1,04	1,05	1,01	1,02	1,01	1,01	1,02	1,03
• пристан / фитан	1,79	1,67	1,59	1,78	1,89	1,61	1,82	1,74	1,76	1,65	1,8
• пристан / C ₁₇	1,38	1,67	1,92	0,98	1,02	1,38	0,89	0,92	0,9	1,12	0,89
• фитан / C ₁₈	1,05	1,41	1,6	0,75	0,77	1,19	0,66	0,72	0,67	0,92	0,69
• K _i = пристан + фитан / C ₁₇ + C ₁₈	1,24	1,56	1,78	0,88	0,92	1,3	0,79	0,83	0,8	1,04	0,81
Алканные коэффициенты											
• C ₁₃ –C ₁₅ / C ₁₅ –C ₁₉	1,31	1,49	1,47	1,34	1,43	1,29	1,15	1,22	1,11	1,27	1,24
• C ₁₅ –C ₁₉ / C ₁₉ –C ₂₃	3,78	3,85	3,63	3,52	4,66	3,42	3,34	3,44	3,08	3,44	3,75
Тип флюида	Конденсаты газоконденсатонефтяных залежей с большими нефтяными оторочками										
Цвет	Бесцветный Лимонный										

* K_{неф}, K_i – алкановые коэффициенты, рассчитанные по компонентному составу.

Можно отметить, что в конденсатах из скв. 1–3 и 6 содержание низкокипящих УВ выше, чем высококипящих. Для конденсатов из скв. 4 и 5 наблюдается обратная тенденция – доля высококипящих УВ в них на 5–10 % превышает долю низкокипящих.

Компонентный состав УВ в исследуемых конденсатах достаточно близок, но не идентичен. Содержание нормальных алканов изменяется в пределах 26,45–30,82 % масс. Изопреноидные алканы обнаружены в количестве 2,42–4,06 % масс. На долю низкокипящих ароматических и нафтеновых УВ приходится соответственно 4,67–8,77 и 8,92–10,69 % масс.

Несколько отличается конденсат из скв. 4, в котором обнаружено наименьшее содержание н-алканов (25,35 % масс.) и наибольшее содержание изопреноидных алканов (4,38 % масс.). Также для конденсата из скв. 4 можно отметить и самое высокое значение отношения МЦГ / нС₇, равное 1,45, косвенно характеризующее обогащенность конденсата нафтеновыми УВ.

Для характеристики типа конденсатов использовались алкановые коэффициенты, рассчитанные по компонентному составу. Показано, что они изменяются в близких пределах ($K_1 = C_{13} - C_{15} / C_{15} - C_{19} = 1,11 - 1,49$; $K_2 = C_{15} - C_{19} / C_{19} - C_{23} = 3,8 - 4,66$) и позволяют классифицировать данные конденсаты в соответствии с классификацией Тихомирова и Остроухова [3] как конденсаты газоконденсатнонефтяных залежей с большими нефтяными оторочками.

Генетические показатели, такие как коэффициент нечетности (1,01–1,05), отношение «пристан / фитан» (1,59–1,89) исследуемых конденсатов, также достаточно близки и позволяют предположить смешанный тип основного органического вещества.

Однако необходимо отметить, что по величинам отношений «пристан / нС₁₇» и «фитан / нС₁₈» конденсаты Южно-Киринского НГКМ дифференцируются на две группы. Для конденсатов из скв. 1, 3 эти отношения заметно больше 1, для остальных конденсатов – меньше или близки к 1. Такая же тенденция наблюдается и для коэффициента K_p , значения которого свидетельствуют о низкой степени преобразованности флюида.

Наряду с компонентным составом алкановых УВ исследовался индивидуальный состав бензиновых фракций НК-200 °С, и на его основе рассчитывался групповой углеводородный состав бензинов. Результаты представлены в табл. 2.

В групповом составе бензиновых фракций преобладают метановые УВ в количестве 53,59–61,21 % масс. Среди них доминируют изо-алканы (29,75–34,27 % масс.). На нормальные алканы приходится 24,42–29,75 % масс. Нафтеновые УВ обнаружены в количестве 24,42–31,99 % масс. Из них циклогексановые УВ составляют 13,40–16,24 % масс., циклопентановые УВ – 11,31–16,02 % масс. На долю ароматических УВ приходится 7,22–15,98 % масс.

Анализ данных расширенного группового состава бензинов показал их сходство. Но можно отметить, что состав бензиновой фракции конденсата из скв. 4 несколько отличается (как и сам конденсат) от бензинов, полученных из конденсатов других скважин. Так, в нем самое низкое содержание метановых УВ (52,61 % масс.), содержание нафтеновых УВ, напротив, самое высокое – 34,09 % масс. Также заметно преобладание циклогексановых УВ (18,69 % масс.).

По данным исследования индивидуального состава бензиновых фракций рассчитывались углеводородные соотношения, предложенные

Таблица 2

Групповой состав бензиновых фракций

Углеводороды	№ скважины (№ объекта)										
	1 (I)	1 (II)	1 (III)	2 (I)	2 (II)	3 (II)	4 (II)	5 (II)	5 (III)	6 (II)	6 (III)
Метановые:	58,46	58,87	59,64	55,07	53,59	59,00	52,61	55,06	55,11	61,21	57,88
• изо-алканы	33,33	33,56	34,27	30,65	29,75	33,15	28,73	30,32	30,42	33,50	31,85
• н-алканы	25,13	25,31	25,37	24,42	29,75	25,85	23,88	24,74	24,69	27,71	26,03
Нафтеновые:	26,64	27,41	27,50	24,42	26,29	26,97	34,09	26,78	26,53	31,57	31,99
• циклогексановые	13,40	13,72	13,62	14,07	14,32	13,72	18,69	14,26	14,21	15,30	16,24
• циклопентановые	12,85	13,03	13,15	11,95	11,31	12,62	15,24	11,79	11,67	16,02	15,33
Ароматические	11,29	10,51	9,27	14,75	15,98	10,82	13,30	14,71	14,78	7,22	10,13

В.А. Чахмахчевым [4], определяющие генетическую зональность углеводородных систем (первичные, промежуточной зоны и вторичные). Установлено [4], что для вторичных конденсатов предложенные соотношения в численном выражении являются наименьшими, для первичных – наибольшими.

В табл. 3 представлены углеводородные соотношения бензиновых фракций для конденсатов Южно-Киринского НГКМ в сравнении с обобщенными данными по о. Сахалину (месторождения Одоптинское, Пильгун-Астохское, Чайвинское, Лунское, Киринское) [5]. Данные, полученные в результате изучения конденсатов Южно-Киринского НГКМ, хорошо коррелируют с данными по шельфу северо-восточного

Сахалина. Численные значения углеводородных соотношений бензиновых фракций конденсатов Южно-Киринского НГКМ позволяют отнести исследуемые флюиды к вторичным конденсатам.

Для определения степени катагенетической преобразованности флюидов Южно-Киринского НГКМ были использованы коэффициенты, рассчитанные по индивидуальному составу бензинов, предложенные В.А. Чахмахчевым, Т.Л. Виноградовой, К. Томпсоном и др. [6]. Численные значения коэффициентов представлены в табл. 4.

Можно заметить, что значения коэффициентов термической зрелости для исследуемых флюидов Южно-Киринского НГКМ

Таблица 3

Углеводородные соотношения бензиновых фракций

Соотношения	№ скважины						Залежи		
	1	2	3	4	5	6	Н*, ГК** (вторичные)	Н (переходного состояния), ГК (промежуточной зоны)	ГК (первичные)
н-алканы/ изо-алканы	0,75	0,8	0,78	0,81	0,82	0,80	0,72–0,85	0,74–1,18	0,90–0,98
$\sum \text{ЦГ}^{****} / \sum \text{ЦП}^{*****}$	1,05	1,21	1,09	1,39	1,21	1,20	1,29–1,36	1,45–2,05	1,64–2,76
ЦГ/МЦП ^{*****}	0,75	0,83	0,76	0,92	0,84	0,83	0,86–0,92	0,92–1,03	0,96–1,43
ЦГ/нС ₆	0,55	0,66	0,57	0,86	0,65	0,67	0,57–0,67	0,81–1,53	0,72–1,91
Цикланы/алканы	0,47	0,49	0,46	0,55	0,49	0,49	0,48–0,60	0,55–0,95	0,75–1,08
Бензол/нС ₆	0,14	0,25	0,18	0,56	0,23	0,29	0,07–0,29	0,14–0,35	0,70–1,07
Толуол/нС ₇	0,67	1,03	0,67	1,52	0,87	1,05	0,28–1,43	0,90–1,99	2,74–4,37

* Нефтяные.

** Газоконденсатные.

*** Циклогексан.

**** Циклопентан.

***** Метилциклопентан.

Таблица 4

Коэффициенты термической зрелости флюидов

Параметр	№ скважины					
	1	2	3	4	5	6
T_1	1,75	1,82	1,79	1,87	1,83	1,78
T_2	0,43	0,42	0,43	0,41	0,44	0,43
$K_{м6}$	0,47	0,45	0,46	0,44	0,47	0,46
$K_{м7}$	0,41	0,38	0,41	0,35	0,41	0,40
$\sum \text{ЦГ} / \sum \text{ЦП}$	1,05	1,21	1,09	1,39	1,21	1,20
н-алканы / изо-алканы	0,75	0,80	0,78	0,81	0,82	0,80
H (гептановый индекс)	27,83	28,04	27,93	27,46	29,18	28,30
I (изогептановый индекс)	1,31	1,34	1,32	1,37	1,35	1,32

Здесь:

$$T_1 = (2\text{МГ} + \text{МГ}) / (1,2\text{ДМЦП}_t + 1,3\text{ДМЦП}_c);$$

$$T_2 = \text{нС}_7 / (\text{ЦГ} + 1,3 \text{ДМЦП}_t + 1,3\text{ДМЦП}_c + 1,2\text{ДМЦП}_t + 1,2\text{ДМЦП}_c + 1,1,3\text{ТМЦП});$$

$$K_{м6} = \text{нС}_6 / (\sum i\text{-C}_6 + \text{ЦГ} + \text{МЦП});$$

$$K_{м7} = \text{нС}_7 / (\sum i\text{-C}_7 + \text{МЦП});$$

$$H = \text{нС}_7 / (\text{УВ от ЦГ до МЦГ}) 100 \%;$$

$$I = (2\text{МГ} + 3\text{МГ}) / (1,3\text{ДМЦП}_c + 1,3\text{ДМЦП}_t + 1,2\text{ДМЦП}_t);$$

ДМЦП – диметилциклопентан; ТМЦП – тетраметилциклопропан.

достаточно близки и соответствуют зоне слабого мезокаатагенеза (МК₁–МК₂).

Инфракрасные исследования

При исследовании флюидов Южно-Киринского НГКМ в комплексе физико-химических методов применялась инфракрасная спектроскопия (ИКС), позволяющая судить о химическом составе и получать экспресс-информацию о структурных группах и связях, их относительном содержании в составе флюида. Для характеристики полученных спектров использовался набор спектральных коэффициентов, представленных в табл. 5.

Исследовались флюиды скважин 1–6. Данные обрабатывались по схеме, основанной на анализе полос поглощения (п.п.) в диапазоне волновых чисел 450–1800 см⁻¹ и сравнении их с реперными полосами. Работа проводилась

на ИК-спектрометре с Фурье-преобразованием NE 3100 Excalibur фирмы Varian.

По виду ИК-спектров конденсаты характеризуются индивидуальными признаками, анализ которых показал следующее (рис. 3):

- на спектре конденсатов фиксируется большое число полос поглощения;
- п.п. 1607 см⁻¹, оценивающая содержание ароматической фракции в конденсатах, выражена интенсивно;
- п.п. 675 (бензол), 463 и 427 (толуол), 741 (п-ксилол), 767 (м-ксилол) см⁻¹ четко фиксируются в спектрах, что указывает на значимое содержание в составе ароматической фракции конденсатов данных индивидуальных соединений;
- п.п. 727 см⁻¹ сильно перекрывается п.п. 720–724 см⁻¹, связанной с колебаниями метиленовых групп парафиновых цепей. Данный

Таблица 5

Спектральные коэффициенты

Коэффициент	Описание
$A_1 = D_{1607} / D_{722}$	Условное отношение ароматических структур к парафиновым
$A_6 = D_{1607} / D_{1460}$	Условное содержание ароматических структур
$H_1 = D_{967} / D_{722}$	Условное отношение нафтеновых структур к парафиновым
$H_2 = D_{967} / D_{1460}$	Условное содержание нафтеновых структур
$P = D_{1379} / D_{1460}$	Коэффициент разветвленности структур
$\Pi_2 = D_{722} / D_{1460}$	Условное содержание парафиновых структур
$A_{13} = D_{761} / D_{741}$	Условное отношение моно- к сумме моно- и бициклической ароматики
$K = D_{805-810} / D_{1608}$	Условное отношение бицикло- и выше ароматики по отношению к суммарной ароматической фракции

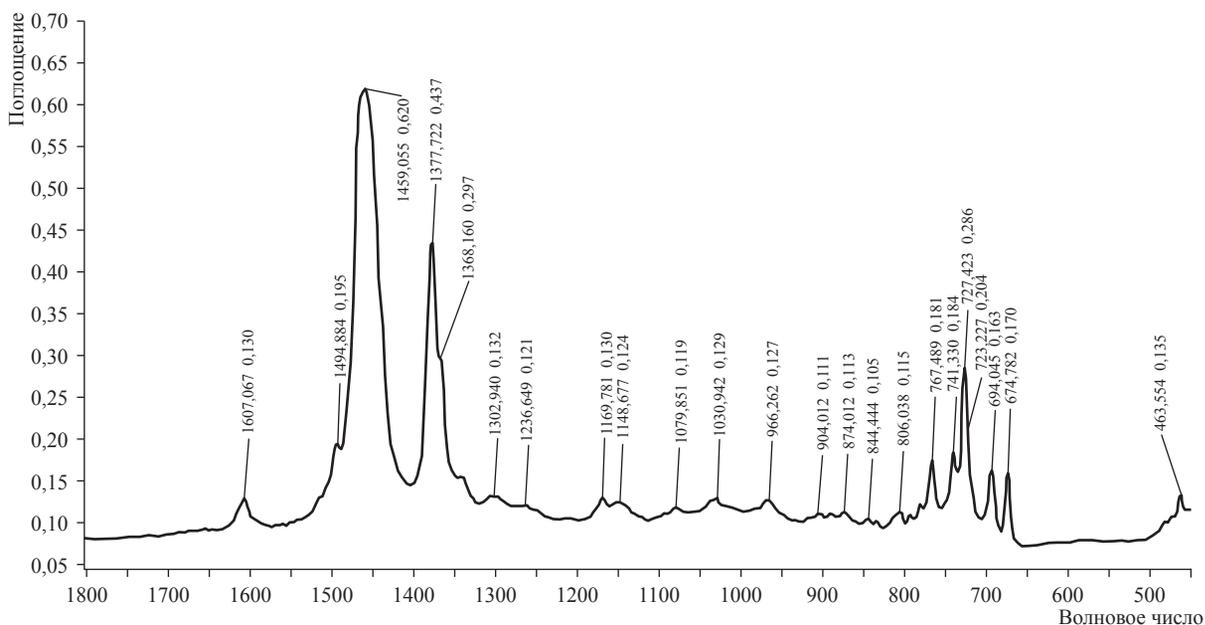


Рис. 3. Характерный инфракрасный спектр конденсатов Южно-Киринского НГКМ

Таблица 6

Спектральные коэффициенты конденсатов

№ скв. (№ об.)	A_{13}	K	A_1	P	H_1	A_6	H_2	P_2
1 (III)	0,99	0,89	0,73	0,75	0,69	0,18	0,18	0,24
1 (II)	1,02	0,86	0,72	0,73	0,68	0,19	0,19	0,26
1 (I)	1,00	0,90	0,73	0,66	0,65	0,19	0,18	0,26
2 (II)	1,02	0,86	0,68	0,65	0,69	0,21	0,19	0,30
2 (I)	1,03	0,84	0,67	0,62	0,74	0,22	0,21	0,33
3 (II)	1,00	0,84	0,68	0,63	0,68	0,18	0,18	0,26
4 (II)	1,03	0,87	0,67	0,62	0,58	0,21	0,18	0,31
5 (III)	1,00	0,88	0,64	0,67	0,61	0,19	0,18	0,30
5 (II)	1,01	0,89	0,65	0,67	0,63	0,19	0,19	0,30
6 (III)	1,01	0,85	0,65	0,64	0,59	0,20	0,19	0,31
6 (II)	1,01	0,90	0,67	0,72	0,65	0,21	0,20	0,31

факт приводит к снижению точности определения положения максимумов полос поглощения, характерных для $(CH_2)_n$ -групп. Несмотря на это, условно рассчитанная полоса 723 см^{-1} позволяет говорить о высоком содержании в составе длинноцепочечных (количество звеньев CH_2 более 6) парафиновых структур;

- наличие четких п.п. $965\text{--}970$ и $1030\text{--}1032\text{ см}^{-1}$, характеризующих циклопарафиновые (нафтеновые) структуры, указывает, что данный класс соединений представлен значительным числом гомологов как в виде изолированных, так и конденсированных ($1160\text{--}1170\text{ см}^{-1}$).

Анализ спектров в диапазоне п.п. $4400\text{--}450\text{ см}^{-1}$ показал, что нафтены представлены как циклопентановыми (2926 см^{-1}), так и циклогексановыми (2956 см^{-1}) структурами, причем шестичленные превалируют над пятичленными. Основными структурами, зафиксированными в составе изученных проб, являются линейные парафиновые структуры.

Спектральные коэффициенты, представленные в табл. 6, указывают на высокое сходство составов изученных углеводородных систем. Отмечается и некоторый разброс значений величин спектральных коэффициентов для параметров A_1 , P , P_2 .

Таким образом, данные инфракрасной спектроскопии показали высокое сходство составов конденсатов Южно-Киринского НГКМ при наличии определенных специфических различий.

Оценка типа исследованных флюидов по величине спектральных коэффициентов A_{13} и K ($A_{13} > 1$; $K < 1$) и контрольных п.п. $1458\text{--}1459$, 806 , 727 см^{-1} позволяет отнести все исследованные пробы к группе конденсатов.

Анализ физико-химических и геохимических данных по составу конденсатов Южно-Киринского НГКМ позволяет сделать следующие выводы.

1. Конденсаты из шести разведочных скважин Южно-Киринского месторождения схожи по фракционному и компонентному составам, но не идентичны, образованы из органических веществ смешанного типа.

2. По групповому углеводородному составу конденсаты относятся к метаново-нафтеновому типу.

3. По алкановым коэффициентам флюиды Южно-Киринского НГКМ относятся к конденсатам газоконденсатнонефтяных залежей с нефтяными оторочками.

4. По соотношениям углеводородов бензиновых фракций флюиды Южно-Киринского НГКМ являются вторичными конденсатами.

5. Конденсат из скв. 4 имеет некоторые отличия от других конденсатов месторождения, что возможно связано с расположением данной скважины на западной оконечности структуры.

6. Полученные выводы будут дополнены исследованиями конденсатов из пробуренных в 2015 г. скв. 7 и 8.

Список литературы

1. Дзюбло А.Д. Геологическое строение и нефтегазоносность Киринского блока шельфа о. Сахалин / А.Д. Дзюбло, О.А. Шнип, К.Э. Халимов // Нефть, газ и бизнес. – 2013. – № 3.
2. 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.
3. Чахмахчев В.А. Геохимические и палеогеотермические аспекты оценки перспектив нефтегазоносности / В.А. Чахмахчев, Т.П. Волкова // Геология нефти и газа. – 1994. – № 6.
4. Чахмахчев В.А. Геохимия процесса миграции углеводородных систем / В.А. Чахмахчев. – М.: Недра, 1983.
5. 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.
6. 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.

УДК 551.49:553.98

Д.В. Люгай, В.И. Лапшин, А.Н. Волков, А.А. Константинов

Особенности состава, свойств и фазовых характеристик пластовых смесей глубокозалегающих залежей нефтегазоконденсатных месторождений ПАО «Газпром»

Ключевые слова:

аномально высокое пластовое давление, давление, залежь, конденсатоотдача, конденсат, коэффициент извлечения конденсата, недонасыщенность, фазовая диаграмма, эксперимент.

Keywords:

abnormally high formation pressure, pressure, reservoir, condensate recovery, condensate, condensate recovery factor, unsaturation, phase diagram, experiment.

Определение газоконденсатных характеристик пластовых систем глубокозалегающих залежей (особенно со сложным составом пластового газа) сопряжено со значительными трудностями: большой глубиной, аномально высоким пластовым давлением (АВПД), высоким содержанием C_{5+} , возможным содержанием агрессивных компонентов H_2S , CO_2 .

На примере глубокозалегающих залежей Астраханского, ачимовских залежей Уренгойского и юрских отложений Песцового месторождений в статье отражены порядок проведения газоконденсатных исследований, результаты определения состава пластового газа, физико-химических характеристик конденсата и термодинамических характеристик пластовых смесей.

Астраханское газоконденсатное месторождение (ГКМ) открыто в 1976 г., введено в эксплуатацию в 1986 г., является уникальным по запасам, составу и термобарическим условиям залегания пластовых флюидов [1]. Продуктивные горизонты башкирских органогенных известняков среднего карбона образуют ряд залежей с высоким содержанием кислых компонентов. Глубина залегания – 3800–4100 м, пластовое давление – 61 МПа, пластовая температура – 383 К.

При проведении начальных газоконденсатных исследований использовались зарубежные передвижные сепарационные установки Porta-Test в антикоррозионном исполнении [1]. Были изучены газоконденсатные характеристики скв. 32, 40, 58, 73, 42, 43, 45 при различных депрессиях на пласт (от 9,0 до 52,0 МПа). Давление и температура сепарации, при которых проводили отбор проб газа и конденсата, изменялись от 3,36 до 7,62 МПа и от 301 до 315 К.

Результаты газоконденсатных исследований скважин Астраханского ГКМ указывают на существенные изменения состава и свойств пластовой смеси по площади [1]. Эти изменения наиболее показательны для преобладающих в пластовой смеси сероводорода, углекислого газа, метана и C_{5+} . Максимальное содержание сероводорода (25–30 % мол.) и углекислого газа (18–20 % мол.) отмечается в скв. 8, 26, 55, 58, 73; на скв. 16, 32, 42 содержание сероводорода составляет 22–23 % мол., углекислого газа – 10 % мол., снижаясь к скв. 40, соответственно, до 16,5 и 8 % мол. Между содержанием сероводорода и углекислого газа в пластовых смесях скважин наблюдается определенное соотношение, которое в среднем составляет 1,7–1,8.

Содержание метана в пластовой смеси распределяется следующим образом: в центральной и западной частях месторождения (скв. 8, 26, 58, 72, 73) оно составляет 40–50 % мол. и увеличивается в восточной части (скв. 4-И, 16, 32, 40, 42) до 55–65 % мол. Изучение распределения конденсатогазового фактора (КГФ) показало, что в центральной части залежи (скв. 8, 58, 73) его значение составляет 300–350 $см^3/м^3$ стабильного конденсата, западнее и восточнее (скв. 5, 16, 32) происходит снижение КГФ до 270–240 $см^3/м^3$, еще значительно он снижается к периферийной части залежи (скв. 40, 72) – до 176–120 $см^3/м^3$. Изменение по площади потенциального содержания C_{5+} в пластовой смеси Астраханского ГКМ колеблется в пределах от 220 до 280 $г/м^3$ газа сепарации в центральной части месторождения и резко снижается к периферии (скв. 40, 72), где составляет 120–150 $г/м^3$.

Конденсаты, извлекаемые из пластового газа Астраханского ГКМ, тяжелые, плотность фракции C_{5+} – на уровне 0,799–0,825 г/см³, молекулярная масса – 139–156. Результаты фракционной разгонки конденсатов различной плотности показывают, что конец кипения жидких углеводородов (УВ) находится в диапазоне 596–633 К, более тяжелому конденсату соответствует больший остаток при температуре отгона 633 К. Наблюдаемая на Астраханском ГКМ дифференциация конденсатов по плотности и другим свойствам связана как с геологическими особенностями зоны отбора, так и с технологическими условиями испытаний и эксплуатации скважин. Важнейшим показателем разработки газоконденсатного месторождения является изменение компонентного состава в процессе добычи пластового газа (рис. 1).

Существенная недонасыщенность пластовой системы определяет незначительное изменение состава добываемой продукции в процессе разработки Астраханского ГКМ. Это связано с тем, что давление в дренируемых зонах эксплуатационных скважин в основном поддерживается на уровне и выше давления начала конденсации.

Процессы, происходящие в дренируемых зонах скважин с низкими давлениями на УППГ-1 и УППГ-2 Астраханского ГКМ, существенно не изменяют характеристики добываемой пластовой смеси.

Согласно результатам исследований [2], проведенных на установках *PVT* [3], давление начала конденсации уменьшается при увеличе-

нии содержания кислых компонентов. Так, при отсутствии сероводорода и углекислого газа в газоконденсатных системах с незначительным содержанием C_2 , C_3 , C_4 и содержанием конденсата около 260–270 г/м³ газа сепарации (плотностью 0,800 г/см³) давление начала конденсации находится в интервале 56–58 МПа. При добавлении в систему смеси сероводорода и углекислого газа (35–40 % мол.) снижение давления начала конденсации достигает 16–18 МПа, о чем свидетельствуют изотермы дифференциальной конденсации пластовых газов, полученные на установках *Magra PVT*, *Ruska PVT* [3] Астраханского ГКМ и приведенные на рис. 2. Давление начала конденсации изменяется от 39 до 43 МПа. Максимальная конденсация наблюдается на давлении 12–17 МПа. Составы пластового газа скв. 42, 43, 73, 402, 721, 68 Астраханского ГКМ приведены в табл. 1.

На рис. 3 приведена фазовая диаграмма газоконденсатных смесей (ГКС) Астраханского ГКМ с различным содержанием C_{5+} [4], которая показывает, что системы, аналогичные по составу пластовой системе Астраханского ГКМ при термобарических условиях, характерных для газоконденсатных пластов, ведут себя как ретроградная газоконденсатная смесь. Переход в жидкостное состояние систем, подобных Астраханской, при пластовых температурах 383 К наступает при содержании C_{5+} , превышающем 800 г/м³, что значительно выше содержания конденсата, полученного при исследовании пластовой системы Астраханского ГКМ.

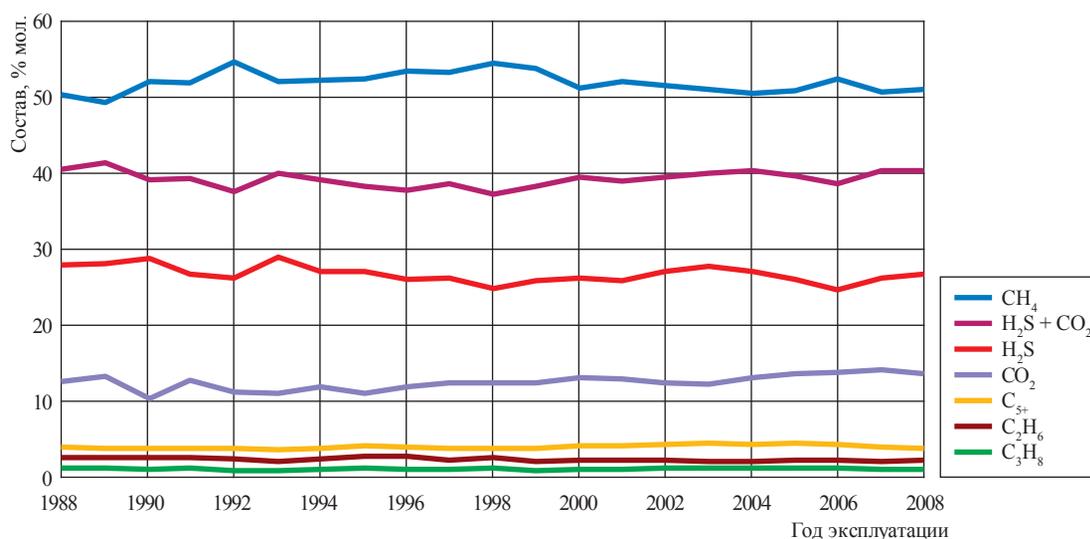


Рис. 1. Динамика изменения состава пластовой смеси Астраханского ГКМ

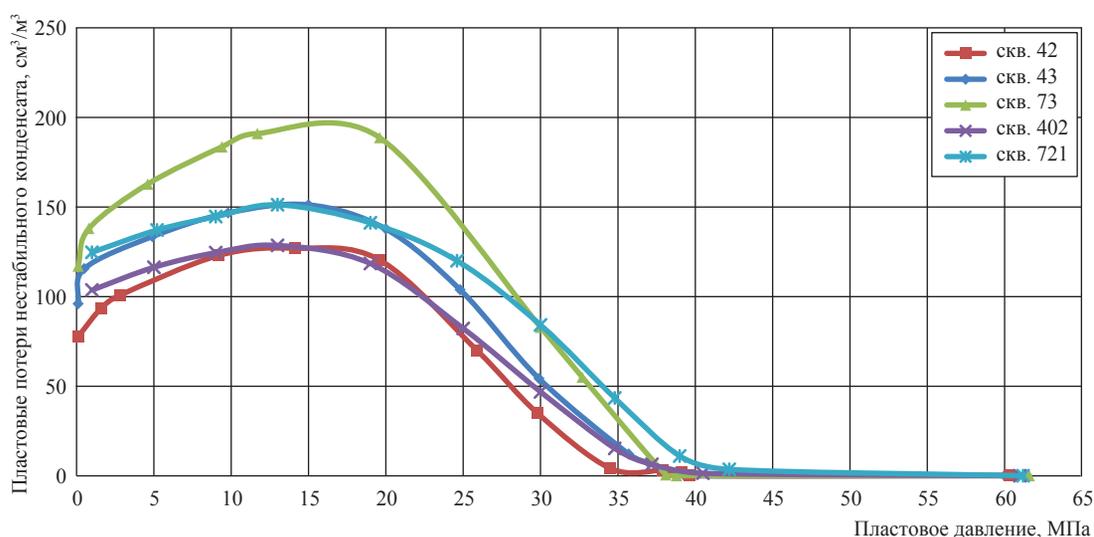


Рис. 2. Изотермы дифференциальной конденсации пластовых систем Астраханского ГКМ: начальное пластовое давление – 61 МПа; температура – 383 К

Таблица 1

Характеристика пластовых систем скважин Астраханского месторождения

Компонент	Состав пластовых систем, % мол.					
	№ скважины					
	42	43	68	73	402	721
CH ₄	54,24	55,48	55,63	47,30	53,37	55,93
C ₂ H ₆	2,80	1,99	2,10	1,39	2,63	2,27
C ₃ H ₈	1,89	0,94	0,74	0,81	0,91	0,97
C ₄ H ₁₀	1,05	0,17	0,52	0,71	1,11	0,79
C ₅₊ H	3,53	3,95	3,70	4,73	4,05	4,19
H ₂ S	23,64	21,45	22,83	27,42	23,65	23,50
N ₂	1,15	0,42	0,38	0,49	0,30	0,04
CO ₂	12,10	15,61	14,10	17,15	14,33	12,39
Сумма	100	100	100	100	100	100
Плотность (C ₅₊), г/см ³	0,805	0,812	0,825	0,816	0,811	0,806
Содержание УВ C ₅₊ на 1 м ³ газа сепарации, г/м ³	221	237,3	254,0	320,0	264,1	270,2
Коэффициент извлечения конденсата (КИК)	0,690	0,680	0,620	0,635	0,655	0,666

Одним из авторов статьи изучалось влияние содержания в пластовом газе Астраханского ГКМ конденсата (УВ C₅₊) и его свойств на конденсатоотдачу [1]. Рекомбинированные пробы составлялись из газов сепарации и нестабильных конденсатов, отобранных из скв. 8, 42, 43, 68, 72, 73. При выборе скважин для исследований учитывали изменение содержания УВ C₅₊ в пластовом газе по площади месторождения. Полученные результаты (рис. 4а) свидетельствуют, что КИК на Астраханском ГКМ при полном истощении может достигать 0,72. Конденсатоотдача достаточно тесно коррелируется с плотностью конденсата. Ее увеличение сопровождается увеличением давления начала конденсации и,

соответственно, снижением коэффициента извлечения конденсата (рис. 4б).

Увеличение конденсатосодержания приводит к снижению конденсатоотдачи. Явной связи между КИК и содержанием в пластовой смеси кислых компонентов в интервале изменения содержания H₂S + CO₂ от 36 до 51 % не установлено. Следует отметить, что более широкий диапазон изменения содержания H₂S и CO₂ (особенно H₂S) несомненно существенно повлияет на коэффициент извлечения конденсата, учитывая его влияние на величину давления начала конденсации.

Баланс распределения конденсата (C₅₊) при снижении пластового давления, полученный при исследовании на Астраханском ГКМ

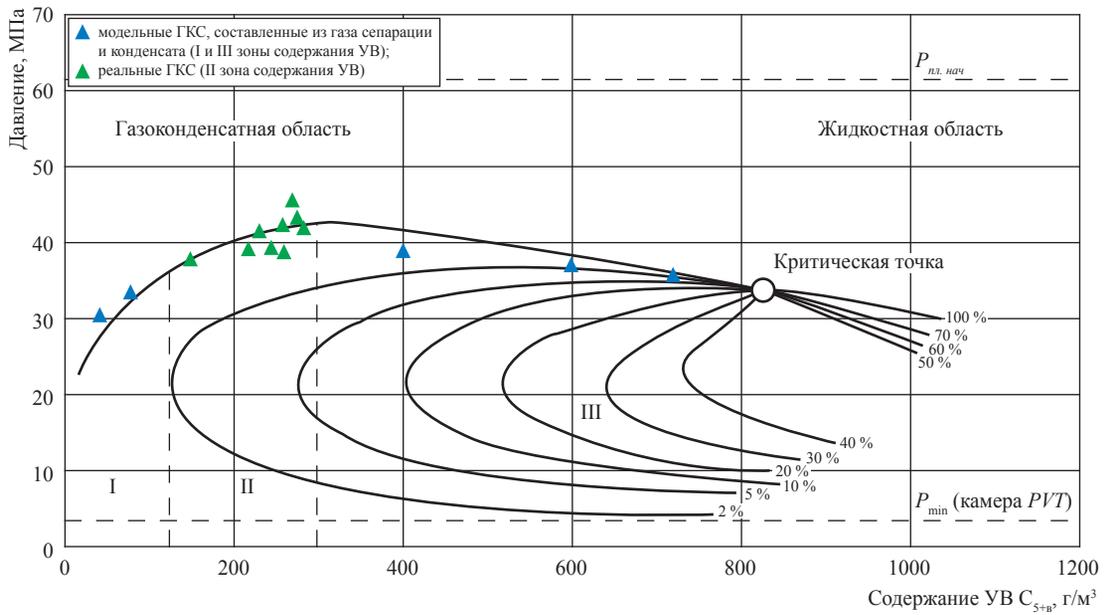


Рис. 3. Фазовая диаграмма газоконденсатных смесей Астраханского ГКМ с различным содержанием C₅₊: плотность – 0,825 г/м³; температура – 383 К; P_{пл. нач} – начальное пластовое давление; P_{мин} – минимальное давление

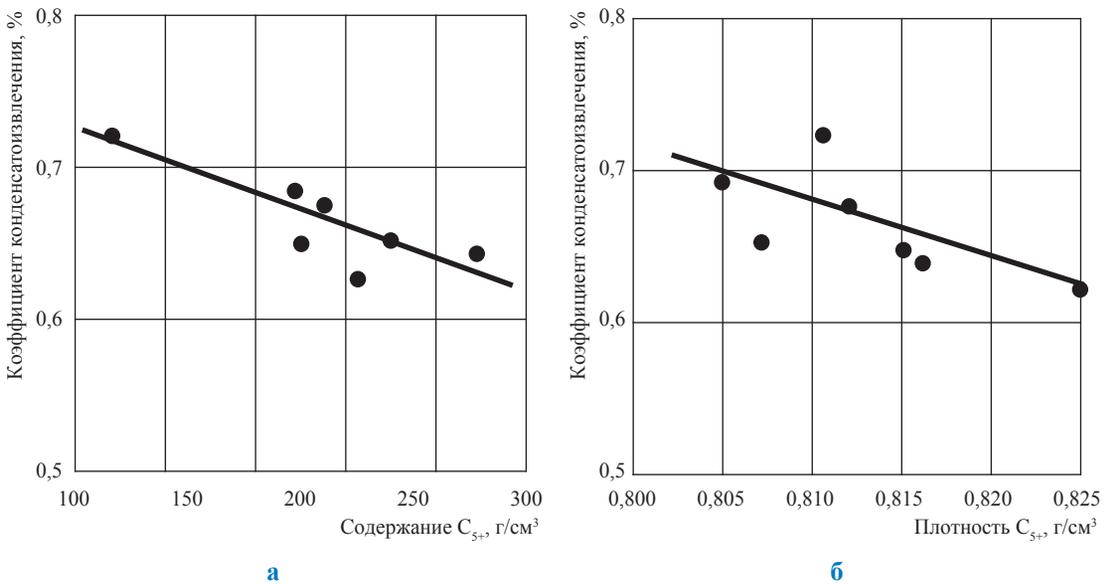


Рис. 4. Зависимость коэффициента извлечения конденсата пластовых систем Астраханского ГКМ: а – от содержания H₂S + CO₂; б – от плотности конденсата

пластового газа усредненного состава (плотность C₅₊ – 0,805 г/см³), приведен на рис. 5. Существенное снижение углеводородов C₅₊ в пластовом газе наблюдается при снижении пластового давления ниже 35 МПа.

Ачимовская песчано-глинистая толща Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) выделяется в низах мела

(сортымской свиты). Проницаемые ачимовские отложения представлены пачками переслаивающихся песчано-алевритовых пластов, разделенных аргиллитами. В Уренгойском районе в объеме ачимовской толщи выделено шесть песчано-алевритовых горизонтов-макролинз (Ач₁, Ач₂, Ач₃₋₄, Ач₅, Ач₆), характеризующихся значительной геологической неоднородностью

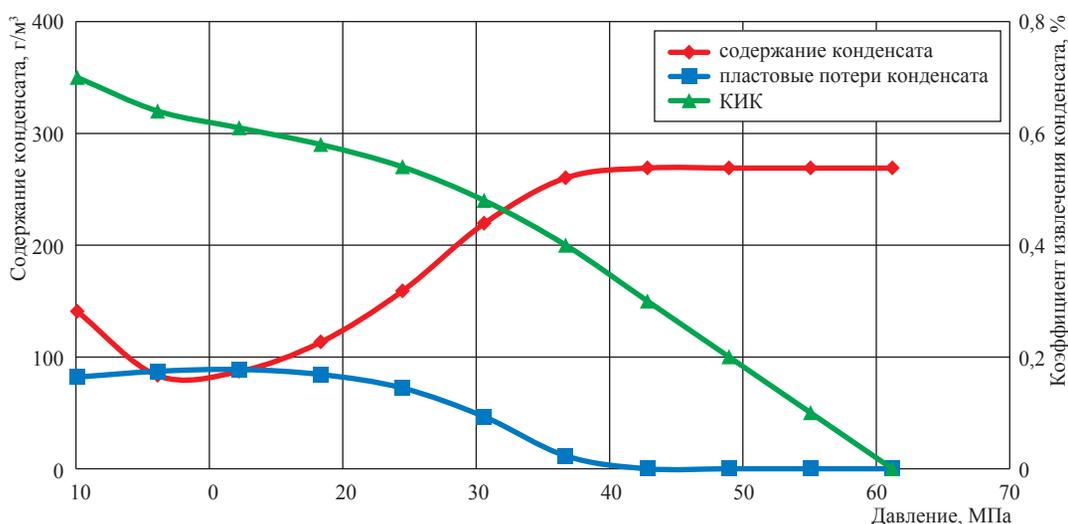


Рис. 5. Баланс распределения конденсата в процессе разработки залежей Астраханского ГКМ

как по разрезу, так и по площади. Песчаники и алевролиты ачимовской толщи характеризуются низкими коллекторскими свойствами. Наиболее изученными являются пласты $A_{ч_{3,4}}$, $A_{ч_5}$: глубины залегания – 3600–3800 м, пластовые давления составляют 57–63 МПа, температуры – 100–110 °С. Залежи по типу тектонически и литологически экранированные. Основные запасы пласта $A_{ч_{3,4}}$ сосредоточены в южной и северной залежах. По пласту $A_{ч_5}$ выделяют три крупные залежи – северную, юго-восточную и юго-западную.

Газодинамические исследования скважин проводились методом непрерывного отбора промышленного газа. Давление сепарации по залежи $A_{ч_{3,4}}$ менялось от 4,2 до 6,1 МПа, температура – от 18 до (–17) °С при дебитах газа 41–525 тыс. м³/сут. Скорость потока у башмака насосно-компрессорных труб (НКТ) – от 0,91 до 6,6 м/с. По залежи $A_{ч_5}$ при давлениях и температурах сепарации в диапазонах 2,1–6,1 МПа и 6–(–16) °С дебиты газа составляют 13,3–282,5 тыс. м³/сут. Скорость у башмака НКТ – от 0,1 до 3,9 м/с.

Лабораторные и *PVT*-исследования пластовых смесей ачимовских залежей проводились в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» под руководством д.т.н. Т.Д. Островской. Характерным для состава пластовой смеси (табл. 2) является высокое содержание промежуточных углеводородов (C_2 – C_4) – 8–15 % мол.

По фракционному составу конденсаты тяжелые, конец кипения жидких углеводородов –

более 360 °С, плотность фракции C_{5+} – на уровне 0,78 г/см³. Протяженность ряда нормальных алканов – до C_{40} . В групповом углеводородном составе на фракцию (НК-400 °С) содержание ароматических УВ сравнительно высокое – 10–17,9 % масс., нафтеновых – 40–60 % масс., метановых – 45,2 % масс.

На установках *PVT* [3] проведены эксперименты по контактной и дифференциальной конденсации пластовых систем залежей $A_{ч_{3,4}}$, $A_{ч_{3,4-5}}$, $A_{ч_5}$, на пробах, отобранных из скв. 774 ($A_{ч_{3,4-5}}$), 716 ($A_{ч_{3,4}}$), 705 ($A_{ч_{3,4-5}}$), 778 ($A_{ч_{3,4}}$), 727 ($A_{ч_{3,4}}$), 440 ($A_{ч_5}$), 732 ($A_{ч_{3,4}}$). Потенциальное содержание конденсата находится в пределах 169–447 г/м³ на газ сепарации. Изотермы дифференциальной конденсации пластовых систем этих скважин представлены на рис. 6.

При исследовании фазового состояния пластовых систем ачимовских залежей в начальных пластовых условиях установлено, что углеводороды $C_{5+в}$ находятся в газообразном состоянии. Давление начала конденсации ниже начального пластового давления на 15–26 %. Значение давлений максимальной конденсации колеблется от 11,8–19,6 МПа. Фазовая диаграмма ГКС ачимовских залежей ($A_{ч_{3,4, 5}}$) Уренгойского НГКМ с различным содержанием C_{5+} приведена на рис. 7. В отличие от диаграммы ГКС Астраханского ГКМ критическая точка будет фиксироваться при содержании C_{5+} выше 1000 г/м³, до достижения этого значения смесь находится в однофазном газообразном состоянии.

Таблица 2

Характеристика пластовых систем скважин Уренгойского НГКМ

Компонент	Состав пластовых систем, % мол.						
	№ скважины						
	774	716	705	778	727	440	732
CH ₄	82,7	86,37	77,06	83,44	78,92	82,94	83,5
C ₂ H ₆	6,76	6,07	7,64	7,16	7,68	6,9	7,68
C ₃ H ₈	2,99	2,25	4,67	2,8	4,64	2,76	2,55
iC ₄ H ₁₀	0,74	0,56	1,21	0,7	1,17	0,78	0,67
nC ₄ H ₁₀	0,73	0,61	1,48	0,79	1,36	0,89	0,71
C ₅ H _{12+в}	5,61	2,89	6,93	4,13	5,2	4,87	4,05
N ₂	0,16	0,25	0,27	0,17	0,26	0,39	0,16
CO ₂	0,31	1	0,74	0,81	0,77	0,47	0,68
Сумма	100	100	100	100	100	100	100
Плотность (C ₅₊), г/см ³	0,785	0,788	0,780	0,788	0,786	0,779	0,779
Содержание УВ C ₅₊ на 1 м ³ газа сепарации, г/м ³	338	169	447	248	325	288	228
КИК	0,57	0,7	0,52	0,63	0,58	0,48	0,62

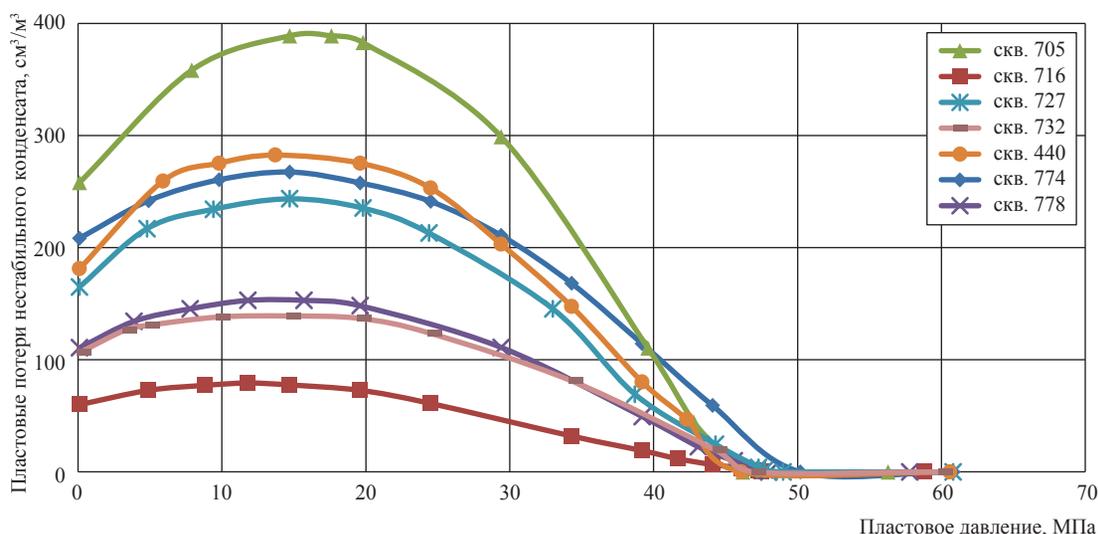


Рис. 6. Изотермы дифференциальной конденсации пластовых смесей ачимовских залежей Уренгойского НГКМ

Экспериментальное определение величины извлечения конденсата из недр по исследованным скважинам показало, что величины последних находятся в пределах 0,52–0,7.

На величину извлечения конденсата из недр оказывают следующие факторы: потенциальное содержание конденсата в пластовом газе, его состав, термобарические условия нахождения залежей, степень насыщенности пластовой системы УВ C₅₊, обогащенность промежуточными УВ газовой фазы.

Повышенные термобарические условия нахождения залежей, обогащенность промежуточными УВ газовой фазы, недонасыщенность УВ C₅₊ на начало разработки способствуют извлечению конденсата из недр, а протяженный

фракционный состав, повышенное содержание нафтеновых углеводородов, наоборот, ухудшают растворимость C₅₊ в пластовом газе, тем самым снижая конденсатоотдачу.

Зависимость величины коэффициента извлечения конденсата из недр от потенциального содержания конденсата в пластовом газе представлена на рис. 8. Кривая, соответствующая данным залежей Астраханского ГКМ, характеризует фазовое поведение УГС с содержанием сероводорода 25–27 % мол., диоксида углерода – 12–13 % мол. и высокой плотностью конденсата – 0,800–0,8070 г/см³. Кривая, соответствующая данным ачимовских залежей Уренгойского НГКМ, получена на основе экспериментальных данных.

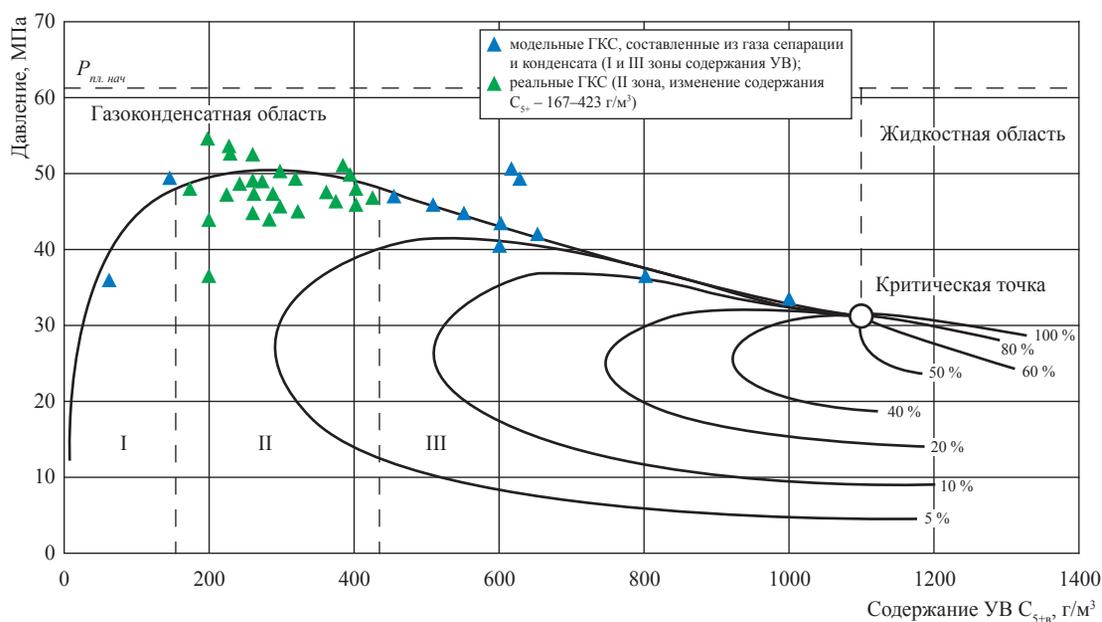


Рис. 7. Фазовая диаграмма ГКС ачимовских залежей (Ач_{3,4,5}) Уренгойского НГКМ с различным содержанием C_{5+} ; пластовая температура – 383 К.

Состав пластового газа (при содержании $C_{5+} = 309$ г/м³ сухого газа):

$C_1 - 82,7$; $C_2 - 6,76$; $C_3 - 3,99$; $C_4 - 1,47$; $C_{5+} - 5,61$ % мол.

График рис. 8 наглядно отражает тенденцию уменьшения извлечения конденсата с ростом содержания УВ C_{5+} в газе. Также, основываясь на данных рис. 4 и 7, можно проследить зависимость давления начала конденсации от содержания УВ C_{5+} в различных пластовых системах при высоких значениях пластовой температуры (383 К). На рис. 8 для систем, характеризующихся кривой залежей Астраханского ГКМ, максимальные значения давлений однофазного состояния (39–44 МПа) находятся в зоне содержания УВ C_{5+} 230–280 г/м³; для систем, характеризующихся кривой ачимовских залежей Уренгойского НГКМ, максимальные значения давлений однофазного состояния (48–51 МПа) – при содержании C_{5+} 320–400 г/м³. Таким образом, увеличение C_{5+} в смеси до 250–500 г/м³ приводит к росту давления начала конденсации, при дальнейшем росте содержания C_{5+} наблюдается снижение давления. Данная закономерность является универсальной и во многом определяет фазовое поведение многокомпонентных углеводородных систем. Немонотонная закономерность давления начала конденсации от содержания C_{5+} была объяснена позициями молекулярно-кинетической теории [2].

Баланс распределения конденсата в процессе разработки ачимовских залежей Уренгой-

ского НГКМ (пласт Ач_{3,4}) при снижении пластового давления приведен на рис. 9. Снижение содержания конденсата в пластовом газе при разработке ачимовских залежей будет наблюдаться

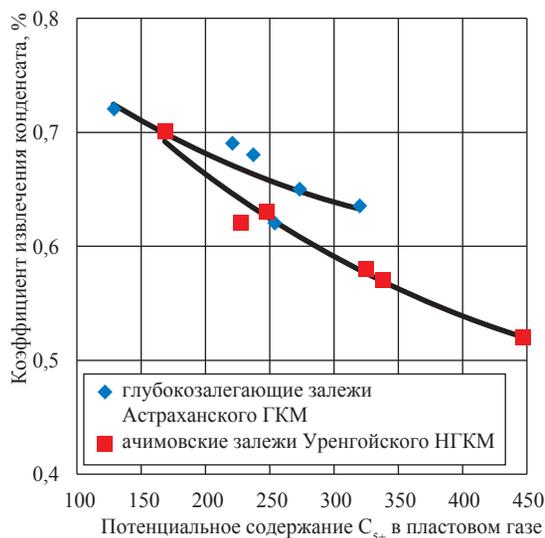


Рис. 8. Зависимость величины КИК от потенциального содержания C_{5+} в пластовом газе ачимовских залежей Уренгойского НГКМ и глубокозалегающих залежей Астраханского ГКМ

при более высоком, чем на Астраханском ГКМ, пластовом давлении (48–50 МПа).

На **Песцовом НГКМ** выявлены продуктивные залежи углеводородов от юрских отложений до сеномана. Проведены газоконденсатные исследования юрских залежей Ю₃ (интервал перфорации – 3931–3937 м) и Ю₂⁰ (интервал перфорации – 3884–3890 м) в разведочной скв. 210. Исследования проводились при работе скважины на штуцере диаметром 6,2 (Ю₃) и 5,8 мм (Ю₂⁰).

Характерной особенностью юрских отложений на Песцовом НГКМ является уникально высокое пластовое давление с коэффициентом аномальности около 2,0, что существенно выше значений АВПД в залежах Астраханского ГКМ и ачимовских залежах Уренгойского НГКМ. Замеренное значение пластового давления на глубине 3910 м (пласт Ю₃) составило 75,36 МПа, пластовая температура – 112 °С. Пластовое давление на глубине 3850 м (пласт Ю₂⁰) – 75,36 МПа, пластовая температура – 110 °С.

Для проведения газоконденсатных исследований скв. 210 переключалась в работу через сепаратор, давление задавалось с помощью диафрагмы, установленной на диафрагменном измерителе критического течения. Во время исследований из сепаратора были отобраны пробы газа сепарации, стабильного и нестабильного конденсата.

Результаты определения составов газа пластов Ю₃ и Ю₂⁰ показали их практическую идентичность: содержание метана – 74,98

и 74,49 % мол., УВ C_{5+в} – 7,06 и 6,99 % мол., азота – 0,25–0,27 % мол., диоксида углерода – 0,95 и 0,99 % мол. Характерной особенностью составов газа пластов Ю₃ и Ю₂⁰ является повышенное содержание этана (8,89 и 5,13 % мол.) и пропана (8,89 и 5,45 % мол.).

Потенциальное содержание УВ C₅₊ в газе пласта Ю₂⁰ составляет: сухого газа – 426 г/м³ на 1 м³; пластового – 396 г/м³ на 1 м³; газа сепарации – 457 г/м³ на 1 м³.

Конденсаты по фракционному составу тяжелые, конец кипения жидких углеводородов – более 360 °С, плотность фракции C₅₊ – на уровне 0,78 г/см³. Протяженность ряда нормальных алканов – до C₄₀₋₄₁. Количество нормальных и изопреноидных алканов в исследуемых образцах очень близко – 29,48–29,85 и 1,69–1,67 % отн.; легкие ароматические УВ (бензол, толуол, этилбензол и др.) находятся в пределах 7,2–7,13 % отн.; легкие нафтяные УВ составляют 13,3–12,76 % отн.

Проведенные исследования позволяют говорить о принадлежности исследуемых флюидов пластов Ю₃ и Ю₂⁰ к общему резервуару в связи со схожестью их физико-химических характеристик.

Изотермы дифференциальной конденсации пластовых смесей, составленных из газа сепарации скв. 210 пластов Ю₃ и Ю₂⁰, показывают, что давление начала конденсации пластовых газов юрских отложений Песцового НГКМ составляет 45–47 МПа (рис. 10). Следовательно, недонасыщенность пластовых газов также будет аномально высокой – около 30 МПа (при значениях

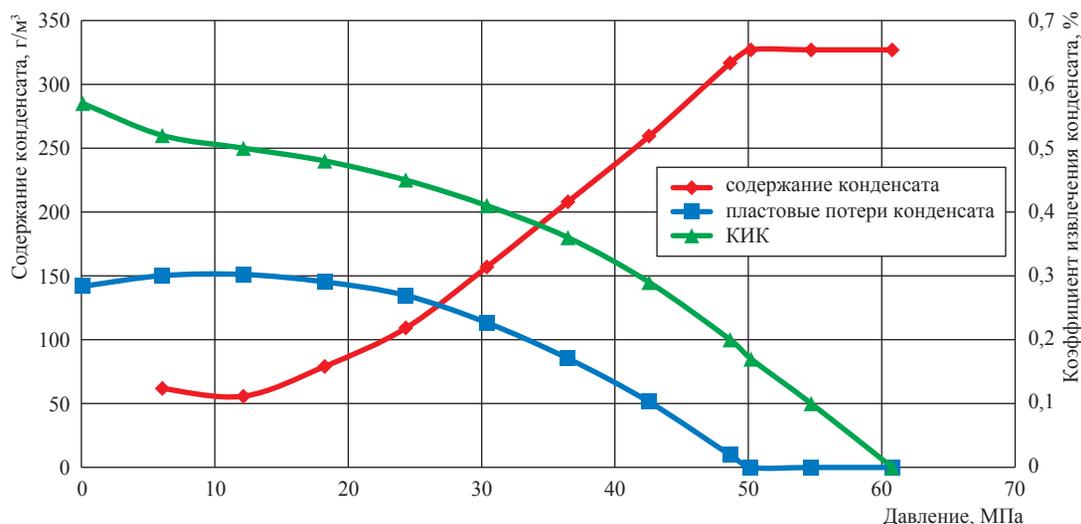


Рис. 9. Баланс распределения конденсата в процессе разработки ачимовских залежей Уренгойского НГКМ (скв. 774, Ач_{3,4})

недонасыщенности 20 и 12–15 МПа на залежах Астраханского ГКМ и ачимовских залежах Уренгойского НГКМ). Высокая недонасыщенность пластовых газов юрских отложений Песцового НГКМ при начальном пластовом давлении около 75 МПа обуславливает высокий КИК – 0,67–0,7 (при содержании УВ C_{5+} 450 г/м³ и давлении начала конденсации 23 МПа), что существенно выше (0,53), чем у пластовых газов ачимовских залежей с аномальным составом пластового газа и содержанием C_{5+} (см. рис. 8).

Проведенный анализ изменения состава, свойств и особенностей фазовых характеристик пластовых смесей глубокозалегающих залежей Астраханского ГКМ, ачимовских залежей Уренгойского НГКМ, юрских отложений

Песцового НГКМ показал, что на величину извлечения конденсата из недр оказывают влияние факторы, представленные в табл. 3.

В результате проведения комплексных исследований (промысловых, лабораторных и *PVT*) установлено, что насыщенность и КИК (при давлении 0,1 МПа) зависят:

- от потенциального содержания конденсата в пластовом газе;
- термобарических условий нахождения залежей;
- степени насыщенности пластовой системы углеводородами C_{5+} ;
- обогащенности промежуточными углеводородами газовой фазы;
- содержания H_2S и CO_2 в пластовом газе.

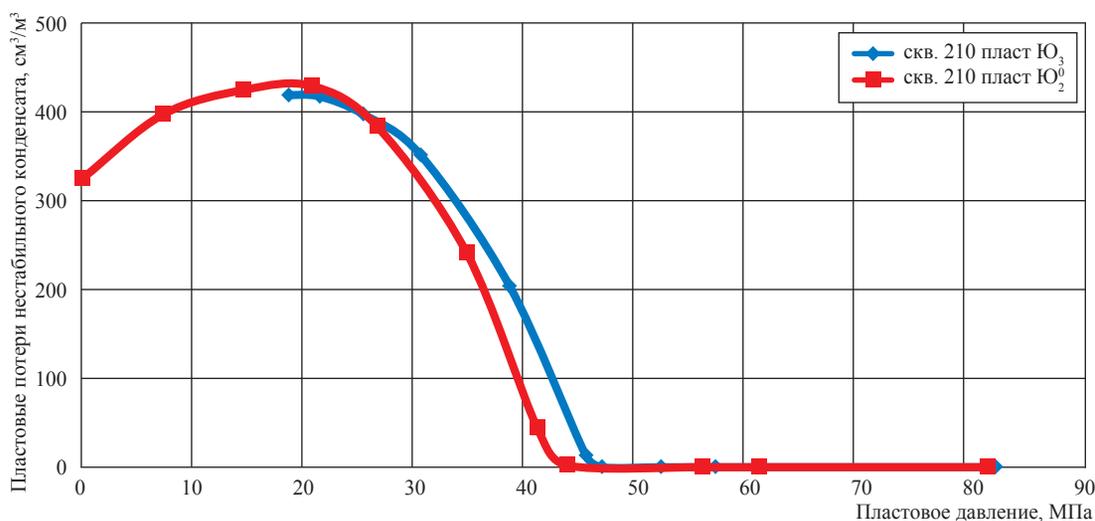


Рис. 10. Изотермы дифференциальной конденсации пластовых смесей юрских отложений Песцового НГКМ

Таблица 3

Обобщенная характеристика пластовых систем

Объект исследования	Глубина залегания, м	Пластовые параметры			Состав пластового газа, % мол.				Недонасыщенность	C_{5+} г/м ³ / КИК
		давление, МПа	температура, К	АВПД	C_2-C_4	H_2S	CO_2	Среднее содержание C_{5+} на газ сепарации		
Ачимовские залежи Уренгойского НГКМ ($A_{ч3-4}$, $A_{ч5}$)	3600–3800	59	379	1,6	9,0–16	–	–	300	1,23	440/0,53
Глубокозалегающие залежи Астраханского ГКМ	3800–4100	61	383	1,55	3,5–6,0	25	12,5	268	1,5	350/0,62
Юрские отложения Песцового НГКМ ($Ю_3$ и $Ю_2$)	3800–4000	75	385	1,92	16,5–17,5	–	–	457	1,6	457/0,685

Изменение приведенных параметров существенно влияет на извлечение конденсата из недр, а протяженный фракционный состав, повышенное содержание нефтяных УВ, наоборот, ухудшают растворимость конденсата в пластовом газе, тем самым снижая конденсатоотдачу.

В связи с существенной недонасыщенностью пластовых систем Астраханского ГКМ (1,5), ачимовских залежей Уренгойского НГКМ (1,23) и юрских отложений Песцового НГКМ (1,6) можно предположить, что высокая недо-

насыщенность пластовых газов обуславливает высокий КИК. В то же время присутствие H_2S и CO_2 в пластовом газе Астраханского ГКМ влияет на фазовые превращения углеводородов C_{5+} (в том числе повышает недонасыщенность пластовой газоконденсатной системы на начальных этапах разработки и снижает величину конечной конденсатоотдачи). Кроме вышеперечисленных факторов при проектировании разработки следует оценивать влияние других геолого-физических факторов (в том числе пористой среды, остаточной нефти и др.) [5].

Список литературы

1. Лапшин В.И. Термогазодинамические особенности формирования и извлечения пластовых флюидов на Астраханском месторождении: обзор. информ. / В.И. Лапшин, Д.В. Изюмченко, В.А. Николаев и др. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – 86 с.
2. Лапшин В.И. Аналитические и экспериментальные исследования влияния неуглеводородных компонентов на фазовые превращения углеводородных газожидкостных систем / В.И. Лапшин, Д.В. Люгай, А.Н. Волков и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (20). – С. 27–35.
3. Лапшин В.И. Установки для термодинамических исследований пластовых нефтегазоконденсатных систем месторождений ОАО «Газпром» / В.И. Лапшин, А.Н. Волков, И.М. Шафиев // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – В 2-х ч. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – Ч. 1. – С. 92–102.
4. Лапшин В.И. Фазовые превращения ретроградных углеводородных систем / В.И. Лапшин // Газовая промышленность. – 1992. – № 7. – С. 26–28.
5. Изюмченко Д.В. Конденсатоотдача при разработке нефтегазоконденсатных залежей на истощение / Д.В. Изюмченко, В.И. Лапшин, В.А. Николаев и др. // Газовая промышленность. – 2010. – № 1. – С. 24–27.

УДК 637.002.69

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

Теплоемкость флюидонасыщенных пород коллекторов месторождений углеводородов

Ключевые слова:

углеводороды, термодинамические свойства, теплоемкость, насыщенная порода, литологический треугольник, равноправная аддитивность.

Keywords:

hydrocarbons, thermodynamic properties, heat capacity, saturated rock, lithology triangle, equitable additive.

В настоящее время расчет технологических параметров эксплуатации продуктивной скважины выполняется из условия изотермической фильтрации флюида в коллекторе. Однако в призабойной зоне пласта (ПЗП) имеет место адиабатная фильтрация с изменением давления и температуры системы «порода – флюид». Тепловые возмущения в ПЗП вносят также колонны скважины и глубинное скважинное оборудование. При этом в системе возникают градиенты температуры и давления, которые приводят к искажению предполагаемой *PVT*-зависимости. Без данных о теплофизических свойствах насыщенной породы коллектора (теплопроводности, теплоемкости, температуропроводности) невозможно оценить влияние давления и температуры на *PVT*-обстановку в ПЗП, радиальные тепловые потоки, возникающие при движении пластового флюида по стволу скважины, а также прогнозировать температуру на недостигнутых бурением глубинах. Любое воздействие на пласт технологическим агентом предполагает корректную оценку теплового взаимодействия между ним и породой, которая тоже невозможна без достоверных данных о теплофизических свойствах породы и влиянии на эти свойства характера насыщения ее флюидами. Имеющиеся в настоящее время сведения о теплофизических свойствах флюидонасыщенных пород крайне немногочисленны и взаимно не согласованы, ограничены по термобарическим параметрам и номенклатуре сочетаний «литологический тип породы – насыщающий флюид» [1], а по теплоемкости практически отсутствуют.

Анализ статистических данных по опыту разработки и эксплуатации месторождений показал, что около 60 % запасов углеводородов в мире приурочены к песчаным пластам и песчаникам, 39 % – к карбонатным отложениям, 1 % – к выветренным метаморфическим и изверженным породам. Учитывая сложность номенклатуры осадочных образований по их вещественному составу и структуре, в статье рассмотрены только флюидонасыщенные породы.

Авторы предлагают следующий алгоритм прогнозирования теплоемкости углеводородонасыщенной породы. В образце породы выделяются три основных компонента, и по литологическим треугольникам определяется его теплоемкость при заданной температуре. Аналогичный подход использован в работе [2] при разработке методики прогнозирования теплопроводности минерального скелета горных пород. Следует отметить, что механизм теплопроводности в пористом зернистом твердом теле весьма сложен: кроме теплопроводности кристаллических частиц породы на нее оказывают влияние характер контакта между частицами и анизотропия свойств кристалла в зависимости от направления вектора горного давления. Теплоемкость горной породы определяется только теплоемкостью составляющих ее минералов.

Влияние температуры на теплоемкость породообразующих минералов при построении литологических треугольников оценивалось по уравнению Майера–Келли [3]:

$$C_p = A + BT - \frac{C}{T^2},$$

где *A*, *B*, *C* – индивидуальные константы для каждого минерала, численные значения которых определялись авторами статьи по единственному найденным в литературных источниках данным [4, 5].

Процедура расчета теплоемкости и построения литологических треугольников для песчаных и карбонатных пород схематически проиллюстрирована на рис. 1 и 2.

УЕВ	А	В	С	Д	Е	Ж	З	И	К	Л	М	Н	О	Р	Q
36															
37	долломит СаМgСО32	187,7	74,39	45,81	184	273	145,9		0,709	0,709	0,709	0,709	0,709	0,709	0,709
38	кальцит СаСО3	99,95	27,14	17,48	100	273	78,14		0,781	0,781	0,781	0,781	0,781	0,781	0,781
39	ГлинаSiO2-4% Al2O3 - 39%	44,6	17,75	10,92	60	273	41,46		0,691	0,691	0,691	0,691	0,691	0,691	0,691
40	Al2O3	97,06	30,02	26,36	102	273	72,34		0,709						
41	Fe2O3	47,17	59,27	9,39	19	273	75,69		0,279						
42															
43															
44		a	b	c	M	T	C, ккал/моль.гр.								
45															
46	Глина	95	82,5	62,5	62,5	62,5	62,5	37,5	37,5	37,5	37,5	17,5	17,5	17,5	5
47	Кальцит	2,5	4,375	13,13	4,688	14,06	23,44	32,81	4,688	14,06	49,44	57,81	12,5	62,5	20
48	Долломит	2,5	13,13	4,375	32,81	23,44	14,06	4,688	57,81	49,44	14,06	4,688	70	20	62,5
49															
50		(1,17)	1,12	1,12	1,04	1,04	1,04	1,04	0,94	0,94	0,94	0,86	0,86	0,86	0,81
51															
52															
53															
54	альбит(шпат) NaAlSi3O8	264,9	61,9	64,6	278	273	105,1		0,702	0,702	0,702	0,702	0,702	0,702	0,702
55	морозит(шпат) СаAl2SiO5	44,6	37,75	10,92	60	273	41,46		0,691	0,691	0,691	0,691	0,691	0,691	0,691
56	кварц SiO2	44,6	37,75	10,92	60	273	41,46		0,691	0,691	0,691	0,691	0,691	0,691	0,691
57	Граувакка (4% SiO2)	97,06	30,02	26,36	102	273	72,34		0,709						
58	10% Al2O3	97,06	30,02	26,36	102	273	72,34		0,709						
59	6% Fe2O3	97,14	72,13	12,89	160	273	100,1		0,626						
60															
61															
62															
63	Кварц	95	82,5	62,5	40,63	12,5	18,75	40,63	6,25						
64	Граувакка	2,5	8,75	18,75	18,75	12,5	40,63	87,5							
65	Шпат	2,5	8,75	18,75	18,75	40,625	75,0	40,625	18,750	40,625	40,625	18,750	6,25	87,50	6,25

Рис. 1. Процедура расчета теплоемкости в ячейках литологических треугольников

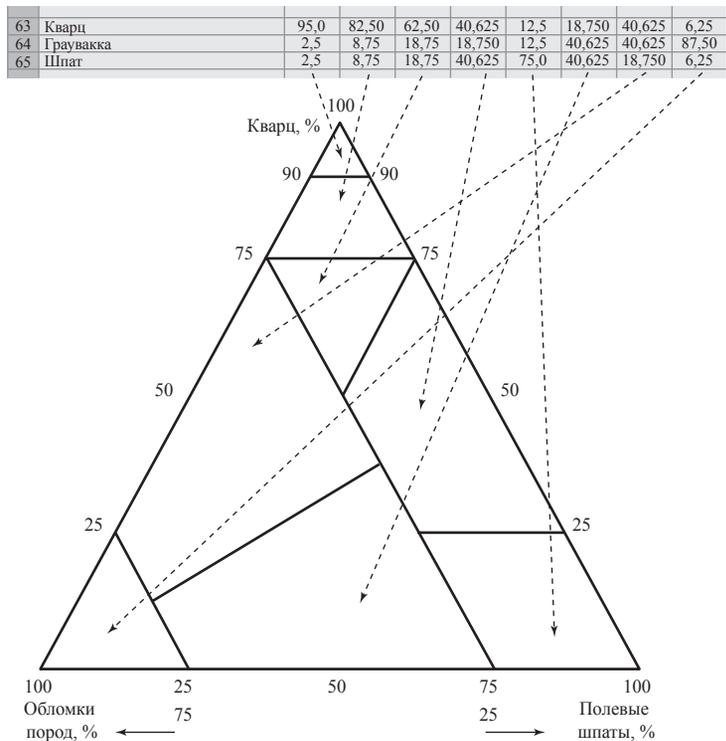


Рис. 2. Процедура построения литологических треугольников теплоемкости

Для песчаных пород (рис. 3) установлено, что теплоемкость слабо зависит от их минерального состава при температурах до 500 К. 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. По косвенным данным [6] можно предположить, что теплоемкость породы слабо зависит от давления. Таким образом, в рассматриваемом интервале температур и давлений можно пренебречь влиянием давления на скелет сухой породы при прогнозных расчетах. Углеводородный состав насыщающего твердый образец флюида при пластовых тер-

мобарических условиях может быть довольно точно определен по данным геофизического исследования скважины, а его теплоемкость рассчитана по методам и программам, описанным в работах [7, 8] (рис. 4). Следовательно, теплоемкость флюидонасыщенного образца породы может быть определена по аддитивной формуле (правило Неймана–Коппа): теплоемкость сложной системы равна сумме теплоемкостей образующих ее веществ.

$$C = C_1 \frac{m_1}{m_1 + m_2} + C_2 \frac{m_2}{m_1 + m_2},$$

где C_1, m_1 – теплоемкость и масса сухой породы при пластовых термобарических условиях; C_2, m_2 – теплоемкость и масса углеводородов

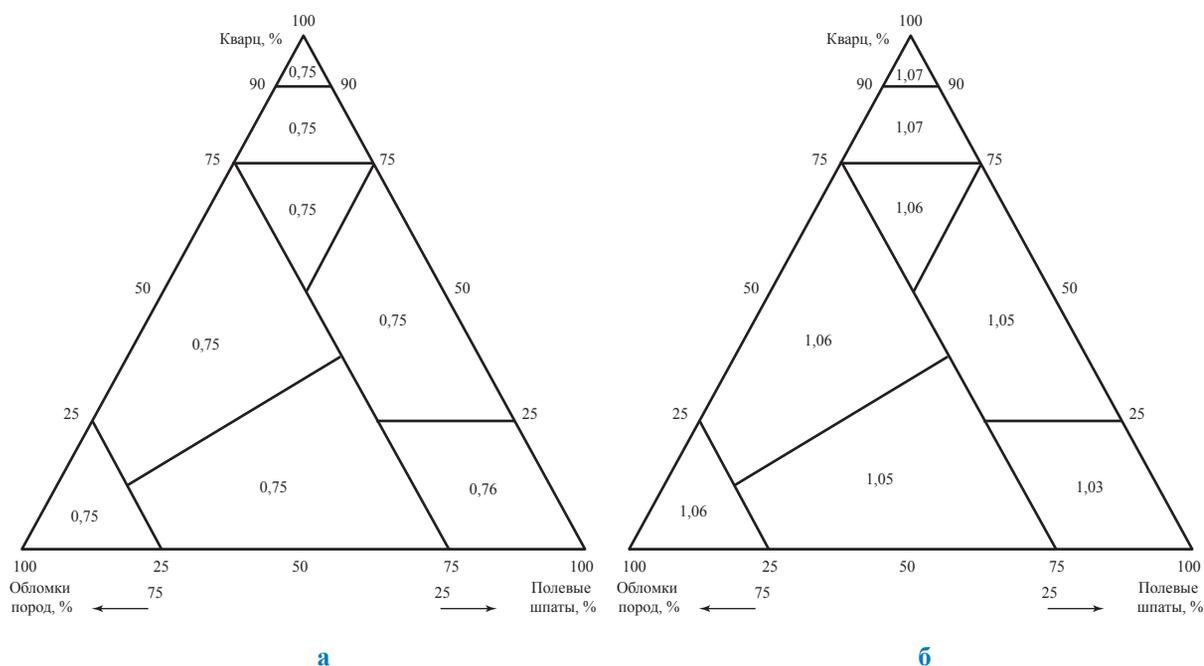


Рис. 3. Значение теплоемкости (кДж/кг·К) песчаной породы при температуре:
а – 300 К; б – 600 К

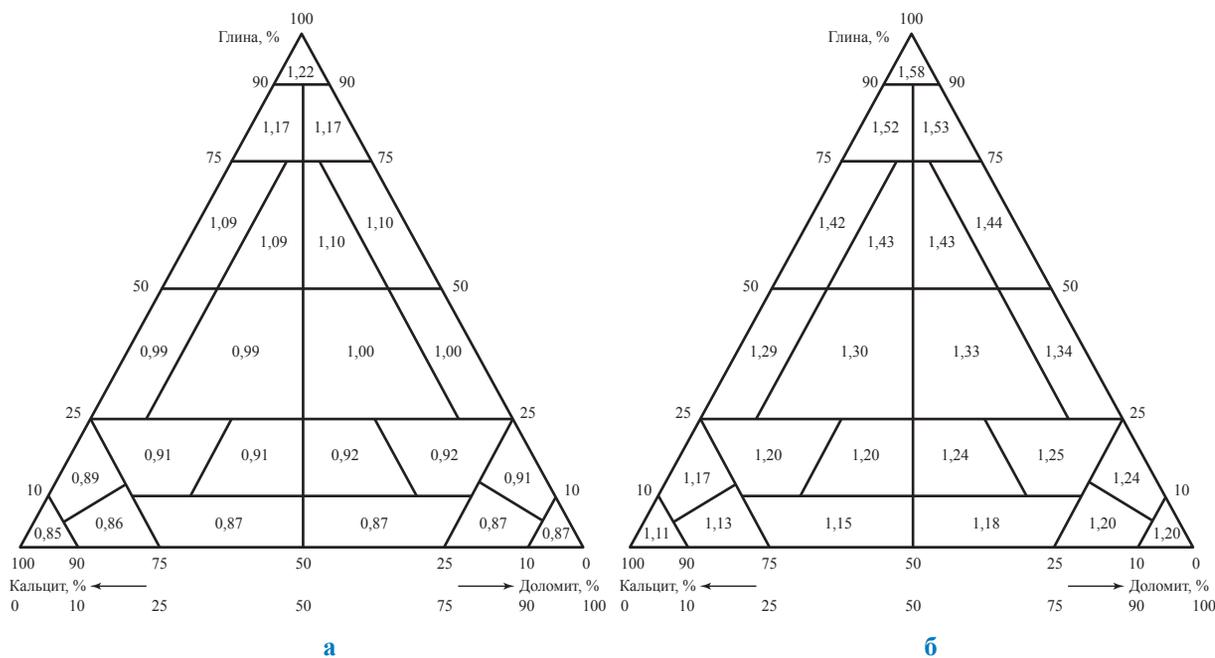


Рис. 4. Значение теплоемкости (кДж/кг·К) известняковой породы при температуре:
а – 300 К; б – 600 К

при пластовых термобарических условиях; m_2 может быть определена при известном K_n – коэффициенте пористости породы.

Общая погрешность прогнозирования теплоемкости углеводородонасыщенной породы складывается из погрешности расчета теплоемкости насыщающего углеводорода (10 %) и точности оценки влияния температу-

ры на теплоемкость минерального скелета по формуле Майера–Келли (не выше 10 %). К сожалению, без дополнительного систематизированного экспериментального изучения теплофизических свойств пород пластовых резервуаров точность их прогноза не превышает 20–25 %.

Список литературы

1. Кузнецов М.А. Состояние теплофизических исследований пластовых систем / М.А. Кузнецов, Е.Б. Григорьев, П.О. Овсянников // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследования пластовых систем месторождений углеводородов. – В 2-х ч. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – Ч. 2. – Москва, 2011. – С. 69–82.
2. Купцов С.М. Методология прогнозирования теплофизических свойств пластовых жидкостей и горных пород нефтяных месторождений: автореф. дисс. докт. техн. наук / Купцов С.М. – 25.00.17 – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». – М., 2010. – 42 с.
3. Физическое материаловедение: учебник для вузов. – В 6 т. / под общей ред. Б.А. Калина. – Т. 2: Основы материаловедения. – М.: МИФИ, 2007. – С. 15–227.
4. Краткий справочник физико-химических величин / под ред. К.П. Мищенко, А.А. Равделя. – Л.: Химия, 1974. – 200 с.
5. Акинфиев Н.Н. Исследования в учебном практикуме по химии (термодинамика): учеб.-практ. пособие / Н.Н. Акинфиев, С.С. Епифанова. – М.: РГГРУ, 2008. – 29 с.
6. Фролов В.Т. Литология: учеб. пособие / В.Т. Фролов. – М.: Изд-во МГУ, 1993. – 432 с.
7. 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.
8. Кузнецов М.А. Теплоемкость углеводородов при сверхкритических термобарических условиях / М.А. Кузнецов, П.О. Овсянников, Е.Б. Григорьев // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследования пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 2 (18). – С. 59–64.

УДК 533.735

М.А. Незовитина, А.Ф. Богатырев, О.А. Макеенкова

К расчету термодиффузионных постоянных трехкомпонентной газовой системы в рамках строгой кинетической теории

Ключевые слова: термодиффузионная постоянная, газовые системы, строгая кинетическая теория, потенциал Леннарда–Джонса, эксперимент.

Keywords: thermal diffusion factor, gas systems, rigorous kinetic theory, Lennard–Jones potential, experiment.

Молекулярный массоперенос играет важную роль в различных технологических процессах и природных явлениях. Массоперенос в разреженных газах довольно подробно исследован в рамках элементарной и строгой кинетических теорий [1–3]. Однако в неизотермических условиях его описание даже для бинарных газовых систем сопряжено с рядом сложностей [4]. В частности, при описании термодиффузии полученные в работах [1–3] теоретические формулы не всегда позволяют рассчитать ее характеристики. Поэтому для их расчета очень часто используют различные полуэмпирические методы [4]. Процесс термодиффузии в многокомпонентных газовых системах более подробно исследован в работах Ван-дер-Валка [5, 6]. Однако, как показали дальнейшие исследования, предложенные им методы расчета термодиффузионной постоянной (ТДП) для многокомпонентных систем не всегда дают результаты, совпадающие с экспериментом [6–9].

В работах [10–13] авторами статьи был предложен метод расчета ТДП в трехкомпонентных газовых системах с использованием экспериментальных данных по исследованию термодиффузии в бинарных системах. Схема расчета была апробирована для ряда трехкомпонентных систем и показала неплохой результат [14–17]. Как показали расчеты, полученные Вальдманом [18] и Ван-дер-Волком [5] соотношения при определенных условиях, предложенных в работах [19, 20], позволяют рассчитать ТДП в многокомпонентных смесях в пределах погрешности расчета и эксперимента.

Согласно формуле, полученной в работе [20], значение ТДП для трехкомпонентной газовой смеси α_{Tij}^{tm} можно вычислить через ТДП бинарных смесей газов следующим образом:

$$\alpha_{Tij}^{tm} = \alpha_{Tij}^{bin} + x_k^{tm} (\alpha_{Tik}^{bin} - \alpha_{Tjk}^{bin} - \alpha_{Tij}^{bin}), \quad (1)$$

где α_{Tij}^{bin} – экспериментально найденные по формуле (1) значения ТДП бинарных систем газов при условии $x_{ij}^{bin}/x_{ji}^{bin} = x_i^{tm}/x_j^{tm}$ и равенстве температур T_1 и T_2 в экспериментах с бинарными и трехкомпонентными смесями; x_k^{tm} – мольная доля k -го компонента в трехкомпонентной смеси.

Значения α_{Tij}^{bin} в свою очередь можно вычислить по формулам, приведенным в работах [3, 18]. Для этого необходимо выбрать потенциал межмолекулярного взаимодействия, знать его параметры и рассчитать соответствующие ему интегралы столкновения.

В настоящее время для описания характеристик переноса наиболее часто используют так называемый двухпараметрический потенциал Леннарда–Джонса [3, 4]:

$$u = 4\varepsilon \left[\left(\frac{\sigma}{r} \right)^{12} - \left(\frac{\sigma}{r} \right)^6 \right]. \quad (2)$$

Параметры потенциала обычно получают либо с помощью критических параметров газов, либо из вириальных коэффициентов уравнения состояния, либо из переносных свойств, в частности вязкости газа.

Ранее в работе [17] авторами статьи было подробно исследовано термодиффузионное разделение в трехкомпонентной системе $H_2-N_2-CO_2$ и бинарных системах

H_2-N_2 , H_2-CO_2 и N_2-CO_2 . На рис. 1 приведена часть экспериментальных значений α_{Tij}^{trn} и α_{Tij}^{bin} , полученных с помощью модифицированного двухколбового аппарата при давлении $p = 0,1$ МПа и температурах холодной и горячей колб $T_1 = 280$ К, $T_2 = 800$ К соответственно. Линиями также приведены соответствующие значения термодиффузионных постоян-

ных, вычисленные по формулам строгой кинетической теории [3, 5, 18].

При вычислении были использованы значения параметров потенциала Леннарда-Джонса, найденные по данным из вязкости и приведенные в работе [21]. В табл. 1 также приведены необходимые для вычисления параметры потенциала для взаимодействия разнородных

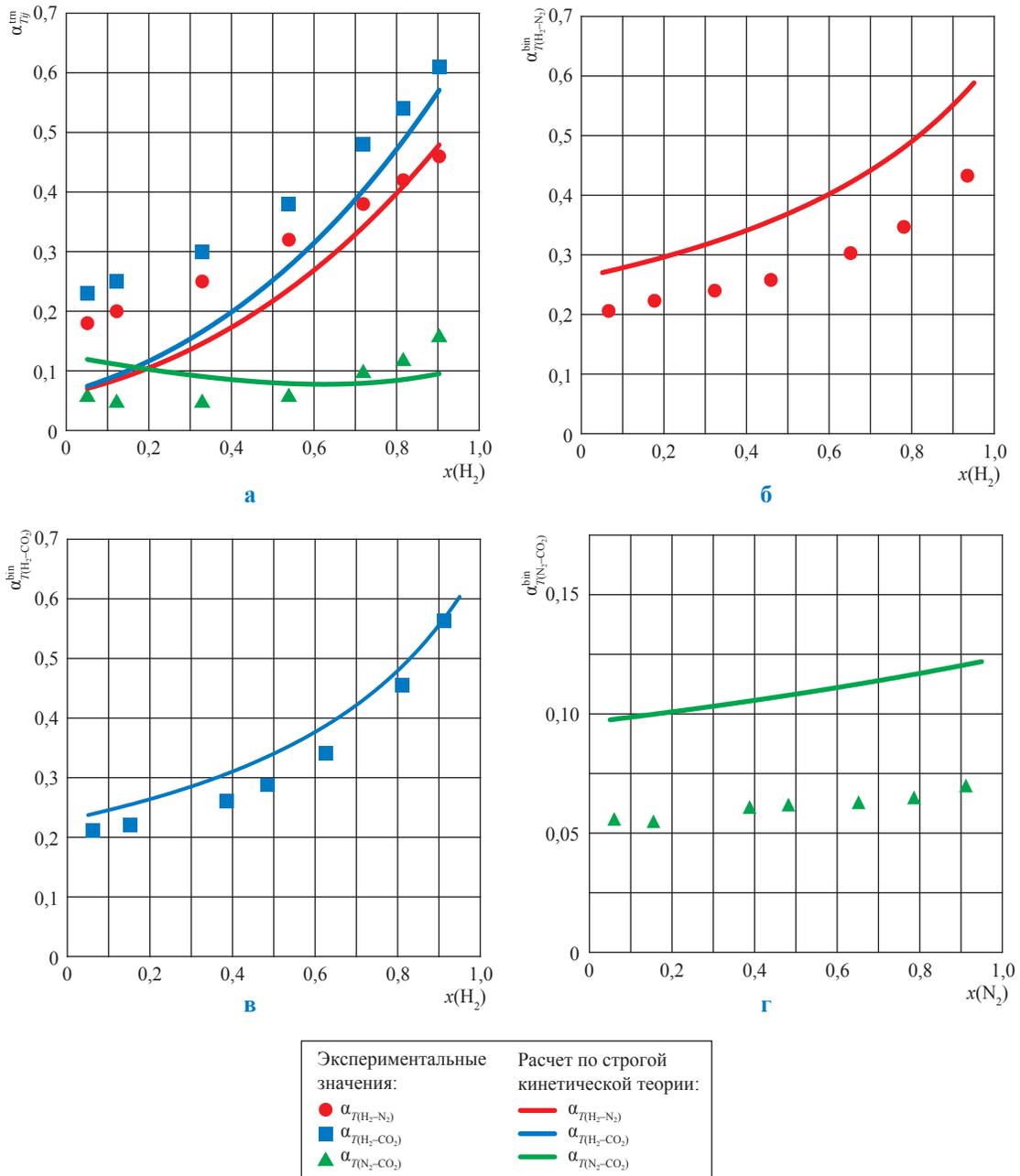


Рис. 1. Зависимость термодиффузионных постоянных: а – α_{Tij}^{trn} в трехкомпонентной газовой системе $H_2-N_2-CO_2$ от мольной доли $x(H_2)$ при $x(N_2)/x(CO_2) = 1,000$, $p = 0,1$ МПа, $\bar{T}_in = 452$ К, $T_1 = 280$ К, $T_2 = 800$ К; б–г – α_{Tij}^{bin} соответствующих бинарных систем от мольной доли легкого компонента

Таблица 1

Параметры потенциала Леннарда–Джонса

Газы	Параметры Риды и Шервуда [21]		Система газов	Параметры, вычисленные по комб. правилам		Параметры, найденные из эксперимента	
	$\sigma_{ij}, \text{Å}$	$\varepsilon_i/k, \text{K}$		$\sigma_{ij}, \text{Å}$	$\varepsilon_{ij}/k, \text{K}$	$\sigma_{ij}, \text{Å}$	$\varepsilon_{ij}/k, \text{K}$
1	2	3	4	5	6	7	8
H ₂	2,827	59,7	H ₂ –N ₂	3,313	65,3	2,981	137,1
N ₂	3,798	71,4	H ₂ –CO ₂	3,384	108,0	3,553	145,7
CO ₂	3,941	195,2	N ₂ –CO ₂	3,869	118,1	3,560	213,6

Таблица 2

Значение термодиффузионных постоянных бинарных смесей газов $\alpha_{Tij}^{\text{bin}}$, вычисленные по значениям σ_{ij} и ε_{ij}/k , найденным из эксперимента при $\bar{T}_{\text{ln}} = 452 \text{ K}$

Система газов	Значение	Значения $\alpha_{Tij}^{\text{bin}}$ при мольной доле меньшего по массе компонента						
		0,05	0,20	0,35	0,50	0,65	0,80	0,95
H ₂ –N ₂	Эксперимент	0,210	0,224	0,242	0,267	0,303	0,357	0,450
	Расчет	0,210	0,230	0,253	0,283	0,320	0,368	0,435
H ₂ –CO ₂	Эксперимент	0,205	0,226	0,255	0,294	0,351	0,446	0,629
	Расчет	0,206	0,231	0,263	0,306	0,365	0,454	0,600
N ₂ –CO ₂	Эксперимент	0,054	0,056	0,059	0,061	0,064	0,067	0,070
	Расчет	0,054	0,056	0,058	0,061	0,064	0,067	0,070

частиц, вычисленные по обычным комбинационным правилам [3, 4, 21]:

$$\sigma_{ij} = \frac{\sigma_i + \sigma_j}{2}; \quad \varepsilon_{ij}/k = \sqrt{\varepsilon_i/k \varepsilon_j/k}, \quad (3)$$

где σ_i и ε_i/k – значения параметров потенциала Леннарда–Джонса для однородных молекул.

Расчет проводился при так называемой средней логарифмической температуре [4]:

$$\bar{T}_{\text{ln}} = \frac{T_1 T_2}{T_1 - T_2} \ln \frac{T_2}{T_1}. \quad (4)$$

Как видно из рис. 1, вычисленные значения α_{Tij}^{tm} и $\alpha_{Tij}^{\text{bin}}$ плохо согласуются с экспериментом. Отклонения от эксперимента как для бинарных систем, так и для трехкомпонентной газовой системы лежат в интервале 10–60 %, что существенно превышает погрешность эксперимента. В работах [4, 9] несовпадение вычисленных по строгой кинетической теории значений ТДП для бинарных смесей газов объясняют несовершенством нахождения σ_{ij} и ε_{ij}/k по формулам (3), и производятся попытки согласовать расчетные данные с экспериментальными путем подбора этих параметров.

Авторами статьи также были подобраны соответствующие значения σ_{ij} и ε_{ij}/k (см. табл. 1)

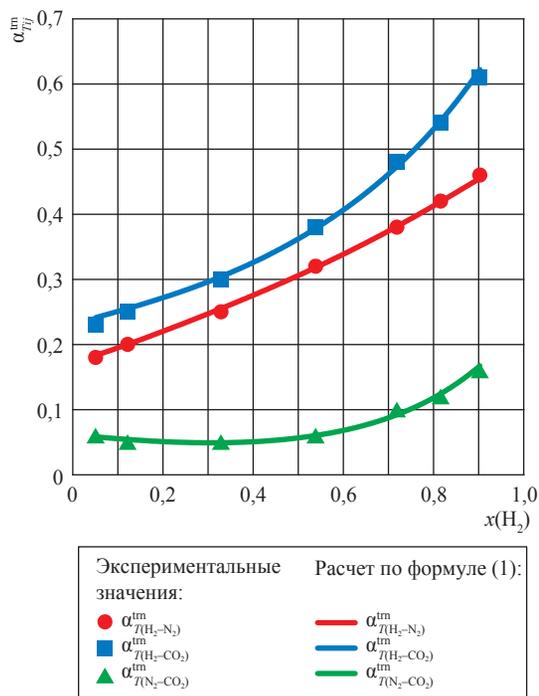


Рис. 2. Зависимость термодиффузионных постоянных α_{Tij}^{tm} в трехкомпонентной газовой системе H₂–N₂–CO₂ от мольной доли x(H₂) при x(N₂)/x(CO₂) = 1,000, p = 0,1 МПа, $\bar{T}_{\text{ln}} = 452 \text{ K}$, T₁ = 280 K, T₂ = 800 K

для вышеперечисленных систем газов. Как видно из таблицы, значения параметров потенциала Леннарда–Джонса, найденные из экспериментов по термодиффузии, в бинарных смесях отличаются от найденных по комбинационным правилам, особенно отличается значение ϵ_{ij}/k . Результаты вычислений α_{Tij}^{bin} с использованием данных, приведенных в колонках 2, 3, 7, 8 табл. 1, представлены в табл. 2, которая отражает, что вычисленные значения неплохо согласуются с экспериментом.

По найденным значениям α_{Tij}^{bin} по формуле (1) были вычислены значения α_{Tij}^{tm} для системы $H_2-N_2-CO_2$. Результаты этих вычислений в сравнении с экспериментальными данными

приведены на рис. 2. Показано, что наблюдается неплохое согласие между экспериментальными и вычисленными значениями ТДП в тройных системах. Такой метод расчета термодиффузионных характеристик трехкомпонентных систем можно рекомендовать для теоретического расчета. Однако вопрос о методе нахождения σ_{ij} и ϵ_{ij}/k остается открытым.

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

Список литературы

- Walley E. The elementary theory of thermal diffusion / E. Walley, E.R.S. Winter // Trans. Farad. Soc. – 1950. – № 46. – P. 517–526.
- Laranjeira M.F. An elementary theory of thermal and pressure diffusion in gaseous binary and complex mixtures: II. Binary mixtures with experimental comparison / M.F. Laranjeira // Physica. – 1960. – V. 26. – № 6. – P. 417–430.
- Гиршфельдер Дж. Молекулярная теория газов и жидкостей / Дж. Гиршфельдер, Ч. Кертис, Р. Берд. – М.: ИИЛ, 1961. – 929 с.
- Шашков А.Г. Фактор термодиффузии газовых смесей / А.Г. Шашков, А.Ф. Золотухина, В.Б. Василенко. – Минск: Белорусская наука, 2007. – 239 с.
- Van der Valk F. Thermal diffusion in ternary mixtures. I. Theory / F. Van der Valk // Phys. – 1963. – V. 29. – № 5. – P. 417–426.
- Van der Valk F. Thermal diffusion in ternary mixtures. II. Experiments / F. Van der Valk, A.E. De Vries // Phys. – 1963. – V. 29. – № 5. – P. 427–436.
- 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.
- 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.
- Deb S.K. Thermal diffusion in ternary gas mixtures / S.K. Deb, A.K. Barua // Physica. – 1967. – V. 34. – № 3. – P. 438–444.
- Богатырев А.Ф. Исследование молекулярного массопереноса в многокомпонентных газовых системах в неизотермических условиях / А.Ф. Богатырев, О.А. Куликова // Известия вузов. Проблемы энергетики. – 2013. – № 3–4. – С. 127–130.
- Богатырев А.Ф. Термодиффузия в трехкомпонентных газовых системах / А.Ф. Богатырев, О.А. Куликова // Научное обозрение. – 2012. – № 3. – С. 160–166.
- Богатырев А.Ф. Измерение и расчет термодиффузионного разделения в трехкомпонентных газовых системах / А.Ф. Богатырев, О.А. Куликова // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 36–40.
- Богатырев А.Ф. Температурная и концентрационная зависимости термодиффузионного разделения в трехкомпонентных газовых системах / А.Ф. Богатырев, О.А. Куликова // Инженерно-физический журнал. – 2014. – Т. 87. – № 5. – С. 1255–1265.
- Богатырев А.Ф. Метод расчета термодиффузионного разделения в трехкомпонентных газовых системах / А.Ф. Богатырев, О.А. Куликова, М.А. Незовитина // Научное обозрение. – 2013. – № 3. – С. 184–190.
- Богатырев А.Ф. Влияние состава газовой смеси на термодиффузию в трехкомпонентных системах / А.Ф. Богатырев, О.А. Макеенкова, М.А. Незовитина // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. – Т. 17. – № 19. – С. 191–193.

16. Богатырев А.Ф. Термодиффузионное разделение в бинарной смеси газов с добавкой инертного газа / А.Ф. Богатырев, О.А. Макеенкова, М.А. Незовитина // Естественные и технические науки. – 2014. – № 2. – С. 37–42.
17. 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.
18. Waldmann L. Die temperaturescheinungen bei der diffusion in ruhenden gasen und ihre mehtechnische anwendung / L. Waldmann // Ztschr. Phys. – 1947. – V. 124. – № 1–2. – P. 2–29.
19. Bogatyrev A.F. Effect of thermodiffusive separation of components on heat transfer in multicomponent gas mixtures / A.F. Bogatyrev, Y.I. Zhavrin, N.D. Kosov et al. // Heat Transfer. Sov. Res. – 1978. – V. 10. – № 2. – P. 38–42.
20. Bogatyrev A.F. Calculational 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.
21. Рид Р. Свойства газов и жидкостей / Р. Рид, Т. Шервуд. – Л.: Химия, 1971. – 702 с.

УДК: 622.279.72

В.М. Булейко, Б.А. Григорьев, В.А. Истомина, В.С. Янковая

Определение гидратного числа и плотности гидрата пропана методом прецизионной адиабатической калориметрии

Измерение термодинамических параметров газовых гидратов представляет практический интерес, поскольку эти параметры используются в инженерных расчетах при сооружении и эксплуатации скважин, газопроводов, установок подготовки и переработки природных газов, при создании методов разработки газогидратных залежей, систем хранения газов и жидкостей в гидратном состоянии, для различных технологических применений газовых гидратов.

Плотность является одним из основных термодинамических параметров любого вещества, в том числе и газовых гидратов. Измерение плотности газовых гидратов и связанного с ней гидратного числа сопряжено с рядом трудностей. Поэтому экспериментальные значения этих параметров определены до настоящего времени лишь для небольшого количества гидратов.

В работе представлен оригинальный калориметрический метод определения плотности и гидратных чисел газовых гидратов на примере гидрата пропана при термобарических условиях, соответствующих как жидкому, так и газообразному состоянию пропана.

Экспериментальная установка, методика исследований

Как известно, адиабатическая калориметрия позволяет с высокой точностью измерять основные термодинамические параметры различных термодинамических систем, в частности плотность (ρ) и гидратное число (n) газовых гидратов. В предлагаемом к рассмотрению исследовании использован прецизионный экспериментальный комплекс, созданный на базе двух адиабатических калориметров [1, 2], который хорошо зарекомендовал себя при исследовании фазовых диаграмм и сопряженных с ними фазовых переходов различных углеводородных систем (включая системы с гидратообразованием). Экспериментальный комплекс позволяет проводить измерение термодинамических параметров (температура, давление, энтальпия) исследуемых систем в диапазоне температур 110–420 К и при давлении до 60 МПа. Измерения выполняются по оригинальной методике ГСССД, зарегистрированной в Российском научно-техническом центре информации по стандартизации, метрологии и оценке соответствия, подробно описанной в работах [2, 3]. Там же описаны процедуры приготовления образца, заполнения калориметрической ячейки водой и газом, методика и процедура исследований.

Плотность и гидратные числа газовых гидратов

Прямое определение плотности газовых гидратов компонентов природного газа сопряжено с трудностями, связанными с необходимостью проведения измерений под давлением газа-гидратообразователя. Поэтому такие измерения практически не проводились. Плотность обычно рассчитывается по параметрам кристаллической решетки газогидрата рентгеноструктурными методами (но здесь требуется знание гидратного числа). Тогда как гидратное число традиционно экспериментально определяется двумя методами: 1) расчетом по количеству воды и газа, образующихся в результате разложения газового гидрата; 2) косвенно по методике Форкрана в нижней квадрупольной точке с использованием значений энтальпии образования гидрата из газа

Ключевые слова:

адиабатическая калориметрия, фазовое равновесие, фазовый переход, плотность, гидратные числа, гидрат.

Keywords:

adiabatic calorimetry, phase equilibrium, phase transition, density, hydrate numbers, hydrate.

и воды и из газа и льда (а энтальпии оцениваются из наклона линий трехфазного равновесия в координатах $\ln P \div 1/T$).

Адиабатический калориметр позволяет с высокой точностью измерять основные термодинамические параметры термодинамической системы. В рассматриваемом случае принципиально важно отметить, что в калориметре осуществляется прямое измерение энтальпии образования гидрата из газа и воды и из газа и льда, а также термодинамической производной dP/dT вдоль линии сосуществования фаз «вода – гидрат – газ» и «лед – гидрат – газ». Таким образом, при обработке калориметрического эксперимента можно использовать либо полученную экспериментально энтальпию фазового перехода, либо уравнение Клапейрона–Клаузиуса, устанавливающее связь между производной dP/dT вдоль линии сосуществования фаз и энтальпией перехода. Отметим, что уравнение Клапейрона–Клаузиуса, как правило, применяется для получения теплоты испарения (или плавления) чистого компонента. В данном случае речь идет о двухкомпонентной системе. Однако при определенных условиях уравнение Клапейрона–Клаузиуса можно использовать для описания двухкомпонентных систем вдоль линии сосуществования фаз «вода – гидрат – газ» и «лед – гидрат – газ».

Обоснование условий применимости уравнения Клапейрона–Клаузиуса для двухкомпонентной трехфазной моновариантной системы

Согласно правилу фаз Гиббса, если в двухкомпонентной системе сосуществуют в равновесии три фазы, система является одновариантной, т.е. подобной, например, индивидуальной жидкости и ее насыщенному пару. Состояние двухкомпонентной трехфазной моновариантной системы описывается гиббсовским обобщением уравнения Клапейрона–Клаузиуса. Для того чтобы получить это обобщение, запишем уравнение Гиббса–Дюгема для двухкомпонентной трехфазной системы (будем обозначать нижними индексами соответственно 1-й и 2-й компоненты, а верхними – первую, вторую и третью фазы):

$$\begin{aligned} -S^1 dT + V^1 dP &= x_1^1 d\mu_1 + x_2^1 d\mu_2; \\ -S^2 dT + V^2 dP &= x_1^2 d\mu_1 + x_2^2 d\mu_2; \\ -S^3 dT + V^3 dP &= x_1^3 d\mu_1 + x_2^3 d\mu_2, \end{aligned} \quad (1)$$

где x_1^1, x_2^1 – мольные доли компонентов 1 и 2 в фазе 1; x_1^2, x_2^2 – мольные доли компонентов 1 и 2 в фазе 2; x_1^3, x_2^3 – мольные доли компонентов 1 и 2 в фазе 3; S, P, V, μ_1, μ_2 – мольная энтропия, давление и мольный объем фаз, химический потенциал 1-го и 2-го компонентов в фазах.

Исключаем из уравнений (1) химические потенциалы $d\mu_1$ и $d\mu_2$, получаем гиббсовское обобщение уравнения Клапейрона–Клаузиуса [4]:

$$\begin{vmatrix} S^1 & x_1^1 & x_2^1 \\ S^2 & x_1^2 & x_2^2 \\ S^3 & x_1^3 & x_2^3 \end{vmatrix} dT = \begin{vmatrix} V^1 & x_1^1 & x_2^1 \\ V^2 & x_1^2 & x_2^2 \\ V^3 & x_1^3 & x_2^3 \end{vmatrix} dP. \quad (2)$$

Гиббсовское обобщение уравнения Клапейрона–Клаузиуса в форме соотношения (2), учитывающее растворимость каждого компонента во всех трех фазах, применимо и для описания двухкомпонентной трехфазной системы «вода – углеводород – гидрат» (или «лед – углеводород – гидрат») [5].

Если допустить, что углеводородный компонент не растворим как в воде, так и во льду (фаза 1: $x_1^1 = 1, x_2^1 = 0$), и содержанием паров воды в углеводородной фазе можно пренебречь (фаза 2: $x_1^2 = 0, x_2^2 = n$), а третьей фазой является газовый гидрат ($x_1^3 = 1, x_2^3 = n$), то соотношение (2) можно представить в виде:

$$\begin{vmatrix} S^G & 1 & 0 \\ S^{W(I)} & 0 & n \\ S^H & 1 & n \end{vmatrix} dT = \begin{vmatrix} V^G & 1 & 0 \\ V^{W(I)} & 0 & n \\ V^H & 1 & n \end{vmatrix} dP, \tag{3}$$

где S^G – энтропия одного моля газа; $S^{W(I)}$ – энтропия n молей воды или льда; S^H – энтропия одного моля гидрата ($G + nH_2O$); V^G – объем одного моля газа; $V^{W(I)}$ – объем n молей воды или льда; V^H – объем одного моля гидрата ($G + nH_2O$).

Раскрывая определитель в соотношении (3), получим уравнение Клапейрона–Клаузиуса (4):

$$T \left(\frac{dp}{dT} \right)^{W(I)} = \frac{T(S^{W(I)} + S^G - S^H)}{V^{W(I)} + V^G - V^H} = \frac{H^{W(I)} + H^G - H^H}{V^{W(I)} + V^G - V^H}, \tag{4}$$

где $\left(\frac{dp}{dT} \right)^{W(I)}$ – производная вдоль кривой сосуществования «вода – гидрат – газ» или вдоль кривой сосуществования «вода – гидрат – лед».

Введем следующие обозначения:

$\Delta H^W = H^W + H^G - H^H$ – теплота образования одного моля гидрата из одного моля газа и n молей воды ($T > 273,16$ К);

$\Delta H^I = H^I + H^G - H^H$ – теплота образования одного моля гидрата из одного моля газа и n молей льда ($T > 273,16$ К).

Теплоту образования одного моля гидрата можно представить как сумму теплоты образования одного моля гидрата из одного моля газа и n молей льда и теплоты кристаллизации n молей льда. С учетом указанного, используя соотношение (4) для кривых сосуществования фаз «лед – гидрат – углеводородный газ» и «вода – гидрат – углеводородный газ» в нижней квадрупольной точке гидрата (Q_1 на рис. 1 и 2), выражение для определения гидратного числа можно записать в следующем виде:

$$n = \frac{\Delta H^W - \Delta H^I}{\lambda} = \frac{T_{Q_1} \left[\left(\frac{dP}{dT} \right)^W \Delta V^W - \left(\frac{dP}{dT} \right)^I \Delta V^I \right]}{\lambda}, \tag{5}$$

где $\Delta V^W = V^W + V^G - V^H$ – изменение объема системы при разложении гидрата на воду и газ; $\Delta V^I = V^I + V^G - V^H$ – изменение объема системы при разложении гидрата на лед и газ. Значение мольной теплоты плавления льда ($\lambda = 5988,52$ Дж/моль) было измерено авторами ранее.

В соотношении (5) неизвестными являются гидратное число n и мольный объем гидрата V^H . В большинстве случаев можно допустить, что разность мольных объемов воды и гидрата, а также льда и гидрата пренебрежимо мала по сравнению со значением мольного объема газа ($V^W - V^H \ll V^G$ и $V^I - V^H \ll V^G$). В этом случае

$$\Delta V^W \cong \Delta V^I \cong 1 / \rho_{Q_1}^G,$$

где $\rho_{Q_1}^G$ – плотность газа в нижней квадрупольной точке.

В окончательной форме соотношение для вычисления гидратного числа представляется в следующем виде:

$$n \cong \frac{T_{Q_1}}{\rho_{Q_1}^G} \frac{\left[\left(\frac{dp}{dT} \right)^W - \left(\frac{dp}{dT} \right)^I \right]}{\lambda}. \tag{6}$$

Гидратное число n гидрата пропана

Гидратное число гидрата пропана рассчитывалось с использованием соотношения (6), тогда как входящие в уравнение (6) величины измерялись непосредственно при помощи экспериментального калориметрического комплекса.

На рис. 1 представлены зависимости давления от температуры кривых сосуществования трех фаз «вода (лед) – гидрат – пропан (газ, жидкость)» двухкомпонентной системы «вода – пропан». На рис. 2 для этой же системы представлены измеренные значения термодинамической производной dP/dT вдоль линии сосуществования этих фаз в окрестности нижней квадрупольной точки Q_1 . Термобарические значения нижней квадрупольной точки гидрата пропана составили: $T_{Q_1} = 273,15$ К, $P_{Q_1} = 0,1715$ МПа [3]. По значениям dP/dT , λ и $\rho_{Q_1}^G$ было калориметрически определено гидратное число 17,33, которое находится в хорошем согласии с теоретическими представлениями о том, что гидратное число гидратов кубической структуры II (частично заполняющих только большие полости структуры) должно быть близко (несколько выше) к стехиометрическому значению, равному 17.

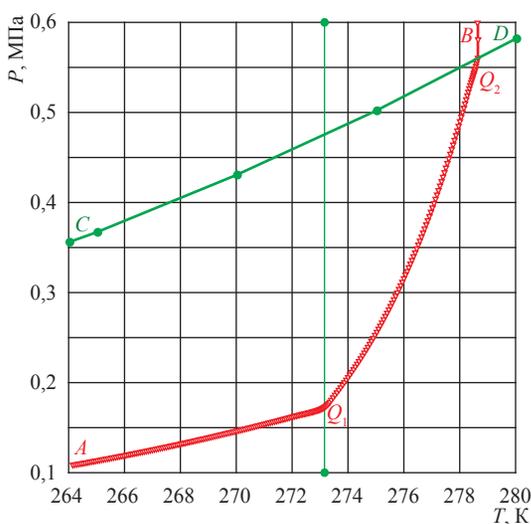


Рис. 1. Кривые сосуществования фаз «вода – гидрат – газообразный пропан» (Q_1, Q_2), «лед – гидрат – газообразный пропан» (AQ_1) и «вода – гидрат – жидкий пропан» (Q_2, B): CD – пограничная кривая «жидкость – пар пропана»; Q_1 и Q_2 – нижняя и верхняя квадрупольные точки гидрата пропана

Плотность гидрата пропана

Значения плотности гидрата пропана определялись при термобарических условиях, соответствующих как жидкому, так и газообразному состояниям последнего. Плотность гидрата рассчитывалась по балансовому соотношению с использованием следующего выражения:

$$\rho^H = \frac{(m^W + m_H^G)\rho^G}{V^{pore}\rho^G + m_H^G - m_{tot}^G}, \quad (7)$$

где m^W – масса воды; m_{tot}^G – общая масса пропана; m_H^G – масса клатрированного пропана; ρ^G – плотность пропана, находящегося в равновесии с гидратом; V^{pore} – объем порового пространства.

Значения параметров в соотношении (7) были получены экспериментально. Объем порового пространства определялся на этапе приготовления пористой среды по методике, описанной в работе [6]. Измеряя температуру и давление, устанавливали плотность пропана. Массы воды и пропана определялись на этапе заполнения калориметрической ячейки взвешиванием. Масса воды впоследствии уточнялась в процессе измерения теплоты ее кристаллизации.

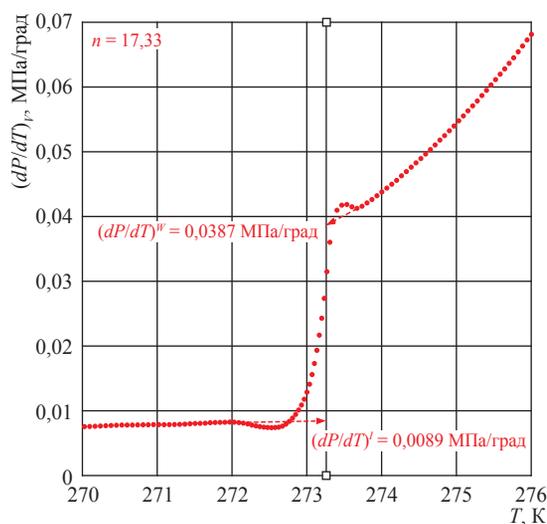


Рис. 2. Изменение производных $(dP/dT)''$ и $(dP/dT)'$ соответственно вдоль кривых сосуществования «вода – гидрат – газообразный пропан» и «лед – гидрат – газообразный пропан» в окрестности нижней квадрупольной точки Q_1

На рис. 3 представлена характерная изохора системы «вода – пропан», охватывающая состояния равновесия «гидрат – жидкий пропан» (AB) и «вода – жидкий пропан» (BC). Точка B на этой изохоре соответствует термобарическим условиям плавления гидрата [7].

Плотность гидрата определялась на основе балансовых соотношений в предположении, что пропан не растворяется в воде (на участке BC сосуществуют вода и жидкий пропан плотностью 531,01 кг/м³). Масса свободного жидкого пропана на участке BC равна сумме свободного жидкого пропана на участке AB и клатрированного пропана. Для определения массы клатрированного пропана необходимо знать гидратное число, которое определяет число молекул воды в кристаллографической ячейке гидрата, приходящееся на одну гостевую молекулу углеводорода (гидратное число 17,33 было определено выше). Далее с помощью соотношения (7) вычислялось значение плотности гидрата пропана. Для термобарических условий изохоры, представленной на рис. 3, это значение составило 905 кг/м³.

Оценим, в какой степени погрешность определения гидратного числа влияет на погрешность определения плотности гидрата. Для этого по представленной выше процедуре определим плотность гидрата пропана

при условии максимального заполнения полостей гостевыми молекулами. Известно, что гидрат пропана имеет структуру sII, заполняя только большие полости. Несложные вычисления показывают, что при максимальном заполнении больших полостей гостевыми молекулами $n = 17$. Плотность гидрата пропана для термобарических условий изохоры, представленной на рис. 3, в этом случае составляет 903 кг/м³.

Различие значения плотности гидрата пропана, полученного в эксперименте, и значения плотности, соответствующего полному заполнению больших ячеек структуры sII гидрата пропана, составляет 0,2 % (тогда как различие значений гидратного числа составляет 2 %). Таким образом, при заданной погрешности определения значения гидратного числа точность определения плотности гидрата на порядок выше.

На рис. 4 представлена серия изохор системы «вода – пропан» в окрестности кривой равновесия фаз «вода – гидрат – жидкий пропан», для которых определена плотность гидрата пропана при значении гидратного числа 17,33. Показано, что при давлении вплоть до 10 МПа плотность гидрата пропана принимает значения в диапазоне от 904 до 907 кг/м³ (разброс значений в пределах 0,2–0,3 %).

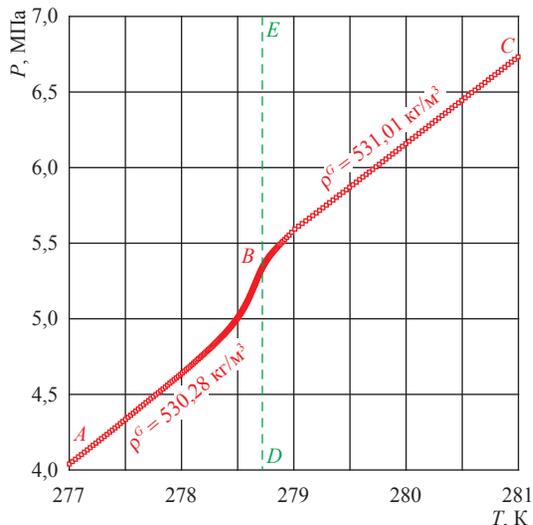


Рис. 3. Изохора системы «вода – пропан» (ABC) в окрестности кривой равновесия фаз «вода – гидрат – жидкий пропан» (DE)

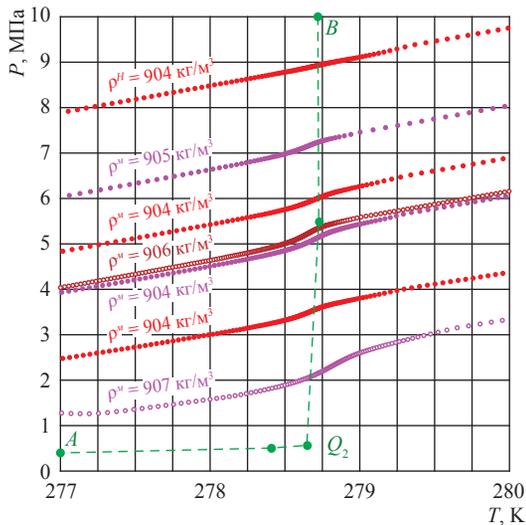


Рис. 4. Изохоры системы «вода – пропан» в окрестности кривой равновесия фаз «вода – гидрат – жидкий пропан»: кривые сосуществования фаз «вода – гидрат – газообразный пропан» (AQ₂) и «вода – гидрат – жидкий пропан» (Q₂B)

В заключение следует отметить следующее. Разработана новая методика калориметрического определения гидратного числа и плотности гидратов на примере гидрата пропана. В методике используются определяемые калориметрически производная dP/dT и энтальпии разложения газовых гидратов, балансные соотношения и строгие термодинамические соотношения (уравнение Клапейрона–Клазиуса). Полученные результаты свидетельствуют о возможности применения метода прецизионной адиабатической калориметрии для опре-

деления плотности газовых гидратов с высокой точностью. Данные исследования следует учитывать при моделировании процессов разработки продуктивных залежей нефтегазоконденсатных месторождений, находящихся при термобарических условиях, благоприятных для образования газовых гидратов.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ. Гранты № РК 01201358147 и № РК 01201358148.

Список литературы

1. Булейко В.М. Экспериментальное исследование термодинамических свойств гидратов углеводородов алканового ряда / В.М. Булейко, Г.А. Вовчук, Б.А. Григорьев // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – № 3 (11). – С. 283–299.
2. Булейко В.М. Экспериментальное исследование влияния величины удельной поверхности кварцевого порошка на фазовое поведение трехкомпонентных углеводородных смесей / В.М. Булейко, Б.А. Григорьев, В.А. Истомин // Вестник Казанского технологического университета. – Казань, 2014. – № 23, Т. 17. – С. 101–107.
3. Воронов В.П. Методика 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 стандарт., метрол. и оценке соотв. – М., 2005. – 42 с.
4. Путилов К.А. Термодинамика / К.А. Путилов. – М.: Наука, 1971. – С. 377.
5. Гройсман А.Г. Теплофизические свойства газовых гидратов / А.Г. Гройсман. – М.: Наука, 1985. – С. 94.
6. Булейко В.М. Закономерности фазовых превращений углеводородных смесей в нефтегазоносных пластах разрабатываемых месторождений (по экспериментальным данным): дисс. ... докт. технич. наук / Булейко В.М. – М.: ИПНГ РАН, 2007. – С. 277.
7. Булейко В.М. Экспериментальное исследование термодинамических свойств газовых гидратов в пористых средах при термобарических условиях, соответствующих жидкому состоянию углеводородных гидратообразующих компонентов / В.М. Булейко, Г.А. Вовчук, Б.А. Григорьев и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 224–233.

УДК 622.276.2(571.5)

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

Физическое моделирование процессов гидратообразования в режиме фильтрации природного газа в поровой среде Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения

Хорошо известно, что минерализация воды затрудняет процессы гидратообразования как в объеме, так и в пористой среде [1]. Минерализация пластовой воды Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) составляет 397 г/дм^3 , что является достаточной гарантией отсутствия гидратообразования даже в аномально низких термобарических пластовых условиях, а именно при пластовом давлении $P_{пл} = 13,2 \text{ МПа}$, горном давлении $P_{гор} = 35 \text{ МПа}$ и пластовой температуре $t_{пл} = 11 \text{ }^\circ\text{C}$. Разработка и эксплуатация проблемного месторождения, каким является Чаяндинское НГКМ, требует новых технологических подходов и решений. Одной из таких инноваций может стать технология водогазового воздействия [2]. В случае принятия решения об использовании указанной технологии важно заранее знать минимально необходимый уровень минерализации закачиваемой в пласт воды, исключающий в дальнейшем развитие процессов гидратообразования в пористой среде месторождения.

Методика проведения эксперимента

Экспериментально доказано, что при попеременной закачке газа сепарации и пластовой воды в модели пласта при пластовых условиях Чаяндинского НГКМ и 100%-ной нефтенасыщенности (ботуобинский горизонт) гидратообразования не обнаруживается [3–4]. Предполагается, что процессы гидратообразования в этом случае затруднены из-за сильной минерализации пластовой воды, и, значит, высокая минерализация пластовой воды играет положительную роль при водогазовом воздействии на нефтяной пласт ботуобинского горизонта Чаяндинского НГКМ. Проблема, однако, заключается в наличии крайне незначительных объемов пластовой воды на месторождении. Применение же подтоварной или пресной (речной) воды для поддержания пластового давления и вытеснения нефти может привести к гидратообразованию и блокированию фильтрационных каналов.

С целью установления предельного уровня минерализации закачиваемой в пласт воды, гарантирующего отсутствие гидратообразования при сочетанном воздействии газа сепарации и воды, проведены исследования возможности гидратообразования в тонких трубках при совместной фильтрации газа и пластовой воды различной минерализации. В качестве газа использовались метан и газ сепарации, а в качестве пластовой воды – растворы хлорида натрия NaCl и хлорида кальция CaCl_2 в дистиллированной воде. Содержание натриевых и кальциевых хлоридов выбиралось в пропорции 40:60 весовых частей. Указанная пропорция соответствует содержанию NaCl и CaCl_2 в пластовой воде вендско-нижнекембрийского и вендского терригенного водоносных комплексов Чаяндинского НГКМ [5].

Для изучения процессов гидратообразования при термобарических условиях Чаяндинского НГКМ и совместной фильтрации воды и газа создан экспериментальный стенд – установка двухфазной фильтрации на основе гидравлической схемы (рис. 1). Эксперимент состоит в фильтрации двухфазного потока газа и воды с малой скоростью в тонкой стальной трубке при $P_{пл} = 13,2 \text{ МПа}$ и $t_{пл} = 11 \text{ }^\circ\text{C}$ (пластовые условия Чаяндинского НГКМ). В условиях малых скоростей закачки флюидов

Ключевые слова:

гидраты метана, фильтрация, гидратообразование, гидраторазложение, капилляр, пористая среда, минерализация воды.

Keywords:

methane hydrates, filtering, formation of hydrates, decomposition of hydrates, capillary, porous medium, water salinity.

и при достаточной длине трубки газ и минерализованная вода успевают охладиться до температуры гидратообразования. Прецизионные насосы 1 осуществляют вытеснение газа и пластовой воды из соответствующих аккумуляторов 2. Давление на выходе аккумуляторов (на входе трубки) $P_{вх}$ соответствует $P_{пл}$ и измеряется датчиками давления 3. Через клапаны 4 и трехходовой вентиль 5 двухфазный поток проходит по трубке 6 до регулятора давления 7, поддерживающего в трубке пластовое давление на уровне 13,2 МПа. Регулятор 7 расположен вне зоны термостатирования модели при комнатной температуре. Тем самым исключается возможность образования гидратов в самом регуляторе. После регулятора 7 профильтрованные флюиды подаются на сепаратор 8 низкого (атмосферного) давления. Подаваемые в трубку 6 флюиды и сама трубка тщательно термостатируются при температуре 11 °С.

В процессе фильтрации флюидов в случае образования газовых гидратов в трубке 6 при неизменной скорости фильтрации начинается рост $P_{вх}$, обусловленный блокировкой капиллярной трубки 6 гидратами, что и фиксируется датчиками давления 3. При превышении $P_{вх}$ определенной величины (давления «закупорки») срабатывает специальная автоматиче-

ская защита, останавливающая насосы. Таким образом, по резкому росту давления на входе трубки и остановке насосов легко установить факт образования газовых гидратов. Если фильтрация флюидов при заданной минерализации пластовой воды не прекращается и входное давление в процессе эксперимента не изменяется, то делается вывод об отсутствии гидратообразования при данном уровне минерализации пластовой воды.

В качестве тонкой трубки, выполняющей, по существу, роль смесителя потоков газа и пластовой воды, выбрана стальная трубка с внутренним диаметром 1 мм и длиной 2,0 м. Общая объемная скорость фильтрации – 0,1 см³/мин. Выбранное соотношение газообразной и жидкой фаз в потоке равно 3:1. Данные условия остаются неизменными на протяжении всех опытов по фильтрации газообразных флюидов и пластовой воды различной минерализации.

Для проведения экспериментов были приготовлены соответствующие флюиды. Газ метан использовался согласно ТУ 51-841-87 [6]. Состав модельного газа сепарации выбран по результатам исследования пробы оригинального газа Чайнинского НГКМ (табл. 1).

В ходе эксперимента получены качественные оценки наличия или отсутствия газовых

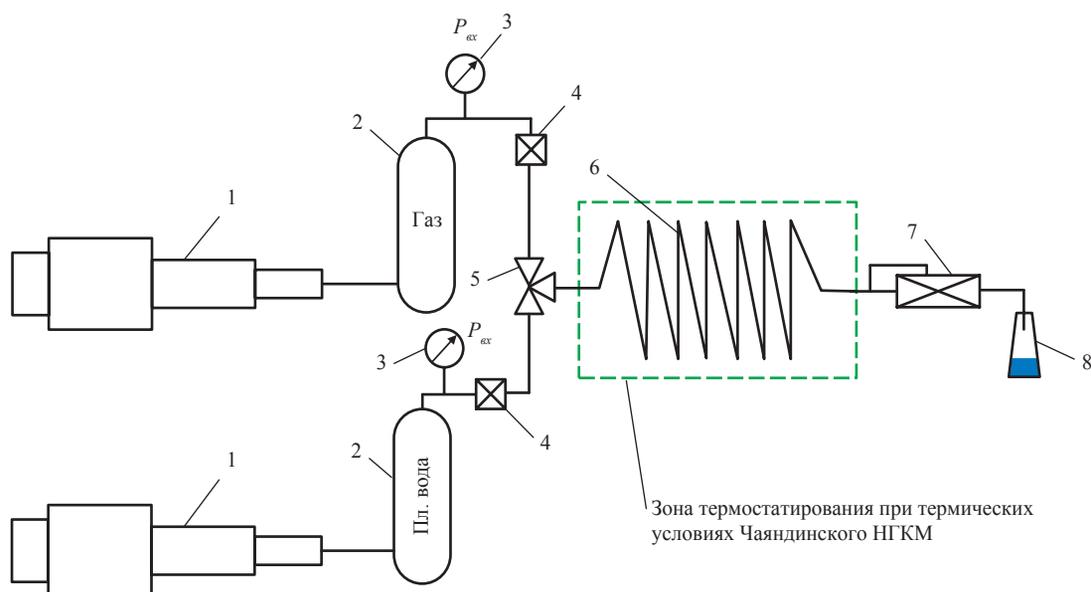


Рис. 1. Гидравлическая схема установки для исследования образования газовых гидратов при двухфазном водогазовом потоке в тонкой трубке: 1 – измерительные насосы фильтрации; 2 – аккумуляторы с газом (метан или газ сепарации); 3 – датчики входного давления; 4 – клапаны; 5 – трехходовой вентиль; 6 – тонкая стальная трубка – смеситель потоков; 7 – регулятор давления; 8 – сепаратор – сборная емкость

гидратов при фильтрации газа и пластовой воды различной минерализации (табл. 2).

На рис. 2 представлены графики изменения P_{ex} в процессе фильтрации газа сепарации и пластовой воды при различных уровнях минерализации последней. Видно, что критическое значение уровня минерализации пластовой воды $M_{\text{кр}}$ в случае совместной фильтрации с газом сепарации находится в интервале

$$200 < M_{\text{кр}} < 300 \text{ г/дм}^3. \quad (1)$$

Аналогичные зависимости получены для случая фильтрации чистого метана и пластовой воды. На рис. 3 показаны характерные зависимости P_{ex} от времени при фильтрации метана и пластовой воды различной минерализации.

Таблица 1

**Состав модельного газа сепарации
Чаяндинского НГКМ**

Компонент	Содержание, % мольн.
CH ₄	82,284
C ₂ H ₆	9,706
C ₃ H ₈	2,656
iC ₄ H ₁₀	0
nC ₄ H ₁₀	0,737
neoC ₅ + iC ₅ H ₁₂	0
nC ₅ H ₁₂	0,166
C ₆ H ₁₄	0,059
C ₇ H ₁₆	0,022
C ₈ H ₁₈	0,008
C ₉ H ₂₀	0,011
He	0
H ₂	0
N ₂	4,351
CO ₂	0
Всего	100

Таблица 2

**Результаты исследования образования
газовых гидратов в тонкой трубке
при различных уровнях минерализации
пластовой воды**

Уровень минерализации модельной пластовой воды, г/дм ³	Наличие гидратов	
	газ сепарации	метан
397,0 (пластовая вода)	Нет	Нет
300	Нет	Нет
200	Есть	Нет
100	Есть	Есть
50	Есть	Есть
0 (дистиллированная вода)	Есть	Есть

Видно, что в случае фильтрации метана гидраты образуются при меньших уровнях минерализации пластовой воды. Действительно, при минерализации пластовой воды на уровнях 200 и 300 г/дм³ давление на входе трубки остается стабильным во времени. По характеру поведения представленных зависимостей можно заключить, что критический уровень минерализации в случае фильтрации метана лежит в интервале концентраций

$$150 < M_{\text{кр}} < 200 \text{ г/дм}^3. \quad (2)$$

Согласно рис. 2–3 и соотношениям (1)–(2) метан в случае водогазового воздействия является более предпочтительным агентом в плане отсутствия рисков гидратообразования.

В работе [4] показано, что поровая среда оказывает влияние на процессы гидратообразования: начало этих процессов сдвигается в область более низких температур при неизменном пластовом давлении. Следовательно, в случае фильтрации двухфазных потоков через пористую среду при использовании технологии водогазового воздействия риски гидратообразования будут еще меньше, чем для описанных выше экспериментов по фильтрации газов и воды в тонких трубках. Таким образом, соотношения (1)–(2) могут измениться только в сторону уменьшения значений $M_{\text{кр}}$.

Для изучения процессов гидратообразования при фильтрации метана в пористой среде эксперименты выполнены на керновых моделях пласта Чаяндинского НГКМ. Образование газогидратов в пористой среде качественно можно определить по снижению проницаемости по газу модели пласта по отношению к ее проницаемости в безгидратной области, поскольку газогидраты уменьшают пористость модели и характеризуются полной непроницаемостью для воды и газа.

Предварительными экспериментами была установлена зависимость проницаемости по азоту от водонасыщенности для единичного образца керна при атмосферных условиях и температуре +23 °С. По результатам эксперимента определено значение остаточной водонасыщенности, выше которой проницаемость по азоту начинает резко снижаться. Это значение водонасыщенности можно назвать критической водонасыщенностью $S_{\text{в.к}}$. При искусственно созданной и поддерживаемой $S_{\text{в.к}}$ удобно контролировать процессы гидратообразования

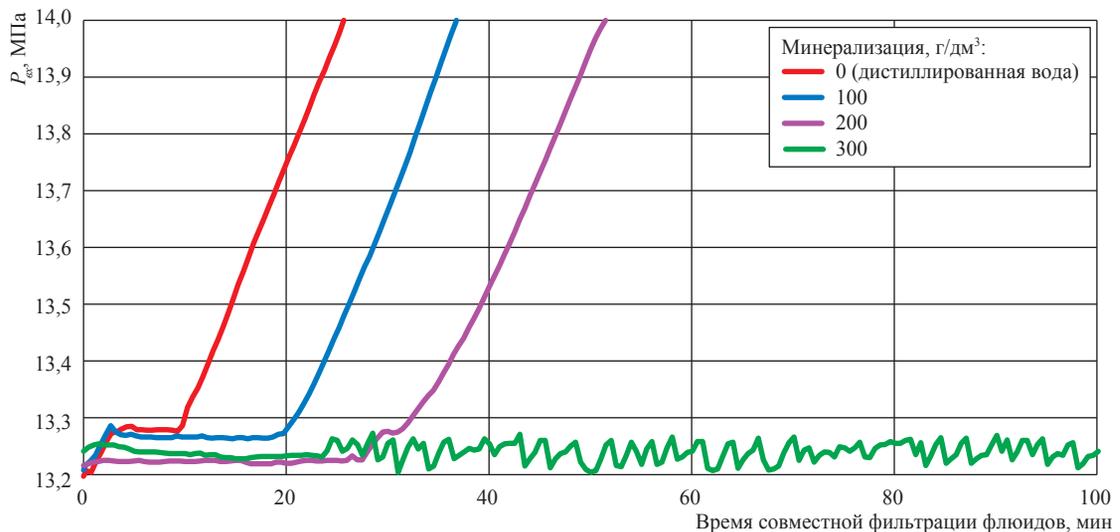


Рис. 2. Зависимости $P_{эк}$ от времени при совместной фильтрации газа сепарации и пластовой воды различной минерализации

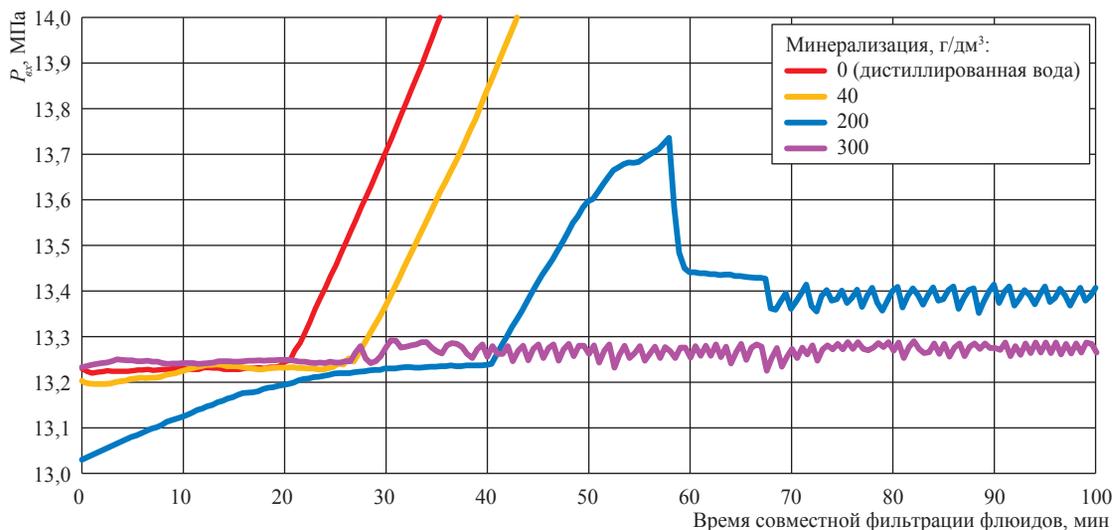


Рис. 3. Зависимости $P_{эк}$ от времени при совместной фильтрации метана и пластовой воды различной минерализации

в модели пласта в условиях фильтрации через нее метана и непрерывного уменьшения температуры. Действительно, во-первых, при этой водонасыщенности имеется достаточное количество воды для образования гидратов. Во-вторых, если при фильтрации метана через поровую среду последняя будет терять влагу из-за выноса воды и осушки модели, это сразу же будет зафиксировано аппаратурой по увеличению проницаемости модели. (Напомним, что при гидратообразовании, наоборот, проницаемость модели должна резко падать.)

Для определения $S_{г,к}$ эксперимент проводился на единичном цилиндрическом образце

керна хамакинского горизонта Чайдинского НГКМ. Образец представлен крупнозернистым кварцевым песчаником, содержание галита менее 1 %. Характеристики сухого образца представлены в табл. 3. Результаты измерений проницаемости единичного образца керна по азоту при различной водонасыщенности и комнатных условиях представлены на рис. 4. Видно, что значение остаточной водонасыщенности, выше которой проницаемость керна по азоту резко снижается, соответствует ~64 %. Данное значение остаточной водонасыщенности $S_{г,к}$ использовалось в дальнейшем как наиболее чувствительное при исследованиях

Таблица 3

Характеристики единичного образца керна Чайнинского НГКМ (хамакинский горизонт)

Лаб. номер образца	Проницаемость, мД	Объем пор, см ³	Длина, см	Диаметр, см	Пористость по газу, %
1260/13	218,0	1,77	3,00	2,955	8,6

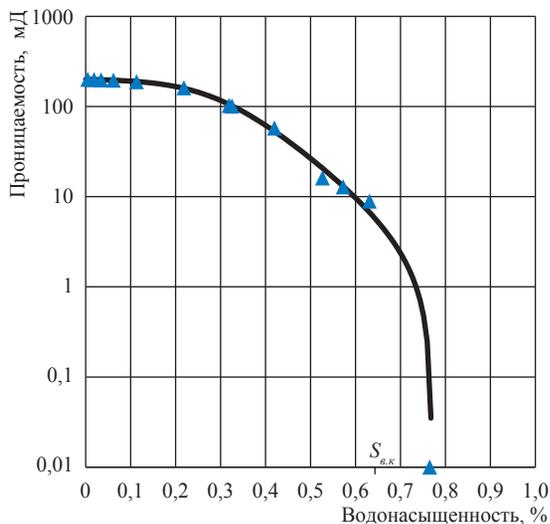


Рис. 4. Зависимость проницаемости единичного образца керна Чайнинского НГКМ по азоту от водонасыщенности при атмосферных условиях

гидратообразования в керновых моделях пласта Чайнинского НГКМ.

Для исследования условий гидратообразования при фильтрации сухого метана через составную керновую модель пласта с остаточной водонасыщенностью 64 % и изменении температуры использовались образцы керна из разреза талахского горизонта Чайнинского НГКМ. Известно, что керновый материал Чайнинского

НГКМ содержит галит, который растворяется в процессе фильтрации воды [7]. При этом изменяются фильтрационно-емкостные свойства образцов (пористость и проницаемость), что может привести к ошибочной интерпретации экспериментальных данных по гидратообразованию. В этой связи все образцы керна в начале эксперимента были промыты дистиллированной водой.

Данные в табл. 4 и 5 отражают начальное состояние образцов до и после отмытки от солей соответственно. Процесс отмытки проводился помещением всех образцов в кернодержатель, подключением последнего в гидравлическую схему с выходом в атмосферу и прокачиванием через сформированную модель около 500 см³ дистиллированной воды при комнатной температуре.

Сравнение параметров образцов до и после отмытки от солей дистиллированной водой (см. табл. 4 и 5) показало, что после отмытки абсолютная проницаемость по газу изменилась почти у всех образцов, при этом диапазон изменений весьма широк. Около половины (45 % от общего количества) образцов продемонстрировали незначительное изменение проницаемости в пределах 1,0–1,4 раза. Еще столько же показали изменения в пределах 2,2–11,5 раза. Один из образцов увеличил свою проницаемость более чем в 42 раза. Пористость образцов увеличилась в 1,2–2,43 раза. Причина

Таблица 4

Характеристики образцов Чайнинского НГКМ, отобранных для создания модели пласта, до отмытки от солей

Номер образца	Лаб. номер	Длина, мм	Диаметр, мм	Пористость по газу, %	Объем пор, см ³	Проницаемость, мД
1	554/13	30,01	29,48	13,01	2,67	24,00
2	556/13	30,03	29,50	8,83	1,81	33,00
3	564/13	30,02	29,58	10,23	2,11	36,00
4	565/13	30,02	29,56	9,61	1,98	16,00
5	568/13	30,04	29,57	3,94	0,81	28,00
6	573/13	30,00	29,53	11,89	2,44	1,30
7	560/13	30,01	29,50	12,50	2,56	14,00
8	569/13	30,02	29,56	14,94	3,08	26,00
9	575/13	30,04	29,54	11,90	2,45	44,00

Таблица 5

**Характеристики образцов Чаяндинского НГКМ,
отобранных для создания модели пласта, после отмывки от солей**

Номер образца	Лаб. номер	Длина, мм	Диаметр, мм	Пористость по газу, %	Объем пор, см ³	Проницаемость, мД
1	554/13	30,01	29,48	15,90	3,265	29,40
2	556/13	30,03	29,50	12,20	2,514	46,30
3	564/13	30,02	29,58	13,30	2,758	35,40
4	565/13	30,02	29,56	15,60	3,447	183,30
5	568/13	30,04	29,57	9,60	1,990	175,00
6	573/13	30,00	29,53	16,20	3,357	2,90
7	560/13	30,01	29,50	14,90	3,100	16,10
8	569/13	30,02	29,56	18,40	3,822	75,20
9	575/13	30,04	29,54	21,20	4,413	1856,50

изменения структуры порового пространства – растворение дистиллированной водой галита, входящего в состав кернового материала.

Из полученной после отмывки от солей коллекции образцов керна (см. табл. 5) были отобраны 4 образца (рис. 5) с характерной абсолютной проницаемостью порядка 30 мД, из них сформирована модель пласта начальной водонасыщенности ~ 64 % для дальнейших исследований гидратообразования в режиме фильтрации метана (табл. 6).

Исследование процесса гидратообразования в указанной модели пласта проводили в следующей последовательности:

- 1) создание начальной остаточной водонасыщенности $S_{a,o}$;
- 2) сборка модели пласта из испытуемых образцов в кернодержатель;
- 3) создание термобарических условий в модели пласта и термостатирование метана;
- 4) фильтрация сухого метана через керновую модель при пластовых условиях при одновременном охлаждении модели.

$S_{a,o}$ модели пласта, равная 63,51 %, создавалась насыщением каждого образца модели дистиллированной водой до значений, указанных в табл. 6. Пластовые условия при фильтрации соответствовали: $P_{пл} = 20$ МПа; $P_{сop} = 35$ МПа. Температура модели пласта плавно умень-



Рис. 5. Образцы керна для формирования модели пласта Чаяндинского НГКМ

шалась от комнатной до 14 °С. Заметим, что в ходе эксперимента устанавливалось давление, несколько превышающее характерное для Чаяндинского НГКМ ($P_{пл} = 13,2$ МПа). Указанный прием использовался для того, чтобы гарантированно наблюдать процессы гидратообразования при фильтрации метана в исследуемом интервале температур.

На рис. 6 представлена схема экспериментальной установки для изучения процессов образования и разложения газовых гидратов при фильтрации метана в пористой среде.

Работа установки при охлаждении модели пласта осуществляется следующим образом. Подающий насос 1 работает в режиме поддержания постоянного расхода метана 0,05 см³/мин, а принимающий насос 2 – в режиме поддержания постоянного порового давления 20 МПа. Метан фильтруется через модель пласта 3. Насос 4 поддерживает постоянное $P_{сop} = 35$ МПа. Дифференциальный манометр 5 измеряет перепад давления на модели пласта при фильтрации газа, а датчик температуры 6 – температуру модели пласта в процессе охлаждения. Гидродинамический шунт 13 отключен от схемы с помощью запорного вентиля 14 и не участвует в процессе фильтрации метана при охлаждении модели пласта. Ультразвуковой сепаратор высокого давления 16 используется в схеме как индикатор отсутствия вышедшей воды в процессе фильтрации метана через водонасыщенную модель.

На рис. 7 показана динамика изменения перепада давления ΔP при фильтрации сухого метана через модель пласта с остаточной водонасыщенностью 63,51 %, сформированную из кернового материала Чаяндинского НГКМ, и последовательном уменьшении температуры,

Таблица 6

Параметры модели пласта Чаяндинского НГКМ

№ образца (в порядке от входного торца модели), модель	Проницаемость, мД	Длина, мм	Диаметр, мм	Пористость по газу, %	Объем пор, см ³	Остаточная водонасыщенность $S_{г,ост}$, %
556/13	46,3	30,01	29,63	10,51	2,20438	62,18
564/13	35,4	30,02	29,67	11,67	2,43985	64,14
554/13	29,4	30,0	29,62	14,2	2,95648	64,15
560/13	16,1	30,0	29,65	13,21	2,78059	63,33
Модель	28,6	120,03	29,73	12,40	10,3813	63,51

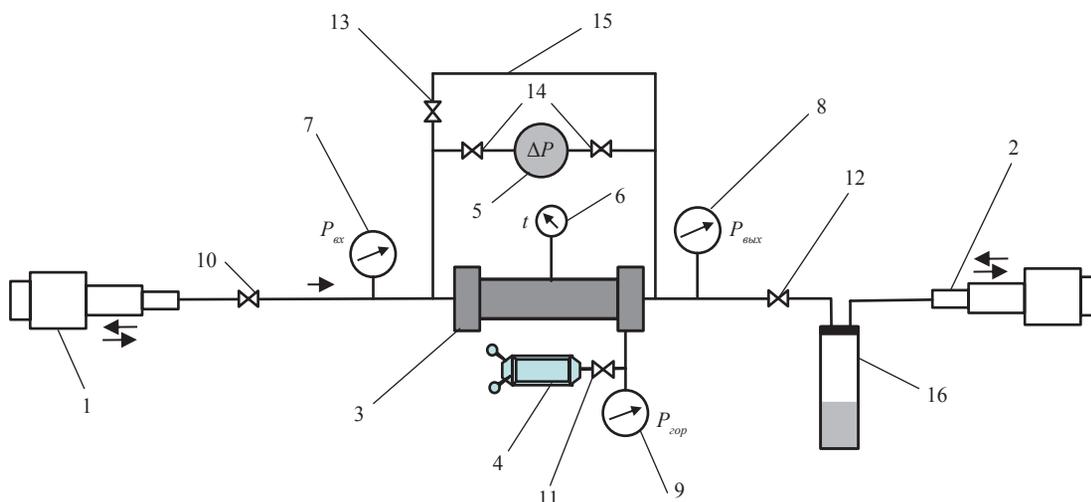


Рис. 6. Схема экспериментальной установки для изучения процессов образования и разложения газовых гидратов при фильтрации метана в пористой среде:

1, 2 – подающий и принимающий насосы соответственно; 3 – модель пласта; 4 – насос для создания горного давления; 5 – дифференциальный манометр; 6 – датчик температуры; 7, 8 – входной и выходной датчики давления соответственно; 9 – датчик горного давления; 10–12, 14, 15 – запорные вентили; 13 – гидродинамический шунт; 16 – ультразвуковой сепаратор высокого давления

а на рис. 8 – динамика изменения разности объемов ΔV , накопленных нагнетающим и принимающим метан насосами в ходе этого процесса. Измеренная при температуре $t = 23$ °С фазовая проницаемость модели пласта по метану оказалась довольно низкой и равной 0,165 мД.

Температура системы понижалась при непрерывной фильтрации метана через пористую среду поэтапно:

- сначала от 24 °С до 17 °С в течение ~15 ч; при этом перепад давления $\Delta P_{МП}$ на керновой модели пласта почти сразу снизился до 13 кПа и установился на этом постоянном уровне;

- затем в точке 1–1' (см. рис. 7) началось дальнейшее снижение температуры, и сразу $\Delta P_{МП}$ стал уменьшаться до 7,4 кПа, а ΔV – резко возрастать (см. рис. 8);

- в точке 2 (см. рис. 7), когда $t_{МП}$ достигла 14,8 °С, $\Delta P_{МП}$ резко уменьшился до 0.

В дальнейшем в точке 2 (см. рис. 7–8) снижение температуры системы было приостановлено, но температура продолжала по инерции снижаться до значения 14,3 °С (момент времени 3). При этом перепад давления стал плавно нарастать, начиная от момента времени 2 до момента времени 3, что свидетельствовало о растущем сопротивлении потоку метана со стороны пористой среды. При этом величина ΔV также нарастала, подтверждая тем самым уменьшение выхода газа из модели пласта. Логично предположить, что практически весь подаваемый на вход модели пласта газ расходовался при этом на гидратообразование. В результате в момент времени 3 (см. рис. 7–8)

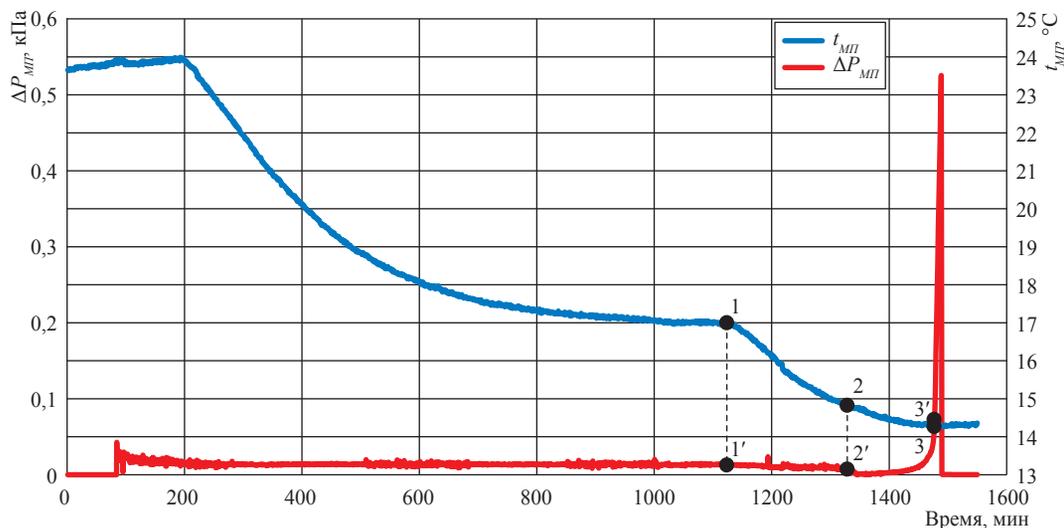


Рис. 7. Динамика изменения $\Delta P_{МП}$ на керновой модели пласта при фильтрации метана через керновую модель пласта в процессе охлаждения системы

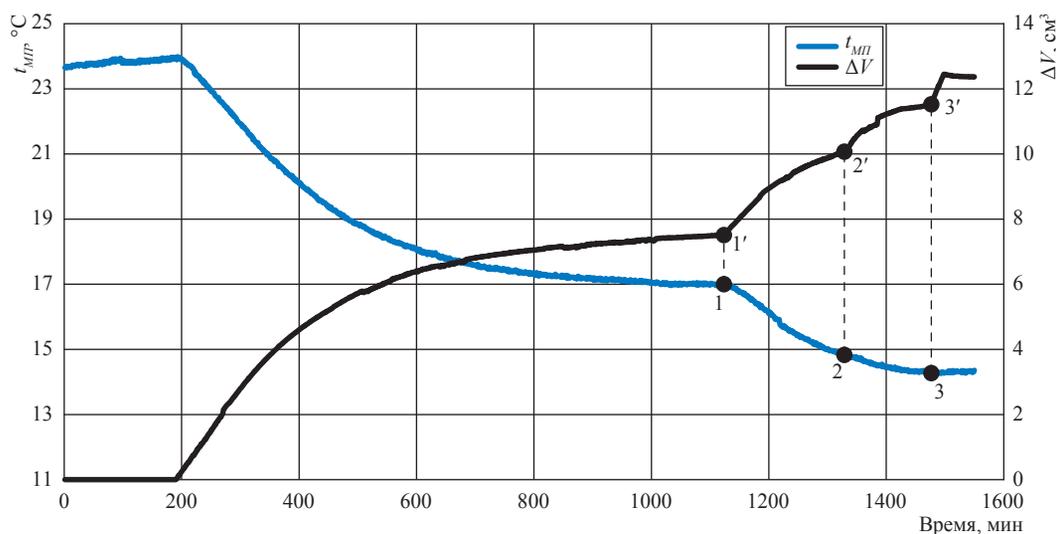


Рис. 8. Динамика изменения ΔV в процессе охлаждения системы

произошло перекрытие всех фильтрационных каналов в испытуемой керновой модели пласта, и фильтрация метана через нее прекратилась.

Приведенное описание эксперимента показывает, что по динамике изменений $\Delta P_{МП}$ (см. рис. 7) и ΔV (см. рис. 8) удобно исследовать процессы гидратообразования в пористой среде. В начале гидратообразования происходит уменьшение перепада давления $\Delta P_{МП}$, обусловленное снижением давления на входе модели пласта за счет того, что часть газа идет на гидратообразование. При этом фильтрация метана продолжается, и только при полном перекрытии всех фильтрационных кана-

лов в точке 3 (см. рис. 7) фильтрация прекращается, что и фиксируется резким неограниченным ростом $\Delta P_{МП}$.

Напомним, что явные признаки гидратообразования обнаружены только для модели пласта, не в полной мере отражающей реальное состояние флюидально-коллекторской системы Чаядинского НГКМ. Действительно, во-первых, начальная водонасыщенность в 64 % не является характерной для Чаядинского НГКМ, для которого $S_{г.о}$ редко превышает 10 %. Во-вторых, начальная водонасыщенность создавалась насыщением образцов керна дистиллированной водой, в то время как минерализация

пластовой воды в условиях Чаяндинского НГКМ составляет 397 г/дм^3 . В-третьих, керновый материал, образующий модель пласта, был предварительно отмыт от солей и галита с помощью дистиллированной воды, что привело к отсутствию солей в модели пласта и тем самым облегчило начало процессов гидратообразования. В-четвертых, во время эксперимента пластовое давление поддерживалось на уровне $P_{пл.эк} = 20 \text{ МПа}$, что почти на 70% выше реального $P_{пл}$ для Чаяндинского НГКМ (при давлении $P_{пл.эк} > P_{пл}$ вероятность образования гидратов метана существенно возрастает [1]).

Таким образом, даже в этих условиях приближенного моделирования флюидально-коллекторной системы Чаяндинского НГКМ, способствующих гидратообразованию, процессы гидратообразования в эксперименте обнаружены при фильтрации метана только при температуре 14°C . Напомним, что $t_{пл}$ продуктивных пластов Чаяндинского НГКМ соответствует значениям $9\text{--}13^\circ\text{C}$ [8]. На основании проведенных экспериментов можно с большой уверенностью говорить о пренебрежимо малой вероятности гидратообразования в реальных пластовых условиях Чаяндинского НГКМ при закачке газа сепарации и пластовой воды.

Режим работы установки при нагревании модели использовался для изучения процессов гидратообразования (см. рис. 6): модель пласта, находящаяся при температуре $14,3^\circ\text{C}$, медленно нагревалась до комнатной температуры. При этом определялось количество метана, появ-

ляющегося при разложении газогидратов. При этом на установке с помощью вентиля 15 отключался дифференциальный манометр 5, с помощью вентиля 12 – ультразвуковой сепаратор 16 и насос 2, а начало модели пласта 3 и ее конец соединялись с помощью вентиля 14 гидродинамическим шунтом 13, представляющим собой отрезок капиллярной трубки. Введение в схему гидродинамического шунта 13 позволяет оперативно регистрировать дополнительные объемы газа, выделяющиеся при разложении газогидратов. Насос 1 работает в режиме поддержания давления $P_{пл.эк} = 20 \text{ МПа}$, принимая и точно регистрируя количество газа, выделяющегося из гидратов при нагревании модели. При этом к измеренной величине ΔV вводилась поправка, обусловленная расширением газа в «мертвых» объемах гидравлической схемы.

На рис. 9 показаны зависимости температуры модели пласта $t_{МП}$ и объема выделяющегося метана V_{CH_4} при разложении гидратов. Видно, что уже в точке 2 при температуре $\sim 14,7^\circ\text{C}$ начинается процесс разложения газогидратов, выражающийся в появлении метана при нагревании модели пласта и заканчивающийся при температуре $\sim 20,4^\circ\text{C}$ (точка 3–3'). В результате разложения газогидратов в исследуемой керновой модели пласта при ее разогреве от $14,3^\circ\text{C}$ до $20,4^\circ\text{C}$ выделилось $1,71 \text{ см}^3$ метана при давлении 20 МПа . Зная начальную водонасыщенность модели пласта $S_{6,0} = 63,51\%$, объем пор модели $V_{\text{пор}} = 10,3813 \text{ см}^3$, а также используя известное из научной литературы [1]

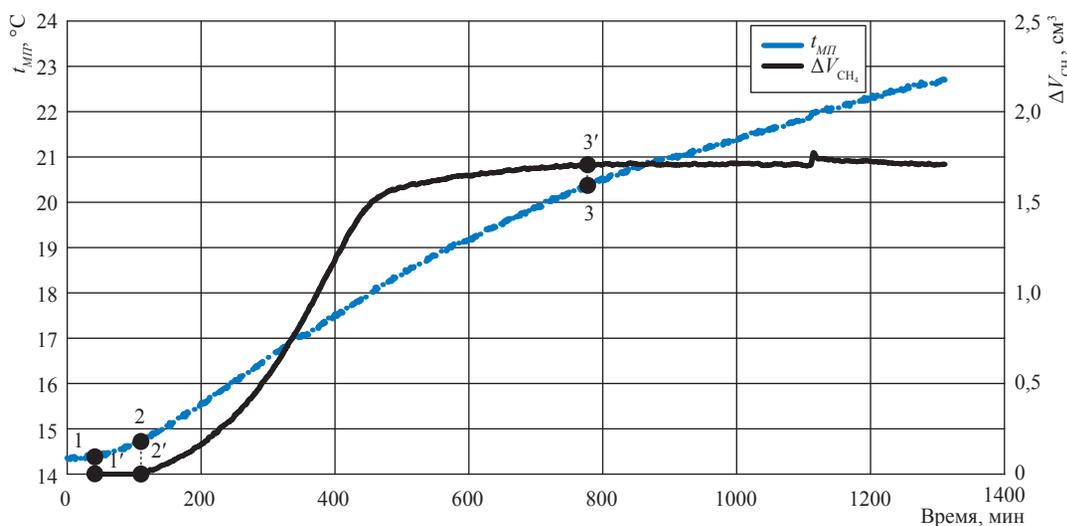


Рис. 9. Динамика объема метана, выделяющегося из керновой модели пласта при нагревании

Таблица 7

**Расчетные характеристики объемов метана и воды, выделившихся из газогидратов
в процессе нагрева модели пласта от 14,7 до 20,4 °С при давлении 20 МПа**

Температура °С	Объем вещества, выделившийся из газогидратов				Объем воды в газогидратах см ³	Объем воды в модели см ³	Доля воды в газогидратах относительно общего объема воды в модели %
	метан		вода				
	см ³	моли	см ³	моли			
14,7	0	0	0	0	1,789	6,593	27,14
15	0,050	0,000518	0,054	0,003002	1,735		26,32
16	0,288	0,002970	0,310	0,017227	1,479		22,43
17	0,806	0,008248	0,862	0,047837	0,927		14,06
18	1,478	0,015027	1,571	0,087154	0,218		3,31
19	1,636	0,016518	1,728	0,095802	0,062		0,93
20	1,691	0,016961	1,775	0,098374	0,015		0,22
20,4	1,709	0,017098	1,789	0,099169	0		0

соотношение – 1 моль CH₄ приходится на 5,8 молей H₂O, справедливое для газовых гидратов метана, можно рассчитать объем воды, связанной гидратами при различных температурах (табл. 7).

Согласно данным табл. 7 в случае модели пласта Чайнинского НГКМ с остаточной водонасыщенностью 63,51 % при фильтрации метана и охлаждении модели пласта до температуры 14,7 °С приблизительно 30 % содержащейся в модели воды переходит в газогидратную форму.

Таким образом, разработана методика изучения закономерностей процессов образования и разложения газовых гидратов при фильтрации флюидов в капиллярных трубках и в пористой среде при пластовых термобарических условиях.

Экспериментально показано, что при существующей водонасыщенности (менее 15 %) и минерализации пластов (397 г/дм³), а также при реальных термобарических условиях Чайнинского НГКМ ($P_{пл} = 13,2$ МПа; $P_{зоп} = 35$ МПа и $t_{пл} = 11$ °С)

риски гидратообразования при закачке метана, газа сепарации, а также при их совместном воздействии с пластовой водой отсутствуют.

Экспериментально установлены значения критического уровня минерализации пластовой воды $M_{кр}$, при которых отсутствует гидратообразование при фильтрации метана и газа сепарации соответственно. Обнаружено, что применительно к метану гидратообразование наступает при уровне минерализации воды ниже 150 г/дм³, а применительно к газу сепарации – ниже 200 г/дм³.

Выявлены фильтрационные параметры перепада давления ΔP , а также избыточного объема газа ΔV , выделяющегося при разложении гидратов, как наиболее чувствительные к процессам образования и разложения газовых гидратов.

Показано, что при фильтрации метана в модели пласта из kernового материала Чайнинского НГКМ при $P_{пл} = 20$ МПа заметное гидратообразование возможно только при начальной водонасыщенности выше 64 % и пластовой температуре порядка 14 °С. При этом в гидратную форму переходит до 30 % содержащейся в модели пласта воды.

Список литературы

1. Истомин В.А. Газовые гидраты в природных условиях / В.А. Истомин, В.С. Якушев. – М.: Недра, 1992. – 236 с.
2. Рассохин С.Г. Моделирование водогазового воздействия на низкопроницаемый нефтяной пласт / С.Г. Рассохин, В.М. Троицкий, А.В. Мизин и др. // Газовая промышленность. – 2009. – № 5 – С. 40–44.
3. Troitsky V.M. Justification of the selection of oil displacement agents for development of oil/gas/condensate fields in Eastern Siberia on the basis of experimental study results / V.M. Troitsky, S.G. Rassokhin, A.F. Sokolov et al. // Book of abstracts of International Gas Union Research Conference (IGRC-2014), September 17–19, 2014. – Copenhagen, Denmark, 2014.

4. Троицкий В.М. Образование и разложение газовых гидратов метана при фильтрации газа / В.М. Троицкий, А.Ф. Соколов, В.А. Истомин и др. // Вести газовой науки: Проблемы разработки газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 4 (20). – С. 135–145.
5. Изюмченко Д.В. Оценка и совместимость водных ресурсов Чайядинского НГКМ для технического водоснабжения и заводнения / Д.В. Изюмченко, Г.П. Косачук, С.В. Буракова и др. // Газовая промышленность. – 2009. – № 11. – С. 43–46.
6. ТУ 51-841-87 с изм. 1–3. Метан газообразный. Технические условия.
7. Ryzhov A.E. Improving fluid filtration to saline reservoir rocks / A.E. Ryzhov, B.A. Grigoriev, D.M. Orlov // Book of abstracts of International Gas Union Research Conference (IGRC-2014), September 17–19, 2014. – Copenhagen, Denmark, 2014.
8. Люгай Д.В. Особенности освоения и проектирования разработки Чайядинского НГКМ / Д.В. Люгай // Газовая промышленность. – 2010. – № 14/654: спец. выпуск. – С. 56–58.

УДК 622.279

Д.М. Орлов, А.В. Богданов, А.П. Федосеев

Экспериментальное исследование влияния скорости фильтрации флюида на риск разрушения горных пород

Ключевые слова: разрушение пород, геомеханические напряжения, влияние скорости фильтрации на разрушение породы, фильтрационно-емкостные свойства.

Keywords: rock fracturing, geomechanical stress, flow velocity influence on rock fracturing, reservoir properties.

Действующие в окрестности скважин напряжения оказывают значительное влияние на фильтрационные свойства пласта и, как следствие, на дебит нефтяных скважин. Величина таких напряжений зависит от деформационных свойств породы и от давления нефти на забое скважины [1]. При понижении давления в скважине касательные напряжения в ее окрестности увеличиваются, что при определенных условиях может привести к разрушению породы вблизи скважины. Проницаемость при этом в разрушенной области резко возрастает, вследствие чего увеличивается приток нефти из пласта в скважину. На сегодняшний день одной из проблем разработки и эксплуатации месторождений природных углеводородов является достоверный учет в проекте разработки геомеханических процессов. Использование геолого-фильтрационно-прочностных моделей позволяет оценить вероятность просадок земной поверхности над разрабатываемыми залежами, определить напряженно-деформированное состояние в разрезе предполагаемого бурения скважин, предсказать ухудшение фильтрационно-емкостных свойств коллектора из-за его разрушения и кольматации [2]. При выполнении геомеханических расчетов помимо упругих свойств (коэффициент Пуассона, модуль Юнга) в модель закладывается критерий прочности. Для его формулирования необходимо провести специальные испытания на прочность в условиях трехосного нагружения [1, 3]. Тем не менее не всегда имеется необходимое количество экспериментальных данных для создания достоверной геомеханической модели. В этом случае приходится довольствоваться экспериментальной оценкой предельно допустимых нагрузок. Современные геолого-фильтрационные модели позволяют выполнять совместный расчет фильтрационных и геомеханических полей при учете их взаимного влияния [4]. Таким образом, отдельным вопросом стоит изучение влияния фильтрационных полей (скорости потока, дебитов скважин) на горные породы в прискважинных зонах.

С этой целью экспериментально исследовалась корреляция таких показателей, как скорость фильтрации флюида и риск разрушения пород продуктивных отложений дагинской свиты одного из месторождений газа шельфа о. Сахалин. Эксперименты проводились в условиях равноосного и неравноосного нагружения скелета сухой или частично водонасыщенной породы-коллектора в широком диапазоне фильтрационно-емкостных свойств (табл. 1). Для оценки возможности разрушения коллектора в прискважинной зоне, где депрессия на пласт достигает максимальных значений благодаря возникающему при фильтрации флюидов градиенту порового давления, с использованием специального стенда (рис. 1) проводились эксперименты, моделирующие проектные дебиты скважин.

Стенд (см. рис. 1) предназначен для измерения проницаемости по газу в пластовых условиях и определения условий разрушения образцов керна при различных соотношениях радиального (бокового) и осевого напряжений, а также при различных градиентах порового давления. Экспериментальная установка состоит из кернодержателя специального типа ЗК-8 (К), системы обжимного давления на основе автоматизированного высокоточного одноплунжерного поршневого насоса с электроприводом ЛН1-700-100 (П) производства ООО «Геологика», системы определения расходов, системы соединительных труб, вентилей, манометров высокого давления и прецизионного датчика избыточного давления МИДА-13П (ДД).

Таблица 1

Фильтрационно-емкостные и литологические характеристики исследованных образцов:

$K_{абс}$ – абсолютная проницаемость, m – пористость

№ обр.	Скв.	Пласт	$K_{абс}$, мД	m , %	Литология
1	3	I-II	10,1	22,8	Песчаник мелкозернистый, алевритистый
2	3	I-II	15,0	24,7	Алевролит
3	3	I-II	16	24,9	Алевролит
4	3	I	22	24,4	Алевролит песчанистый
5	3	II	24	24,7	Песчаник мелкозернистый, алевритистый
6	1	II	26,6	20,4	Песчаник мелкозернистый
7	1	II	47,4	21,5	Песчаник мелкозернистый
8	3	II	196	24,8	Песчаник мелкозернистый
9	3	II	248	24,1	Песчаник мелкозернистый
10	3	II	293	24,3	Песчаник мелкозернистый
11	3	II	308	24,9	Песчаник мелкозернистый
12	3	II	346	25,1	Песчаник мелкозернистый
13	3	III	377	23,8	Песчаник средне-мелкозернистый
14	3	III	506	24,3	Песчаник средне-мелкозернистый
15	5	II	931	25,9	Песчаник мелко-среднезернистый, коричневатого-серый
16	5	II	1135	26,7	Песчаник мелко-среднезернистый, серый
17	5	II	3144	28,7	Песчаник крупно-среднезернистый, коричневатого-серый

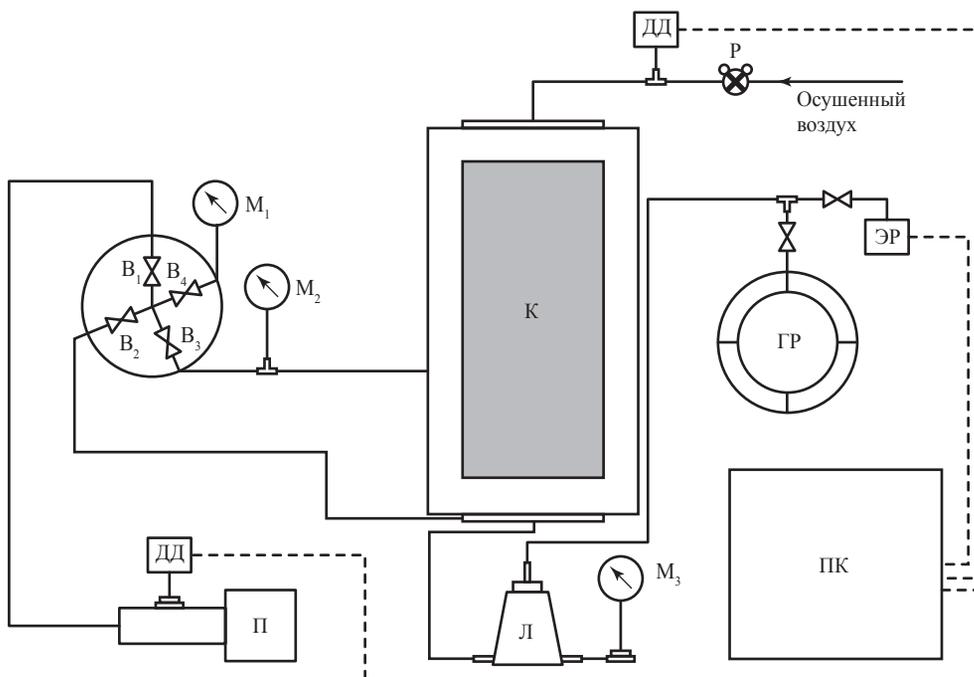


Рис. 1. Схема установки: Р – редуктор; B_1 – B_4 – вентили; M_1 – M_3 – манометры; ПК – персональный компьютер; Л – стеклянная ловушка

Кернодержатель ЗК-8 позволяет независимо создавать осевую и радиальную нагрузку до 60 МПа на стандартный образец керна и фильтровать флюид в осевом направлении (рис. 2). Насос ЛН1-700-100 снабжен собственным датчиком давления и функционирует в режиме поддержания заданного расхода (в диапазоне 0,001–25 мл/мин) и давления (до 70 МПа). Объем цилиндра – 100 мл. При значе-

ниях расхода менее 1000 мл/мин расход газа определялся при помощи высокоточных электронных датчиков MKS 179A-21951 (ЭР), а при больших расходах использовался счетчик газа ГСБ-400 (ГР).

В эксперименте через образец керна, находящийся при эффективном напряжении, фильтровался осушенный воздух с высокими линейными скоростями при больших градиентах

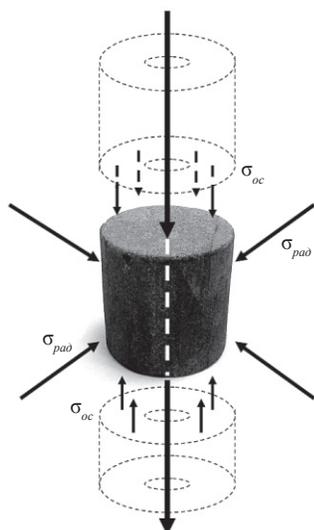


Рис. 2. Схема нагружения образца породы:
 $\sigma_{ос}$ – осевое напряжение; $\sigma_{рад}$ – радиальное напряжение

давления (до 30 МПа/м). Исследования проводились на цилиндрических образцах диаметром и длиной 30 мм. Перепад давлений на входе и выходе (ΔP) кернодержателя достигал 1 МПа. Момент разрушения породы-коллектора относительно заданной линейной скорости фильтрации предполагалось регистрировать по резкому падению давления в гидравлической системе, а также по экстремуму на зависимости проницаемости образца от градиента давления. Параллельно с замерами проницаемости осуществлялся контроль выноса песка из образца на различных режимах фильтрации в специальную стеклянную ловушку (Л), расположенную на выходе из кернодержателя, которая обеспечивала сепарацию газового потока от взвешенных частиц, образующихся при разрушении породы. По наличию частиц породы («песка») в ловушке можно судить о начале разрушения образца керна.

Выполнено две серии экспериментов. В первой серии высушенные до постоянного веса образцы керна находились в условиях равноосного нагружения (моделировалось эффективное напряжение как разность горного и пластового давлений $P_{эф} = P_{гор} - P_{пл}$): $\sigma_{ос} = \sigma_{рад} = 22$ МПа. В исследованном диапазоне скоростей фильтрации v_z (до $v_z = 53$ м/мин) ни один из образцов керна не был разрушен. Выноса песка также не наблюдалось. Исследовалась коллекция образцов

в диапазоне проницаемостей $K_{абс} = 10-3150$ мД и пористостей $m = 20,4-28,7$ % (см. табл. 1).

Так, для проектируемого горизонтального участка скважины длиной $L = 500$ м и радиусом $R = 12,25$ см, вскрывающей газоконденсатный пласт и работающей с дебитом $Q_{скв}$ в диапазоне 2–3 млн м³/сут, диапазон значений скорости течения газа в пластовых условиях составит:

$$v_z = \frac{Q_z}{S_{скв}} = \frac{Q_z}{2\pi RL} = 0,022...0,033 \text{ м/мин}, \quad (1)$$

где Q_z – дебит газа в пластовых условиях ($P_{пл} = 22$ МПа, пластовая температура $T_{пл} = 125$ °С); $S_{скв}$ – площадь участка скважины.

Диапазон значений Q_z оценивался с помощью уравнения состояния идеального газа:

$$Q_z = Q_{скв} \frac{P_{см} T_{пл}}{P_{пл} T_{см}} = 12,1...18,2 \text{ тыс. м}^3/\text{сут},$$

где давление в стандартных условиях $P_{см} = 0,1$ МПа, температура в стандартных условиях $T_{см} = 25$ °С.

В приближении для однофазной фильтрации также можно оценить линейную скорость фильтрации по нефти v_n , соответствующую экспериментальным градиентам давления, возникающим при фильтрации газа. Для этого, зная соотношение вязкостей флюидов и принимая, что проницаемость одинакова для обеих фаз и соответствует абсолютной, можно получить диапазон:

$$v_n = \frac{\mu_z}{\mu_n} v_z = 0,092...0,14 \text{ см/мин}, \quad (2)$$

где динамическая вязкость нефти $\mu_n = 0,43$ сП, а динамическая вязкость газа (воздуха) $\mu_z = 0,018$ сП.

Можно видеть (табл. 2), что экспериментально полученные максимальные скорости фильтрации по исследованной группе образцов превышали проектные (см. формулы (1) и (2)) минимум в 150 раз, максимум в 2400 раз. Таким образом, в первой серии экспериментов не было зафиксировано разрушения горной породы даже при превышении проектных скоростей фильтрации на два-три порядка.

Во второй серии экспериментов исследовалось влияние неравноосного нагружения и остаточной воды на прочность пород-коллекторов. Известно, что прочность пород существенно зависит от вида насыщающего флюида [5, 6]. Так, установлено, что при нали-

Таблица 2

Линейная скорость фильтрации газа:

$\Delta P/L$ – градиент давления; v_2 – полученная в эксперименте максимальная линейная скорость фильтрации газа; v_n – расчетная максимальная линейная скорость фильтрации нефти; $S_{e.o}$ – доля в образце остаточной воды, созданной методом центрифугирования

№ образца	Сухой образец			Частично водонасыщенный образец			
	$\Delta P/L$, МПа/м	v_2 , м/мин	v_n , м/мин	$S_{e.o}$, %	$\Delta P/L$, МПа/м	v_2 , м/мин	v_n , м/мин
1	35,4	5,2	0,2	31,6	24,9	4,3	0,2
2	34,5	8,3	0,3	37,0	21,5	5,4	0,2
3	35,4	9,0	0,4	34,4	24,2	6,5	0,3
4	30,9	7,1	0,3	23,3	19,9	6,5	0,3
5	34,4	10,1	0,4	33,7	25,2	9,1	0,4
6	37,0	9,5	0,4	6,1	27,9	9,5	0,4
7	34,3	15,2	0,6	–	–	–	–
8	33,4	29,1	1,2	5,8	5,2	24,2	1,0
9	34,6	40,8	1,7	15,2	24,1	34,1	1,4
10	34,2	41,4	1,7	16,3	25,3	41,4	1,7
11	28,0	36,0	1,5	8,9	19,7	42,7	1,8
12	34,1	31,8	1,3	14,2	18,3	40,3	1,7
13	31,4	32,9	1,4	21,6	20,4	45,3	1,9
14	24,7	40,0	1,7	12,1	25,1	43,7	1,8
15	22,6	49,0	2,1	7,8	24,4	49,6	2,1
16	19,2	51,1	2,1	7,3	22,0	46,4	1,9
17	19,2	53,0	2,2	2,2	21,1	115,7	4,8

чии в породе водного раствора с объемной концентрацией более 5 % происходит существенное изменение прочностных свойств карбонатных породы [5].

Для исследования влияния остаточной воды на прочность породы образцы керна с остаточной водонасыщенностью, созданной методом центрифугирования при 4500 об/мин, помещались в условия неравноосного нагружения: $\sigma_{oc} = 22$ МПа, $\sigma_{рад} = 11$ МПа. Во второй серии (см. табл. 2) экспериментов также ни один из образцов не был разрушен в исследованном диапазоне скоростей фильтрации (до $v_2 = 116$ м/мин). Экспериментально по-

лученные максимальные скорости фильтрации по исследованной группе образцов превышали проектные минимум в 130, максимум в 5250 раз. Результаты второй серии экспериментов показали, что даже в более жестких (остаточная вода и неравноосное нагружение) пластовых условиях при высоких скоростях фильтрации разрушения образцов горной породы не происходит.

Следует заметить, что после центрифугирования часть образцов, а именно: № 1 ($K = 10,1$ мД; $m = 22,8$ %; $S_{e.o} = 31,6$ %), № 8 ($K = 196$ мД; $m = 24,8$ %; $S_{e.o} = 5,8$ %) и № 9 ($K = 266$ мД, $m = 24,4$ %; $S_{e.o} = 15,2$ %), расслоились



Рис. 3. Расслоившиеся образцы керна после центрифугирования

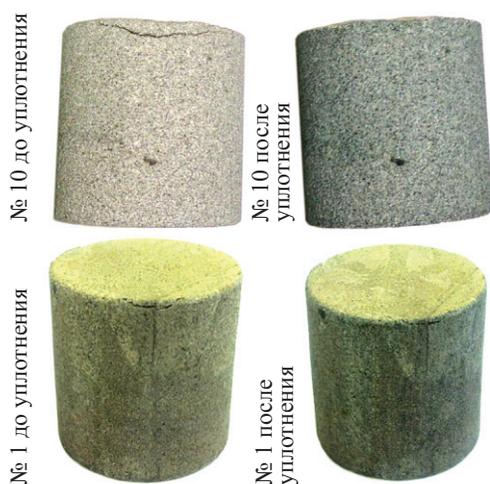


Рис. 4. Уплотнение трещин на образцах керна после исследований в пластовых условиях

вдоль напластования (перпендикулярно направлению фильтрации). На фотографиях (рис. 3) отчетливо видны трещины вблизи одного из торцов образцов. Тем не менее в процессе фильтрационных испытаний расслоившиеся образцы не были разрушены, а, наоборот, наблюдалось уплотнение трещин в месте первоначального расслоения (рис. 4).

Подводя итог проведенным исследованиям, можно утверждать, что образцы пород продуктивных отложений дагинской свиты

при воздействии градиентов давления, соответствующих проектным дебитам, не разрушаются. Этот вывод опирается на то, что исследованная коллекция кернового материала представляет широкий диапазон фильтрационно-емкостных свойств продуктивных отложений дагинской свиты. Изучено влияние остаточной воды и неравноосного нагружения на прочность коллекции в пластовых условиях при высоких скоростях фильтрации. Показано, что разрушения сухих и частично насыщенных водой пород не происходило даже при наличии сдвигового напряжения, обусловленного неравноосной нагрузкой.

Обнаружено, что фильтрация воды в процессе центрифугирования оказывала более сильное воздействие на структуру скелета породы, чем фильтрация газа при больших градиентах в условиях пластовых напряжений.

Для более глубокой оценки условий начала разрушения породы-коллектора при фильтрации флюида с проектными скоростями фильтрации в будущем целесообразно провести еще одну серию экспериментов в условиях более низкого осевого напряжения. Возможно, основным фактором, препятствующим разрушению образцов в эксперименте, являются высокие сжимающие осевые напряжения. К тому же следует оговориться, что для полной имитации напряженно-деформированного состояния горной породы на стенке скважины в экспериментах не хватает реализации независимой третьей оси нагружения.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 13-08-00340 а.

Список литературы

1. Коваленко Ю.Ф. Анализ напряженного состояния и разрушения породы в окрестности нефтяной скважины: препринт / Ю.Ф. Коваленко, К.Б. Устинов, А.А. Галанин. – М.: ИПМех РАН. – 2009. – № 919. – 36 с.
2. Ковалев А.Л. Геомеханическая модель горного массива, содержащего разрабатываемую нефтегазовую залежь или подземное хранилище газа / А.Л. Ковалев, Е.В. Шеберстов // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 204–215.

3. Орлов Д.М. Экспериментальное определение прочностных характеристик слабосцементированных песчаников и алевролитов в пластовых условиях / Д.М. Орлов, Н.В. Савченко, А.Е. Рыжов, Т.А. Перунова // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 184–191.
4. Gutierrez M.S. Coupling of fluid flow and deformation in underground formations / M.S. Gutierrez, R.W. Lewis // Journal of Engineering Mechanics. – July 2002. – V. 128, is. 7. – P. 779–787.
5. Vásárhelyi B. Influence of water content on the strength of rock / B. Vásárhelyi, P. Ván // Engineering Geology. – 2006. – V. 84. – P. 70–74.
6. Carles P. Water-weakening of carbonates under stress: new insights into pore-volume compressibility measurements / P. Carles, P. Lapointe // Petrophysics (SPWLA). – 2005. – V. 46, is. 5. – P. 361–368.

КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ

УДК 551.7:551.24

А.И. Крикунов, А.Е. Рыжов, Л.А. Филиппова, Н.Ю. Канунникова

Определение местоположения ботубинского продуктивного горизонта и пластов ХМ1 и ХМ2 хамакинского продуктивного горизонта в южной части Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения

Ключевые слова:

скважина, месторождение, седиментация, размыв, горизонт, корреляция, репер.

Keywords:

well, field, sedimentation, wash-out, horizon, correlation, reference point.

Южная периферия Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) характеризуется очень сложным строением терригенных отложений нижнего венда и совершенно недостаточной степенью их изученности. До 2000 г., когда по всем продуктивным горизонтам месторождения проводился последний подсчет запасов нефти, газа и сопутствующих им полезных компонентов, здесь было пробурено 5 скважин: 274-01, 752, 803, 806 и 808. Затем в 2009–2012 гг. пробурили скважины 321-52, 321-53, 321-54, 321-55, 321-57, 321-71, 321-74. В 2013 г. к ним добавились скважины 321-51, 321-56, 321-69, 321-70, 321-73 и 321-76. Наконец в 2014 г. пробурены скважины 321-58, 321-68 и 321-75. В этом же году на данной территории были проведены сейсморазведочные работы в формате 3D и построены структурные карты по ряду отражающих сейсмических горизонтов, имеющих место в породах кембрия и венда. Кроме прочих, графические построения велись по подошве верхнебюкских карбонатных пород, перекрывающих на большей части месторождения ботубинские нефтегазоносные песчаники, и по подошве хамакинского продуктивного горизонта. Анализ полученных материалов показывает, что расположение линий разломов на всех этих картах не зависит от возраста отложений и остается всегда постоянным, из чего можно сделать вывод, что на картах изображены лишь молодые разломы, образовавшиеся после формирования вендского терригенно-карбонатного комплекса пород, или же те, что неоднократно проявляли свою активность. Открытым на сегодня остается вопрос о существовании внутриформационных или погребенных разломов в отложениях докембрия, которые могли появиться в периоды значительных структурных преобразований, когда отложения того или иного возраста под действием тектонических сил выводились на поверхность, подвергались размыву или, наоборот, погружались на большую глубину. Довольно трудно предположить, что на протяжении венда, который охватывает временной интервал в 80 млн лет, не происходило структурных преобразований, связанных с дизъюнктивной тектоникой. Очень сложное геологическое строение южной части Чаяндинского НГКМ и явно недостаточную ее изученность демонстрирует схематическая карта, составленная путем наложения друг на друга структурных карт, построенных в разное время и разными авторами (рис. 1).

Южная оконечность Чаяндинского НГКМ, кроме перспективы увеличения за счет нее площади газовых и нефтяных залежей, привлекает к себе внимание еще и тем, что в районе скв. 808 планируется создать подземное хранилище концентрата гелия. В этом контексте вызывает интерес то обстоятельство, что разрезы пробуренных здесь скважин расчленяются и сопоставляются разными авторами не одинаково. Так, на рис. 2 приводится принятая на сегодняшний день корреляционная схема по линии скв. 321-56, 321-58 и 321-75. В этих скважинах выделены все основные продуктивные горизонты, известные на Чаяндинском НГКМ. Ботубинская подсвита

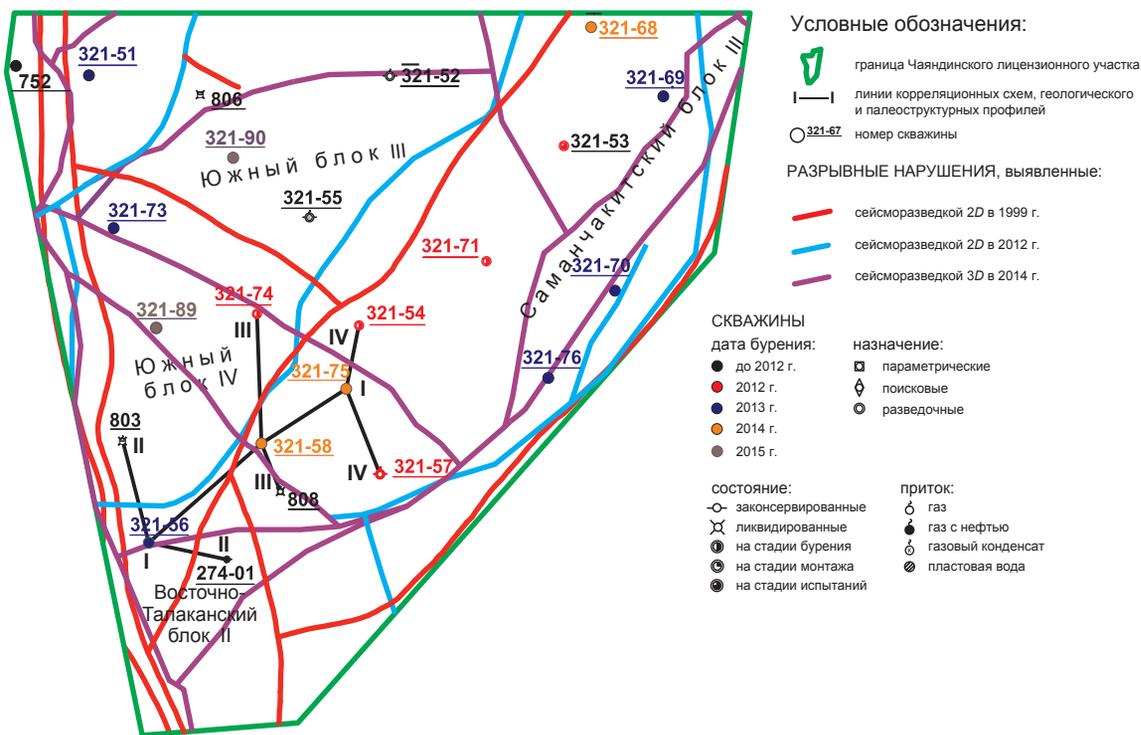


Рис. 1. Схематическая карта южной части Чаюдинского месторождения

и пласты ХМ1 и ХМ2 хамакинского продуктивного горизонта выделены во всех трех скважинах. На корреляционной схеме показано, что карбонатные отложения буюкской свиты последовательно и без какого-либо перерыва в осадконакоплении залегают на породах ботубобинской подсвиты, которые, в свою очередь, постепенно переходят в подстилающие их аргиллиты. Ниже по разрезу эти аргиллиты замещаются отложениями пласта ХМ1, которые с разрывом ложатся на аргиллиты, перекрывающие продуктивные породы пласта ХМ2. Песчаники, гравелиты и алевролиты пласта ХМ2 последовательно залегают на подстилающих заглинизированных породах нижнепаршинской подсвиты, а затем уже они замещаются породами талахского продуктивного горизонта.

С подобным расчленением и корреляцией разрезов скважин согласиться довольно сложно. В опубликованной ранее работе [1] было убедительно показано, что карбонатные отложения буюкской свиты залегают на подстилающих породах с глубоким разрывом. В силу именно данного обстоятельства в южной части Чаюдинского НГКМ продуктивные ботубобинские песчаники отсутствуют. Отсутствуют они полностью и на юго-восточной периферии месторождения, которая в границах структурных

карт, построенных в 1999 и 2012 гг., обозначалась как Саманчакитский блок. Косвенным доказательством этому служит то, что ни в одной из шестнадцати скважин, пробуренных здесь на сегодняшний день, под карбонатными отложениями буюкской свиты не только не были получены притоки газа или нефти, но не обнаружено даже пород-коллекторов. Кроме этого, вызывает сомнение обоснованность выявления некоторыми исследователями в разрезах скв. 321-56, 321-58 и 321-75 пласта ХМ1 хамакинского продуктивного горизонта. Стоит добавить, что в кровельной части пласта ХМ2 и внутри него может быть выделен целый ряд поверхностей внутрiformационных разрывов. Вполне возможно и то, что на границе между талахской и паршинской свитами тоже имеется перерыв в осадконакоплении [2, 3, 4].

Вопрос о присутствии или отсутствии ботубобинской подсвиты и пласта ХМ1 хамакинского продуктивного горизонта в интервале пород, перекрывающих пласт ХМ2, представляется довольно важным. Ведь от этого зависит качество крышки для подземного хранилища газа, которое планируется создать в пласте ХМ2. Наличие пород-коллекторов в этом интервале отложений может серьезно ухудшить изолирующие свойства предполагаемого флюидоупора.

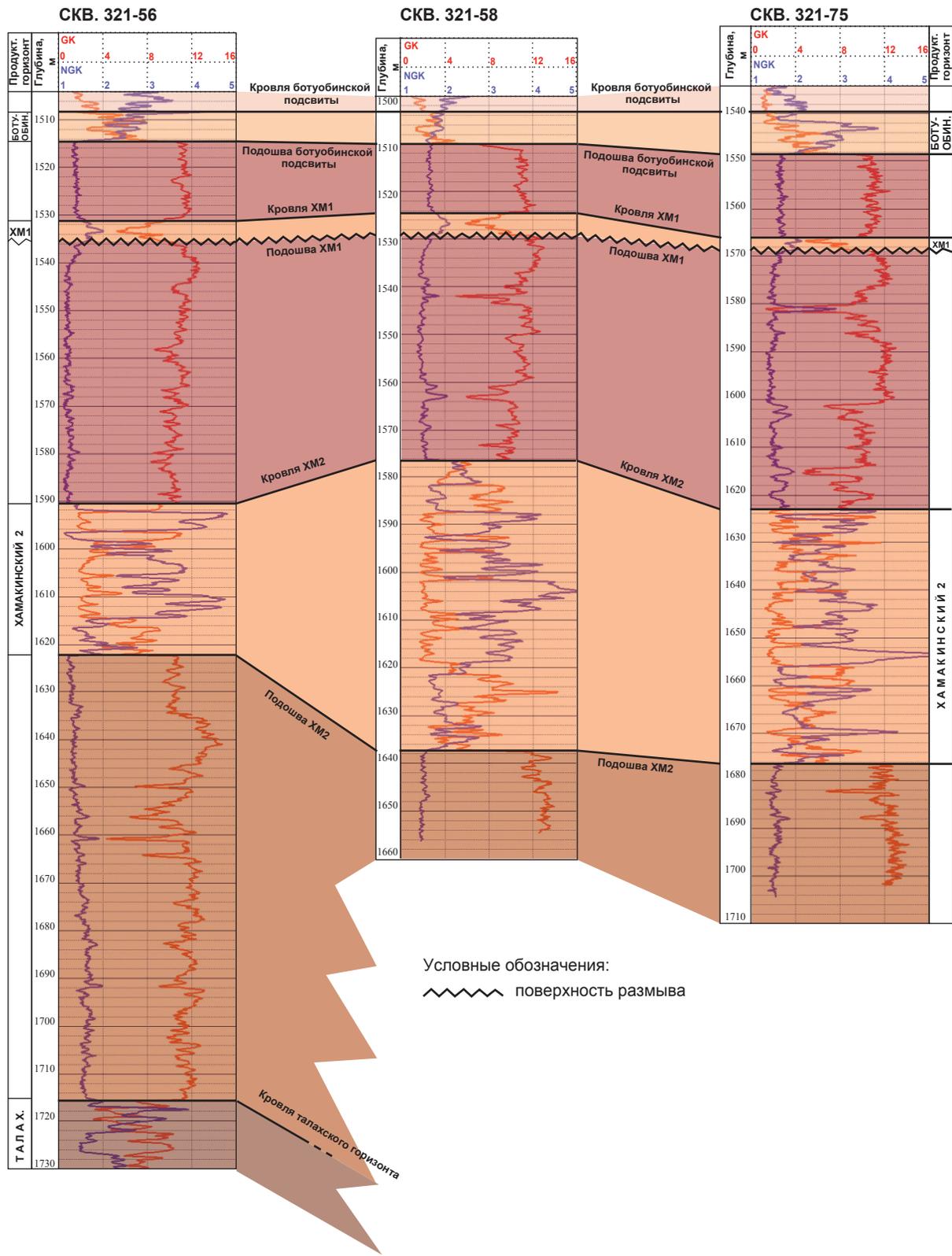


Рис. 2. Корреляционная схема Чайндинского месторождения по линии скв. 321-56 – 321-58 – 321-75:
 GK – гамма-каротаж; NGK – нейтронный гамма-каротаж
 (ООО «ЦНИП ГИС», 2014 г.)

Чтобы подтвердить представленные ранее соображения и с целью уточнения внутреннего строения комплекса терригенных пород нижнего венда, который развит в южной части Чайндинского НГКМ, в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» составлена корреляционная схема¹ по линии скв. 321-56 – 321-58 – 321-75 (рис. 3). Все три скважины характеризуются значительным объемом отобранного в них керна, что позволяет довольно уверенно определять петрографические и литолого-петрофизические свойства пород-коллекторов и флюидоупоров. Однако необходимо отметить, что, поскольку скв. 321-58 и 321-75 были пробурены лишь в 2014 г., детальное их изучение еще не закончено и на сегодняшний день можно пользоваться только результатами оперативных исследований.

На рис. 2 в скв. 321-56 в интервале пород 1508–1514,7 м выделяется ботубобинская подсвета. Данная подсвета, или ботубобинский продуктивный горизонт, представлена на подавляющей части Чайндинского НГКМ, как правило, кварцевыми песчаниками и алевролитами. Согласно же описанию керна, сделанному в ООО «Газпром ВНИИГАЗ», в скв. 321-56 на соответствующих глубинах встречены следующие породы²:

- 1511,00–1511,56 м (1507,80–1508,36 м) – ангидрит серый, светло-серый. Текстуры: облачная, пятнистая;
- 1511,56–1513,61 м (1508,36–1510,41 м) – доломит желтовато-серый с линзами и прослоями светло-серого ангидрита. Текстуры: строма-толитовая, узорчатая, линзовидная;
- 1513,61–1514,00 м (1510,41–1510,80 м) – смешанная терригенно-карбонатная порода, доломит ангидритистый, песчанистый. Цвет желтовато-серый, серый. Текстуры: тонко-параллельно-горизонтально-слоистая, слабонаклонная;

- 1514,00–1516,10 м (1510,80–1512,90 м) – доломит с частыми прослоями аргиллита. Цвет породы желтовато-серый, темно-серый, почти черный. Текстуры: оползания, тонко-параллельно-горизонтально-слоистая, слабонаклонная;

- 1516,10–1517,57 м (1512,90–1514,37 м) – переслаивание аргиллита темно-серого, почти черного, и доломита желтовато-серого. Текстуры: слоистая, прерывисто-слоистая, взмучивания, неравномерно-волнистая. Слойки доломита взломлены с образованием интракластов светло-серого мелкокристаллического ангидрита. В прослоях доломита встречаются крупные каверны (до 3 см), заполненные солью;

- 1517,57–1525,00 м (1514,37–1521,80 м) – аргиллит темно-серый, почти черный, зеленовато-серый. Текстура тонко-параллельно-горизонтально-слоистая. Отмечаются крупные кристаллы пирита до 2 см. Порода активно разбита трещинами на пластинки толщиной 1–3 см.

Приведенное краткое макроописание керна говорит о том, что весь рассматриваемый интервал отложений, идентифицируемый некоторыми исследователями как ботубобинская подсвета, представлен в основном карбонатами и сульфатами, свойственными больше верхнебюкской подсвете, чем ботубобинскому продуктивному горизонту. В основании интервала среди доломита и прослоев аргиллита встречены обломки мелкокристаллического ангидрита, присутствие которых свидетельствует о вероятном перерыве в осадконакоплении. Здесь же отмечаются каверны, заполненные солью, появление которой на Чайндинском месторождении довольно часто приурочено к поверхностям размывов.

В скв. 321-58 керн на границе бюкских карбонатов и терригенных отложений нижнего венда не отбирался.

На корреляционной схеме ЦНИП ГИС (см. рис. 2) в скв. 321-75 ботубобинская подсвета выделена в интервале глубин 1539,5–1548,5 м. Согласно оперативному описанию керна, сделанному непосредственно на скважине, интервал пород, откуда был поднят керн, представлен преимущественно карбонатными отложениями (керн в этой скважине отобран³ начиная с глубины 1544 м):

- 1544,00–1544,58 м (1542,45–1543,03 м) – доломит с примесью терригенного материала

¹ Более подробный, доработанный вариант схемы см. на рис. 2 в статье Крикунов А.И. Результаты циклостратиграфического анализа, проведенного с целью уточнить историю формирования отложений терригенного венда на южной периферии Чайндинского нефтегазоконденсатного месторождения / А.И. Крикунов, А.Е. Рыжов, Л.А. Филиппова и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 128.

² Здесь и далее в описаниях скважин в скобках приведены глубины, уточненные для увязки керна с промыслово-геофизическими данными.

³ Для увязки с данными геофизических исследований скважин (ГИС) керн необходимо поднять вверх на 1,55 м.

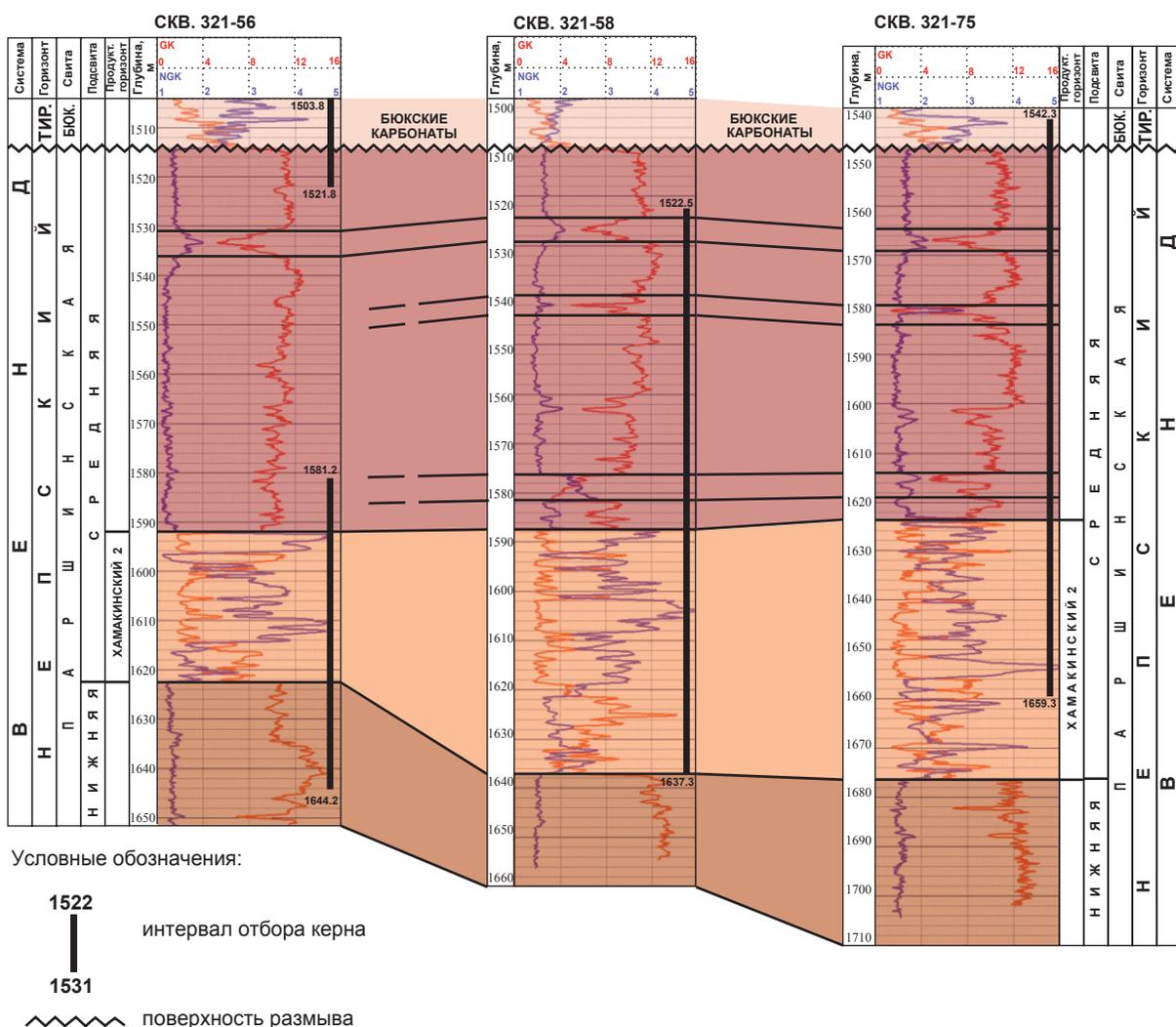


Рис. 3. Корреляционная схема Чайндинского месторождения по линии скв. 321-56 – 321-58 – 321-75 (ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2014 г.)

ла псаммитовой размерности. Верхние 28 см занимает доломит серого цвета с прослоями (1–2 мм) темно-серого глинистого и редко коричневатого-серого доломита. Ниже он приобретает цвет коричневатого-серый. По всему пласту встречаются редкие нодулы (1–3 мм) ангидрита белого. Верхние 5 см пласта представлены белым ангидритом, у подошвы выделяется небольшой слой (2–5 мм) аргиллита серого, ниже залегают ангидрит белый (5–8 см);

- 1544,58–1545,05 м (1543,03–1543,50 м) – доломит серо-коричневый скрытокристаллический с неравномерными нодулами белого ангидрита (от 1–3 мм до 1–2 см);

- 1545,05–1546,25 м (1543,50–1544,70 м) – доломит серый, коричневатого-серый с неравномерными нодулами ангидрита белого от 2 мм до 2 см. Доломит местами (1,15–1,23 м от на-

чала долбления) волнисто-слоистый, угол наклона слоев 10–20°. На глубине 1,46–1,62 м присутствует аргиллит зеленовато-серый, под ним тонкий слой (1–2 см) песчанистого серо-коричневого доломита, в интервале 2,1–2,16 м от начала долбления – прослой аргиллита, на контакте с нижележащим пластом – крупные включения (2–7 см) ангидрита белого;

- 1546,25–1547,70 м (1544,70–1546,15 м) – доломит тонкослоистый серый, светло-серый, коричневый. Слоистость преимущественно горизонтальная, местами волнистая и наклонная (угол 0–30°). Встречаются окремнения округлой формы (0,5–2 см). В интервале 3,45–3,55 м от начала долбления находится прослой серых аргиллитов. В верхней части пласта (первые 3–5 см) слоистость нарушена включениями ангидрита;

- 1547,70–1548,05 м (1546,15–1546,50 м) – доломит серый с множеством тонких коротких извилистых трещин без видимого минерального выполнения;

- 1548,05–1548,38 м (1546,50–1546,83 м) – доломит коричневатого-серый с примесью терригенного материала псаммитовой размерности. В верхней части пласта переслаивается с серыми аргиллитами;

- 1548,38–1549,13 м (1546,83–1547,58 м) – доломит серый, коричневатого-серый, скрытокристаллический, местами тонкослоистый;

- 1549,13–1550,00 м (1547,58–1548,45 м) – доломит серый с зеленоватым оттенком, песчаный.

Ниже перечисленных карбонатных отложений залегают массивные зеленоватого-серые аргиллиты паршинской свиты.

Из приведенного описания керна следует, что интервал пород на глубинах 1539,5–1548,5 м из скв. 321-75 относится к ботубинскому продуктивному горизонту едва ли корректно.

Рассмотрим теперь, как обстоит дело с описанием керна из скважин, которые пробурены поблизости и окружают те, что помещены на корреляционные схемы (см. рис. 2 и 3). Для удобства восприятия данных в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» составлены еще три детализированные корреляционные схемы II–II (рис. 4), III–III (рис. 5) и IV–IV (рис. 6), которые почти под прямым углом пересекают линию скважин 321-56, 321-58 и 321-75 и на которых выделены 19 синхронных реперных горизонтов.

В скв. 274-01, 321-54, 321-74 и 808 керн на границе карбонатных и терригенных пород венда не отбирался. В скв. 803 кровля терригенного нижнего венда по данным ГИС отбивается на глубине 1440 м. Керн в этой скважине был отобран в интервале пород на глубинах 1437,7–1464,7 м, но ни он сам, ни его описание по объективным причинам не сохранились. В скв. 321-57 кровля терригенного венда расположена на глубине 1429,5 м (см. рис. 4). В интервале глубин 1421–1430 м был отобран керн⁴:

- 1421,00–1422,00 м (1423,00–1424,00 м) – ангидрит светло-серый, серый. Текстура пятнистая. Порода плотная, массивная, крепкая, присутствуют единичные прослои аргиллитов мощностью до 0,5 см;

- 1422,00–1423,00 м (1424,00–1425,00 м) – частое тонкое переслаивание доломитов с ангидритом. Цвет пород зеленоватого-серый, серый, желтоватого-серый;

- 1423,00–1424,00 м (1425,00–1426,00 м) – доломит с ангидритом желтоватого-серый, серый. Текстуры: узорчатые, слоистые. Тонкие прослои доломитов нарушены ангидритом. Присутствуют единичные прослои аргиллита до 5 см;

- 1424,00–1425,37 м (1426,00–1427,37 м) – доломит с ангидритом. Ангидрита мало. Включения ангидрита практически не нарушают тонкой параллельной слоистости. Порода желтоватого-серая, местами серая. Текстуры: слоистая, тонкослоистая, узорчатая, линзовидная из-за единичных линз ангидрита размером до 5 см;

- 1425,37–1426,00 м (1427,37–1428,00 м) – доломит слоистый, тонкослоистый. Плотный, массивный. Цвет породы желтоватого-серый;

- 1426,00–1428,11 м (1428,00–1430,11 м) – доломит желтоватого-серый и аргиллит серый, зеленоватого-серый. Доломит преобладает. В аргиллите иногда встречаются обломки доломита и терригенные обломки. Прослои аргиллитов достигают 10 см;

- 1428,11–1430,00 м (1430,11–1432,00 м) – аргиллиты зеленоватого-серые с редкими прослоями серых и зеленоватого-серых алевролитов. В верхней части в аргиллитах присутствуют терригенные обломки размером до 1 мм. Зона дробления. Большое количество зеркал скольжения. Порода сильно разбита трещинами.

Все сказанное дает основание не показывать на корреляционной схеме (см. рис. 3) в кровле терригенного венда в скв. 321-56, 321-58 и 321-75 наличия ботубинского горизонта, или ботубинской подсвиты. По нашему представлению, продуктивные ботубинские песчаники в этом районе Чайндинского месторождения полностью размыты и карбонатные отложения бюксской свиты залегают на подстилающих породах с размывом. Этот вывод подтверждается отрицательными результатами опробования испытателем пластов в скв. 321-56 на глубине 1502–1525 м и отсутствием (по данным ГИС) пород-коллекторов в скв. 321-58 и 321-75 в интервале пород, который располагается под карбонатными отложениями верхнебюксской подсвиты.

Ниже подошвы ботубинской подсвиты (14–18 м) на корреляционной схеме ЦНИП ГИС

⁴ Чтобы увязать глубину отбора керна с данными ГИС, керн необходимо опустить на 2 м.

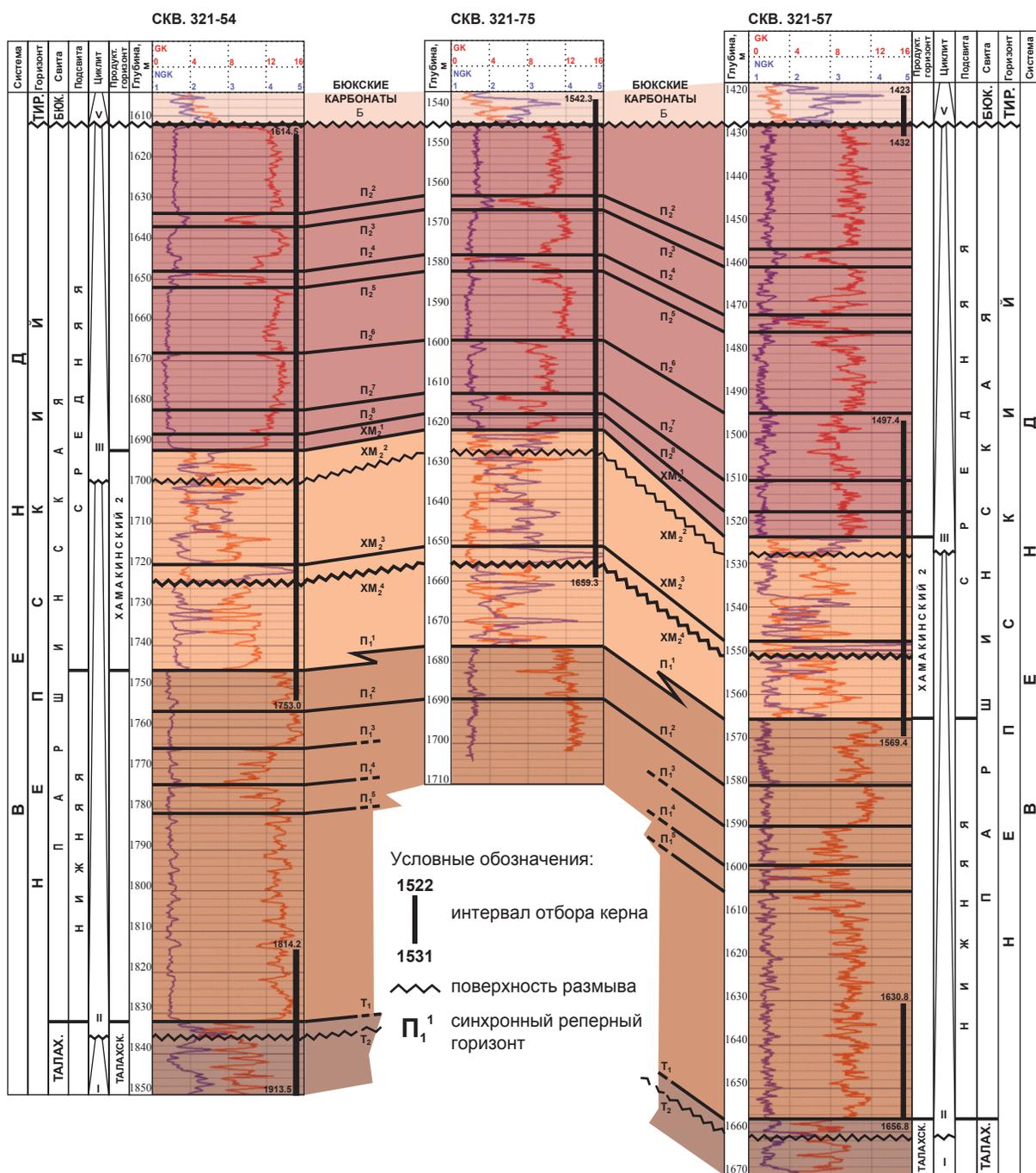


Рис. 4. Чаяндинское месторождение: корреляционная схема по линии скв. 321-54 – 321-75 – 321-57

(см. рис. 2) выделяется верхний пласт хамакинского продуктивного горизонта (ХМ1). На Чаяндинском месторождении он имеет, как правило, толщину около 4–8 м. В литологическом плане этот пласт представлен обычно крупнозернистыми песчаниками, гравелитами, реже – конгломератами или брекчией. В основании пласта ХМ1 расположена поверхность регионального размыва, которая отмечается

практически на всей территории Чаяндинского месторождения. Следует иметь в виду, что по данным ГИС ни в одной из трех скважин в интервалах глубин, указанных на корреляционной схеме ООО «ЦНИП ГИС» как продуктивный пласт ХМ1, породы-коллекторы не выделяются. В скв. 321-56 там, где показан пласт ХМ1, керн не отбирался. В скв. 321-58 и 321-75 согласно предварительному описанию керна,

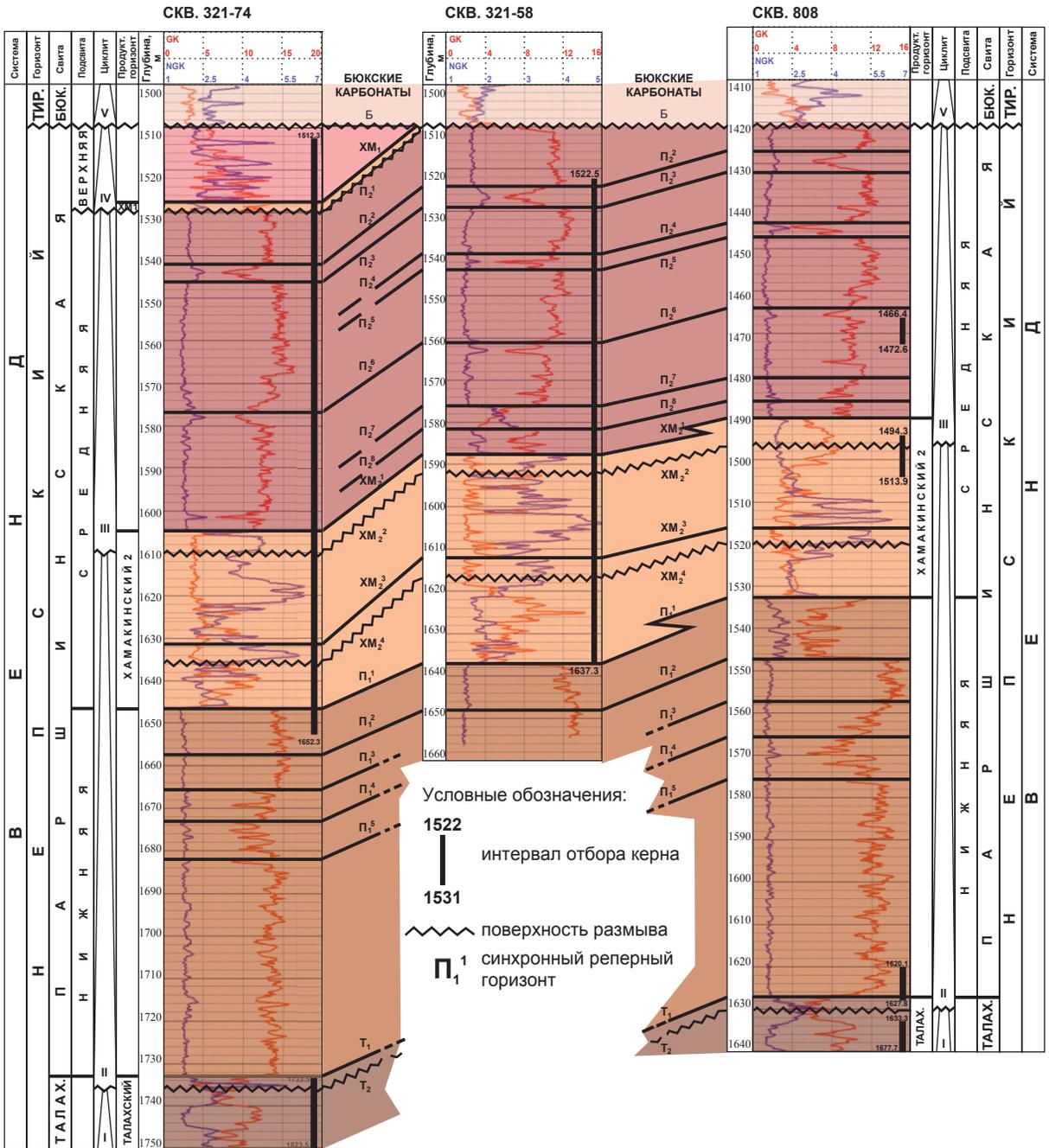


Рис. 5. Чаяндинское месторождение: корреляционная схема по линии скв. 321-74 – 321-58 – 808

сделанному непосредственно в местах его отбора, породы представлены доломитами с тонкими прослоями аргиллитов. Применительно к расположенным рядом скв. 274-01, 321-57, 803 и 808 данных об отложениях соответствующих пород нет из-за отсутствия керна. В скв. 321-54 аналогичный интервал пород выделяется на глубине 1634–1637 м (см. рис. 4). Далее приводится описание керна, который,

чтобы увязать с данными ГИС, необходимо приподнять на 0,8 м:

- 1615,30–1635,30 м (1614,5–1634,5 м) – аргиллит темно-серый, почти черный, с редкими серыми прослоями алевролитов. Текстуры: тонко-параллельно-горизонтально слоистые, штриховидные, линзовидные, неясно слоистые. КERN активно разбит трещинами по напластованию;

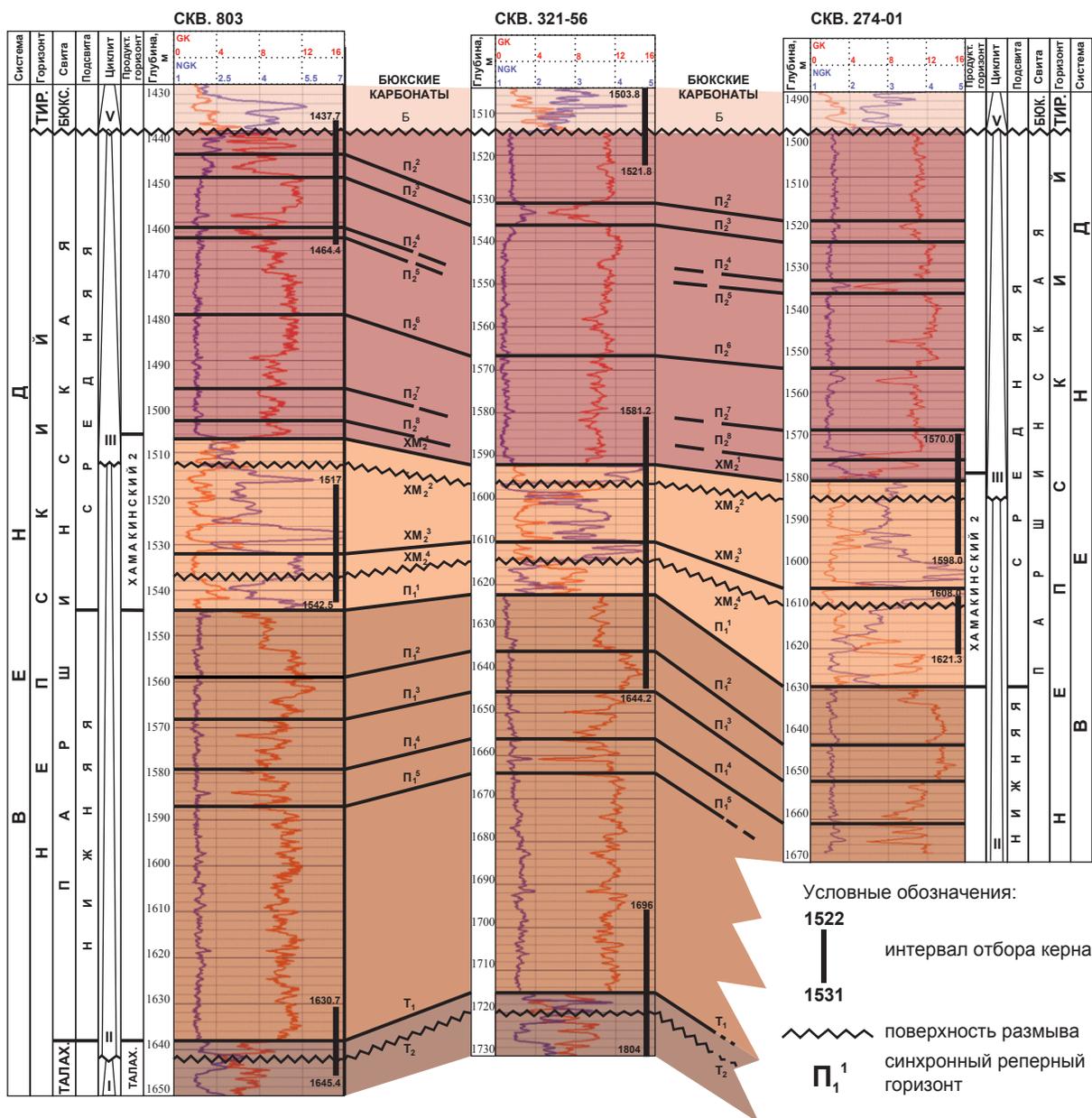


Рис. 6. Чаяндинское месторождение: корреляционная схема по линии скв. 803 – 321-56 – 274-1

- 1635,30–1637,30 м (1634,5–1636,5 м) – аргиллит алевритистый, серый, темно-серый, почти черный. Текстуры: тонко-параллельно-горизонтально слоистая с элементами градиционной слоистости, продавливания и проседания осадка. Породы сильно разбиты трещинами по напластованию;
- 1637,30–1645,99 м (1636,5–1645,19 м) – аргиллит темно-серый, почти черный, с редкими серыми прослоями алевролитов. Текстуры: тонко-параллельно-горизонтально слоистые, штриховидные, линзовидные, неясно слои-

стые. Керна активно разбит трещинами по напластованию.

В скв. 321-74 соответствующий интервал пород, по данным ГИС, находится на глубине⁵ 1542–1546 м (см. рис. 6):

- 1527,34–1540,32 м (1529,64–1542,62 м) – аргиллит темно-серый, почти черный. Текстуры: неясно-слоистая, прерывисто-слоистая. Керна разбит трещинами на отдельные плитки;

⁵ Чтобы увязать описание керна с результатами промыслово-геофизических исследований, его необходимо опустить на 2,3 м.

• 1540,32–1543,20 м (1542,62–1545,50 м) – аргиллит зеленовато-серый, серый. Тонко-параллельно-горизонтально-слоистый, слабо-наклонно-слоистый, слабо взмученный. В нижней части в интервале 1543,00–1543,20 м находится прослой песчаника среднезернистого и мелкозернистого, желтовато-серого (следы мутьевого потока). Трещины развиты по напластованию;

• 1543,20–1547,00 м (1545,5–1549,30 м) – аргиллит темно-серый, почти черный, с прослоями алевролита серого. Текстуры: тонко параллельно-горизонтально-слоистая, линзовидная. Трещины развиты по напластованию.

Во всех рассмотренных скважинах в соответствующем интервале отложений грубообломочные породы не встречены.

Если в основании продуктивного пласта ХМ1 находится поверхность крупного регионального размыва, как это указывается на корреляционной схеме ООО «ЦНИП ГИС» (см. рис. 2), то неясно, что же размывается в скв. 321-58 и 321-75, которые расположены друг от друга на расстоянии около 7 км. В обеих скважинах ровно 11 метрами ниже предполагаемой поверхности размыва на каротажных диаграммах отчетливо виден какой-то плотный пропласток, который можно использовать для сопоставления разрезов скважин в качестве синхронного реперного горизонта. Мощность этого пропластка составляет около 4 м, и он

в южном направлении в сторону скв. 321-56 постепенно замещается на более глинистые отложения (см. рис. 3, 5). Если бы размыв на самом деле имел место, то вряд ли над этим пропластком в скв. 321-58 и 321-75 сохранились бы породы толщиной 11 м.

Из всего сказанного следует, что отмеченное на корреляционной схеме ООО «ЦНИП ГИС» (см. рис. 2) наличие продуктивного пласта ХМ1 и поверхности регионального размыва в его подошве следует поставить под большое сомнение. С пространственным размещением кровли и подошвы продуктивного пласта ХМ2 нужно согласиться. Подозрение вызывает лишь верхняя граница пласта в скв. 321-58. По нашему мнению, она неоправданно завышена, и таким образом к пласту ХМ2 присоединен песчаный пропласток общей мощностью около 6 м (см. рис. 3).

Все ранее перечисленные примеры убедительно свидетельствуют о том, что в разрезах скв. 321-56, 321-58, 321-75 нет ни ботубинской подсветы, ни пласта ХМ1 хамакинского продуктивного горизонта. Отсутствие согласно данным ГИС и макроописанию керна возможных пластов-коллекторов в толще, перекрывающей пласт ХМ2, говорит в пользу того, что данную толщу можно с большой долей уверенности принимать за непроницаемую покрывку для подземного хранилища гелия.

Список литературы

1. Рыжов А.Е. Уточнение положения границы между нижнебюкской и верхнебюкской подсветами Чайядинского НГКМ с привлечением литологических, промыслово-геофизических и сейсмических критериев / А.Е. Рыжов, А.И. Крикунов, Л.А. Рыжова и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 161–173.
2. Рыжов А.Е. Уточнение истории формирования в докембрийское время Южного и Саманчакитского блоков, выделяемых на Чайядинском месторождении / А.Е. Рыжов, А.И. Крикунов, Л.А. Филиппова // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 2 (18). – С. 12–18.
3. Рыжов А.Е. Выяснение внутреннего строения хамакинского продуктивного горизонта и местоположения его стратиграфических границ в южной части Чайядинского месторождения / А.Е. Рыжов, А.И. Крикунов, Л.А. Филиппова // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 2 (18). – С. 19–26.
4. Рыжов А.Е. Определение степени влияния тектонического фактора на формирование залежей углеводородов на Саманчакитском блоке Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Е. Рыжов, А.И. Крикунов, Л.А. Филиппова // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 3 (19). – С. 99–105.

УДК 551.7:551

А.И. Крикунов, А.Е. Рыжов, Л.А. Филиппова, Н.Ю. Канунникова

Результаты циклостратиграфического анализа, проведенного с целью уточнить историю формирования отложений терригенного венда на южной периферии Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения

Ключевые слова:

скважина, месторождение, седиментация, размыв, горизонт, корреляция, репер.

Keywords:

well, field, sedimentation, wash-out, horizon, correlation, reference point.

Необходимость создания подземного хранилища концентрата гелия и уточнения внутреннего строения продуктивных отложений терригенного венда в районе скв. 808 послужили серьезнейшим поводом для проведения 3D-сейсморазведочных работ на южной периферии Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ). В 2014 г. составлена структурная карта по кровле нижнепаршинской подсвиты (рис. 1), которая дает ясное представление о тектонических и структурных особенностях древних пород в пределах рассматриваемого региона. Почти моноклиальный склон кровли подсвиты, или, что то же самое, подошвы хамакинского продуктивного горизонта, идущий с юго-запада на северо-восток, осложняется большим количеством разломов, которые протягиваются во всех направлениях. Амплитуды разломов небольшие и не превышают первых десятков метров. Однако структурная карта, уточняя морфологию поверхности какого-либо пласта или продуктивного горизонта, не в состоянии продемонстрировать их литологические и фациальные особенности.

С целью детализации внутреннего строения терригенных отложений нижнего венда на юге Чаяндинского месторождения в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» составлена корреляционная схема (рис. 2) в диапазоне от сульфатно-карбонатных пород бюксской свиты до алевролитно-песчано-гравелитовых отложений талахской свиты по линии скв. 321-56, 321-58 и 321-75¹. В разрезе скважин выделены и прокоррелированы 19 промыслово-геофизических и литологических синхронных реперных горизонтов. Самый верхний репер представляет собой поверхность регионального размыва между карбонатными породами верхнего венда и терригенными отложениями нижнего венда, между тирским и непским стратиграфическими горизонтами, между бюксской и паршинской свитами.

С использованием приемов циклостратиграфического анализа в разрезе скважин было выделено 4 седиментационных цикла (I, II, III, V) (см. рис. 2). Первый цикл (I) соответствует отложениям талахского продуктивного горизонта и завершается, по всей видимости, перерывом в осадконакоплении между породами талахской и паршинской свит. Поверхность этого предполагаемого размыва по данным геофизических исследований скважин (ГИС) находится в скв. 321-56 на глубине около 1718 м. Подтверждением этому служат фотография (рис. 3) и описание² керн, поднятого из скважины с соответствующей глубины:

- 1718,30–1721,00 м (1714,50–1717,20 м) – аргиллит алевролитистый, серый, темно-серый. Текстуры: тонко-параллельно-горизонтально-слоистая, косослоистая, неясно-тонко-волнисто-слоистая;

¹ См. статью Крикунов А.И. Определение местоположения ботубинского продуктивного горизонта и пластов ХМ1 и ХМ2 хамакинского продуктивного горизонта в южной части Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / А.И. Крикунов, А.Е. Рыжов, Л.А. Филиппова и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 116–125.

² Чтобы привязать керн к каротажному материалу, следует его поднять вверх на 3,8 м (см. глубины, указанные в скобках).

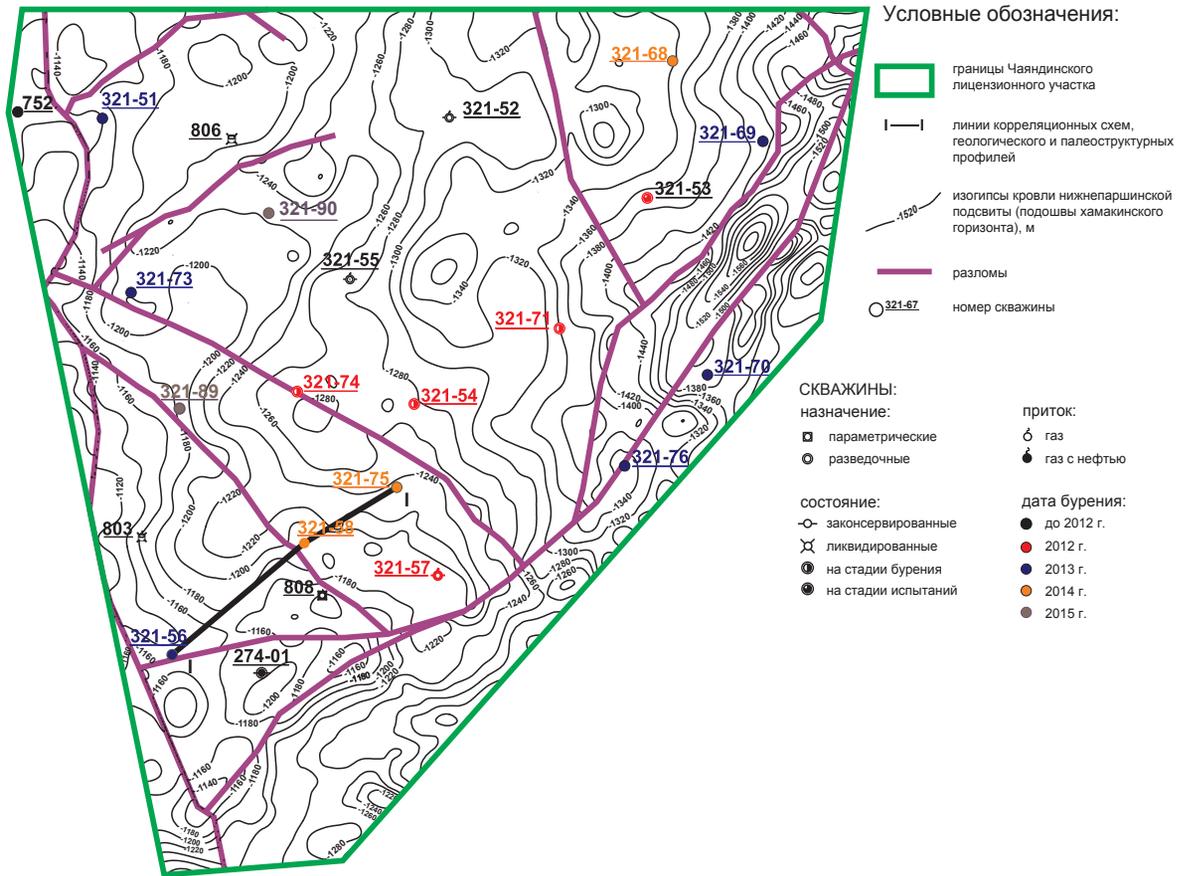


Рис. 1. Схематическая структурная карта Чаяндынского лицензионного участка, построенная по кровле нижнепаршинской подсыты (ООО «Газпром геологоразведка», 2014 г.)

• 1721,00–1722,23 м (1717,20–1718,43 м) – песчаник мелкозернистый, алевритистый, светло-серый, ангидритистый, с частыми прослоями аргиллита темно-серого, почти черного. На глубине 1722,00–1722,15 м слои аргиллита смяты с образованием глинистых окатышей – интракластов (см. рис. 3).

Следующий цикллит (II) охватывает нижнепаршинскую подсыту и практически весь пласт ХМ2 хамакинского продуктивного горизонта вплоть до поверхности размыва в его прикровельной части (репер ХМ₂²). Пласт ХМ2 представляет собой заключительную регрессивную часть этого седиментационного цикла. О возможном существовании сразу нескольких перерывов в осадконакоплении в процессе формирования собственно пласта ХМ2 ранее уже сообщалось [1–3]. На корреляционной схеме показаны лишь две поверхности подобных размывов (ХМ₂², ХМ₂⁴), наиболее вероятные и подтвержденные результатами изучения кернового материала. Внутри седиментационного цикла II выделено и прослежено по пло-

щади 9 реперных горизонтов: Т₁, П₁⁵, П₁⁴, П₁³, П₁², П₁¹, ХМ₂⁴, ХМ₂³, ХМ₂².

Циклит III охватывает интервал пород между двумя поверхностями размывов: первая расположена в прикровельной части пласта ХМ2 (репер ХМ₂²), вторая – на границе между буюкскими карбонатными отложениями верхнего венда и терригенными породами паршинской свиты нижнего венда (Б). В этом цикллите выделен и прослежен ряд синхронных реперных горизонтов: ХМ₂¹, П₂⁸, П₂⁷, П₂⁶, П₂⁵, П₂⁴, П₂³, П₂², Б.

Четвертый цикллит (V) соответствует сульфатно-карбонатным отложениям буюкской свиты, которые залегают на эродированной поверхности паршинских аргиллитов на южной периферии Чаяндынского НГКМ, где в ряде скважин ботубобинские песчаники и верхний пласт (ХМ1) хамакинского продуктивного горизонта, формирующие собой седиментационный цикл IV, полностью размыты.

Необходимо особенно подчеркнуть, что кварцевые песчаники ботубобинской подсыты



Рис. 3. Фото керн в дневном свете: глубины 1721–1724 м (для увязки с данными ГИС керн нужно опустить на 3,8 м)

бассейна седиментации: в районе скв. 321-56 – в большей степени, в районе скв. 321-58 и 321-75 – в меньшей. Тем не менее, породы выводились на дневную поверхность, подвергаясь денудации, и, скорее всего, это происходило неоднократно. Алевролиты и аргиллиты нижнепаршинской подсыты постепенно замещались песчаниками, гравелитами и в отдельных случаях конгломератами и брекчией продуктивного пласта ХМ2.

Оставшаяся самая верхняя регрессивная часть циклита II формировалась в схожих условиях (см. рис. 5). В это время продолжа-

лись локальные подвижки дна седиментационного бассейна в обоих направлениях. Толщина пород между отдельными синхронными реперами меняется от скважины к скважине (ХМ₂³–ХМ₂²). Сопровождались ли в этом районе все перечисленные явления образованием дизъюнктивных дислокаций, с уверенностью сегодня сказать сложно, несмотря на проведенные в 2014 г. 3D-сейсморазведочные работы. Можно отметить лишь то, что вблизи скв. 808 проходит линия разлома, который был заложен много позже формирования терригенных отложений нижнего венда (см. рис. 1). Разлом этот

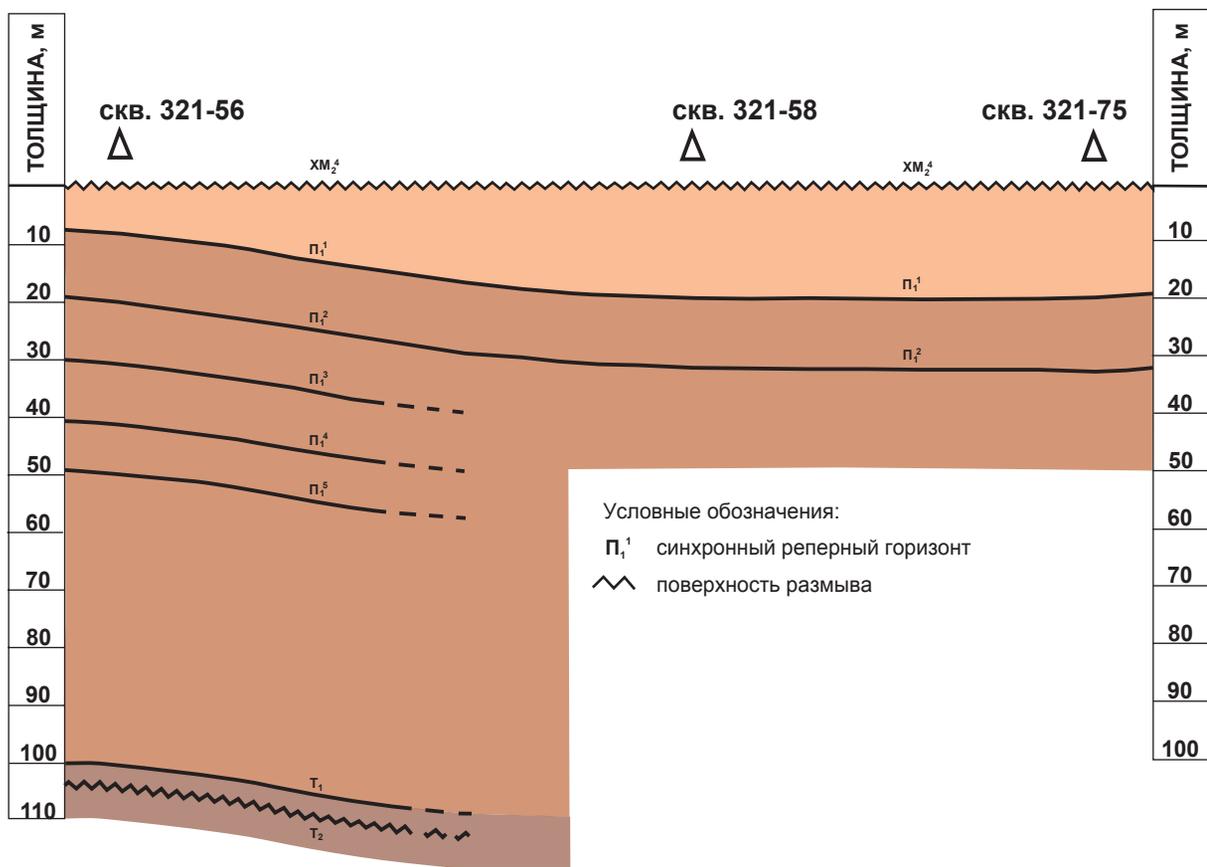


Рис. 4. Чаяндинское месторождение: палеоструктурный профиль на начало формирования заключительной части II седиментационного цикла

фиксируется сразу по нескольким поверхностям: по кровлям нижнепаршинской и ботуобинской подсвет венда и по кровле осинского горизонта кембрийского возраста. Завершилось формирование седиментационного цикла II новым подъемом территории и последовавшим за этим размывом.

Во время формирования третьего цикла (III) нисходящие подвижки стали преобладать над восходящими движениями (см. рис. 6). Осадконакопление происходило в условиях относительно неглубокого моря. Отлагались алевролиты, заглинизированные мелкозернистые песчаники, аргиллиты и изредка доломиты. В разрезе скважин можно выделить ряд синхронных реперных горизонтов и проследить их распространение по площади ($XМ_2^1$, $П_2^8$, $П_2^7$, $П_2^6$, $П_2^5$, $П_2^4$, $П_2^3$, $П_2^2$). Пропластки, заключенные между этими горизонтами, имеют практически одинаковую мощность, что является свидетельством затухания тектонической деятельности, которая в полную силу вновь проявляет себя на границе нижнего и верхнего

венда, между непским и тирским стратиграфическими горизонтами. В это время вся территория Чаяндинского месторождения была выведена из-под воды на поверхность и подверглась глубокому размыву.

В настоящее время юго-западная периферия месторождения занимает наиболее возвышенное положение (рис. 7). Комплекс терригенных пород нижнего венда постепенно погружается в северо-восточном направлении. Разлом, который пересекает геологический профиль недалеко от скв. 321-58, в точке пересечения практически не имеет амплитуды смещения. Литологическими методами при изучении кернового материала определить, является ли этот разлом проводящим или нет, практически невозможно. Следует отметить лишь то, что дизъюнктивные дислокации со смещением, образовавшиеся после формирования терригенных отложений нижнего венда, могут сыграть негативную роль при определении флюидоупорных характеристик преимущественно аргиллитовой толщи, которая перекрывает пласт $XМ_2$,

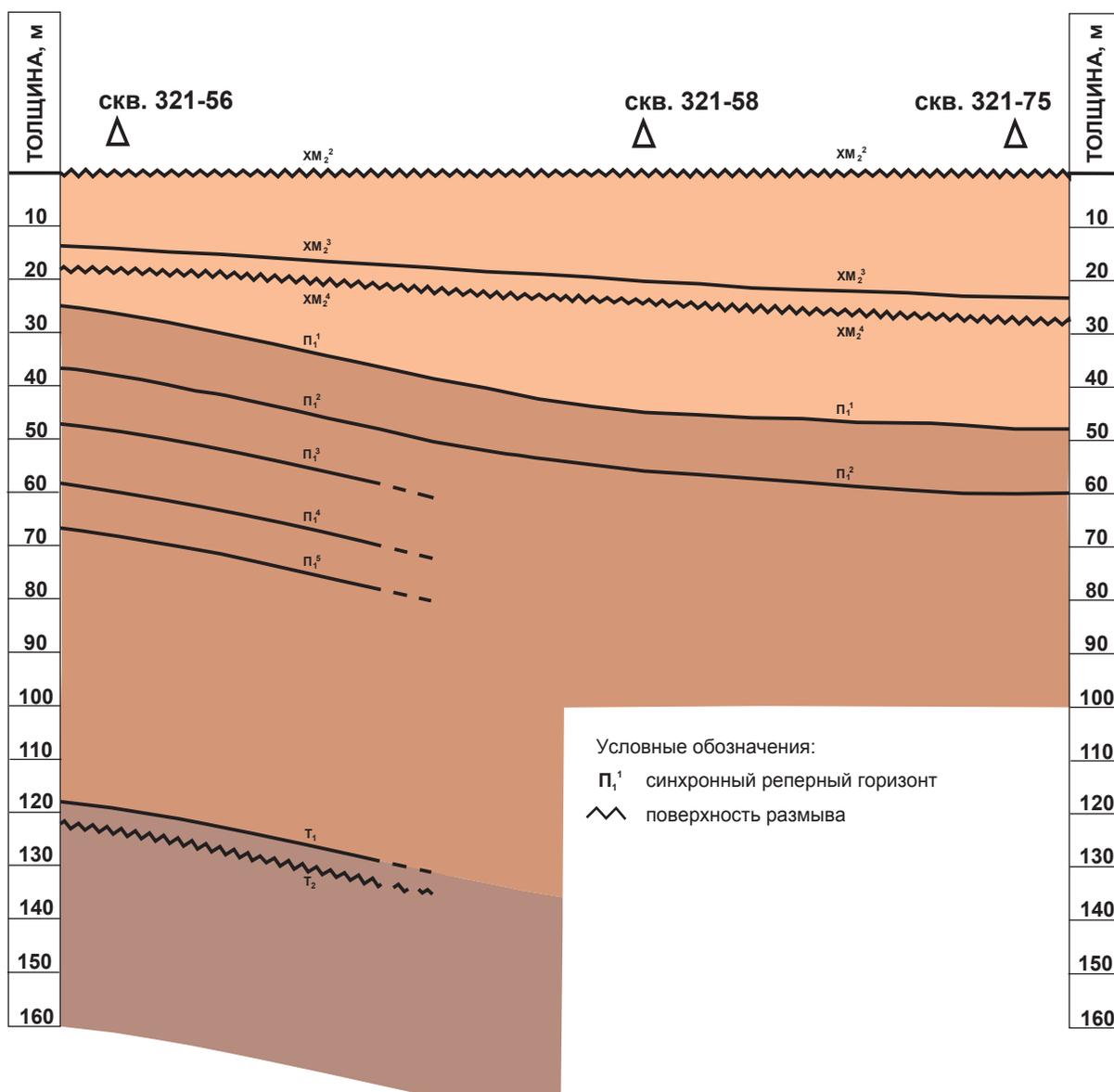


Рис. 5. Чаяндинское месторождение: палеоструктурный профиль на начало формирования III седиментационного цикла

предназначенный для создания подземного хранилища концентрата гелия.

Из трех представленных на геологическом профиле (см. рис. 7) скважин продуктивными оказались скв. 321-58 и 321-75. В них из отложений хамакинского пласта ХМ2 были получены промышленные притоки природного газа. Опробование в скв. 321-56 не дало положительных результатов из-за низких фильтрационно-емкостных свойств или из-за полного отсутствия пород-коллекторов. В скв. 321-58 примерно в 5 м над пластом ХМ2 выделяется песчаная линза толщиной до 6 м. Существует ли между ней и ниже залегающими продуктивными породами гидродинамическая связь, неясно, так как

опробование этой линзы проходило одновременно с отложениями собственно пласта ХМ2.

В качестве основных результатов проведенной работы следует отметить то, что благодаря использованию метода циклостратиграфического анализа детально расчленена и прокоррелирована толща терригенного венда в южной части Чаяндинского НГКМ, показана история формирования комплекса пород, который был вскрыт скв. 321-56, 321-58, 321-75. Установлено, что пласт ХМ2, где планируется создать хранилище гелия, представляет собой верхнюю регрессивную часть седиментационного цикла II, а формирование его продуктивных песчаников, залегающих без

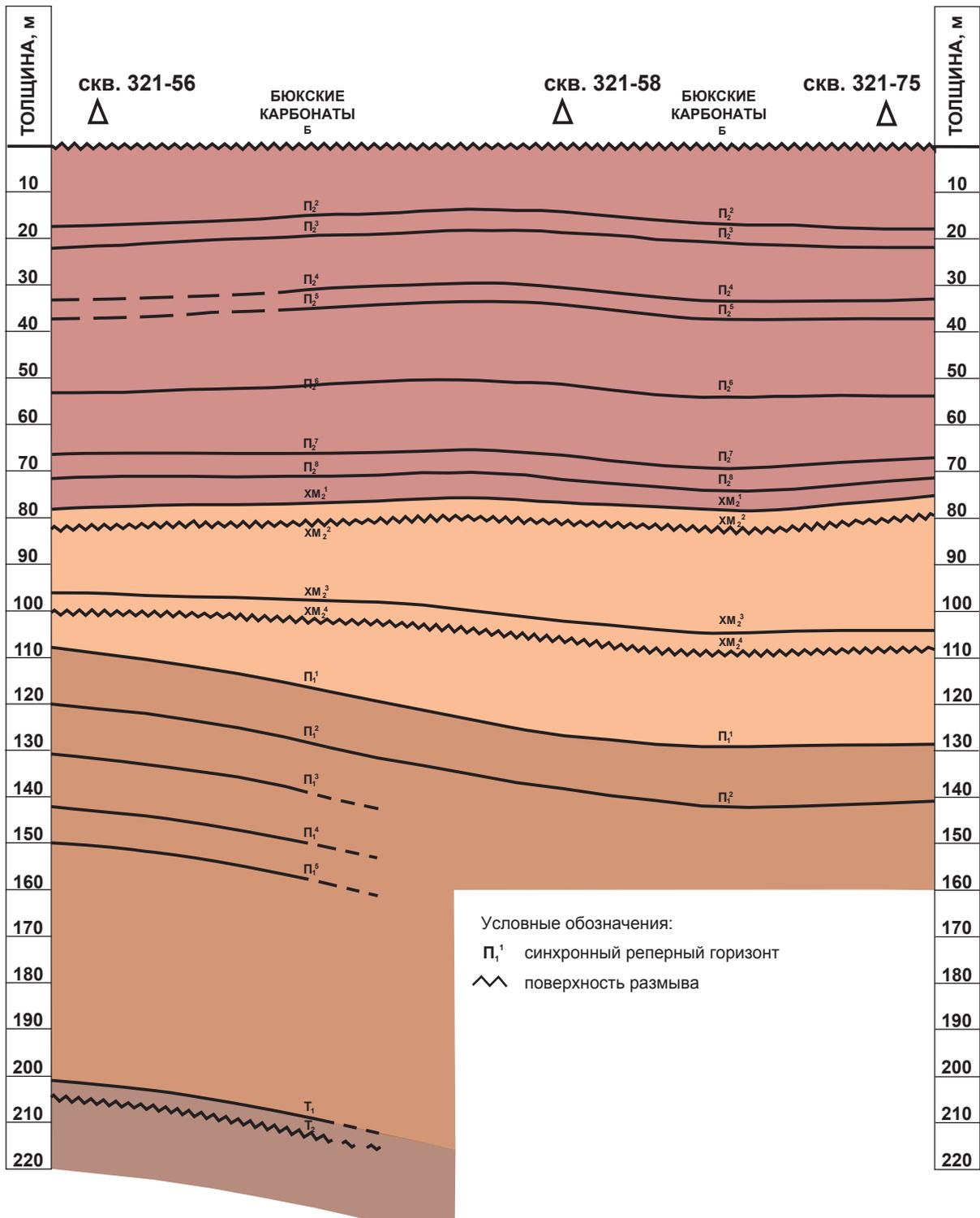


Рис. 6. Чаяндинское месторождение: палеоструктурный профиль на начало формирования карбонатных отложений бюкской свиты

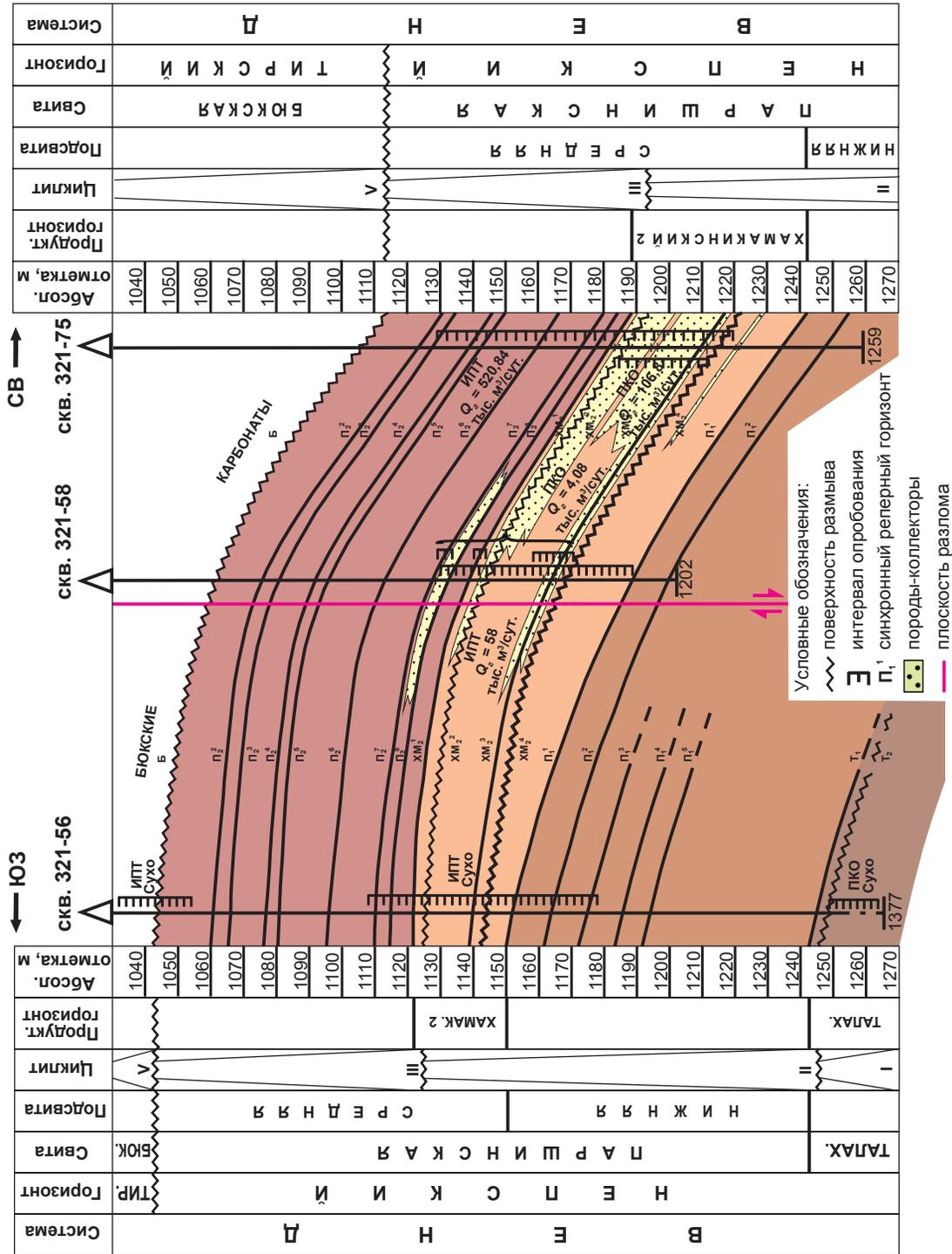


Рис. 7. Чаинское месторождение: геологический профиль по линии скв. 321-56 – 321-58 – 321-75;

ИПТ – испытатель пластов на трубах; ПКО – перфоратор кумулятивный корпусный однократного применения; Q₂ – дебит газа

какого-либо перерыва в осадконакоплении на аргиллитах нижнепаршинской подсвиты, началось на различных участках рассматриваемого района в разное время. Ни в одной из скв. (321-56, 321-58, 321-75) в толще, перекрывающей продуктивный пласт ХМ2, породы-коллекторы, относящиеся к ботубинским песчаникам, к пласту ХМ1 или еще к чему-либо, не встречены. Преимущественно заглинизированный интервал пород, расположенный над пластом ХМ2, с точки зрения литолого-фациальных исследований можно рассматривать как надежную непроницаемую покрывку-флюидоупор. Некоторое опасение вызывает лишь разлом, выявленный в 2013 г. специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» по результатам палеоструктурных построений [2] и подтвержденный в последнее время 3D-сейсморазведочными работами. Разлом, который проходит вблизи скв. 808, может существенно сократить полезную площадь подземного хранилища гелия, если окажется, что он не обладает достаточными флюидоупорными свойствами.

Список литературы

1. Крикунов А.И. Результаты литологических и промыслово-геофизических исследований пород хамакинского продуктивного горизонта на Чаяндинском месторождении / А.И. Крикунов, Л.А. Рыжова, Н.Ю. Канунникова // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С. 146–161.
2. Рыжов А.Е. Определение местоположения в разрезах скважин Чаяндинского месторождения границ хамакинского продуктивного горизонта / А.Е. Рыжов, А.И. Крикунов, Л.А. Рыжова и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 174–183.
3. Рыжов А.Е. Выяснение внутреннего строения хамакинского продуктивного горизонта и местоположения его стратиграфических границ в южной части Чаяндинского месторождения / А.Е. Рыжов, А.И. Крикунов, Л.А. Филиппова и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 2 (18). – С. 19–26.

УДК 553.98(571.56)

А.И. Крикунов, Л.А. Филиппова, Н.Ю. Канунникова

Уточнение внутреннего строения верхнедагинских отложений на Южно-Кирином нефтегазоконденсатном месторождении с использованием циклостратиграфического анализа

Наращивание ресурсной базы ПАО «Газпром» в восточных регионах Российской Федерации является приоритетной задачей, решение которой приведет не только к дальнейшему усилению и развитию самой компании, но и к обеспечению энергоносителями целого ряда промышленных районов, удаленных на значительное расстояние от основных центров добычи нефти и газа.

Особенно остро проблема снабжения горючим сырьем стоит сегодня перед Дальним Востоком, где в последние годы проводятся интенсивные поиски и разведка скоплений жидких и газообразных углеводородов. Наиболее перспективными в этом отношении являются территория о. Сахалин и акватория прилегающего к нему шельфа [1]. Первые официальные сведения о наличии нефти на Сахалине появились в 1880 г. В 1921 г. на Охинской площади получили первую нефть, а в 1923 г. одна из скважин дала уже промышленный приток нефти. Однако открытые в последующие десятилетия многочисленные залежи углеводородов не отличались существенными запасами горючих ископаемых.

Остров Сахалин – крупнейший на морских просторах России [2]. Длина его в меридиональном направлении составляет 948 км, максимальная ширина 160 км, минимальная – 26 км. От материка Сахалин по большей части отделяется Татарским проливом. Ширина водной глади в самом узком месте (пролив Невельского) составляет 7,3 км (рис. 1). Геологическое строение о. Сахалин и его шельфа включает метаморфизованные породы дислоцированного фундамента мезозойского и более древнего возрастов, а также кайнозойские отложения осадочного чехла (палеогеновая, неогеновая и четвертичная системы), которые представлены мощными, преимущественно терригенными, толщами. На гетерогенном фундаменте с угловым и стратиграфическим несогласием залегают породы кайнозойского возраста, которые на основе полученных в последнее время данных подразделяются на ряд горизонтов, а именно: снежинкинский (палеоцен-эоцен), краснопольевский и шебунинский (эоцен), аракайско-холмский (олигоцен), уйнинский (нижний миоцен), дагинский (нижний и средний миоцен), окобыкайский (средний и верхний миоцен), нутовский (верхний миоцен – нижний плиоцен), помырский (средний и верхний плиоцен) и дерюгинский (верхний плиоцен – четвертичные отложения) [3].

С точки зрения поисков залежей нефти и газа наиболее перспективным является верхнедагинский стратиграфический подгоризонт среднего миоцена. Представлен он в основном переслаиванием песчаников, алевролитов и глин: песчаники дагинского горизонта кварцевые, полевошпатово-кварцевые серые, зеленовато-серые, разнозернистые и обладают высокими фильтрационно-емкостными свойствами; алевролит – кварцевый и кварцево-полевошпатовый серый, светло-серый, с глинистым цементом порового типа, массивный, крепкий.

Породы окобыкайского горизонта играют роль региональной покрывки для залежей углеводородов в дагинских песчаниках. Горизонт представлен преимущественно глинами серыми, темно-серыми, вязкими, пластичными, мягкими и умеренно уплотненными. Алевролит – серый, темно-серый, достаточно рыхлый. В низах горизонта

Ключевые слова:

скважина, месторождение, седиментация, размыв, горизонт, корреляция, репер.

Keywords:

well, field, sedimentation, wash-out, horizon, correlation, reference point.



Рис. 1. Обзорная карта о. Сахалин

встречается прослой глауконитового песчаника, залегающего с разрывом на верхнедагинских отложениях.

В тектоническом плане в пределах рассматриваемой территории можно выделить 3 главных периода орогенной активизации: ларамийский (граница мела и палеогена), алеутский (граница нижнего и среднего миоцена) и сахалинский (верхняя граница неогена). Морские условия седиментации установились здесь в среднем-позднем эоцене, когда и началось формирование осадочного чехла. Максимум развития морских толщ приходится на олигоцен и средний миоцен. В олигоцене нисходящие движения на Сахалине захватили максимальную площадь, а в миоцене накопилась основная масса осадков. На конец плиоцена – начало четвертичной эпохи приходится основной этап складчатости, который и привел к образованию современной структуры региона. На процесс осадконакопления, кроме тектонической активности, тесно связанной с образованием многочисленных блоков, оказывали влияние и эвстатические колебания уровня моря, что часто приводило к выводу образовавшихся пород на поверхность и к их дальнейшему размыву [4].

Сахалин и его шельф входят в состав Сахалинской нефтегазоносной области, отнесенной к Охотоморской провинции. В осадочном чехле выделяются 3 нефтегазоносных этажа: кайнозойский, позднемиоценовый и мезозойский. Залежи жидких и газообразных углеводородов связаны с отложениями кайнозойского нефтегазоносного этажа. В нем выделяются и используются на практике местные стратиграфические подразделения (свиты). На шельфе, где в силу фашиальной специфики свиты не различаются, горизонты и подгоризонты являются основными стратиграфическими подразделениями. Наряду с кайнозойским нефтегазоносным этажом на рассматриваемой территории выделяются позднемиоценовый и мезозойский нефтегазоносные этажи. Относятся они сегодня пока лишь к перспективным объектам нефтегазогеологических исследований.

В 1992 г. в пределах Киринского блока, который расположен на шельфе примерно в 30 км восточнее о. Сахалин, было открыто газоконденсатное месторождение Киринское. В 2010 г. в 6 км к юго-востоку от него в рамках проекта «Сахалин-3» открыто Южно-Киринское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) (рис. 2). Перед постановкой поискового бурения на Южно-Киринской структуре проводилась 3D-сейсморазведка. Затем в границах месторождения были последовательно пробурены 6 скважин (рис. 3). Первые две скважины дали промышленные притоки только пластового газа. Результаты бурения последующих четырех скважин позволили говорить о том, что на северо-восточном шельфе о. Сахалин открыто крупное нефтегазоконденсатное месторождение.

Скопления жидких и газообразных углеводородов на Южно-Киринском НГКМ приурочены к терригенным отложениям верхнедагинского подгоризонта среднего миоцена. Для того чтобы выяснить внутреннее строение этого подгоризонта, в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» на основе циклостратиграфического анализа с использованием промыслово-геофизических данных и материалов исследования ядра по всем шести скважинам были составлены 4 корреляционные схемы (рис. 4–7).

Согласно этим схемам в разрезах скважин, пробуренных на Южно-Киринском месторождении, в верхнедагинском подгоризонте выделяются и прослеживаются по всей территории как минимум 4 седиментационных цикла (А, Б, В и Г). Каждый цикл осадконакопления

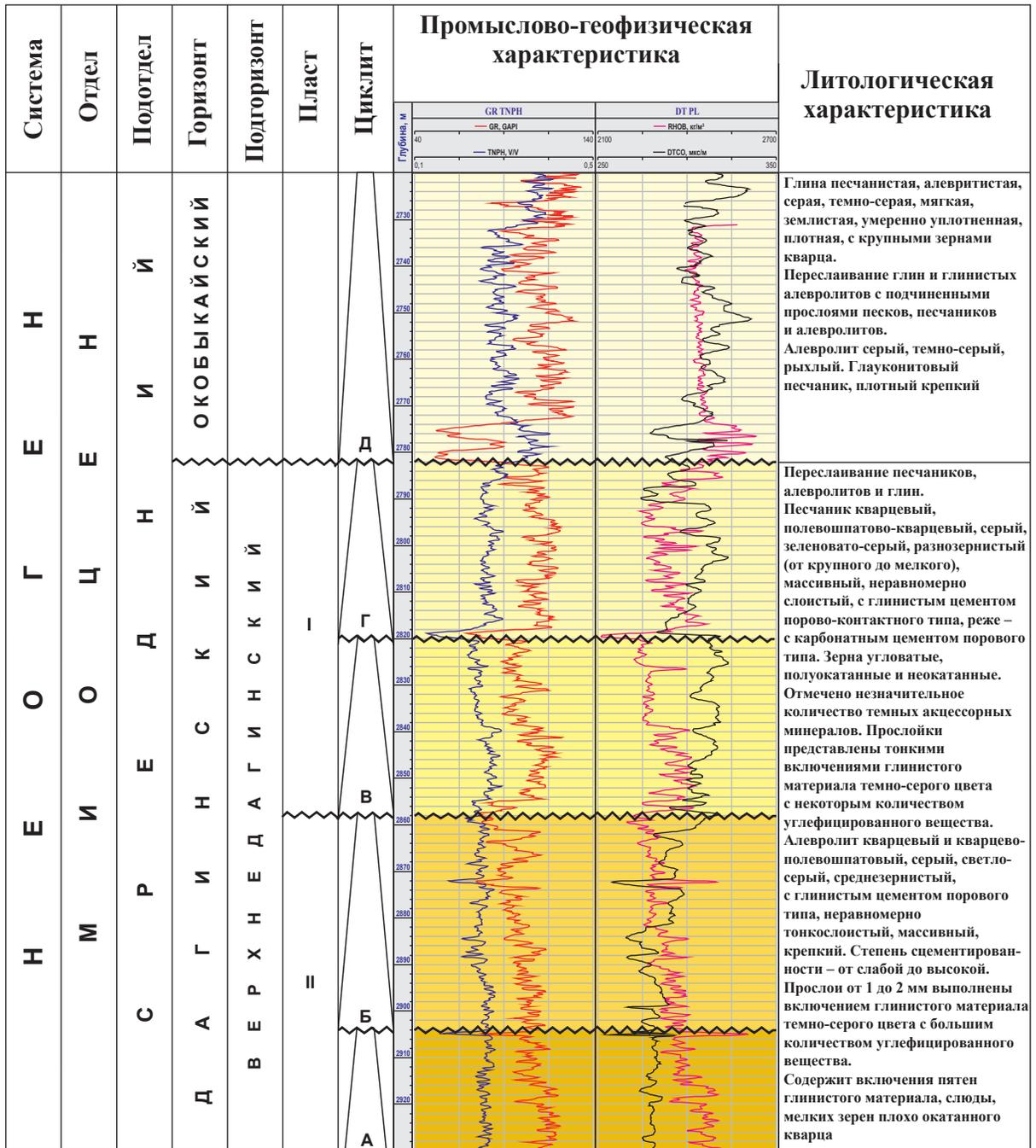


Рис. 2. Южно-Киринское НГКМ: сводный разрез среднемиоценовых отложений: здесь и далее на рисунках GR, TNPH, RHO_B, DTCO, GR_CAL, RHOZ – различные методы промыслово-геофизического каротажа

начинается с грубообломочных пород, залегающих на эродированной кровле предыдущего циклита, и протягивается до следующей поверхности размыва. На корреляционных схемах поверхности размывов имеют индексы Б1, В1, Г1 и Д1.

В каждом седиментационном цикле выделены и прослежены по латерали с помо-

щью промыслово-геофизических и литологических данных синхронные реперные горизонты. В циклите А выделяются 8 реперов (А0, А1, А2, А3, А4, А5, А6 и А7). В скв. 4 репер А7 размыт (см. рис. 4, 6). В скв. 5 размыву подвергаются реперы А6 и А7 (см. рис. 5). В циклите Б выделено 5 реперов (Б2, Б3, Б4, Б5 и Б6). В скважинах 2 и 4 реперы Б5 и Б6 размыты



Рис. 3. Южно-Кириновское НГКМ: схематическая карта района работ

(см. рис. 4, 6, 7). В скважинах 3, 5 и 6 размыт репер Б5 (см. рис. 4, 5, 6). В **циклите В** выделено 3 реперных горизонта (В2, В3 и В4), которые просматриваются во всех шести скважинах, где меняется лишь их толщина. В **циклите Г** выделено 4 репера (Г2, Г3, Г4 и Г5). В скважине 2 репер Г5 размыт (см. рис. 6, 7).

По принятому на сегодняшний день нефтегазгеологическому расчленению разрезов скважин в верхнедагинских отложениях выделяются 2 пласта (I и II). В настоящей статье, чтобы избежать трудностей в восприятии излагаемого материала и терминологической путаницы, подобная индексация сохраняется, хотя здесь логичнее было бы говорить не о наличии двух пластов, а о двух независимых и гидродинамически не связанных друг с другом залежах углеводородов.

В верхнем пласте (I) на корреляционных схемах выделяются три поверхности размыва (В1, Г1 и Д1) и соответственно два цикла седиментации (В и Г). Самый верхний перерыв в осадконакоплении фиксируется в основании довольно мощной пачки глауконитовых песчаников, залегающих на границе двух стратиграфических горизонтов между дагинским циклитом Г и окобыкайским циклитом Д.

Подтверждением наличия размыва Д1 служит описание образцов керна, отобранного с глубины 2767,28–2768,36 м (2770,38–2771,46 м)¹ в скв. 6: песчаники мелко-среднезернистые, серые, зеленовато-серые, глина алевролитовая се-

рая с частыми включениями зеленовато-серого глауконита. Текстура: почти однородная, массивная, косослоистая, нарушенная ходами роющих организмов, имеются следы взмучивания. На нижней границе отмечаются глинистые окатыши-интракласты – следы взлома слоев. Граница с нижележащим слоем четкая, неровная, эрозивная.

Следующая поверхность размыва (Г1) может быть подтверждена наличием крупнозернистого песчаника с хорошо окатанными интракластами размером до 7 мм в скв. 2 в интервале глубин 2724–2730 м (2724,5–2730,5 м). Кроме того, в скв. 6 на глубине 2805,1–2805,26 м (2808,2–2808,36 м) встречены серый конгломерат и песчано-гравийно-галечная порода. Галька хорошо окатанная, обломки в большинстве темноцветных пород основного состава и, возможно, алевролитов с редкой примесью кварца, размер гальки до 2×7 см, галька преимущественно уплощенная. Текстура однородная, массивная.

Размыв В1 в кровле циклита Б между выделяемыми сегодня пластами I и II подтверждается наличием крупнозернистых гравийных песчаников серого цвета, плохо сортированных в интервале глубин 2748,3–2749,0 м (2750,3–2751 м) скв. 1 (см. рис. 4, 7). Слой переполнен мелкой и средней галькой кремнистых пород, доля которых достигает 15–20%. Галька округлая, хорошо окатанная, размер 1–5 см. В скв. 2 (см. рис. 6, 7) в интервале 2789,13–2792,7 м (2789,63–2793,2 м) встречены гравелиты и конгломерат. В скв. 5 на глубине 2861,3–2861,6 м (2862,3–2862,6 м) встречен 30-сантиметровый прослой гравелита и грубообломочного песчаника.

Седиментационный цикл Б характеризуется наличием не одного, а сразу двух размывов. Один размыв (Б1), как и в остальных циклитах, расположен в основании цикла осадконакопления, а второй (Б6) – в скв. 3, 5, 6 выделяется в его кровельной части (см. рис. 4, 5, 6). Нижняя поверхность размыва Б1 охарактеризована керном только в скв. 2. Здесь в интервале глубин 2820,5–2830,15 м (2821,0–2830,65 м) встречено переслаивание мелкозернистого песчаника и глин. Толщина прослоев песчаника составляет до 5 см, мощность слоев глин – до 10 см. Порода слоистая, параллельно слоистая, горизонтально слоистая. Текстуры косо- и волнисто слоистые, наблюдаются взмучивания слоев, оползания осадка.

¹ Здесь и далее в скобках приведены глубины, уточненные после увязки керна с промыслово-геофизическими данными и его исследования, выполненного в ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

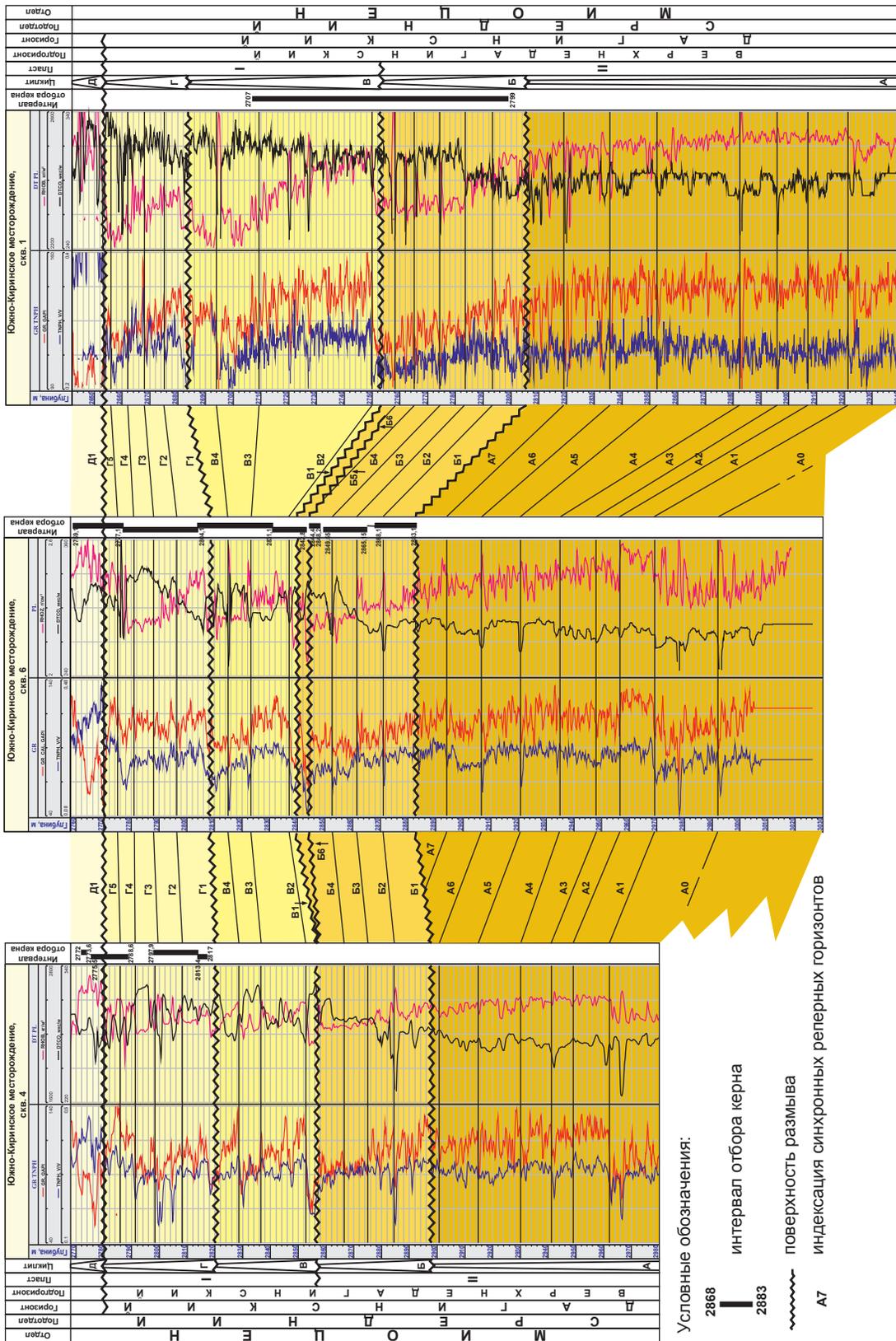


Рис. 4. Южно-Киринское месторождение. Корреляционная схема по линии скв. 4–6–1

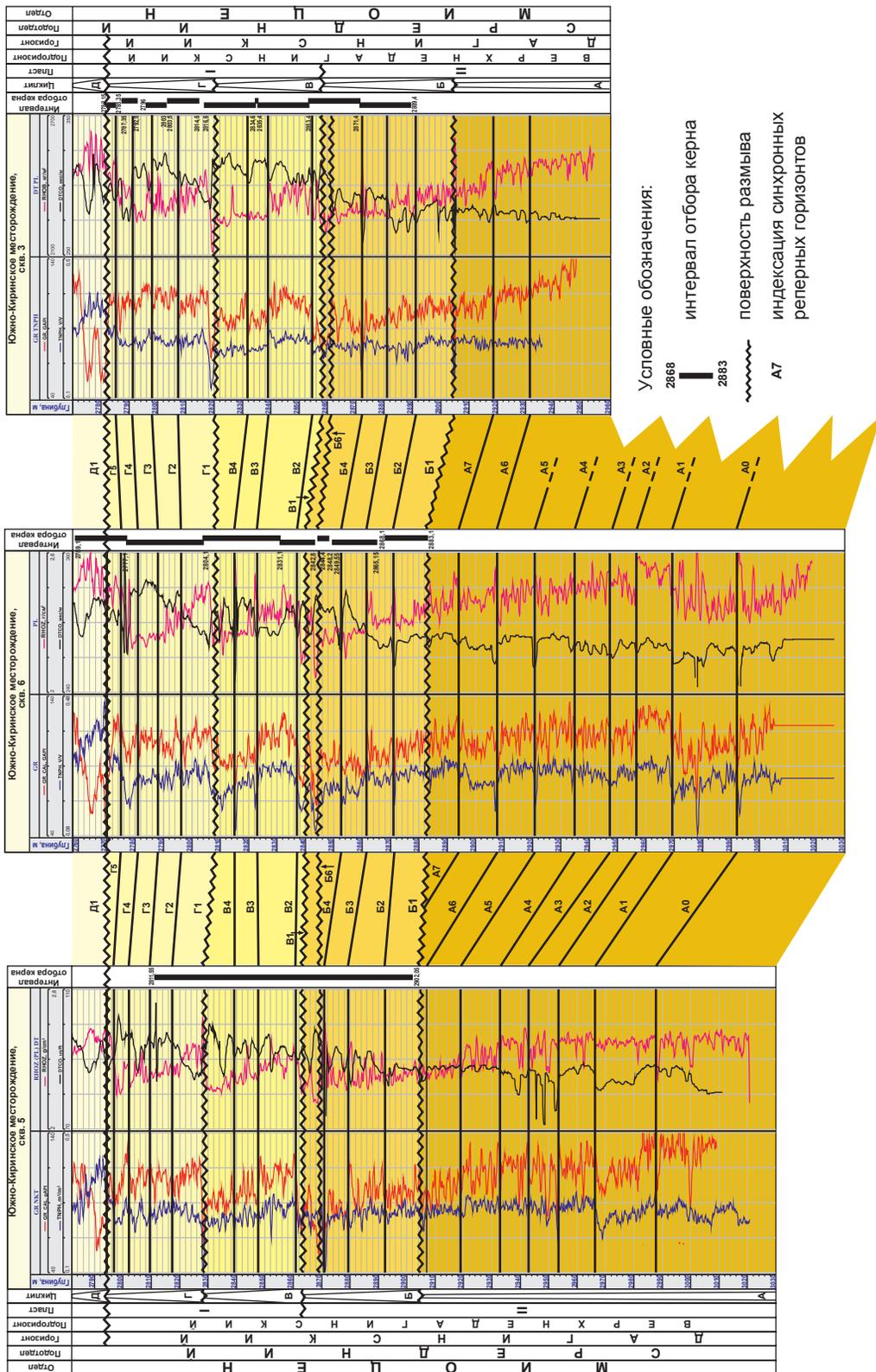


Рис. 5. Южно-Киринское месторождение. Корреляционная схема по линии скв. 5–6–3

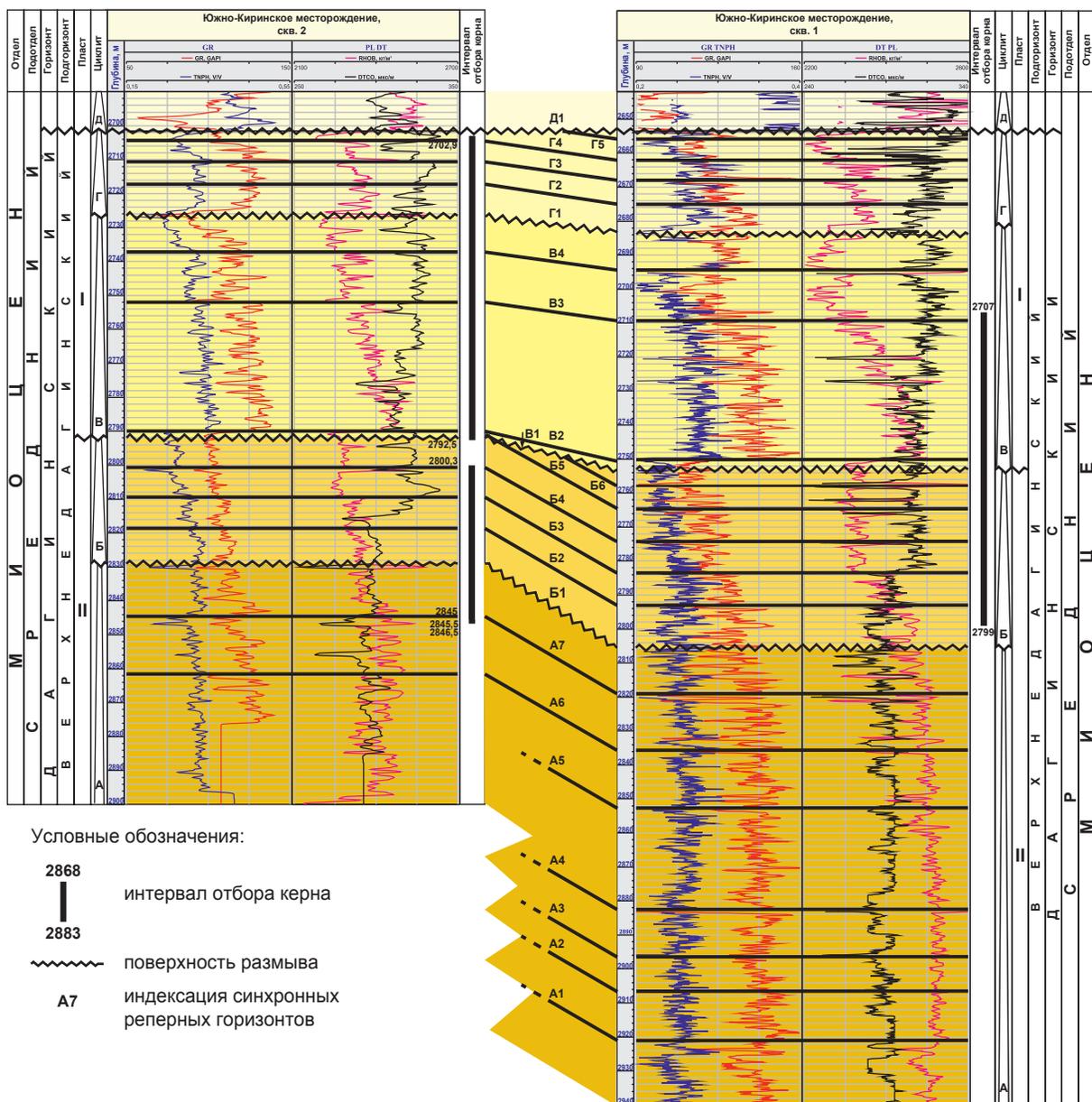


Рис. 7. Южно-Кириновское месторождение. Корреляционная схема по линии скв. 2–1

Активно развита биотурбация. Выделяются прослои и линзы сидерита. Присутствуют единичные интракластовые обломки глинистых пород. В других скважинах, там где выделяется репер Б1, керн не отбирался. О наличии размыва в прикровельной части циклита Б в скв. 5 на глубине 2868,0–2868,33 м (2869,05–2869,38 м) свидетельствует присутствие в песчаном матриксе крупнообломочного конгломерата. Порода серая, коричнево-серая. Обломки хорошо окатанные, вытянутые, плохо отсортированные. Размер единичных обломков достигает 10 см в диаметре. Текстура однородная, массивная. В скв. 6 в интервале глубин

2839,43–2841,10 м (2843,93–2845,6 м) выделяется мелко-среднезернистый серый песчаник. Текстура однородная, массивная. Отмечаются включения гальки окатанной и вытянутой. В направлении к нижней границе пропластка количество гальки возрастает.

Анализ корреляционных схем (см. рис. 4–7) свидетельствует о том, что во время формирования отложений седиментационных циклов А и Б тектоническая активность в пределах Южно-Кириновского месторождения была наиболее ярко выражена. Об этом говорят резкие изменения углов наклона выделяемых циклитов и существенные размывы их прикровельных

частей. Внутри самих седиментационных циклов толщины между синхронными реперными горизонтами остаются практически постоянными на протяжении всего времени осадконакопления. В последующем вплоть до завершения образования дагинских отложений осадконакопление продолжалось в относительно спокойных условиях. Вертикальные подвижки не отличаются существенными амплитудами, и только на востоке Южно-Киринской структуры в районе скв. 1 и 2 при формировании цикла В происходило значительное увеличение его толщины (см. рис. 4, 6).

Подводя итог всему сказанному, следует констатировать, что геологическая модель верхнедагинских отложений Южно-Киринского НГКМ отличается очень сложным строением. Инструментарий циклостратиграфического анализа позволил выявить и проследить в разрезах скважин пространственное положение разновозрастных отложений пяти седиментационных циклов и сопутствующих им двадцати синхронных реперных горизонтов. Наряду с выявленными и показанными на корреляционных схемах (см. рис. 4–7) поверхно-

стями размывов в разрезах скважин имеются свидетельства присутствия дополнительных локальных размывов, которые не затрагивали одновременно всю территорию месторождения. Скорее всего, это связано с наличием многочисленных тектонических блоков, вертикальные подвижки которых происходили в разное время, и гидродинамическую связь между которыми следует еще тщательно изучить.

Список литературы

1. Российская газовая энциклопедия / под ред. Р.И. Вяхирева. – М.: Большая Российская энциклопедия, 2004. – С. 527.
2. Александров С.М. Остров Сахалин / С.М. Александров. – М.: Наука, 1973. – С. 183.
3. Галушкин Ю.И. Термическая история литосферы северо-восточного шельфа Сахалина и оценка перспектив его нефтегазоносности / Ю.И. Галушкин, К.А. Ситар, А.В. Куницына // Геология нефти и газа. – 2009. – № 2. – С. 61–66.
4. Харахинов В.В. Нефтегазовая геология Сахалинского региона / В.В. Харахинов. – М.: Научный мир, 2010. – С. 276.

УДК 622.02

В.С. Жуков, П.Ю. Иванов

Изменение физических свойств коллектора как результат роста эффективного давления в процессе разработки месторождения (моделирование на примере Южно-Кириного месторождения)

Ключевые слова:
горная порода,
эффективное
давление,
пористость,
газопроницаемость,
скорость упругих
волн,
пластовые условия.

Keywords:
rock,
effective pressure,
porosity,
gas permeability,
velocity of elastic
waves,
in-situ conditions.

Известно, что разработка месторождений нефти и газа, как правило, сопровождается снижением пластового давления, что в свою очередь изменяет физические свойства коллекторов [1, 2]. Давление вышележащих пород (горное давление) при этом не изменяется, но происходит перераспределение напряжений, т.е. часть нагрузки, которую принимал на себя содержащийся в порах горных пород флюид, начинает воспринимать матрица горной породы. Таким образом, снижение пластового (порового) давления и повышение эффективного давления являются основными причинами изменения физических свойств коллекторов, сопровождающего разработку месторождений углеводородов [3, 4]. Под эффективным давлением в данном случае понимается разница между геостатическим, или всесторонним, давлением P_{ac} и поровым (пластовым) давлением $P_{пл}$ [5]:

$$P_{эф} = P_{ac} - kP_{пл},$$

где величина P_{ac} определяется мощностью и плотностью вышележащих горных пород; k – коэффициент, зависящий от свойств скелета породы и слагающих ее минералов (обычно $k = 1$).

Исследования изменения физических свойств коллектора при моделировании роста $P_{эф}$ проводились на образцах горных пород Южно-Кириного нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ). Южно-Кириное НГКМ открыто в 2010 г. в Охотском море на северо-восточном шельфе о. Сахалин на расстоянии 35 км от берега и в 6 км на юго-восток от Кириного месторождения. Глубина моря на месторождении меняется в интервале 110–320 м.

Объектом исследований служила коллекция образцов горных пород дагинской свиты Южно-Кириного НГКМ. Моделировались пластовые условия, и в этих условиях определялись основные физические свойства каждого образца, такие как: пористость, сжимаемость порового пространства, удельное электрическое сопротивление с расчетом параметра пористости, скорость распространения упругих волн с расчетом упругих коэффициентов (коэффициента Пуассона, модулей Юнга, сдвига, объемного сжатия). В общей сложности были исследованы более 170 образцов терригенных отложений дагинской свиты, представленных различными песчаниками и алевритами, из 6 скважин (глубина отбора 2600–2900 м). Диапазон пористости исследованных образцов горных пород составляет от 2,90–33,4 %, диапазон газопроницаемости – 3–1600 мД в атмосферных условиях.

Исследования изменений физических свойств горных пород проводились с помощью моделирующей пластовые условия установки ПУМА-650. Процесс разработки месторождения моделировался путем повышения $P_{эф}$ с 37,0 до 47,0 МПа (такой рост наблюдается при снижении $P_{пл}$ на 10,0 МПа). Данные, полученные при исследовании ядерного материала для каждого петрофизического параметра, в процессе обработки были сгруппированы по соответствующим давлениям. Далее из всего массива результатов измерения петрофизических параметров выделялись максимальные, минимальные и рассчитывались средние значения, после чего были построены графики

зависимости средних значений исследуемых физических свойств от изменения $P_{эф}$ в диапазоне 2–37,0 МПа (см. далее рис. 1–8). $P_{эф}$ равно 37,0 МПа, условно принято началом разработки (значения параметров, или физических свойств, при $P_{эф} = 37,0$ МПа приняты за 100 %). Затем аппроксимацией зависимости изменения средних значений каждого параметра (физического свойства) от $P_{эф}$ получены значения параметров при $P_{эф} = 47,0$ МПа, т.е. наглядно отображены их ожидаемые величины при снижении $P_{пл}$ на 10,0 МПа. Несмотря на единый принцип построения всех графиков, полученные зависимости уникальны в отношении каждого петрофизического параметра.

На рис. 1 представлены изменения коэффициента пористости K_n при увеличении $P_{эф}$. Показано, что при $P_{эф} = 47,0$ МПа среднее ($K_{н,ср}$) значение K_n уменьшится на 0,049 абсолютных процентов, или на 0,24 %, относительно значения K_n при $P_{эф} = 37,0$ МПа.

Рассмотрим зависимость изменения объемной плотности ρ от $P_{эф}$ (рис. 2). Ожидаемый рост среднего ($\rho_{ср}$) значения ρ при снижении $P_{пл}$ на 10,0 МПа составил 0,00071 г/см³, а относительное изменение – 0,034 %.

Изменение K_n зависит от сжимаемости порового пространства $B_{пор}$. Влияние роста $P_{эф}$ на $B_{пор}$ представлено на рис. 3. Аппроксимация зависимости средних ($B_{пор,ср}$) значений $B_{пор}$ по-

казала, что при снижении $P_{пл}$ на 10,0 МПа можно ожидать снижения $B_{пор,ср}$ с $1,60 \cdot 10^{-4}$ до $1,43 \cdot 10^{-4}$ 1/атм, или на $1,67 \cdot 10^{-5}$ 1/атм, что составляет 10,5 % от значения $B_{пор}$ при начальном $P_{эф} = 37,0$ МПа.

Рассмотрим влияние увеличения $P_{эф}$ на удельное электрическое сопротивление (УЭС) (рис. 4), которое имеет важное значение в комплексе стандартных геофизических исследований скважин. Зависимость средних (УЭС_{ср}) значений УЭС от $P_{эф}$ аппроксимируется экспоненциальной кривой. В результате аппроксимации было установлено, что при снижении $P_{пл}$ на 10,0 МПа ожидается увеличение УЭС_{ср} с 2,497 Ом·м при $P_{эф} = 37,0$ МПа до 2,654 Ом·м при $P_{эф} = 47,0$ МПа, или на 0,157 Ом·м, что составляет относительный рост на 6,3 %.

Результатом интерпретации данных электрического каротажа является получение зависимости K_n от параметра пористости P_n . Влияние $P_{эф}$ на P_n представлено на рис. 5. По зависимости средних значений P_n от $P_{эф}$ было получено значение P_n при $P_{эф} = 47,0$ МПа как ожидаемое при снижении $P_{пл}$ на 10,0 МПа. Абсолютное увеличение P_n составило 1,264, а относительный рост – 6,4 %.

В составе методов геофизических исследований скважин важное место занимает акустический каротаж, который позволяет определить интервальное время или скорость

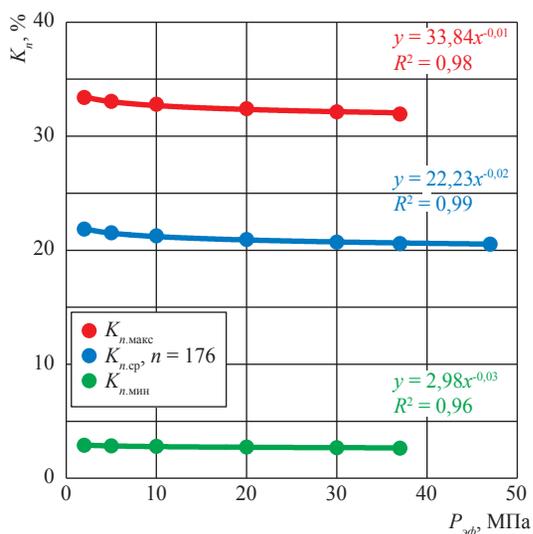


Рис. 1. Влияние эффективного давления на коэффициент пористости:
 R^2 – достоверность аппроксимации данной зависимостью; n – число образцов, по которым получены средние значения

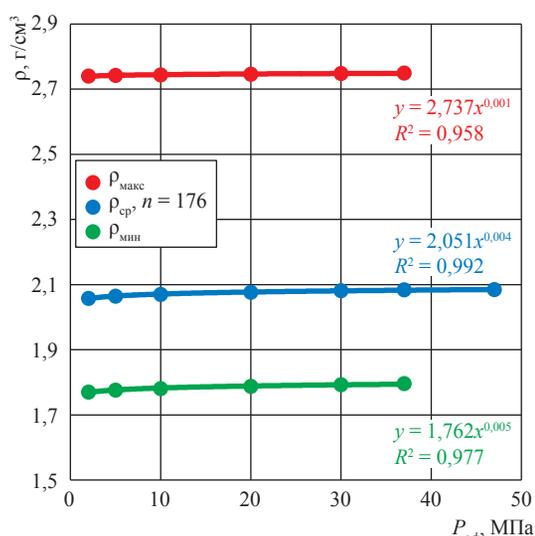


Рис. 2. Влияние эффективного давления на объемную плотность

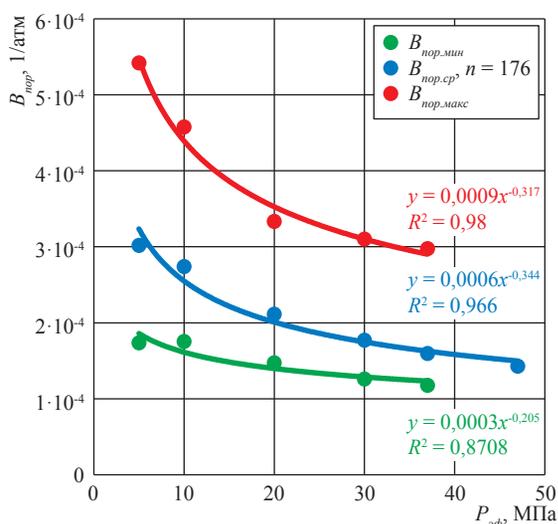


Рис. 3. Зависимость сжимаемости порового пространства от эффективного давления

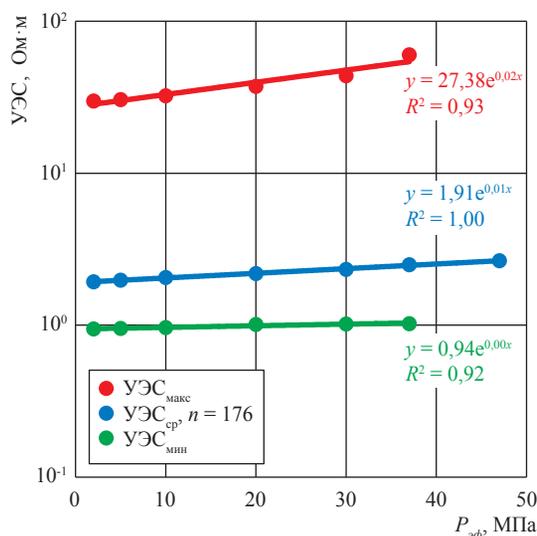


Рис. 4. Влияние эффективного давления на удельное электрическое сопротивление

распространения упругих волн. Рассмотрим влияние эффективного давления на скорости распространения продольных (рис. 6) (V_{np}) и поперечных (V_{mn}) (рис. 7) упругих волн. С помощью аппроксимации зависимости средних значений были получены ожидаемые значения V_{np} и V_{mn} при снижении $P_{пл}$ на 10,0 МПа. V_{np} в среднем увеличилась на 0,070 км/с, а относительное изменение составило 2,0 %. V_{mn} в среднем увеличилась на 0,0187 км/с, относительное изменение составило 1,045 %.

По известным значениям скоростей распространения упругих волн в горных поро-

дах и плотности этих пород можно рассчитать значения таких упругих модулей, как модуль Юнга, коэффициент Пуассона, модуль сдвига, модуль объемного сжатия.

Снижение пластового давления в процессе разработки месторождения приведет не только к уменьшению величины пористости, но и снизит значения проницаемости по газу. Выполненные экспериментальные исследования позволили получить зависимости коэффициента газопроницаемости (K_{np}) от $P_{эф}$ (рис. 8). Аппроксимацией зависимости средних значений K_{np} были получены ожидаемые значения

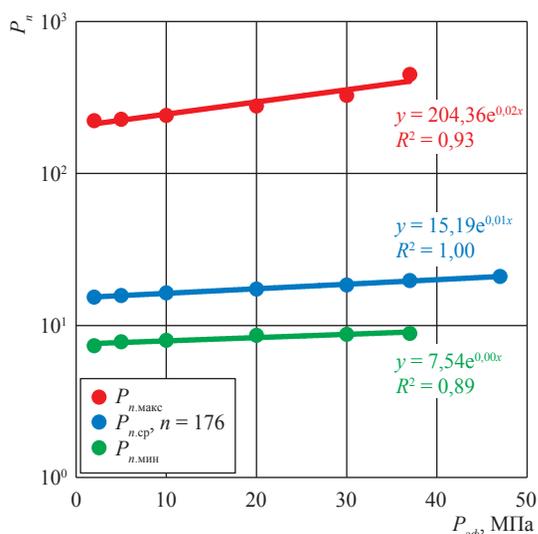


Рис. 5. Зависимость параметра пористости от эффективного давления

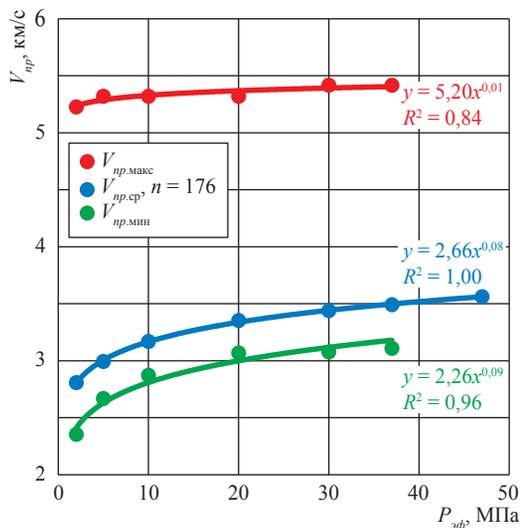


Рис. 6. Изменение скорости продольных волн при росте эффективного давления

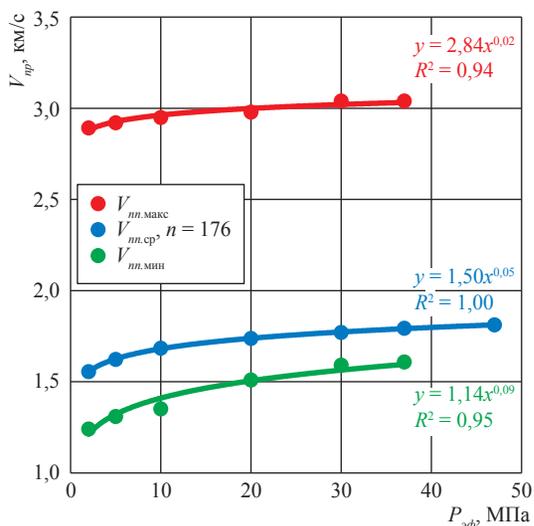


Рис. 7. Изменение скорости поперечных волн при росте эффективного давления

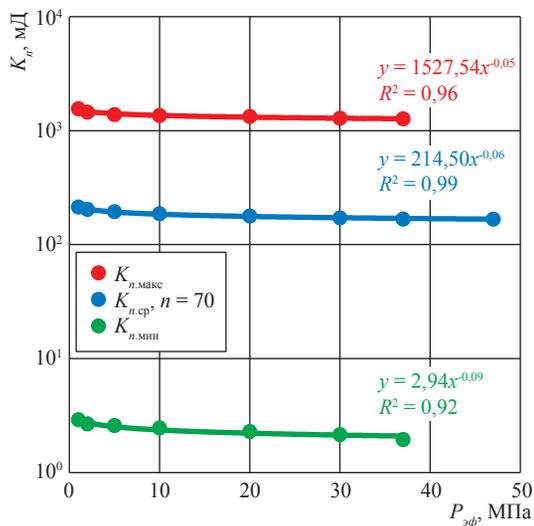


Рис. 8. Изменение газопроницаемости при увеличении эффективного давления

газопроницаемости образцов горных пород при снижении пластового давления на 10,0 МПа.

Газопроницаемость исследованных образцов горных пород при моделировании увеличения эффективного давления на 10 МПа в среднем снизилась на 0,242 мД, а относительное изменение составило 0,144 %, т.е. закономерно газопроницаемость снижается на довольно малую величину. Наибольшие абсолютные изменения газопроницаемости происходят в образцах с высокой проницаемостью, но они не превышают 1,0 % величины газопроницаемости при 37 МПа.

В таблице представлена сводка изменений средних значений исследуемых петрофизических параметров при росте эффективного давления на 10 МПа.

В заключение необходимо еще раз подчеркнуть: моделирование процесса разработки месторождения при снижении пластового давления, сопровождаемого ростом эффективного давления на 10,0 МПа, показало, что можно ожидать снижения средней величины K_n на 0,05 абсолютных процентов, или на 0,24 %, и снижения K_{np} на 0,24 мД, или на 0,14 %. Все изменения петрофизических параметров рассчитаны относительно величин этих параметров при $P_{эф}$ в пласте 37,0 МПа, значения которых были приняты за 100 %.

Таким образом, данные об изменениях ряда петрофизических параметров проанализированы с точки зрения их зависимости от изменения $P_{эф}$ в пласте, получены в первом приближении

Абсолютные и относительные изменения петрофизических параметров при росте $P_{эф}$ с 37 до 47 МПа

Петрофизические параметры	Снижение (↓) / рост (↑) параметра	Абсолютное изменение	Относительное изменение, %
K_n , %	↓	0,05	0,24
ρ , г/см ³	↑	0,0007	0,03
$B_{пор}$, 1/атм	↓	$1,67 \cdot 10^{-5}$	10,5
УЭС, Ом·м	↑	0,157	6,3
P_n	↑	1,26	6,4
V_{np} , км/с	↑	0,07	2,0
V_{nn} , км/с	↑	0,19	1,0
K_{np} , мД	↓	0,24	0,14

оценки этих изменений. Отмечена необходимость дополнительных экспериментальных испытаний образцов в термобарических условиях, моделирующих пластовые, для уточнения этих зависимостей, зачастую отличающихся от линейных. Полученные данные могут быть использованы как для оценки изменений пластовых условий по данным повторных геофизических исследований скважин, так и для оценки степени изменения продуктивных горизонтов в процессе разработки месторождения, сопровождающейся снижением пластового давления.

Список литературы

1. Авчян Г.М. Петрофизика осадочных пород в глубинных условиях / Г.М. Авчян, А.А. Матвеевко, З.Б. Стефанкевич. – М.: Недра, 1979. – 224 с.
2. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности горных пород / В.Н. Дахнов. – М.: Недра, 1975. – 334 с.
3. Жуков В.С. Лабораторное моделирование снижения пластового давления при разработке месторождений нефти и газа / В.С. Жуков // Бурение и нефть. – 2006. – № 1. – С. 8–9.
4. Кузьмин Ю.О. Современная геодинамика и вариации физических свойств горных пород / Ю.О. Кузьмин, В.С. Жуков. – М.: Из-во МГГУ, 2004. – 262 с.
5. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа / В.М. Добрынин. – М.: Недра, 1965. – 163 с.

УДК 551.2

И.Б. Извеков

Критерии и перспективы поиска и разведки залежей углеводородов в юрских и меловых отложениях в зоне сочленения Ямальской, Надым-Пурской и Гыданской областей Западно-Сибирской мегапровинции

Арктические районы Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна характеризуются разной степенью геолого-геофизической изученности [1–7 и др.]. Одни нефтегазоносные области и районы в значительной степени «опоискованы», другие находятся на начальной стадии поисково-разведочного процесса. Относительно хорошо изучен Тазовский п-ов, в меньшей степени – Ямальский п-ов, наименее изученной территорией Западно-Сибирской мегапровинции является самая северная и труднодоступная Гыданская нефтегазоносная область (НГО).

Зона сочленения Ямальской, Надым-Пурской и Гыданской НГО (далее – ЗС) характеризуется неравномерностью распределения нефтегазоносности как по разрезу, так и по площади (рис. 1). В результате поисково-разведочных работ (ППР), проведенных в этой зоне, установлен достаточно широкий возрастной диапазон нефтегазоносности. Промышленные скопления углеводородов (УВ) обнаружены в отложениях от сеномана до палеозойских, включительно. Далее в статье рассмотрены 22 месторождения, открытые в ЗС: Геофизическое, Солетско-Ханавейское, Восточно-Бугорное, Трехбугорное, Минховское, Восточно-Минховское, Тота-Яхинское, Антипаютинское, Семаковское, Чугорьяхинское, Северо-Парусовое, Парусовое, Южно-Парусовое и Обское, расположенные в пределах Гыданской НГО; Нурминское, Хамбатеиское, Ростовцевское, Каменномыское, Северо-Каменномыское, Каменномыское-море и Новопортовское – в пределах Ямальской НГО; Ямбургское месторождение, расположенное в Надым-Пурской НГО. Их суммарные остаточные запасы газа по категориям обоснованности ресурсов УВ А + В + С₁ составляют порядка 6 трлн м³, половина из которых связана с Ямбургским месторождением.

Перспективы дальнейших поисков и разведки скоплений нефти и газа в изучаемом районе обусловлены рядом критериев. Основным критерием, определяющим различия в формировании структур и характере осадконакопления в ЗС, является **тектоническое развитие** рассматриваемой территории (рис. 2). В тектоническом отношении в изучаемой зоне основное влияние на формирование структур оказал этап континентального рифтогенеза, датируемый раннетриасовым периодом. К наиболее ярко выраженным в структуре платформенного чехла структурным зонам, образованным раннетриасовым рифтогенезом, относятся надрифтовые желоба и межрифтовые поднятия. Надрифтовые желоба в раннесреднеюрское время унаследованно прогибались, а образованные этим процессом межрифтовые поднятия имели тенденцию к воздыманию. В последующем в результате коллизии Тазовского и Гыданского геоблоков предположительно в позднеюрское время с последующей активизацией движений в неотектонический период сформировался Мессояхский порог (гряда), состоящий из кулисообразно сочленяющихся Усть-Портовского, Нижнемессояхского мегавалов, которые территориально расположены как на суше Гыданского и Тазовского п-овов, так и в акватории Обско-Тазовского мелководья. Такого рода тектонические движения способствовали гипсометрическому расчленению территории, которое нашло отражение в структуре мезозойско-кайнозойского чехла в целом (рис. 3) [1].

Дифференцированные тектонические подвижки фундамента во многом преопределили фаціальную зональность в разрезах осадочного чехла. В областях

Ключевые слова:
зона сочленения,
поиск,
разведка,
перспективы
нефтегазоносности,
тектоника,
стратиграфия,
литология,
анализ размещения
залежей.

Keywords:
junction zone,
search,
exploration,
petroleum potential,
tectonics,
stratigraphy,
lithology,
reservoir location
analysis.



Рис. 1. Обзорная карта расположения месторождений нефти, газа и газового конденсата в зоне сочленения Ямальской, Надым-Пурской и Гыданской НГО



Рис. 2. Фрагмент карты тектонического строения нижнеплитного комплекса Западно-Сибирской плиты (В.Н. Крамник, Л.В. Смирнов, В.С. Сурков [2])

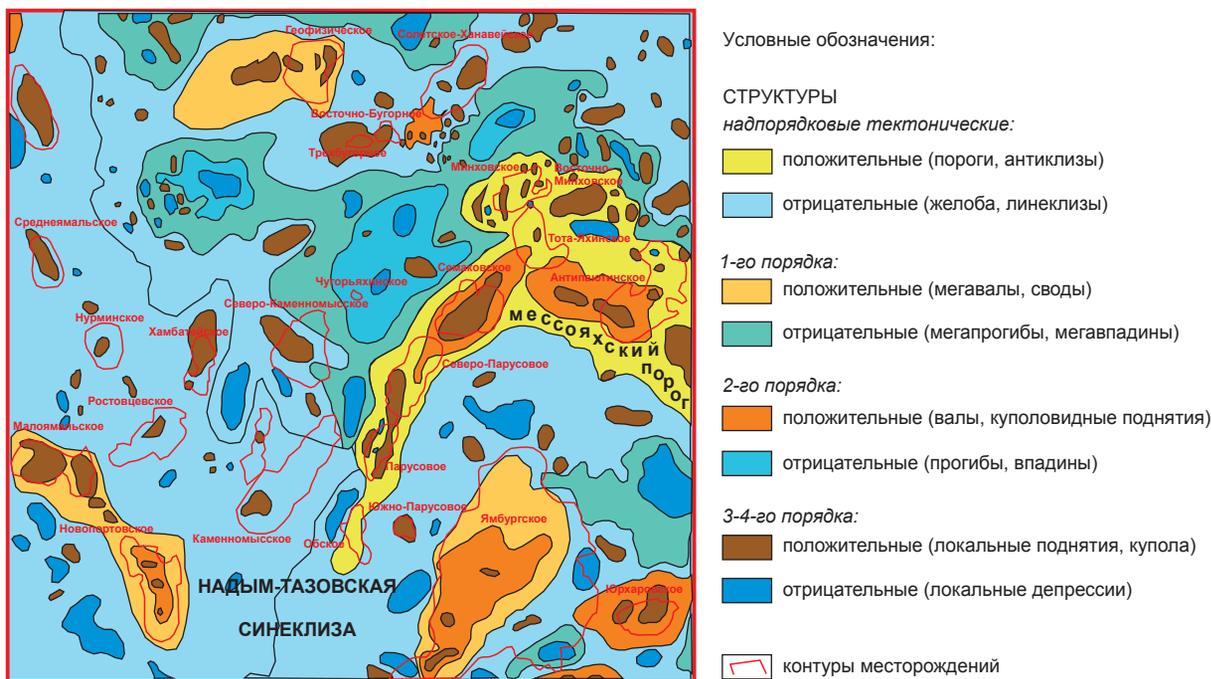


Рис. 3. Фрагмент тектонической карты мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской синеклизы (ОАО «СИБНАЦ», 2005 г.)

надрифтовых желобов происходило осадко-накопление в условиях прибрежных фациальных зон, что способствовало формированию в основном залежей УВ в ловушках неструктурного типа. По этим же отрицательным структурам при трансгрессиях происходило активное проникновение морских вод и формирование глинистых экраняющих, в том числе и нефтематеринских, толщ. В областях межрифтовых поднятий формировались конседиментационные структуры с уменьшенной толщиной и полифациальным составом осадков [2].

По сейсмическим данным, а также по материалам глубокого бурения выявлен ряд особенностей в районе сочленения нефтегазозносных областей. Установлено сложное блоково-сдвиговое строение в ареале акватории Тазовской губы и более простое в акватории Обской губы. Отмечается наличие обширной сети дизъюнктивных нарушений, которая в большей степени является структурообразующим фактором. Разломы прослеживаются в толще пород от доюрского комплекса до сеномана включительно, наиболее развиты на уровне подошвы доюрского основания (отражающий горизонт А). Вверх по разрезу амплитуда нарушений сокращается. Наибольшее количество дизъюнктивных нарушений от-

мечается в ареале акватории Тазовской губы. Основной причиной этих особенностей являются коллизия Тазовского и Гыданского геоблоков и их совместный сдвиг относительно Ямальского геоблока.

Наряду с тектоническим критерием, обусловившим различия в формировании структур и характере накопления осадков, не менее важным является *стратиграфический фактор*, определивший выдержанность отложений по разрезу и площади. Особенностью изучаемой ЗС является приуроченность ее к области замещения фациальных зон в юрских и меловых отложениях.

В истории формирования юрских отложений выделяют келловей-позднеюрский и ранне-среднеюрский этапы, существенно отличающиеся условиями седиментации. Нижне-среднеюрские отложения (кроме верхнего келловей) объединяются в заводоуковский надгоризонт, накопление осадков которого происходило в различных фациальных условиях. В связи с этим преимущественно континентальные терригенно-угленосные и сероцветные отложения надгоризонта, развитые к югу от Тазовской губы, обособляются в одноименную заводоуковскую серию (Ростовцев, 1956 г.), а их возраст аналогичны, представленные морскими

и прибрежно-морскими осадками на п-овах Гыдан, Ямал, в северной части Тазовского п-ова, – в большехетскую серию.

Келловой-верхнеюрская толща представлена осадками преимущественно морского генезиса. Для них характерны в основном глинистый состав и небольшие мощности, в целом выдержанные по площади. Меловые отложения, представленные сложным комплексом терригенных пород, залегают согласно и без прерыва на юрских осадочных образованиях. В их составе обособляются 3 крупных стратиграфических подразделения: зареченский, покурский и дербышинский. В разрезе нижнемеловых и сеноманских отложений выделяются 2 надгоризонта: зареченский и покурский.

Зареченский надгоризонт (K_{1zg}) объединяет преимущественно морские песчано-алевроито-глинистые отложения берриас-раннеаптского возраста, называемые неокомскими. По особенностям строения они существенно отличаются от выше- и нижезалегающих осадочных пород наиболее резко выраженной фациальной и литологической изменчивостью как снизу-вверх, так и по латерали. На территории Тазовского п-ова развит разрез уренгойского типа, в составе которого выделяются сортымская, тангаловская свиты. На Ямале и в акватории Обской губы развит разрез восточно-ямальского типа, на п-ове Гыдан, севере Тазовского п-ова и в акватории Тазовской губы – разрез гыданского типа, в составе которых выделяются отложения ахской (K_{1ah}) и танопчинской (K_{1tn}) свит.

Покурская серия (K_{1-2pk}) объединяет преимущественно алевроито-песчаные породы, сформировавшиеся в основном в континентальных условиях. Кровля надгоризонта разделяет алевроито-песчаные отложения сеномана и перекрывающие их глинистые осадки турона.

В пределах рассматриваемого района развиты покурские разрезы полуйско-ямало-гыданского и тазовско-уренгойского типов. Полуйско-ямало-гыданский тип разреза покурского надгоризонта выделяется снизу-вверх в объеме танопчинской (верхняя часть), яронгской и марресалинской свит. Верхняя часть *танопчинской свиты* представлена неравномерным переслаиванием серых песчаников, алевролитов и глин алевролитистых с характерными редкими пластами бурых углей (пласты $ТП_1$ – $ТП_{13}$). *Яронгская свита* (K_{1jg}) сложена в основном глинами темно-серыми, алевролитистыми, с пластами песчаников и алевролитов. Наибольшее раз-

витие песчаные пласты получили в верхней части свиты. Среди них пласты $ХМ_6$ – $ХМ_{10}$, $ТП_{10}$ часто содержат скопления УВ. *Марресалинская свита, сеноманский* и частично *альбский ярусы* (K_{2-1ms}) сложены переслаиванием песчаников, алевролитов и глин. Кровля марресалинской свиты разделяет алевроито-песчаные отложения сеномана и трансгрессивно перекрывающие их глинистые осадки турона. К кровле марресалинской свиты, перекрытой региональной покрывшей, приурочены основные скопления сухого газа, образующие крупные по запасам газовые залежи.

В разрезе тазовско-уренгойского типа покурского надгоризонта выделяются нижняя, средняя и верхняя подсвиты. *Нижняя подсвита* представлена песчаниками, чередующимися с глинами и алевролитами. *Средняя подсвита* представлена крупными пачками глин, глинистых алевролитов, иногда углистых, переслаивающихся в сложном сочетании с песчаниками. *Верхняя подсвита* представлена песчаниками, алевролитистыми глинами, нередко углистыми.

Верхнемеловые (без сеномана) отложения объединяются в дербышинский надгоризонт и одноименную серию, формирование которых происходило в условиях длительной морской трансгрессии, продолжавшейся на протяжении всего турон-маастрихтского и раннедатского времени. Дербышинский надгоризонт представлен преимущественно глинами с подчиненными прослоями алевролитов и песчаников [3].

Геологический разрез изучаемого района представлен на рис. 4.

Помимо распределения и выдержанности отложений по площади и разрезу, необходимо учитывать и *литологический критерий*, определяющий качество коллекторов и покрывшей в объеме нефтегазоносных комплексов (НГК). В изучаемой ЗС на основании результатов анализа влияния тектонических и литолого-стратиграфических критериев на разных глубинах выделяются следующие НГК: альб-сеноманский, неоком-аптский, ачимовский и юрский в составе ниже-среднеюрского подкомплекса, в которых прослеживаются определенные закономерности распределения залежей УВ (таблица).

Сеноманские отложения регионально продуктивны на всей территории северных районов Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции (ЗСМП). К ним

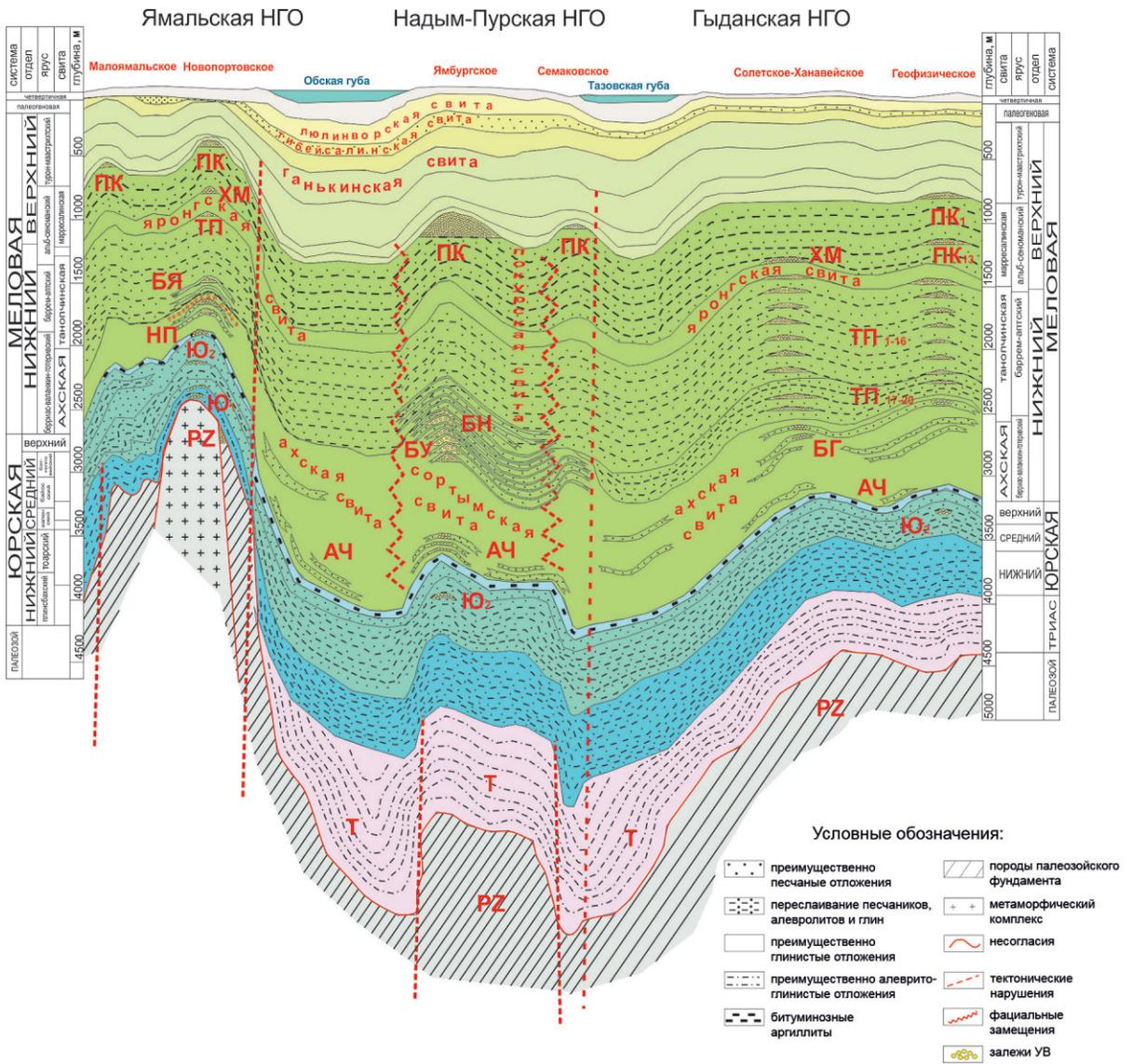


Рис. 4. Геологический разрез мезозойско-кайнозойских отложений зоны сочленения Ямальской, Надым-Пурской и Гыданской НГО (составил И.Б. Извеков по материалам А.Ф. Огнева)¹

приурочены крупные и уникальные залежи газа на Уренгойском, Ямбургском, Заполярном и многих других месторождениях. В изучаемой зоне залежи в сеномане открыты на всех месторождениях Ямальской и Надым-Пурской НГО, исключением служит изучаемая южная часть Гыданской НГО, на территории которой вследствие выровненного рельефа структурной поверхности кровли сеномана скопления газа в сеноманском горизонте выявлены только в части месторождений, что не характерно для северных районов Западной Сибири. Причина заключается в отсутствии замкнутых локальных структур по кровле сеномана.

Все сеноманские залежи северных областей Западной Сибири связаны со структурны-

ми ловушками (локальными поднятиями), высота их зависит от амплитуды структуры по замыкающей изогипсе. По типу залежи являются массивно-пластовыми. Также в изучаемой ЗС в сеномане отмечается наличие элементов тектонического экранирования в ареале Обской и Тазовской губ. Появление здесь тектонически экранированных месторождений и залежей связано с отрицательными структурами типа грабенов, осложняющих поднятия.

¹ Здесь и далее в тексте стратиграфические индексы обозначены согласно принятым Общей и региональным шкалам

Распределение залежей УВ по НКК

Продуктивные комплексы и подкомплексы	Ямал												Надым-Пур-Газовский регион												Гыдан																			
	Обская и Тазовская губы						Месторождения						Парусовое						Восточно-Минховское						Ханавейское					Восточно-Бурное					Трехбугорное					Геофизическое				
	Новопортовское	Ростовцевское	Нурминское	Хамбатейское	Камненномыское море	Северо-Камненномыское	Чурьяхинское	Обское	Антипатотинское	Тота-Яхинское	Семаковское	Ямбургское	Южно-Парусовое	Северо-Парусовое	Парусовое	Минховское	Восточно-Минховское	Солетско-Ханавейское	Восточно-Бурное	Трехбугорное	Геофизическое																							
Сеноман	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (2)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (1)	Г (3)																							
Альб	Г (2)	Г (1)	Г (1)														Г (1)				Г (3)																							
Апт	ГН (4)	Г (2), ГК (1)	Г (5), ГК (1)														Г (2)	Г (6)	Г (1)		Г (8), ГК (1)																							
Баррем		ГК (1)	ГК (3), Г (1), ГН (1)	ГК (1)	ГК (2)	ГК (3)				ГК (1)			Н (1)				Г (1), ГК (1)		Г (1)		ГН (3), ГК (1)																							
Готерив										ГК (1)	Г (4), ГК (8), Н (1)																																	
Неоком											ГК (44), Н (2), ГКН (2)	ГК (1)																																
Валанжин-берриас	ГК (11), Н (1)	ГК (2), ГН (4)	ГК (3), Н (1)	ГК (2)	ГК (2), НК (1)							ГК (1)							ГК (2)																									
Ачимовская толща (АТ)				ГК (1)																																								
Верхнеюрский																																												
Юра	ГК (3), ГКН (5), Н (2)									Н (2)	ГК (2)		ГК (1)								ГК (1)																							
Палеозой	ГК (2)																																											

Залежи: Г – газовые, ГК – газоконденсатные, ГН – газонефтяные, Н – нефтяные, (1) – кол-во залежей

 открытые залежи

 непромышленные притоки УВ (пленки нефти)

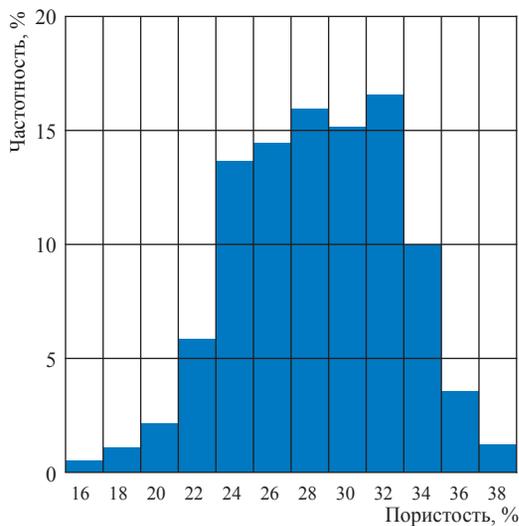
По литологическому составу сеноманская продуктивная толща характеризуется значительной неоднородностью. Наиболее распространены в разрезе мелкозернистые песчаники и алевролиты, характеризующиеся общими петрографо-минералогическими признаками. Песчаники и крупнозернистые алевролиты обладают хорошими коллекторскими свойствами. Открытая пористость 27–38 %. Согласно классификации А.А. Ханина, в пластах ПК отмечается преобладание коллекторов первого-второго классов (проницаемость I класс $> 1000 \cdot 10^{-3}$ мкм², II класс – $500–1000 \cdot 10^{-3}$ мкм²). Толщины коллекторов в разрезах скважин варьируются в широких пределах 0,4–40,0 м. Прослой глинистых и карбонатных пород изменяются в диапазоне 0,4–18,0 м. На рис. 5 показано распределение значений параметров пористости и проницаемости в породах альб-сеноманских отложений.

Аптский подкомплекс представлен породами континентального и прибрежно-морского генезиса. Залежи УВ в отложениях апта открыты на Нурминском, Ростовцевском, Новопортовском, Геофизическом, Солетско-Хановэйском, Восточно-Бугорном, Минховском, Восточно-Минховском, Северо-Парусовом и Парусовом месторождениях. Ловушки преимущественно структурного и литологического типов. Покрышкой служат глинистые отложения нижнеальбского возраста. Наибольшее количество продуктивных пластов в комплек-

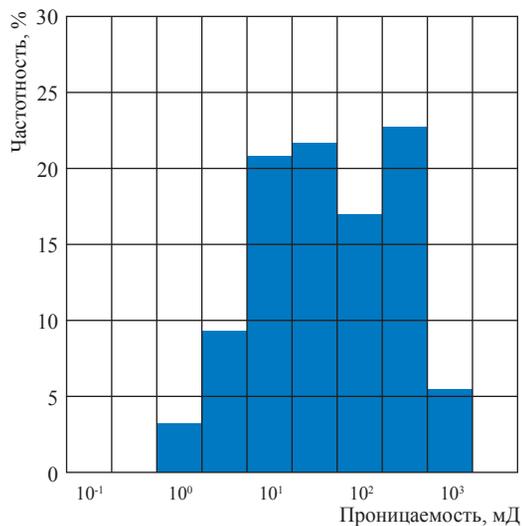
се установлено в северных районах Ямальской и Гыданской НГО. Так, в Малыгинском и Тамбейском нефтегазоносных районах (НГР) число продуктивных пластов в подкомплексе колеблется от 10 до 22, достигая максимума в Тамбейском НГР. В юго-восточном направлении от Тамбейского НГР (район Обской и Тазовской губ) в сторону Мессояхского порога происходит опесчанивание разреза таноупчинской и яронгской свит, сокращается количество зональных глинистых покрышек и, как следствие, уменьшается число газонасыщенных резервуаров. На границе фациальных зон Гыданской, Ямальской и Надым-Пурской НГО (Мессовский НГР) отмечается отсутствие выдержанных зональных глинистых покрышек, которые могли бы являться флюидоупорами для газовых залежей в апте.

Результаты анализа нефтегазоносности аптских отложений на территории изучаемой зоны говорят о том, что основные запасы газа таноупчинской свиты сосредоточены на Гыданском п-ове. Количество залежей в аптских отложениях снижается по мере приближения к Тазовской губе. В ареале Тазовской губы отложения верхней части таноупчинской свиты оцениваются как водоносные. На рис. 6 показано распределение значений открытой пористости и проницаемости в породах аптских отложений.

Неокомский подкомплекс в Ямальской, Гыданской и Надым-Пурской НГО включает валанжинские, готеривские и барремские



а



б

Рис. 5. Распределение коллекторских свойств в породах альб-сеноманских отложений: а – пористость; б – проницаемость

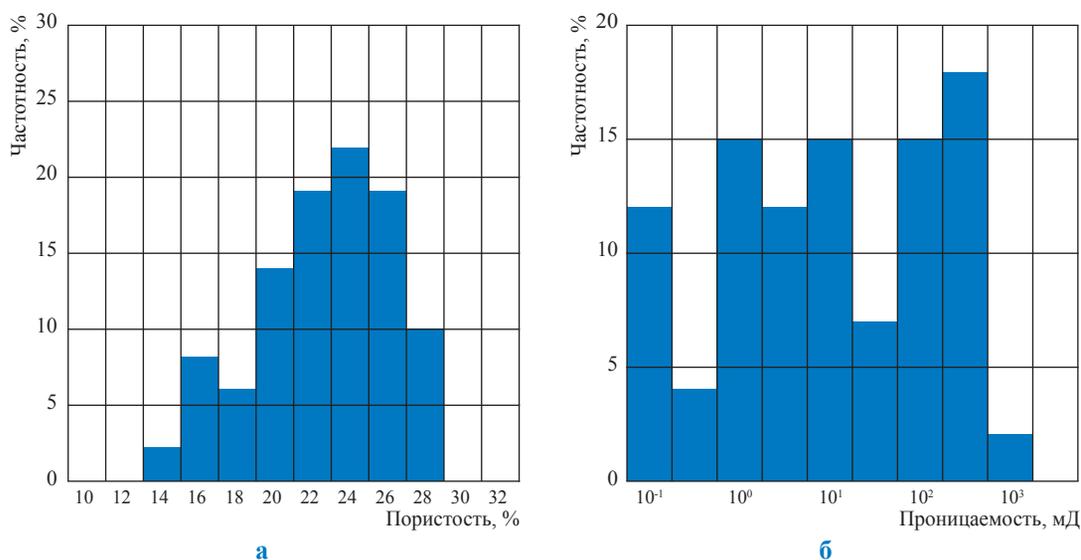


Рис. 6. Распределение коллекторских свойств в породах аптских отложений:
а – пористость; б – проницаемость

отложения и является основным для скоплений жидких УВ в ЗСМП. Отложения комплекса накапливались в морских, прибрежно-морских и континентальных условиях и представлены ритмичным переслаиванием песчано-алевролитовых и глинистых пород. Специфика формирования отложений неокома предопределяет наличие достаточно емких пластовых резервуаров в сочетании с перекрывающими их непроницаемыми глинистыми покрышками, что создает условия для формирования скоплений с промышленными запасами УВ. Характерной особенностью верхней части неокома и апта является наличие большого числа пластов угля мощностью от 0,1–0,5 до 2–3 м.

На севере Надым-Пурской НГО нефтегазоносность неокома наиболее широко представлена на Ямбургском месторождении. Комплекс объединяет преимущественно морские песчано-алеврито-глинистые отложения сортымской и тангаловской свит. В нижней части комплекс сложен преимущественно глинистыми породами с редкими пластами песчаников и алевролитов. Залежи – газоконденсатные, пластовые сводовые, в основном с литологическими экранами по латерали.

В пределах Ямальской и Гыданской НГО комплекс представлен песчано-глинистыми образованиями ахской свиты, отложениями нижнетанопчинской подсвиты. Коллекторами являются плохо выдержанные по площади и разрезу пласты песчаников и алевролитов нижнетанопчинской (пласты ТП₁₇–ТП₂₀), новопо-

ртвовой (НП₀ и НП₁₀), ямальской (БЯ₁₀–БЯ₁₆) толщ. Преобладающий тип ловушек – литологически экранированные в пределах локальных поднятий.

В Ямальской НГО наибольшее количество залежей УВ в отложениях новопортвской толщи выявлено на Новопортвском месторождении. Почти все залежи – пластовые, литологически экранированные, смешанные по фазовому состоянию (НГК и ГКН). Покрышкой для скоплений УВ в отложениях новопортвской толщи служит глинистая сеяхинская пачка зонального развития (50–70 м). В отложениях ямальской толщи (БЯ₁₀–БЯ₁₈) и нижней части танопчинской свиты (ТП₁₇–ТП₂₀, ТП₂₁–ТП₂₆) залежи УВ выявлены на Ростовцевском, Нурминском и Хамбате́йском месторождениях.

Продуктивность неокома в пределах изучаемой зоны Гыданской НГО доказана на Геофизическом, Солетско-Ханавейском, Трехбугорном, Чугорьяхинском месторождениях. На Геофизическом месторождении в отложениях неокома открыто две нефтяные (ТП₁₈⁰, ТП₁₉) и одна газоконденсатная (ТП₂₂) залежи, на Солетско-Ханавейском – одна газовая (ТП₁₇) и одна газоконденсатная (ТП₂₀) залежи. На Трехбугорном месторождении открыта одна газовая залежь в барремских отложениях (ТП₂₁), на Чугорьяхинском – три газоконденсатные залежи в отложениях танопчинской свиты (ТП₂₀, ТП₂₂, ТП₂₃). Малое количество открытых залежей в низах неокома (выше региональной

покрышки) связано с низкой изученностью района глубоким бурением.

На границе фациальных зон Гыданской, Ямальской и Надым-Пурской НГО (Мессовский НГР) разрез неокомских отложений представлен группами пластов ТП₁₇₋₂₀, ТП₂₁₋₂₂, БУ₁₋₂, БУ₃, БУ₄₋₇. Покрышкой для пластов ТП₁₇₋₁₈ служат глинистые отложения нейтинской толщи, для пласта БУ₃ – отложения ен-яхинской толщи, БУ₅ – пимской глинистой пачки, БУ₈⁰ – пачка «шоколадных» глин. Для остальных пластов покрышками служат локальные глинистые пропластки.

На Северо-Парусовом и Парусовом месторождениях открыто по одной нефтяной залежи в неокоме. На Южно-Парусовом месторождении залежь пласта БУ₈⁰¹ – газоконденсатная. На Семаковском лицензионном участке по интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) в скв. 54 с неясным характером насыщения выделены пласты БУ₆ и БУ₈¹. На Тота-Яхинском участке пласты БУ₁, БУ₂ и БУ₃, которые не испытаны, по данным ГИС оцениваются как неясные по характеру насыщения.

Коллекторские свойства проницаемых разностей пластов варьируются, отмечают коллекторы III–VI классов, преобладают IV–V класса (по А.А. Ханину). Встречаются антиклинальные, структурно-литологические и тектонически экранированные ловушки. Покрышкой служат преимущественно глинистые

отложения нейтинской толщи нижнеаптского возраста. В пределах Тазовского п-ова эта покрышка сохраняет свои экранирующие свойства лишь вдоль северо-западного побережья и в зоне сочленения Обской и Тазовской губ.

Результаты анализа нефтегазоносности неокомских отложений на территории изучаемой зоны показывают, что размещение залежей УВ в основном связано с литолого-фациальными условиями образования толщ. Неокомские отложения по особенностям строения существенно отличаются от выше- и нижезалегающих толщ наиболее резко выраженной фациальной и литологической изменчивостью как по разрезу, так и по площади. В северной части Надым-Пурской НГО с разрезом уренгойского типа (сортымская и тангаловская свиты) наиболее перспективной является готерив-валанжинская часть разреза. В изучаемой части п-ова Ямал, представленного разрезом восточно-ямальского типа с выделяемой в его составе новопортовской толщей, залежи УВ распространены в отложениях баремского, готеривского и берриас-валанжинского возраста. На Новопортовском и Ростовцевском месторождениях наибольшее количество залежей открыто в отложениях новопортовской толщи (берриас-низы валанжина). В южной части Гыданской области перспективы нефтегазоносности неокомских отложений связаны с отложениями баррема. На рис. 7 показано распределение свойств

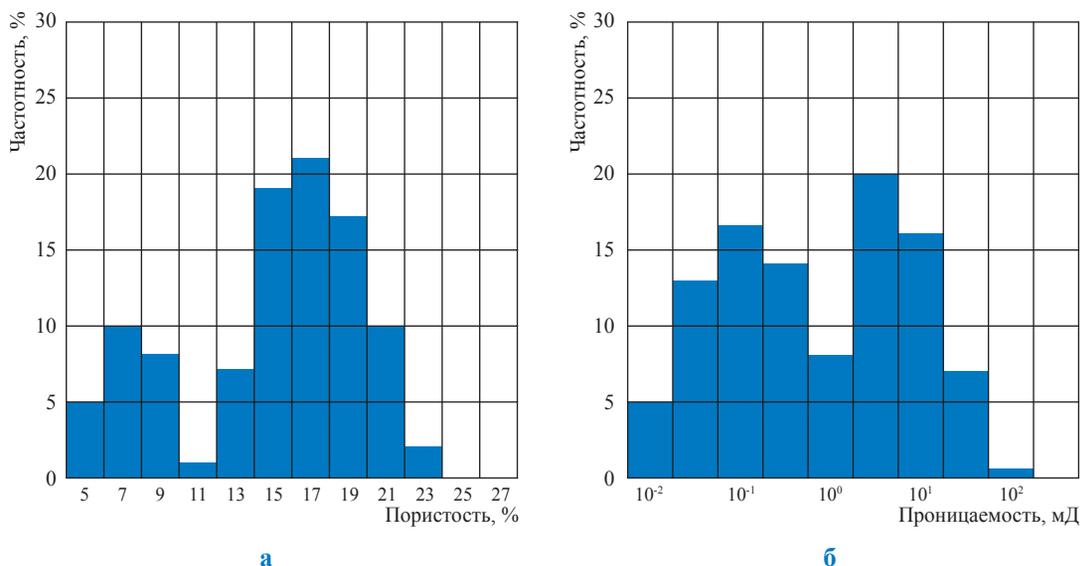


Рис. 7. Распределение коллекторских свойств в породах неокомских отложений: а – пористость; б – проницаемость

открытой пористости и проницаемости в породах отложений неокома.

Ачимовский НГК на севере Надым-Пур-Тазовского региона регионально продуктивен, однако на Гыдане и Ямале его распространение проблематично, нефтегазоносность не доказана. На сейсмических разрезах горизонты АТ имеют клиноформный рисунок, когда синхронными границами соединяются пласты АТ и шельфовые пласты.

Условия формирования осадков и вторичные процессы, происходившие в меловое время, определили своеобразие фильтрационно-емкостных свойств коллекторов ачимовских отложений. Следует отметить, что зоны наилучших коллекторских свойств не совпадают с ареалами лучшей гранулометрической отсортированности песчаников. Это свидетельствует о том, что значительное влияние на коллекторские свойства пород оказывают вторичные процессы и трещиноватость.

По результатам литолого-петрофизических исследований установлено, что терригенные породы, слагающие ачимовские пласты, представлены мелкозернистыми алевропесчаниками и песчанистыми алевритами. По данным гранулометрического анализа в шлифах определено, что песчаники и алевролиты ачимовских пластов содержат 25–70 % мелкопесчаной, 25–65 % алевритовой и 10–20 % глинистой фракций. Для ачимовских коллекторов характерно присутствие участков карбонатизации, карбонатные песчаники полностью утрачивают полезную емкость и переходят в плотные разности. Глинистые перемычки между пластами сложены тонкодисперсными аргиллитами иллит-хлоритового состава, обогащенными углефицированной органикой. Величины ФЕС ачимовских коллекторов часто низкие, проницаемость изменяется от 1 до 10 мкм² (часто доли), открытая пористость 14–18 %, цемент коллекторов – глинисто-карбонатный.

На Ямбургском месторождении в АТ открыты 4 нефтяные (в пластах Ач₅, Ач₄, Ач₃, Ач₃⁰) и 9 газоконденсатных (в пластах Ач₆⁴, Ач₆², Ач₃⁰¹, Ач₁, Ач₂, Ач₁, Ач₀, Ач₀₀⁴, АчБУ₁₂) литологически экранированных залежей. Песчано-глинистые отложения ачимовской толщи повсеместно перекрываются толщиной морских нижневаланжинских глин большой мощности. Песчано-алевролитовые тела не выдержаны в широтном направлении, но довольно хорошо прослеживаются в меридиональном, об-

разуя узкие зоны повышенных мощностей песчаников, ориентированных с севера на юг. Ачимовский НГК является одним из наиболее сложнопостроенных объектов разреза.

Характерная особенность ачимовских отложений – резкая литологическая изменчивость. Стандартные геофизические методы исследования скважин недостаточно уверенно выделяют эффективные толщины, что создает серьезные трудности в их прогнозировании.

Отложения ниже-среднеюрского подкомплекса развиты на севере повсеместно, но залегают обычно на больших глубинах, вскрыты в пределах структур единичными скважинами и изучены относительно слабо, за исключением Новопортовского месторождения. Практически на всех площадях, где глубокими скважинами вскрыты породы комплекса, получены прямые признаки продуктивности юрских отложений. Важным критерием для поисков скоплений УВ является наличие в ниже-среднеюрском разрезе пространственно выдержанных, ритмично чередующихся глинистых и песчано-алевролитовых толщ. В изучаемом районе залежи в ниже-среднеюрских отложениях открыты на п-овах Ямал (Новопортовское месторождение: пласты Ю₂¹, Ю₂², Ю₃, Ю₄, Ю₅), Гыдан (Геофизическое месторождение: пласт Ю₂) и Тазовском (Ямбургское месторождение: пласты Ю₁¹, Ю₂¹). Непромышленные притоки УВ получены на Парусовом (пласт Ю₆), Северо-Парусовом (пласт Ю₁¹) и Семаковском (пласты Ю₀, Ю₂) месторождениях.

В результате анализа петрофизических свойств ачимовских и юрских отложений было отмечено значительное сходство их петрофизических параметров. На рис. 8 показано распределение значений открытой пористости и проницаемости в породах ачимовских и юрских отложений.

Учитывая выделенные ранее критерии поиска, можно дать следующие рекомендации по перспективам дальнейших поисков и разведки месторождений углеводородов в зоне сочленения Ямальской, Надым-Пурской и Гыданской НГО.

1. Сенноманские отложения регионально продуктивны на всей территории ЗСМП, однако в южной части п-ова Гыдан вследствие выровненности рельефа структурной поверхности кровли сенномана скопления газа отмечены только на двух (Минховское, Геофизическое) из шести рассматриваемых месторождений, что

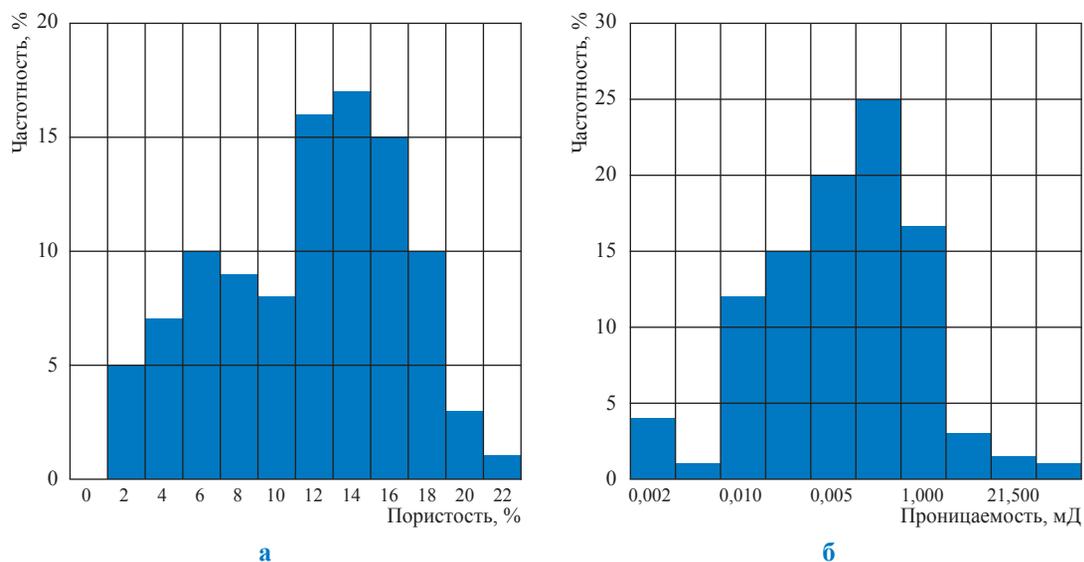


Рис. 8. Распределение коллекторских свойств в породах ачимовских и юрских отложений: а – пористость; б – проницаемость

не характерно для северных районов ЗСМП. Следовательно, перспективы поиска залежей в сеноманских отложениях на п-ове Гыдан невысоки. Основные перспективы связаны с до-разведкой сеноманских залежей в акватории Тазовской губы.

2. Аптский подкомплекс наиболее перспективен для поисков скоплений УВ в северных районах Ямальской и Гыданской НГО. Перспективы нефтегазоносности аптского подкомплекса снижаются в юго-восточном направлении в сторону Мессояхского порога вследствие сокращения количества зональных глинистых покровов в разрезе танопчинской и яронгской свит. На п-ове Гыдан с аптскими отложениями связано наибольшее количество открытых залежей УВ и большинство запасов газа. Перспективы открытия залежей УВ в аптских отложениях достаточно высоки в районе Южно-Гыданского куполовидного поднятия, Тота-Яхинского структурного мыса и Приречного куполовидного поднятия.

3. Неокомские отложения регионально продуктивны на территории ЗСМП. Они отличаются ярко выраженной фациальной и литологической изменчивостью по разрезу и по площади. Размещение УВ в основном связано с литолого-фациальными условиями образования ловушек. Следует отметить, что на п-ове Гыдан в отложениях неокома отмечается наличие большого количества пластов и линз угля в танопчинской свите. На п-ове Гыдан перспективы поиска газовых залежей ввиду наличия большого количе-

ства пластов угля в неокоме связаны с литологически экранированными ловушками неантиклинального типа, прослеживающимися в нижней части танопчинской (баррем) и в верхней ахской (готерив) свитах как в изучаемой южной части полуострова, так и на всей его территории.

4. Ачимовская толща является одним из наиболее сложных объектов разреза. Ее особенность – резкая литологическая изменчивость. Наиболее перспективным районом для поисков скоплений УВ в АТ в изучаемом районе является Надым-Пурская НГО с развитой частью клиноморфных тел в нижнемеловых отложениях, также определенные перспективы открытия залежей в АТ связываются с южной частью п-ова Гыдан.

5. Юрские отложения в северных районах ЗСМП развиты повсеместно, но залегают на больших глубинах и относительно слабо изучены глубоким бурением. Важным критерием для поисков скоплений УВ является наличие в ниже-среднеюрском разрезе пространственно выдержанных, ритмично чередующихся глинистых и песчано-алевролитовых толщ.

Таким образом, в рассматриваемой ЗС Ямальской, Надым-Пурской и Гыданской НГО дальнейшие перспективы нефтегазоносности связаны в большей степени с наименее исследованной и высокоперспективной Гыданской НГО, изучение которой на сегодняшний день становится одним из самых приоритетных направлений исследований с точки зрения восполнения минерально-сырьевой базы России.

Список литературы

1. Огнев А.Ф. Разломно-сдвиговые деформации при коллизии Тазовского и Гыданского геоблоков и их влияние на распределение газа в массивных ловушках сеноманских отложений по результатам 2D и 3D сейсмогеологического моделирования в акватории Тазовской губы и прилегающих участков суши / А.Ф. Огнев, В.А. Холодилов, М.Л. Цемкало и др. // Сб. докладов III Международной конференции по освоению ресурсов нефти и газа Российского шельфа: Арктика и Дальний Восток (ROOGD-2010), ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 14–15 сентября 2010 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010.
2. Сурков В.С. Нижне-среднеюрский комплекс Западно-Сибирской плиты – особенности его строения и нефтегазоносность / В.С. Сурков, Л.В. Смирнов, Ф.Г. Гурари и др. // Геология и геофизика. Т. 45. – 2004. – С. 55–58.
3. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. – Новосибирск, 2003.
4. Скоробогатов В.А. Гыдан: геологическое строение, ресурсы углеводородов, будущее... / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2006. – 261 с.
5. Геология и полезные ископаемые России. Т. 2. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2000. – С. 43–158.
6. Скоробогатов В.А. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов, В.Д. Копеев. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 352 с.
7. Огнев А.Ф. Особенности формирования месторождений газа и нефти в динамически активной зоне Мессояхского порога Обско-Тазовского мелководья Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / А.Ф. Огнев, Н.А. Туренков // Сб. докладов 8-й Международной конференции по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа СНГ RAO\CIS Offshore 2007, Санкт-Петербург, 11–13 сентября 2007 г. – СПб., 2007.

ОБЗОРНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

УДК 548.562

Г.Э. Норман, В.В. Писарев, В.В. Стегайлов

Атомистическое моделирование пластовых систем месторождений углеводородов

Современные вычислительные методы позволяют выполнять расчеты фазовых диаграмм и фазовых проницаемостей среды *ab initio* (лат. с начала), т.е. без непосредственного привлечения экспериментальных данных. Среди таких методов следует в первую очередь отметить методы атомистического моделирования – молекулярной динамики (МД) и Монте-Карло (МК), когда свойства и поведение системы выводятся напрямую из формы межатомного взаимодействия.

Метод МК предназначен для определения равновесных термодинамических свойств веществ. Он заключается в усреднении параметров по последовательности случайно генерируемых пробных сдвигов атомов в моделируемой системе и позволяет рассчитывать уравнения состояния и фазовые диаграммы.

Метод МД подразумевает численное интегрирование уравнений движения для системы атомов [1] и в силу этого может применяться как универсальный метод исследования вещества. Единственным недостатком является ограничение размера моделируемой системы мощностью используемого компьютера. Современные многопроцессорные системы позволяют моделировать системы размером до 10^9 частиц, что соответствует характерному объему в несколько мкм³. Главное преимущество метода МД – возможность расчета не только термодинамических характеристик, но и кинетических свойств вещества, таких как коэффициенты переноса, а также динамики равновесных и неравновесных процессов, например нуклеационных [2–4]. Особенно полезен метод МД для изучения свойств вещества и процессов в нанометровых масштабах, поскольку экспериментальные исследования в этой области затруднены.

В классических методах МД и МК межатомное взаимодействие задается в виде парного или многочастичного потенциала, форма которого считается заранее известной. В последнее десятилетие с ростом вычислительной мощности компьютеров получили распространение также квантовые методы, когда расчет межатомного потенциала производится в ходе симуляции квантовомеханическими методами. В данной статье ограничимся классическими методами, поскольку квантовомеханические расчеты не подходят для описания плотных газов из-за недостаточно разработанных методов учета дисперсионных взаимодействий.

Ключевым фактором обеспечения достоверности результатов атомистического моделирования является выбор потенциала взаимодействия в модельной системе. Моделирование органических соединений чаще всего производится в рамках концепции «силового поля» (англ. forcefield), когда суммарная энергия $E_{\text{мол}}$ взаимодействия молекул вещества представляется в виде суммы вкладов ненаправленного парного взаимодействия $E_{\text{парн}}$, энергии напряжения связей $E_{\text{св}}$ и углов $E_{\text{угл}}$ в молекулах и энергии вращения по двугранным углам $E_{\text{двугр}}$:

$$E_{\text{мол}} = E_{\text{парн}} + E_{\text{св}} + E_{\text{угл}} + E_{\text{двугр}}$$

Ключевые слова:

фазовая диаграмма, атомистическое моделирование, конденсация, коэффициенты переноса, фазовая проницаемость.

Keywords:

phase diagram, atomistic modelling, condensation, transport coefficients, phase permeability.

Различные параметризации этих взаимодействий позволяют моделировать вещества от простейших углеводородов до белков и ДНК.

Для углеводородов разработан ряд различных наборов параметров силового поля, из них наиболее широко применяются наборы OPLS (*англ.* Optimized Potentials for Liquid Simulations – оптимизированный потенциал для симуляции жидкостей) [5] и TraPPE (*англ.* Transferrable Potential for Phase Equilibria – переносимый потенциал для фазовых равновесий) [6, 7]. Параметризация межатомных потенциалов OPLS позволяет точнее воспроизвести теплофизические свойства жидкой фазы, а параметризация TraPPE предназначена для точного предсказания фазовых диаграмм. Эти параметризации позволяют прецизионно описывать наблюдаемые фазовые диаграммы чистых углеводородов (рис. 1) и их смесей (рис. 2).

Особый интерес представляет расчет методом МК свойств жидкостей, взаимодействующих с поверхностью, например, в порах. Потенциал TraPPE позволяет воспроизвести экспериментальные теплоты адсорбции углеводородов на силикатных материалах [8], поэтому представляется целесообразным его использование для расчета фазовых диаграмм газов в порах горных пород. В силу необходимости моделирования системы на атомарном уровне метод ограничен размерами систем до

нескольких десятков нанометров, чего, однако, обычно оказывается достаточно для расчета фазовых диаграмм и равновесных плотностей веществ.

Метод МД в силу универсальности подхода (прямое интегрирование уравнений движения) позволяет вычислить не только фазовые диаграммы материала с заданным потенциалом взаимодействия, но и фазовые проницаемости различных сред.

Возможны два подхода к расчету фазовой проницаемости пор методами атомистического моделирования. Первый подход состоит в создании начального состояния, соответствующего двум резервуарам, соединенным порой (наноканалом) и заполненным исследуемым веществом. Затем приложением внешнего давления (например, движением стенки одного из резервуаров) создается течение жидкости или газа через пору. Проницаемость поры в этом случае можно вычислить, рассчитав связь между внешним давлением и скоростью течения через пору. Достоинством этого подхода является наглядность и простота интерпретации получаемого результата. К недостаткам можно отнести то, что подход применим для изучения течения со скоростями от ~ 10 м/с и выше. Второй подход состоит в исследовании коэффициентов переноса в жидкости, находящейся в поровом пространстве, и последующего вычисления

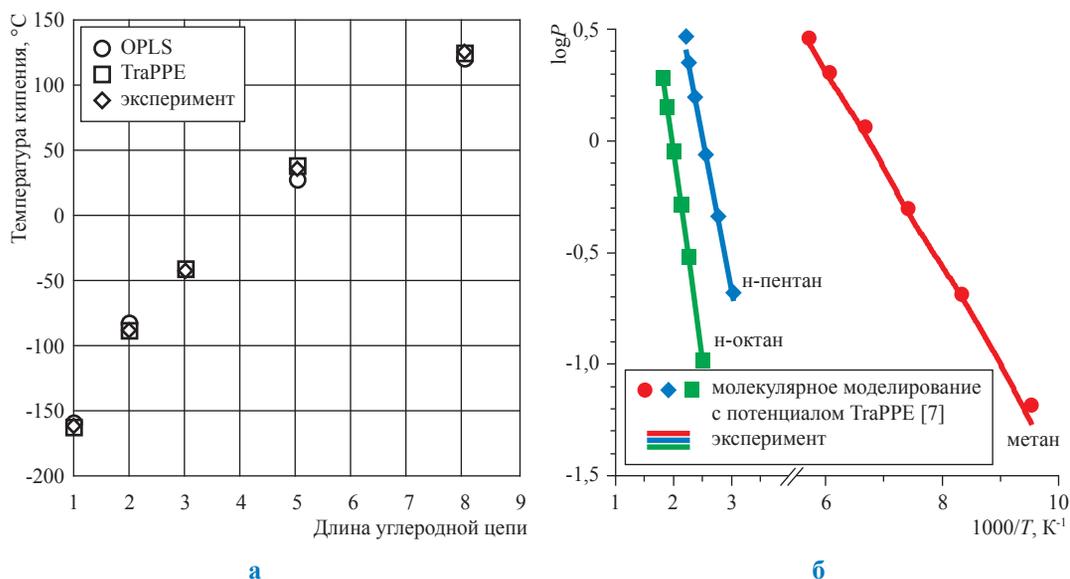


Рис. 1. Воспроизведение теплофизических свойств чистых углеводородов в молекулярном моделировании: а – температуры кипения n-алканов при атмосферном давлении; б – кривые испарения n-алканов
(T – термодинамическая температура, P – давление, МПа)

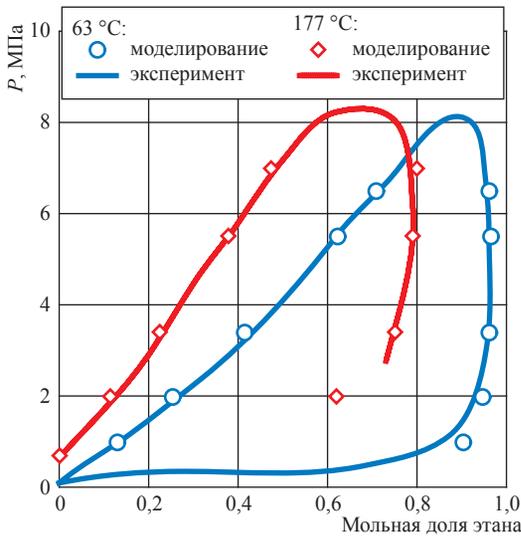


Рис. 2. Фазовые диаграммы смеси этан-н-гептана при температурах 63 и 177 °С: сопоставление результатов атомистического моделирования с потенциалом TraPPE [7] и эксперимента

фазовой проницаемости косвенным методом. Достоинство данного подхода – в возможности вычислить фазовые проницаемости в пределе малых градиентов давления и скоростей, что ближе соответствует условиям течения в пластах. Недостаток заключается в необходимости сложной обработки непосредственных результатов моделирования для получения величины фазовой проницаемости.

Последние исследования показывают применимость метода МД для изучения течений в наноразмерных каналах. Так, в работе [9] исследуется течение двухфазной смеси

гексана-воды через поры в каолините и влияние, оказываемое на проницаемость пор введением в поток наночастиц. Результаты молекулярного моделирования позволяют вычислить проницаемость поры в зависимости от ее размера, а также показывают возможность повышения проницаемости пор при введении силикатных наночастиц в небольшой концентрации. Установлена также возможность определять методом МД отличия в проницаемости пор в зависимости от их строения, структуры и вещества стенок [10]. Существует ряд моделей для описания межмолекулярных взаимодействий углеводородов с карбонатными и силикатными материалами [8, 11, 12], которые позволяют точно описать характеристики адсорбции. Такие модели можно использовать для предсказательного моделирования течений в порах пластов.

Дополнительным преимуществом метода МД является то, что он позволяет изучать конденсацию в поровом пространстве в неравновесных условиях. Неравновесность возникает по двум причинам: 1) изменения фазовой диаграммы углеводородной смеси при попадании в микропоры из-за капиллярных эффектов и 2) перехода в метастабильную фазу при быстром течении (например, вблизи забоя скважины). В работах [13–16] продемонстрирован метод исследования проницаемости пор для газов на примере моделей этана, азота и углекислого газа в порах силикатной мембраны. При некоторых начальных условиях при переходе газа в пору наблюдалась его конденсация и, как следствие, снижение проницаемости поры, уровень которой моделировался на

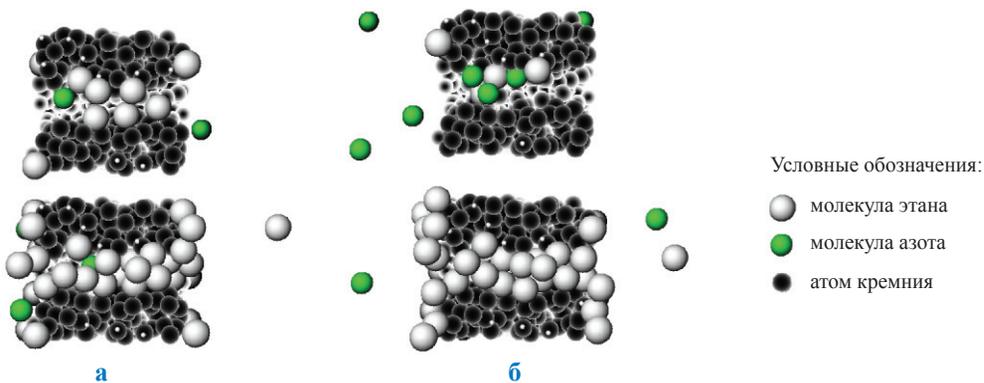


Рис. 3. Течение смеси этана-азота через пору в мембране из аморфного оксида кремния [16] (диаметр поры 0,8 нм, длина 2,85 нм, перепад давления 0,1 МПа): а – течение эквимольярной смеси при 77 °С (сверху) и –13 °С (снизу); б – течение при –13 °С смесей этана-азота с мольными долями этана 5 % (сверху) и 90 % (снизу)

компьютере. Применительно к модели смеси этана-азота МД-моделирование показало образование пробки вследствие конденсации этана при температуре $-13\text{ }^{\circ}\text{C}$ при мольных долях этана в смеси более 15 % (рис. 3), что приводит к резкому снижению проницаемости поры для летучей компоненты (азота) (рис. 4). Таким образом, можно заключить, что наличие микропор в породах газоносных пластов должно существенно влиять на фазовую диаграмму газовых смесей и проницаемость. Количественно рассчитать это влияние можно в рамках современных подходов атомистического моделирования. В работе [17] исследован процесс динамической конденсации модельного газа из метастабильной фазы на стенках пор. Показана разница в скорости конденсации газа в зависимости от смачиваемости поверхности.

Молекулярное моделирование целесообразно применять на масштабах отдельных пор для расчетов фазового равновесия и проницаемостей. Однако результаты МД-моделирования для отдельных пор возможно обобщить и применительно к модели пласта, если знать распределение пор в нем по размерам. В этом случае проницаемости компонентов газовых смесей могут быть усреднены и рассчитана проницаемость пласта. На масштабах пласта целесообразно применять гидродинамические модели, пользуясь в них уравнениями состояния и функциями фазовой проницаемости, рассчитанными в рамках молекулярного моделирования.

Гидродинамические модели фильтрации газоконденсата в пласте в одномерном приближении предложены в работах [18, 19]. На примере смеси метана-бутана показывается, что газоконденсатная залежь обладает свойствами колебательной системы. Применение молекулярного моделирования для расчетов фазовых диаграмм и проницаемостей пластов позво-

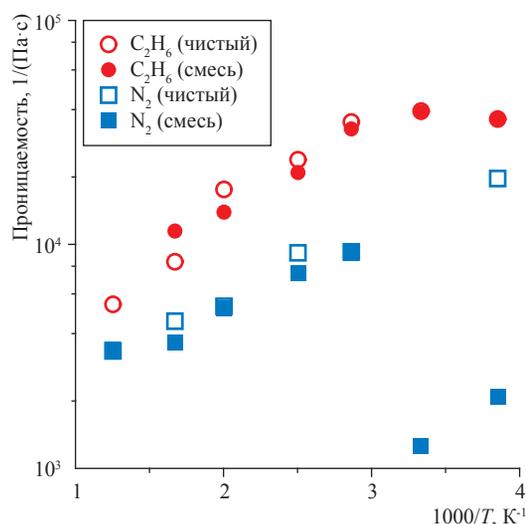


Рис. 4. Проницаемости поры в силикатной мембране для этана и азота без примесей и в составе эквимольярной смеси (результаты МД-моделирования [16])

ляет уточнить механизмы и параметры фильтрации углеводородных смесей для разработки гидродинамических моделей фильтрации газоконденсата в пластах на реальных месторождениях.

Работа проведена при частичной поддержке РФФИ (гранты № 13-01-12070 офи-м, 14-08-31587_мол_a)

Авторы выражают благодарность В.М. Зайченко, обратившему внимание авторов на связь их исследований по нуклеации с моделированием свойств пластовых систем углеводородов, а также В.В. Качалову и В.М. Торчинскому за проявленный интерес к работе и ценные обсуждения.

Список литературы

1. Норман Г.Э. Стохастическая теория метода классической молекулярной динамики / Г.Э. Норман, В.В. Стегайлов // Математическое моделирование. – 2012. – Т. 24. – № 6. – С. 3–44.
2. Писарев В.В. Неклассическая кинетика зародышеобразования при кристаллизации переохлажденного расплава / В.В. Писарев // ЖФХ. – 2014. – Т. 88. – № 7–8. – С. 1201–1206.
3. Норман Г.Э. Молекулярно-динамический анализ кристаллизации переохлажденного расплава алюминия / Г.Э. Норман, В.В. Писарев // ЖФХ. – 2012. – Т. 86. – № 9. – С. 1578–1583.
4. Норман Г.Э. Гомогенная нуклеация в перегретом кристалле. Молекулярно-динамический расчет / Г.Э. Норман, В.В. Стегайлов // ДАН. – 2002. – Т. 386. – № 3. – С. 328–332.

5. Jorgensen W.L. Development and testing of the OPLS all-atom force field on conformational energetics and properties of organic liquids / W.L. Jorgensen, D.S. Maxwell, J. Tirado-Rives // *J. Am. Chem. Soc.* – 1996. – V. 118. – № 45. – P. 11225–11236.
6. Martin M.G. Transferable potentials for phase equilibria. 1: United-atom description of n-alkanes / M.G. Martin, J.I. Siepmann // *J. Phys. Chem. B.* – 1998. – V. 102. – P. 2569–2577.
7. Chen B. Transferable potentials for phase equilibria. 3: Explicit-hydrogen description of normal alkanes / B. Chen, J.I. Siepmann // *J. Phys. Chem. B.* – 1999. – V. 103. – P. 5370–5379.
8. Bai P. TraPPE-zeo: Transferable potentials for phase equilibria force field for all-silica zeolites / P. Bai, M. Tsapatsis, J.I. Siepmann // *J. Phys. Chem. C.* – 2013. – V. 117. – P. 24375–24387.
9. Wu J. Effect of nanoparticles on oil-water flow in a confined nanochannel: a molecular dynamics study / J. Wu, J. He, O. Torsæter, Z. Zhang // *SPE International Oilfield Nanotechnology Conference proc.* – 2012. – P. 156995.
10. Nagayama G. Effects of interface wettability on microscale flow by molecular dynamics simulation / G. Nagayama, P. Cheng // *Int. J. Heat Mass Transfer.* – 2004. – V. 47. – P. 501–513.
11. Cygan R.T. Molecular models of hydroxide, oxyhydroxide, and clay phases and the development of a general force field / R.T. Cygan, J.-J. Liang, A.G. Kalinichev // *J. Phys. Chem. B.* – 2004. – V. 108. – P. 1255–1266.
12. Jackson R.A. A transferable interatomic potential for Calcium Carbonate / R.A. Jackson, G.D. Price // *Molecular Simulation.* – 1992. – V. 9. – P. 175–177.
13. Yoshioka T. A molecular dynamics simulation of pressure-driven gas permeation in a micropore potential field on silica membranes / T. Yoshioka, M. Asaeda, T. Tsuru // *Journal of Membrane Science.* – 2007. – V. 293. – P. 81–93.
14. Yoshioka T. Molecular dynamics studies on gas permeation properties through microporous silica membranes / T. Yoshioka, M. Asaeda, T. Tsuru // *Separation and Purification Technology.* – 2001. – V. 25. – P. 441–449.
15. Yoshioka T. Condensable vapor permeation through microporous silica membranes studied with molecular dynamics simulation / T. Yoshioka, M. Asaeda, T. Tsuru // *Separation and Purification Technology.* – 2003. – V. 32. – P. 231–237.
16. Yoshioka T. Transport properties of condensable and non-condensable gas mixtures through microporous silica membranes studied with molecular dynamics simulation / T. Yoshioka, J. Tanaka, T. Tsuru et al. // *Program and abstracts of Chemical Engineering congress of Asian Pacific Confederation.* – 2004. – P. 741.
17. Yasuoka K. Molecular dynamics simulation of supersaturated vapor nucleation in slit pore / K. Yasuoka, G.T. Gao, X.C. Zeng // *J. Chem. Phys.* – 2000. – V. 112. – P. 4279.
18. Качалов В.В. Газоконденсатная залежь как колебательная система осцилляторного типа / В.В. Качалов, И.Л. Майков, Д.А. Молчанов и др. // *Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов.* – 2014. – № 2. – С. 106–112.
19. Зайченко В.М. Особенности фильтрации углеводородных смесей в пористых средах / В.М. Зайченко, И.Л. Майков, В.М. Торчинский // *ТВТ.* – 2013. – Т. 51. – № 6. – С. 855–863.

УДК 622.013

З.П. Складова, В.С. Ткач

Динамика распределения лицензий на шельфе Российской Федерации в 1993–2014 гг.

Ключевые слова: недропользование, шельф, углеводородное сырье, лицензирование, аукцион, конкурс.

Keywords: subsoil use, sea shelf, raw hydrocarbons, licensing, auction, competition.

По состоянию на 01.01.2015 г. на территории Российской Федерации действуют более 3400 лицензий на право пользования участками недр, содержащих запасы и ресурсы углеводородного сырья (УВС). Из общего числа лицензий 137 выданы на участки, расположенные в акватории морей Российской Федерации, либо частично расположенные на суше, а частично в прибрежно-морской зоне. Динамика распределения лицензий на морские участки по целевому назначению – поисковые лицензии (НП)¹, лицензии на право добычи углеводородов (НЭ) и т.н. «сквозные» лицензии на право геологического изучения, разведки и добычи (НР) – показана на рис. 1.

Примечательно существенное увеличение в последние 5 лет количества лицензий НР, которые в настоящее время составляют почти половину действующего фонда лицензий. Наряду с этим доля поисковых лицензий, достигавшая в некоторые годы до 70 %, неуклонно снижается. Следует подчеркнуть, что более 50 % от числа действующих на 31.12.2014 г. поисковых лицензий – это лицензии, выданные для производства работ по государственным контрактам для проведения региональных исследований, картирования, подготовки участков к лицензированию и других видов работ, осуществляющихся за счет государственных средств. Недропользователям новые поисковые лицензии практически не выдаются, а среди действующих подавляющую часть составляют лицензии на участки в Черном, Балтийском, Азовском и Каспийском морях. На Арктическом шельфе работы по поисковым лицензиям

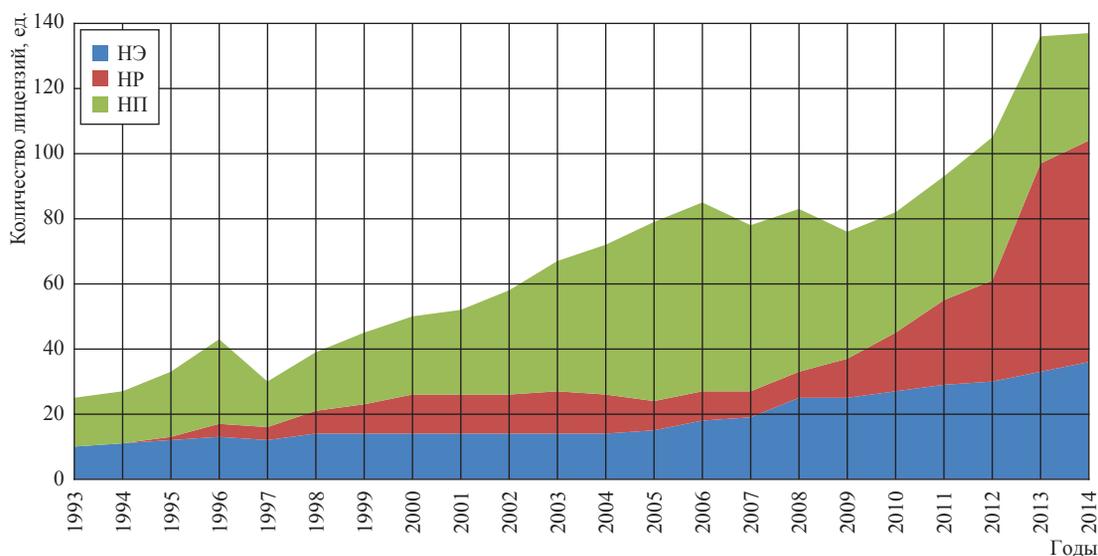


Рис. 1. Динамика распределения лицензий на морские участки по целевому назначению

¹ Буквенные обозначения категории (вида) лицензии – НП, НЭ, НР – приводятся согласно Приказу Минприроды России от 29.09.2009 г. № 315 (ред. от 19.02.2015 г.) «Об утверждении Административного регламента Федерального агентства по недропользованию по исполнению государственных функций по осуществлению выдачи, оформления и регистрации лицензий на пользование недрами, внесения изменений и дополнений в лицензии на пользование участками недр, а также переоформления лицензий и принятия, в том числе по представлению Федеральной службы по надзору в сфере природопользования и иных уполномоченных органов, решений о досрочном прекращении, приостановлении и ограничении права пользования участками недр».

ведутся на трех участках в Баренцевом море – Кольский-1, -2, -3.

Количество лицензий НЭ также растет, но при этом важно подчеркнуть, что более 40 % из них представляют лицензии на участки, частично расположенные на суше, а частично охватывающие фрагмент прилегающей акватории (прибрежно-морские). Доля таких прибрежно-морских участков в фонде лицензий НР и НП незначительна и составляет около 3 %.

Динамика географического распределения лицензий по морям Российской Федерации показана на рис. 2. По состоянию на 31.12.2014 г. более половины лицензий выдано на участки Арктического шельфа (Баренцево, Карское, Восточно-Сибирское, Чукотское моря и море Лаптевых). Следует отметить, что, несмотря на рост общего количества лицензий, доля действующих лицензий на участки Арктического шельфа в процентном отношении уменьшилась по сравнению с 1993 г., когда она достигала 64 %.

Около пятой части (18 %) общего фонда морских лицензий составляют участки дальневосточного шельфа, расположенные в Охотском море. Кроме того, в 2014 г. была выдана поисковая лицензия на региональные исследования шельфа Тихого океана у северных берегов Курильских островов. Доля лицензий на участки в южных морях существенно ниже: Каспийское – 7 %, Черное – 4 %, Азовское – 3 %. Доля лицензий в Балтийском море составляет 2 % от общего числа морских участков. Доля прибрежно-морских участков в настоящее время – 13 %.

Динамика лицензирования тесным образом связана с изменением нормативно-правовой базы, регулирующей процедуру выдачи лицензий. Современная система недропользования в РФ начала складываться в 1992 г. с принятием закона «О недрах». В первоначальных его редакциях каких-либо специфических требований к недропользователям, претендующим на морские участки, не предъявлялось. Первые 25 лицензий на право работ на шельфе выданы в 1993 г. Из них 4 лицензии (три НЭ и одна НП) на участки в Охотском море были оформлены на подконтрольное «Роснефти» ПО «Сахалинморнефтегаз». АО «Росшельф», созданное в 1992 г. с целью освоения Арктического шельфа, получило 2 лицензии – на Приразломное и Штокмановское месторождения. Пять лицензий были выданы на прибрежно-морские участки: дочернее предприятие «Газпрома» «Кубаньгазпром» получило лицензию на Бейсугский участок, расположенный в зоне лиманов Азовского моря, а входящее в тот период в состав «Роснефти» ГП «Архангельскгеология» получило 4 лицензии на прибрежные участки Ненецкого округа. Государственной ГПК «Арктикморнефтегазразведка» были выданы 14 лицензий для геологического изучения Баренцева, Печорского и Карского морей.

В 1994 г. к действующим добавились две лицензии на прибрежно-морские участки: ГП «Архангельскгеология» получило поисковую лицензию на Варандейский участок расположенный в НАО, а независимое на тот

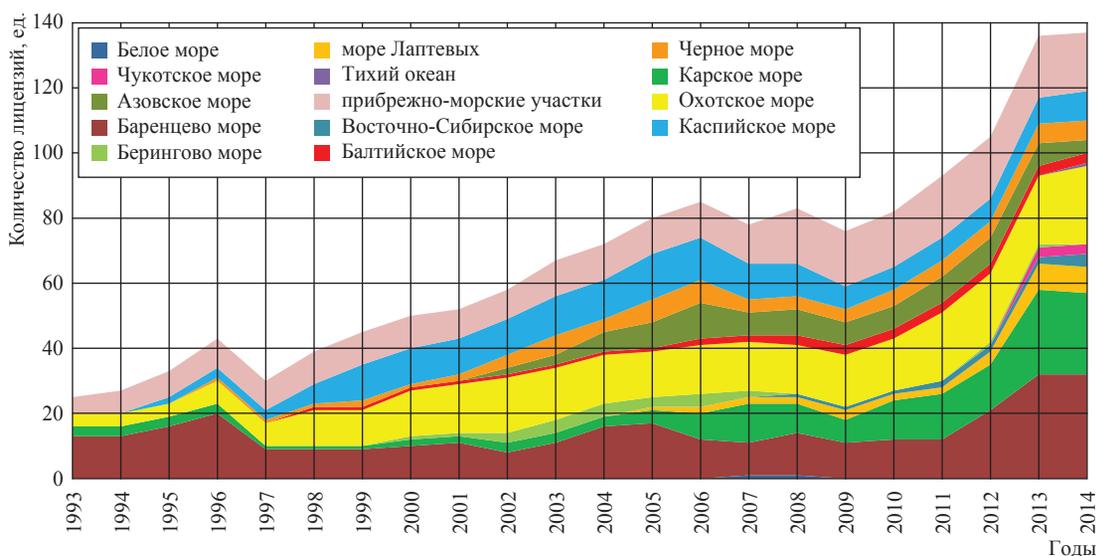


Рис. 2. Распределение лицензионных участков по морям Российской Федерации

момент ПО «Дагнефть» – на участок Избербаш в Дагестане. Количество действующих лицензий возросло до 27.

В 1995 г. принят закон «О континентальном шельфе Российской Федерации», согласно которому участки континентального шельфа могли предоставляться в пользование физическим и юридическим лицам Российской Федерации, а также физическим и юридическим лицам иностранных государств для регионального изучения континентального шельфа (лицензии вида НП), поисковых работ (лицензии вида НП), разведки и разработки минеральных ресурсов (лицензии вида НЭ) и одновременного ведения поиска, разведки и разработки минеральных ресурсов (лицензии вида НР). РАО «Газпром» получило 3 поисковые лицензии на участки Печорского моря – Варандей-море, Алексеевская и Южно-Долгинская площади, компания «Лукойл» оформила поисковую лицензию на геологическое изучение акватории Каспийского моря в пределах одноименного участка, СП «Каспойлдевелопмент» получило лицензию на разведку месторождения Инчхеморе на Каспии. ГПП «Ямалнефтегазгеология» приобрело право пользования прибрежно-морским участком, включающим Южно-Тамбейское месторождение. Общее количество действующих морских и прибрежно-морских лицензий на 31.12.1995 г. увеличилось до 33 ед.

В 1996 г. «Газпром» получил еще 3 поисковые лицензии на Медынскую, Северо-Долгинскую и Полярную площади Печорского моря; одна поисковая лицензия была оформлена на «Дагестангазпром» для изучения дагестанского сектора Каспийского моря. Совместное российско-финское предприятие «Печорморнефть» оформило поисковую лицензию на участок юга Печорского моря. «Роснефть» передала три лицензии вида НЭ (месторождения Чайво, Одопту-море и Аркутун-Даги) компании «Эксон Нефтегаз Лимитед» для проекта «Сахалин-1» на условиях соглашения о разделе продукции (СРП). Две лицензии НР на Пильтун-Астохский и Лунский участки были выданы компании «Сахалин Энерджи Инвестмент» (проект «Сахалин-2») также для работы на основании СРП.

АООТ «Заполярьегазтехнология» получило лицензию на прибрежно-морской участок, содержащий Юрхаровское месторождение. Одна лицензия была выдана ГПП «Южморгеология» для региональных ис-

следований акватории Черного моря. Всего количество лицензий, выданных для работы по государственным контрактам, достигло 15. В итоге по состоянию на 31.12.1996 г. в распределенном фонде находились 43 лицензии на морские участки.

В 1997 г. «Архангельскгеология», ранее входившая в состав «Роснефти» и владеющая 5 лицензиями на прибрежно-морские участки НАО, перешла под контроль «Лукойла». «Арктикморнефтегазразведка» сдала 13 из 14 поисковых лицензий на участки арктических морей, в результате количество участков, на которых велись работы по госконтрактам, сократилось до двух. Общее количество морских лицензий на 31.12.1997 г. сократилось до 30 ед.

В 1998 г. «Газпром» получил поисковую лицензию на Западно-Шараповскую площадь Карского моря. «Лукойлу» была выдана лицензия НЭ на участок Балтийского моря, содержащий Кравцовское месторождение, и лицензия НР на северную часть дна Каспийского моря. Кроме того, «Лукойл», сдав поисковую лицензию на Варандейский участок, оформил лицензию НЭ на Варандейское месторождение, большая часть которого расположена на суше. Две лицензии вида НР на блоки в Каспийском море получило ОАО «ТЭК Геотермнефтегаз». «Ямалнефтегазгеология» получила поисковую лицензию на доразведку Южно-Тамбейского месторождения. «Дальморнефтегеофизике» для выполнения работ по госконтрактам были выданы 4 лицензии на участки в Охотском море. «Арктикморнефтегазразведка» сдала одну поисковую лицензию. Общее количество лицензий к концу 1998 г. составило 39 ед., из которых на 5 участках выполнялись работы по госконтрактам.

В 1999 г. в законе «О континентальном шельфе Российской Федерации» были уточнены правовые аспекты работы на участках, разрабатываемых в рамках СРП. В этом году активно лицензировались участки в южных морях: в Каспийском море Нефтяная компания «Лукойл» получила две поисковые лицензии, ООО «Каспойл» – две лицензии НР, «Южморгеология» – лицензию на изучение калмыцкого сектора Каспия. Кроме того, «Южморгеологии» был предоставлен для проведения геологического изучения участок в Черном море. В этот период общее количество участков, на которых проводились

работы за счет государственных средств, возросло до 7, всего же на 31.12.1999 г. действовали 45 морских лицензий.

В 2000 г. «Газпром» сдал 3 поисковые лицензии на Южно-Долгинскую и Алексеевскую площади Печорского моря и расположенный там же участок Варандей-море, и получил поисковую лицензию на Каменномысскую площадь Обской губы. «Каспийская нефтяная компания», созданная «Лукойлом», «ЮКОСом» и «Газпромом», получила поисковую лицензию на Северо-Каспийскую площадь. Увеличилась активность работы государственных предприятий на шельфе: «Арктикморнефтегазразведка» получила 3 лицензии вида НР на участки в Баренцевом море, «Северморнефтегеофизика» – 2 поисковые лицензии на участки в Баренцевом и Печорском морях, «Дальморнефтегеофизика» – 4 лицензии на участки в Охотском море. На 31.12.2000 г. работы по госконтрактам велись на 15 участках, а всего в распределенном фонде числились 50 морских и прибрежно-морских участков.

В 2001 г. были выданы 3 поисковые лицензии: «ЮКОС» получил лицензию на Западно-Черноморскую площадь, «Петросах» – на Пограничный участок в Охотском море, «Мегатрон НВК» – на Тюлений участок в акватории Каспийского моря. Две лицензии были сданы: «Дагестангазпром» сдал лицензию на участок шельфа Каспийского моря, а «Ямалнефтегазгеология» – лицензию на Южно-Тамбейское месторождение. Одна лицензия была выдана для поисковых работ за счет госбюджета в Баренцевом море. Таким образом, на 31.12.2001 г. действовали 52 лицензии на морские участки, в том числе на шестнадцать из них работы велись по госконтрактам.

В 2002 г. «Газпром» получил две поисковые лицензии (участок в акватории Обской губы и Чугорьяхинский участок в акватории Тазовской губы) и сдал 4 лицензии НП (Полярная, Северо-Долгинская, Медынская площади в Печорском море и Западно-Шараповская площадь в Карском море). Лицензии на Приразломное и Штокмановское месторождения были переоформлены с «Росшельфа» на подконтрольный «Газпрому» «Севморнефтегаз». «Роснефти» выдали лицензию НП на Кайганско-Васюканский участок в Охотском море. Активно выдавались лицензии на участки в Черном море – «Черноморнефтегаз» получил 4 лицензии НП. «Арктикшельфтегаз»

переоформил на себя 3 лицензии, ранее принадлежавшие «Арктикморнефтегазразведке». В число владельцев шельфовых участков вошли ТНК-ВР и «Сибнефть»: ООО «ТНК-Сахалин» получило лицензию на Лопуховский участок в Охотском море, ООО «Сибнефть-Чукотка» оформило 2 лицензии НП на участки в Беринговом море. Общее количество морских лицензий выросло до 58, в том числе 13 лицензий действовали для проведения работ по госконтрактам.

В 2003 г. «Роснефть» значительно увеличила свое присутствие на шельфе: было получено 5 поисковых лицензий, в том числе 4 в Охотском и одна в Черном море. Подконтрольная «Роснефти» «Приазовнефть» приобрела право пользования Темрюкско-Ахтарским участком в акватории Азовского моря. «Лукойлу» были выданы две новые поисковые лицензии на участки в акватории Каспия, а также лицензия на прибрежно-морской Салепкапский участок в ЯНАО. «Новатэк» вошел в число недропользователей прибрежно-морскими участками благодаря приобретению в 2003 г. доли в предприятиях «Тамбейнефтегаз» и «Юрхаровнефтегаз», владеющих тремя лицензиями в ЯНАО. «Сибнефть-Чукотка» получила одну лицензию НП в Беринговом море, «Севернефтегаз» стал обладателем трех поисковых лицензий на Кольские участки в Баренцевом море. Были сданы лицензии СП «Каспойлдевелопмент» на участок Инчхе-море на Каспии и 5 лицензий на участки, работы на которых выполнялись по госконтрактам. К концу 2003 г. количество лицензий достигло 67 ед., в том числе 8 лицензий действовали на проведение работ по госконтрактам.

В 2004 г. «ЦентрКаспнефтегаз» – совместное предприятие «Лукойла», «Газпрома» и казахстанской компании «Казмунайгаз» – получил поисковую лицензию на участок Центральный в Каспийском море. «Роснефть» приобрела право добычи на расположенном в Охотском море месторождении Одопту-море. Входящие в структуру ЗАО «Черноморнефтегаз» предприятия ООО «Черноморнефтегаз-1, -2, -3» получили три поисковые лицензии на акватории Азовского моря. ООО «Петроресурс» была выдана поисковая лицензия на Лаганский участок в Каспийском море. ЗАО «Синтезнефтегаз» стало обладателем 5 поисковых лицензий на участки в Баренцевом море. В нераспределенный фонд возвращены 3 участка, где велись

работы по госконтрактам. Одна лицензия выдана «Дальморнефтегеофизике» для регионального геологического изучения акваторий Охотского, Японского морей и Татарского пролива. В итоге общее количество действующих на 31.12.2004 г. лицензий выросло до 72, в том числе по 6 лицензиям проводились работы за счет государственных средств.

В 2005 г. «Газпром» стал владельцем лицензии на Долгинское месторождение в Печорском море. Входящие в «Роснефть» «Запад-Шмидт Нефтегаз» и «Восток-Шмидт Нефтегаз» получили поисковые лицензии соответственно на Западно- и Восточно-Шмидтовский участки проекта «Сахалин-4». Было досрочно прекращено действие двух лицензий на участки в Каспийском море, принадлежавших ООО «Каспойл», и лицензии на Поморский участок в Баренцевом море, которой владело ЗАО «Арктикшельфнефтегаз». Сданы 5 лицензий на участки, где работы велись по госконтрактам, и выданы 14 лицензий в морях Лаптевых, Баренцевом, Карском, Черном, Каспийском и Азовском. Общее количество лицензий увеличилось до 79, из которых по 15 лицензиям работы велись по госконтрактам.

В 2006 г. «Газпром» в результате успешных поисково-разведочных работ, увенчавшихся открытием крупных месторождений, получил три лицензии на право добычи на участках, расположенных в Обской губе Карского моря – месторождения Северо-Каменномыское, Каменномыское-море и Обское. «Лукойл» стал недиропользователем еще одного участка на шельфе Балтийского моря. «Синтезнефтегаз» досрочно сдал 3 поисковые лицензии на участки в Баренцевом море. Было выдано 8 лицензий для регионального изучения Берингова моря, моря Лаптевых, Охотского, Карского и Азовского морей, а три ранее выданные лицензии для работ по госконтрактам сданы. На 31.12.2006 г. действовали 85 лицензий, что составило максимум, который оставался непревзойденным до 2011 г. Из общего числа лицензий 20 действовали на проведение региональных работ по госконтрактам. Эта цифра являлась максимальной применительно к периоду 1993–2014 гг.

В 2007 г. в закон «О недрах» внесены поправки, увеличившие максимальный срок предоставления поисковых лицензий на участки шельфа с 5 до 10 лет. ООО «Ямбурггаздобыча» получило лицензию на прибрежно-

морское Северо-Парусовое месторождение. «Роснефть» приобрела право ведения поисковых работ на Лебединском участке в Охотском море. ООО «Вал Шатского» вошло в состав «Роснефти» в результате реализации на аукционах предприятий, ранее входивших в состав «ЮКОСа». Были сданы три лицензии: одна, ранее принадлежавшая ООО «ТНК-Сахалин», на участок в Охотском море, и две лицензии ООО «Сибнефть-Чукотка» на участки в Беринговом море. Для работы по госконтрактам были выданы 6 лицензий на участки в Баренцевом, Карском и Белом морях и сданы 11 лицензий на участки, где такие работы были завершены. К концу 2007 г. общее количество лицензий сократилось до 78, из которых 14 лицензий действовали для работ, оплачиваемых за счет средств госбюджета.

Значительные изменения в процедуру выдачи лицензий на шельфовые участки были внесены в 2008 г.: новой редакцией закона «О недрах» все участки внутренних морских вод, территориального моря, континентального шельфа Российской Федерации были отнесены к участкам федерального значения. Правом получения лицензий на шельфовые участки стали обладать компании с опытом работы на шельфе не менее 5 лет и долей государства в уставном капитале не менее 50 %. Было отменено проведение аукционов на право пользования участками шельфа, теперь выдача участков регулировалась Федеральным законом «О континентальном шельфе Российской Федерации», а также законодательством Российской Федерации о недрах и о газоснабжении в Российской Федерации. При этом владельцы лицензий, действующих на момент внесения изменений в законодательство, но полученных ранее, имели право продолжать работы на участках. В итоге в 2008 г. «Газпром» значительно расширил присутствие на шельфе, получив 5 лицензий на прибрежно-морские участки в ЯНАО (Антипаютинский, Крузенштернский, Семаковский, Тасийский, Тота-Яхинский) и две лицензии на участки в Охотском море (НЭ на Кириновское месторождение и НП на Лопуховскую площадь). «Роснефть» сдала две поисковые лицензии на участки в Охотском море, «Сибнефть-Чукотка» – лицензию НП на участок в Беринговом море. Для работ по госконтрактам были выданы 9 и сданы 7 лицензий. В итоге на 31.12.2008 г. действовали 83 лицензии, в том числе 16 на работы по госконтрактам.

В 2009 г. выдача лицензий в пределах особо охраняемых природных территорий континентального шельфа была запрещена, а в пределах рыбохозяйственных заповедных зон ограничена. Кроме того, были серьезно переработаны требования к производству буровых работ на шельфе. Движение лицензий происходило в основном за счет сдачи: «Роснефть» и ее дочерние предприятия досрочно сдали две поисковые лицензии на участки в Охотском море, «Лукойл» сдал поисковую лицензию на Ялама-Самурский участок в Каспийском море, «Мегагрон НВК» сдал поисковую лицензию на Тюлений участок, также расположенный на Каспии, в связи с истечением срока действия. Для работы по госконтрактам были выданы 2 лицензии и сданы 6. В результате общее количество действующих на 31.12.2009 г. лицензий уменьшилось до 76, в том числе до 12 на работы по госконтрактам.

В 2010 г. «Газпром» получил две лицензии НЭ-типа на участки в Карском море: Харасавэй-море и открытое «Газпром» Чугорьяхинское месторождение. «Роснефть» увеличила активность в получении лицензий на участки континентального шельфа и стала недропользователем шести участков с лицензиями НР в Карском, Баренцевом, Охотском и Черном морях. Для работы по госконтрактам были получены 6 лицензий, а 8 лицензий сданы. Общее количество лицензий на 31.12.2010 г. выросло до 82 ед., в том числе на 10 участках работы велись по госконтрактам.

В 2011 г. «Роснефть» получила 6 лицензий НР на участки в Охотском море, догнав по общему количеству морских лицензий «Газпром». «НОВАТЭК» в результате победы на конкурсах стал недропользователем четырех участков: двух в Обской губе (Восточно-Тамбейский и Северо-Обский) и двух прибрежно-морских (Геофизический, Салмановский) с существенными запасами газа. ЗАО «Петросах» сдало поисковую лицензию на Пограничный участок в Охотском море в связи с истечением ее срока действия. Для работы по госконтрактам выданы 5 и сданы 3 лицензии. В итоге количество лицензий, действующих на 31.12.2011 г., достигло 93 ед., в том числе 12 для работ по госконтрактам.

В 2012 г. «Газпром» получил одну лицензию на западную часть Штокмановского месторождения. «Роснефть» значительно увеличила свое присутствие на шельфе, превзойдя «Газпром»

по общему количеству морских участков. Все участки, полученные «Роснефтью» в 2012 г., расположены в Баренцевом море: 5 лицензий были получены на основании распоряжений Правительства РФ, а 100%-ная доля в уставном капитале «Синтезнефтегаза» (2 лицензии вида НП) и 50%-ная доля в «Арктикшельфнефтегазе» (1 лицензия вида НР) приобретены за 3,5 млрд руб. Для работы по госконтрактам были получены 13 лицензий, а 7 лицензий сданы. Общее число лицензий достигло 18 ед. Количество лицензий на морские лицензионные участки продолжило расти и на 31.12.2012 г. достигло 105 ед.

В 2013 г. значительный рост количества лицензий (на 30 %) произошел за счет массового оформления лицензий «Газпром» и «Роснефтью». «Газпром» получил 17 лицензий (16 НР и одну НЭ на месторождение Ледовое) – в основном на шельфах Карского и Баренцева морей, одна лицензия оформлена на Северо-Врангелевский участок в Восточно-Сибирском море. «Роснефть» стала обладателем 18 лицензий НР на участки в Восточно-Сибирском, Баренцевом, Карском, Охотском, Чукотском морях и в море Лаптевых. В акватории Азовского моря НК «Приазовнефть» получила лицензию НЭ на открытое компанией месторождение Новое. Четыре поисковые лицензии – две в Охотском и две в Баренцевом море – были сданы.

Количество полученных для работы по госконтрактам лицензий сравнялось с количеством сданных, таким образом их число – 18 ед. – осталось неизменным. Всего же на 31.12.2013 г. общее количество лицензий на морские участки достигло 136 ед.

В 2014 г. темпы прироста числа лицензий замедлились, общее количество лицензий на 31.12.2014 г. составило 137 ед. Группа «Газпром» в 2014 г. оформила 2 лицензии: на Хейсовский и Северо-Западный участки в Баренцевом море. Причем обе лицензии были сначала выданы на ОАО «Газпром», а затем переоформлены на ООО «Газпромнефть Сахалин», на это же предприятие переоформлены и ранее выданные лицензии на Северо-Врангелевский участок (2014 г.) и Долгинское месторождение (2009 г.). «Роснефть» получила право пользования недрами на пяти участках: на четырех в Охотском море (лицензия вида НЭ на Лебединский участок получена по факту открытия в 2011 г. одноименного

месторождения; поисковая лицензия, в рамках которой велись работы, сдана) и одном (Притаймырский участок) в море Лаптевых. Подконтрольные ЗАО «Черноморнефтегаз» ООО «Черноморнефтегаз-1» и «Черноморнефтегаз-2» сдали принадлежавшие им поисковые лицензии на участки в Азовском море. «НОВАТЭК» сдал поисковую лицензию на прибрежно-морской Новоюрхаровский участок. Сданы также 10 лицензий, работы по которым велись за счет государства, и получены 8 лицензий, причем одна из них впервые выдана на участок тихоокеанского шельфа. Общее количество лицензий для проведения работ за счет средств госбюджета уменьшилось до 16 ед.

Территориальное положение лицензионных участков континентального шельфа и акваторий внутренних морей Российской Федерации по состоянию на 31.12.2014 г. приведено на рис. 3.

Динамика распределения лицензионных участков шельфа морей РФ между основными компаниями-недропользователями показана на рис. 4. Видно, что в последние годы основной прирост числа лицензий шел фактически за счет двух компаний: «Роснефти» и «Газпрома». Так, за 2010–2014 гг. «Роснефть» и подконтрольные ей компании получили 13 лицензий на участки Охотского моря, 25 лицензий на участки арктических морей и 3 лицензии на участки Черного и Азовского морей. «Газпром» за тот же период получил 23 участка Арктического шельфа.

Доля независимых компаний неуклонно сокращается: если в 2002–2005 гг. на них приходилось свыше трети от общего количества лицензий, то на 31.12.2014 г. менее 10 % общего количества лицензий принадлежало компаниям, не входящим в состав вертикально интегрированных нефтяных компаний (ВИНК). Эта тенденция объясняется не только наращиванием лицензионного фонда крупных компаний на фоне прекращения выдачи лицензий независимым производителям, но и вхождением ранее независимых компаний в состав ВИНК, а также сдачей лицензий в связи с истечением срока действия либо по другим причинам. Количество лицензий, принадлежащих «Лукойлу» и предприятиям, работающим на основе соглашений о разделе продукции, остается неизменным. Фонд лицензий «НОВАТЭКа» после 2011 г. не демонстрирует тенденции роста.

В 2015 г. с учетом сложившейся экономической ситуации, сокращения затрат госком-

паний на геологоразведку, введения санкций не стоит ожидать выдачи значительного числа лицензий. Еще в 2013 г. «Газпром» объявил о намерении получить лицензию на расположенный в Чукотском море участок Восточно-Сибирский-2. Могут быть распределены между «Газпромом» и «Роснефтью» такие участки, как Мурманский, содержащий одноименное месторождение, и Лунинский участок Ледового газоконденсатного месторождения (оба – Баренцево море), Омолойский участок в море Лаптевых, Богатинский участок в Охотском море и Центрально-Татарский участок в Японском море. «Роснефть», кроме того, ранее намеревалась получить лицензии на Вернадский, Гусиноземельский, Малыгинский, Междушарский, Северо-Кильдинский участки Баренцева моря. Может быть лицензирован ряд морских участков, которые Роснедра и территориальные органы намеревались предложить к выставлению на аукционы или конкурсы в 2013–2014 гг.: Южно-Печорский в Баренцевом море, Штормовой и Бухаринский в Карском море, Дербентский, Димитровский и Инчхеморе в акватории Каспия, интерес к которым проявляла «Роснефть», Восточно-Таймырский участок в море Лаптевых, к которому проявлял интерес «Лукойл» и «Роснефть».

Нельзя не отметить принятые в 2015 г. поправки к Федеральному закону «О недрах», гарантирующие предоставление права пользования участками недр в целях разведки и добычи полезных ископаемых месторождений, открытых в результате проведения работ по геологическому изучению недр на участках недр федерального значения, расположенных в Балтийском море. Фактически изменения касаются только «Лукойла», владеющего двумя поисковыми лицензиями на шельфе Балтики и давно уже стремящегося войти в число компаний, допущенных к работе на российском Арктическом шельфе. Кроме того, летом 2015 г. Правительство РФ намеревается рассмотреть вопрос о либерализации доступа частных компаний на шельф, механизмы которого разработаны Минприроды РФ, что при положительном решении вопроса может в ближайшем будущем значительно изменить сложившуюся картину распределения морских лицензионных участков.

В целом, в истории освоения шельфа РФ можно выделить 2 этапа: первый этап был отмечен достаточно либеральными условиями

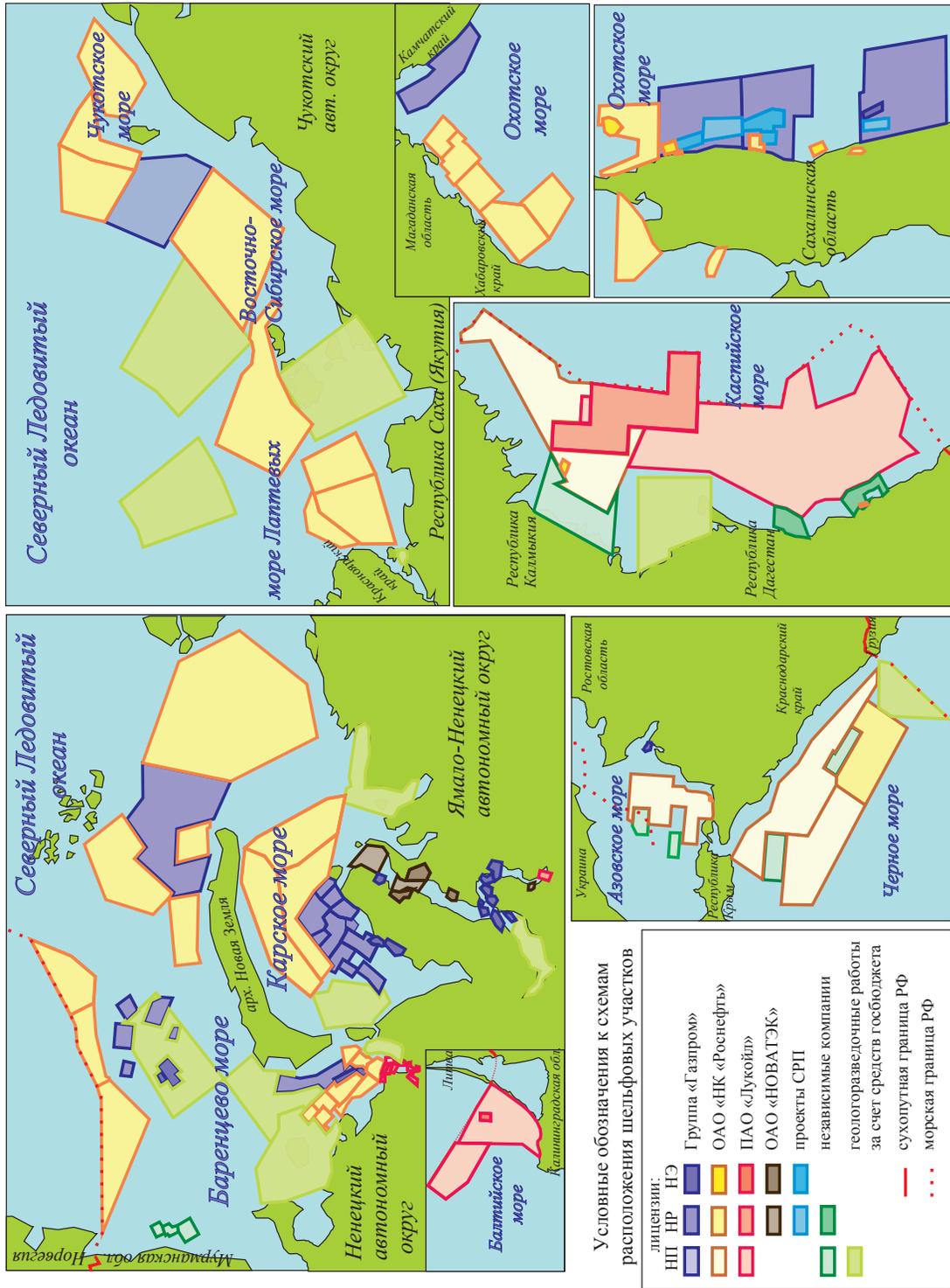


Рис. 3. Распределение участков континентального шельфа и внутренних морей Российской Федерации на 31.12.2014 г. (на схеме не показаны некоторые участки с поисковыми лицензиями, работы на которых ведутся по госконтрактам)

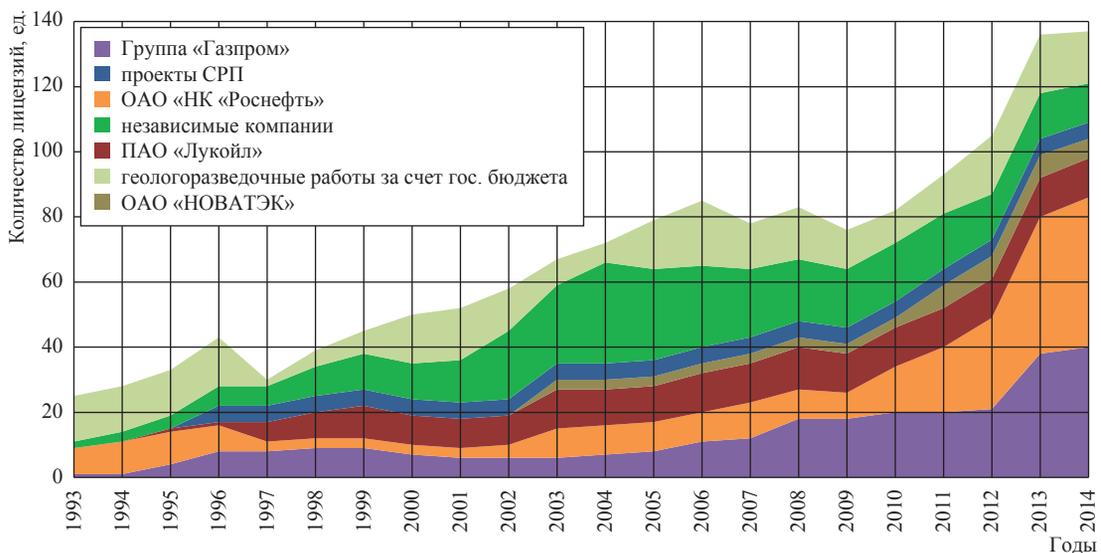


Рис. 4. Динамика распределения морских лицензионных участков по основным недропользователям

доступа к шельфу и высокой инициативой недропользователей, охотно приобретающих права пользования морскими участками. Приобретаемые участки были слабо изучены, проведение поисковых работ на них требовало существенных затрат. Впоследствии большинство лицензий были сданы, на этих участках не было сделано существенных открытий. Исключением являются участки, на которых «Газпром» вел работы, увенчавшиеся открытиями газовых месторождений, в том числе крупнейших по запасам – Каменномысское-море, Северо-Каменномысское – и ряда более мелких.

Второй этап, начавшийся в 2008 г., характеризуется доминированием на шельфе крупнейших недропользователей – «Газпрома» и «Роснефти», прочие компании были сведены до уровня региональных игроков на Балтийском, Черном, Азовском и Каспийском морях.

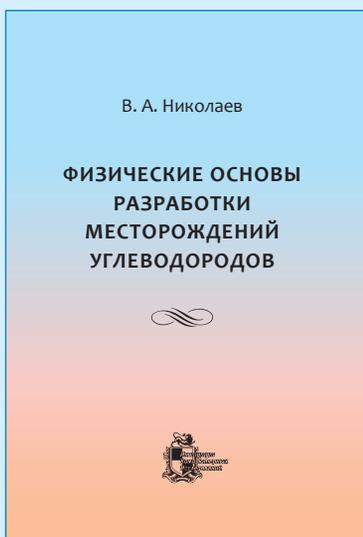
Возможно, если будет принято положительное решение о либерализации доступа недропользователей к морским участкам, это даст старт третьему этапу развития российского шельфа. Однако следует иметь в виду, что, несмотря на продление этапа геологического изучения до 10 лет и жестко прописанные в лицензионных соглашениях сроки и объемы проведения геологоразведочных работ, даже самые крупные компании нередко нарушают условия лицензионных соглашений в части объемов и сроков работ, что служит причиной их обращений в Роснедра с просьбой о переносе сроков выполнения отдельных видов работ. Это обусловлено в основном высокими затратами на проведение работ на шельфе, особенно в северных регионах, а также введенными в 2014 г. секторальными санкциями, серьезно ограничившими доступ к современным технологиям, особенно в части бурения.

Список литературы

1. Вестник ТЭК: бюллетень. – М., 2011–2015.
2. Закон РФ от 21.02.1992 г. № 2395-1 (ред. от 03.03.1992 г., 01.12.2007 г., 29.04.2008 г., 13.07.2015 г.) «О недрах».
3. Материалы Делового журнала Neftegaz.Ru. – www.neftgaz.ru
4. Материалы интернет-издания Oil&Gas Eurasia. – www.oilandgaseurasia.com/ru
5. Материалы интернет-издания Oilcapital.Ru. – www.oilcapital.ru
6. Недропользование в России: бюллетень / Федеральное агентство по недропользованию Министерства природных ресурсов РФ. – М., 2005–2015.
7. Приказы Министерства природных ресурсов РФ // www.mnr.gov.ru
8. Приказы Федерального агентства по недропользованию «Роснедра» // www.rosnedra.gov.ru
9. Сводный государственный реестр участков недр и лицензий // Российский федеральный геологический фонд «Росгеолфонд» Федерального агентства по недропользованию «Роснедра». – www.rfgf.ru/license/index.php
10. Федеральный закон от 30.11.1995 г. № 187-ФЗ (ред. от 30.11.1995 г., 10.02.1999 г., 27.12.2009 г., 02.05.2015 г.) «О континентальном шельфе Российской Федерации».

РЕЦЕНЗИИ

Рецензия на книгу В.А. Николаева «Физические основы разработки месторождений углеводородов»



Ижевское издательство «Институт компьютерных исследований» выпустило учебное пособие для вузов «Физические основы разработки месторождений углеводородов». Выход издания в свет обусловлен заинтересованностью профильных высших учебных заведений в новых научных пособиях по разработке и эксплуатации месторождений нефти и газа, относящихся к сложным объектам добычи углеводородов, а также необходимостью совершенствования научно-методической базы в этой области.

Автор пособия – д.т.н. В.А. Николаев – хорошо известен в научных и образовательных кругах

как специалист в области проблем разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов, принимавший участие в научном обосновании способов разработки и доработки газовых, газоконденсатных, нефтегазоконденсатных месторождений (Астраханского, Вуктыльского, Западно-Соплесского, Медвежьего, Уренгойского, Оренбургского, Чаяндинского и др.).

В монографии рассматриваются основные аспекты происхождения углеводородов. Излагая результаты геохимических и микробиологических исследований, свидетельствующих об органической природе нефти и основного количества газа, автор подчеркивает роль биологических маркеров в составе современных углеводородов и участие в генезисе углеводородов минеральных компонентов отложений осадочной массы горных пород как катализаторов биохимических преобразований органических остатков и как фрагментов сложных молекул высокомолекулярных фракций нефти.

Разбирая теории происхождения залежей углеводородов, автор подчеркивает, что для формирования скоплений углеводородов на протяжении длительных этапов геологической истории должны были наличествовать определенные условия, а именно: нефтегазоматеринские свиты (НГМС), весьма протяженные устойчивые каналы миграции, пласты-ловушки с непроницаемыми границами, а также гидродинамические предпосылки массопереноса образовавшихся

Николаев Валерий Александрович – доктор технических наук, профессор базовой кафедры исследований нефтегазовых пластовых систем РГУ нефти и газа им И.М. Губкина, почетный член Российской академии естественных наук.

Область научных интересов: экспериментальные исследования по физике нефтяного и газового пласта, физическое моделирование процессов фильтрации и взаимовытеснения флюидов, разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, методы повышения нефтегазоконденсатоотдачи пластов, освоение трудноизвлекаемых запасов углеводородов.

Автор и соавтор более 160 публикаций, в том числе 4 монографий. Автор и соавтор 12 патентов на изобретения.

Увлечения: история цивилизации.

нефти и газа из отложений НГМС до пластов-ловушек. Обращается внимание на то, что вследствие периодического отсутствия перечисленных условий основная масса образовавшихся углеводородов безвозвратно потеряна, и тем не менее в недрах Земли к настоящему времени сформировалось огромное количество залежей нефти и газа с разными по объему промышленными запасами, в некоторых случаях – гигантскими. На территории Российской Федерации, например, крупнейшие скопления углеводородов сосредоточили такие нефтегазоносные провинции, как Тимано-Печорская, Волго-Уральская, Западно-Сибирская и др.

В ходе краткого анализа разработки некоторых отечественных и зарубежных месторождений автор акцентирует внимание на проблемах полноты отбора углеводородов. Отмечена возможность негативного влияния на газоконденсатонефтеотдачу пластов сложного неоднородного и многокомпонентного состава пластовой смеси, а также неблагоприятных коллекторских свойств продуктивных отложений и термобарических условий, в том числе при одновременном проявлении этих факторов.

В монографии вводятся два новых понятия – феномена геологической среды (ФГС) и пластовой фильтрационной системы (ПФС). Показаны теоретическая значимость и практическая целесообразность рассмотрения каждой залежи нефти и газа именно в качестве ФГС, а продуктивного пласта разрабатываемой залежи – в качестве ПФС. Такой подход, по мнению автора, обеспечивает максимально адекватный учет всех особенностей залежи при выборе способа разработки объекта и позволяет достигать наибольшей полноты извлечения углеводородов.

Описаны неординарные научно-технические решения, реализованные на ряде зарубежных и российских месторождений с неблагоприятными для извлечения углеводородов условиями, что позволило значительно повысить эффективность разработки объектов. Наибольший интерес вызывают результаты внедрения технико-технологических решений, которые были предложены учеными ООО «Газпром ВНИИГАЗ» для разработки ряда сложных залежей в разных регионах Российской Федерации. В данном случае залежи рассматривались как ФГС, а их продуктивные пласты – как ПФС. Многие из этих решений продолжают находить применение в современной отечественной нефтегазопромысловой практике.

В целом монография представляет собой весьма информативный труд, отражающий современные взгляды прикладной нефтегазовой науки на решение задач эффективной разработки нефтяных и газовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами ценных полезных ископаемых. Тем не менее некоторые разделы книги, например те, которые посвящены истории становления нефтегазодобывающей промышленности и развитию нефтегазотранспортной системы в Российской Федерации, не в полной мере соответствуют тематике, заявленной в названии.

Издание рассчитано на широкий круг читателей. Особенно полезным оно станет для магистрантов и аспирантов, но, очевидно, ряд сведений заинтересует научных работников нефтегазовых предприятий и высших учебных заведений.

А.И. Гриценко, член-корр. Российской академии наук, доктор технических наук, профессор

МЕРОПРИЯТИЯ

VI Международная научно-техническая конференция «Газотранспортные системы: настоящее и будущее»

28–29 октября 2015 г. в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» состоялась VI Международная научно-техническая конференция и выставка «Газотранспортные системы: настоящее и будущее» (GTS-2015). Для участия в конференции прибыли более 300 делегатов от 150 компаний из восьми стран. Участникам и гостям конференции направили приветствие и пожелания плодотворной работы заместитель Председателя Правления ПАО «Газпром» Виталий Маркелов и председатель Комитета по энергетике Государственной Думы ФС РФ Павел Завальный.

Работу конференции GTS-2015 открыли Генеральный директор ООО «Газпром ВНИИГАЗ» Дмитрий Люгай и первый заместитель начальника Департамента ПАО «Газпром» Сергей Алимов с программным докладом о направлениях научно-технического и инновационного развития газотранспортной системы ПАО «Газпром».

Особый интерес участников вызвали ключевые доклады пленарного заседания, посвященные стратегическому планированию развития газотранспортных систем, развитию управления Единой системой газоснабжения, новым диагностическим системам, практическим аспектам международного сотрудничества Группы Газпром и зарубежных компаний в области развития технологий ГТС.

Еще более обстоятельно и широко научно-технические задачи и проблематика отрасли обсуждались на пяти тематических секциях конференции. Эксперты обсудили опыт развития технологий магистрального транспорта газа, проектирование, строительство и эксплуатацию компрессорных станций, управление техническим состоянием и целостностью ГТС, трубную продукцию и сварку, а также строительство, ремонт и защиту от коррозии объектов транспорта газа.

С материалами конференции можно ознакомиться на сайте научно-технического сборника «Вести газовой науки» (www.vesti-gas.ru).

Информация о планируемых в 2016 г. научно-технических мероприятиях (конференциях, семинарах) публикуется на сайте ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в разделе «Пресс-центр» (<http://vniigaz.gazprom.ru/press/events/>).



Генеральный директор ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
Дмитрий Люгай



Первый заместитель начальника Департамента
ПАО «Газпром» Сергей Алимов



Заместитель директора Центра ООО «Газпром ВНИИГАЗ», к.т.н. Виктор Силкин выступил с докладом «Формирование норм оценки качества кольцевых сварных соединений для условий применения автоматизированного и механизированного ультразвукового контроля»



Член-корреспондент РАН Николай Махутов (Институт машиноведения РАН им. А. Благонравова) выступил с докладом «Анализ риска в стратегическом планировании развития газотранспортных систем»



В конференц-центре ООО «Газпром ВНИИГАЗ» была развернута выставка «Газотранспортные системы: настоящее и будущее»



Участники VI Международной научной конференции ГТС-2015



Сведения об авторах

<i>Александров Игорь Станиславович</i>	к.т.н., доцент кафедры теплогазоснабжения и вентиляции Калининградского государственного технического университета (ФГБОУ ВПО «КГТУ»). Тел.: +7(4012)46–53–58. E-mail: alexandrov_kgrd@mail.ru
<i>Алеманов Александр Евгеньевич</i>	ведущий инженер Лаборатории физического моделирования многофазных процессов Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–44–77. E-mail: A_Alemanov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Артемов Валерий Юрьевич</i>	старший научный сотрудник Лаборатории комплексных исследований углеводородных систем Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)355–97–06. E-mail: V_Artemiev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Беляков Михаил Юрьевич</i>	старший научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН. Тел.: +7(499)135–39–01. E-mail: belikov@ipng.ru
<i>Богатырев Александр Федорович</i>	д.т.н., профессор кафедры физики Филиала ФГБОУ ВПО «Национальный исследовательский университет «МЭИ» в г. Смоленске. Тел.: +7(4812)66–43–90. E-mail: Tfs209@yandex.ru
<i>Богданов Андрей Владимирович</i>	студент магистратуры РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Тел.: +7(498)657–44–28. E-mail: bogdanovav68@gmail.com
<i>Брусиловский Александр Иосифович</i>	д.т.н., профессор, руководитель направления по анализу свойств пластовых флюидов ООО «Газпромнефть НТЦ». Тел.: +7(903)591–97–90. E-mail: Brusilovskiy.AI@gazprom-neft.ru
<i>Булейко Валерий Михайлович</i>	д.т.н., доцент, главный научный сотрудник Лаборатории физического моделирования многофазных процессов Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования 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 Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–44–77. E-mail: V_Vankov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Волков Андрей Николаевич</i>	к.т.н., начальник отдела Филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухте. Тел.: +7(8216)73–52–20. E-mail: A.Volkov@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Воронов Виталий Павлович</i>	к.ф.-м.н., главный научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН. Тел.: +7(499)135–39–01. E-mail: voronov@ogri.ru
<i>Герасимов Анатолий Алексеевич</i>	д.т.н., профессор, заведующий кафедрой теплогазоснабжения и вентиляции Калининградского государственного технического университета (ФГБОУ ВПО «КГТУ») Тел.: +7(4012)46–53–58. E-mail: aager_kstu@mail.ru

<i>Городецкий Евгений Ефимович</i>	к.ф.-м.н., доцент, заведующий лабораторией Института проблем нефти и газа РАН. Тел.: +7(499)135–39–01. E-mail: gorod41@mail.ru
<i>Григорьев Борис Афанасьевич</i>	член-корреспондент РАН, д.т.н., профессор, ученый секретарь ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–42–06. E-mail: B_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Григорьев Евгений Борисович</i>	д.т.н., заместитель директора Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–41–92. E-mail: E_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Жуков Виталий Семёнович</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Лаборатории геологии и централизованного хранения керна Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–43–63. E-mail: V_Zhukov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Зайцев Михаил Евгеньевич</i>	младший научный сотрудник Лаборатории промышленных низкотемпературных процессов Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–40–26. E-mail: M_Zaycev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Заночуева Ирина Викторовна</i>	инженер I категории Лаборатории комплексных исследований углеводородных систем Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–47–06. E-mail: I_Zanochueva@vniigaz.gazprom.ru
<i>Иванов Павел Юрьевич</i>	студент магистратуры Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. Тел.: +7(926)590–05–19. E-mail: V_Zhukov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Извеков Иван Борисович</i>	научный сотрудник Лаборатории анализа сырьевой базы и результатов исследования пластовых систем Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–40–53. E-mail: I_Izvekov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Истомин Владимир Александрович</i>	д.х.н., главный научный сотрудник Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–43–51. E-mail: V_Istomin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Канунникова Надежда Юрьевна</i>	ведущий инженер Лаборатории геологии и централизованного хранения керна и флюидов Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–43–63. E-mail: N_Kanunnikova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Константинов Александр Андреевич</i>	научный сотрудник Лаборатории комплексных исследований углеводородных систем Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–47–06. E-mail: A_Konstantinov@vniigaz.gazprom.ru

<i>Косякова Лидия Степановна</i>	старший научный сотрудник Лаборатории комплексных исследований углеводородных систем Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-47-06. E-mail: L_Kosyakova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Крикунов Анатолий Иванович</i>	ведущий научный сотрудник Лаборатории геологии и централизованного хранения керн и флюидов Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-63. E-mail: A_Krikunov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Кузнецов Михаил Александрович</i>	д.т.н., профессор ФГБОУ ВПО «Тамбовский государственный технический университет». Тел.: +7(902)724-15-73. E-mail: kuznectam@mail.ru
<i>Куликов Вячеслав Дмитриевич</i>	старший научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН. Тел.: +7(499)135-39-01. E-mail: kulikov@ipng.ru
<i>Лапшин Владимир Ильич</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Лаборатории проектирования и анализа разработки газоконденсатных и нефтегазовых месторождений Отдела разработки проектирования и анализа разработки месторождений сложного состава Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-40. E-mail: V_Lapshin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Людгай 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>	аспирант кафедры физики Филиала ФГБОУ ВПО «Национальный исследовательский университет «МЭИ» в г. Смоленске. Тел.: +7(4812)66-43-90. E-mail: Tfs209@yandex.ru
<i>Мизин Андрей Витальевич</i>	заместитель начальника Лаборатории физического моделирования многофазных процессов Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-77. E-mail: A_Mizin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Незовитина Мария Александровна</i>	к.т.н., доцент кафедры физики Филиала ФГБОУ ВПО «Национальный исследовательский университет «МЭИ» в г. Смоленске. Тел.: +7(4812)66-43-90. E-mail: Tfs209@yandex.ru
<i>Нестеров Павел Александрович</i>	инженер-энергетик ПАО «Тамбовский завод «Электроприбор». Тел.: +7(752)63-03-70. E-mail: geometry@mail.nnn.tstu.ru
<i>Норман Генри Эдгарович</i>	д.ф.-м.н., главный научный сотрудник Отдела компьютерной теплофизики Объединенного института высоких температур РАН. Тел.: +7(495)485-85-45. E-mail: genri.norman@gmail.com
<i>Овсянников Павел Олегович</i>	инженер ФГУП «НИИ НПО «ЛУЧ». Тел.: +7(752)63-03-70. E-mail: geometry@mail.nnn.tstu.ru
<i>Орлов Денис Михайлович</i>	к.ф.-м.н., начальник Лаборатории геологии и централизованного хранения керн и пластовых флюидов Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-28. E-mail: D_Orlov@vniigaz.gazprom.ru

<i>Орман Марина Михайловна</i>	младший научный сотрудник Лаборатории комплексных исследований углеводородных систем Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-47-06. E-mail: M_Orman@vniigaz.gazprom.ru
<i>Парфенова Наталья Михайловна</i>	к.х.н., старший научный сотрудник Лаборатории комплексных исследований углеводородных систем Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-47-06. E-mail: N_Parfenova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Писарев Василий Вячеславович</i>	к.ф.-м.н., старший научный сотрудник Лаборатории суперкомпьютерных технологий в атомистическом моделировании Объединенного института высоких температур РАН. Тел.: +7(495)485-85-45. E-mail: pisarevvv@gmail.com
<i>Рассохин Сергей Геннадьевич</i>	заместитель директора Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-55. E-mail: S_Rassokhin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Рыжов Алексей Евгеньевич</i>	заместитель начальника Департамента 123 ПАО «Газпром». Тел.: +7(495)719-81-86 E-mail: A.Ryzhov@adm.gazprom.ru
<i>Склярва Зоя Павловна</i>	к.г.-м.н., заместитель директора Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-49-51. E-mail: Z_Sklyarova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Смирнов Григорий Сергеевич</i>	младший научный сотрудник Лаборатории суперкомпьютерных технологий в атомистическом моделировании Объединенного института высоких температур РАН. Тел.: +7(495)485-85-45. E-mail: grsmirnov@gmail.com
<i>Соколов Александр Федорович</i>	начальник Лаборатории физического моделирования многофазных процессов Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-77. E-mail: AF_Sokolov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Стегайлов Владимир Владимирович</i>	д.ф.-м.н., заведующий Отделом компьютерной теплофизики Объединенного института высоких температур РАН. Тел.: +7(495)485-85-45. E-mail: stegailov@gmail.com
<i>Ткач Владимир Сергеевич</i>	научный сотрудник Лаборатории анализа сырьевой базы и результатов исследований пластовых систем Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-49-51. E-mail: V_Tkach@vniigaz.gazprom.ru
<i>Троицкий Владимир Михайлович</i>	ведущий научный сотрудник Лаборатории физического моделирования многофазных процессов Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-77. E-mail: V_Troitskiy@vniigaz.gazprom.ru

<i>Федосеев Александр Павлович</i>	заведующий сектором исследований фильтрации Лаборатории физики пласта Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-28. E-mail: A_Fedoseev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Филиппова Лидия Алексеевна</i>	научный сотрудник Лаборатории геологии и централизованного хранения керна и флюидов Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-63. E-mail: L_Filippova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Шафиев Ильдар Маратович</i>	начальник Лаборатории комплексных исследований углеводородных систем Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-47-06. E-mail: I_Shafiev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Шеберстов Евгений Викторович</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Лаборатории физики пласта Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-41-92. E-mail: E_Sheberstov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ющенко Тарас Сергеевич</i>	аспирант Московского физико-технического института (Государственного университета). Тел.: +7(903)114-79-87. E-mail: yushchenkot@rambler.ru
<i>Янковая Валерия Сергеевна</i>	студент факультета аэромеханики и летательной техники Московского физико-технического института. Тел.: +7(498)657-44-77. E-mail: lerafogd@yandex.ru

Аннотированный перечень статей

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, Д.В. Люгай // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 5–13.

В статье выполнен краткий анализ современных работ, посвященных обобщенным кубическим уравнениям состояния (КУС). Основное внимание уделено исследованиям, направленным на повышение точности расчетов термодинамических свойств (ТДС) веществ. Представлены результаты проверки наиболее надежных обобщенных КУС применительно к расчету основных ТДС – плотности, изобарной и изохорной теплоемкости. Для проверки использованы значения ТДС, рассчитанные по основным современным фундаментальным уравнениям состояния на изобарах $0,1p_k$, $0,5p_k$, $0,8p_k$, $1,1p_k$, $1,5p_k$, $3,0p_k$, $10p_k$, $30p_k$ (где p_k – критическое давление) в диапазоне температур от линии плавления до 700 К, включая линию насыщения.

Сравнение произведено для тридцати трех веществ, представляющих природные углеводороды (алканы, нафтены и ароматические), а также сопутствующие газы. Показано, что надежный расчет ТДС в жидких фазах водорода и воды невозможно выполнить по обобщенным КУС, а уравнение Харменса–Кнаппа в обобщенном виде вообще не позволяет произвести расчеты ТДС из-за отрицательного значения величины под корнем. Наиболее универсальными следует считать уравнения Пенга–Робинсона и Пателя–Тейя.

В статье представлены средние относительные отклонения расчетных значений ТДС в жидкой и газовой фазах и в сверхкритическом флюиде.

Ющенко Т.С. Новый инженерный метод создания и адаптации PVT-модели природной конденсатной 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.

При проектировании разработки газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей с использованием гидродинамических симуляторов актуальной является задача корректного прогнозирования свойств пластовых углеводородных флюидов в широком диапазоне термобарических (PVT – акр. от *англ.* pressure, volume, temperature) условий. В статье рассматривается новый инженерный метод создания многокомпонентных PVT-моделей природных газоконденсатных смесей, применимый не только для флюидов газоконденсатных месторождений, но и для газовых шапок двухфазных залежей. Метод основывается на воспроизведении результатов промысловых измерений и базовых лаборатор-

ных исследований представительных проб при термодинамическом моделировании с использованием уравнения состояния.

Разработана процедура поэтапной настройки параметров уравнения состояния, которая может быть осуществлена и без применения регрессионного анализа, традиционно используемого в симуляторах (Eclipse PVTi, Roxar PVTx, PVT-VIP, PVTsim и др.). В результате построения PVT-модели с большей точностью воспроизводятся ключевые параметры: начальное содержание конденсата в пластовом газе; коэффициент сверхсжимаемости (z-фактор) пластового газа; конденсатогазовый фактор (КГФ) при газоконденсатных исследованиях; плотность стабильного конденсата; давление начала ретроградной конденсации; результаты исследования на истощение при постоянном объеме (CVD).

PVT-модели, создаваемые на основе предлагаемого метода, дают надежную информацию о свойствах пластовой углеводородной системы как при гидродинамическом моделировании разработки залежей с использованием композиционного моделирования, так и при использовании псевдобинарных моделей типа «black oil» с учетом растворимости конденсата в газовой фазе (опции «live oil» и «wet gas»).

Использование метода иллюстрируется на примере создания адекватной PVT-модели пластовой газоконденсатной смеси одного из месторождений России.

Беляков М.Ю. Масштабное уравнение состояния многокомпонентных смесей в окрестности критической точки «жидкость-пар» / М.Ю. Беляков, Е.Е. Городецкий, В.Д. Куликов, В.П. Воронов, Б.А. Григорьев // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 21–29.

На основе принципа универсальности критических явлений и гипотезы перемешивания термодинамических полей сформулировано уравнение состояния околкритических смесей с фиксированным составом. Для проверки применимости предложенного уравнения состояния с его помощью были описаны термодинамические свойства 14-компонентной смеси, изученной ранее методом адиабатической калориметрии. Выбор указанной системы связан с необходимостью моделирования некоторых свойств природного газового конденсата. В результате проведенных измерений получены температурные зависимости давления, производной и изохорной теплоемкости на девяти различных изохорах, включая область давлений и температур, близких к критической точке. Показано, что предложенное уравнение состояния адекватно описывает экспериментальные данные в однофазной и двухфазной областях с достаточно высокой степенью точности. Кроме того, с помощью разработанного уравнения состояния вычислены пограничные

кривые смеси в переменных давление-температура и плотность-температура, а также получены критические параметры данной смеси.

Люгай Д.В. Спинодали углеводородных смесей / Д.В. Люгай, М.Е. Зайцев, В.А. Истомин // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 30–37.

В работе анализируется газовая ветвь спинодали (границы термодинамической устойчивости) для однокомпонентных и бинарных углеводородных систем. Отмечено, что существующие моделирующие комплексы не позволяют проводить расчеты свойств углеводородных смесей в метастабильной области. В связи с этим разработан программный код и проведены расчеты детерминанта термодинамической устойчивости и спинодалей однокомпонентных и бинарных смесей углеводородных газов по различным уравнениям состояния. Показано значительное влияние выбора уравнения состояния на расчет термодинамической устойчивости углеводородных систем. При понижении температуры системы выделена область быстрого уменьшения ее термодинамической устойчивости, причем задолго до линии спинодали. При работе газодинамических устройств (дроссели, эжектор, детандер, газодинамический сепаратор) подобные расчеты позволяют выделить термобарические параметры газового потока, когда начинается интенсивная («обвальная») конденсация тяжелых компонентов смеси. Поэтому при газодинамической сепарации целесообразно обеспечивать значительное переохлаждение природного газа для достижения области быстрой конденсации тяжелых компонентов, что в работе связывается с резким снижением величины детерминанта термодинамической устойчивости.

Ющенко Т.С. Математическое моделирование PVT-свойств газоконденсатных систем, контактирующих с остаточной водой в пористой среде / Т.С. Ющенко, А.И. Брусиловский // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 38–45.

Рассматривается современный метод моделирования фазового равновесия в природных газоконденсатных системах, учитывающий наличие минерализованного раствора воды в порах коллектора, на базе трехпараметрического кубического уравнения состояния Пенга–Робинсона и правила смешивания Гурона–Видала вместо классического правила смешивания для более корректного описания наличия полярных молекул (вода, метанол, соли) в многокомпонентной системе.

Применимость метода моделирования обосновывается на примере бинарных смесей воды с метаном, этаном, пропаном, н-бутаном, азотом, диоксидом углерода и сероводородом путем сравнения соответствующих расчетных и экспериментальных данных. Предлагаются новые значения параметров, предусмотренных правилом смешивания Гурона–Видала, позволяющие повысить точность описания

фазового равновесия бинарных смесей в широком диапазоне изменения давлений и температур.

Сравниваются результаты расчета влагосодержания углеводородной смеси по инженерным формулам (метод Бюкачека) и математического моделирования этого же параметра с использованием уравнения состояния Пенга–Робинсона и правила смешивания Гурона–Видала. Влияние остаточной воды на поведение пластовой газоконденсатной системы при разработке залежи оценивается на основе результатов математического моделирования исследования на истощение при постоянном объеме (CVD-тест) с применением метода расчета многофазного равновесия. Приводится пример влияния остаточной воды на термобарические свойства реальной высокочащекоденсатной системы, находящейся в пластовых условиях при высокой температуре.

Смирнов Г.С. Молекулярно-динамические модели газовых гидратов и описание фазовых диаграмм / Г.С. Смирнов, В.В. Стегайлов // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 46–51.

Гидраты природных газов или газовые гидраты – это нестехиометрические соединения включения, в которых молекулы газа (молекулы-гости) заключены в полостях трехмерной решетки из молекул воды (каркас хозяина). Стабилизация водных клатратных каркасов, термодинамически менее стабильных, чем лед или жидкая вода при тех же условиях, обеспечивается за счет ван-дер-ваальсовых взаимодействий гость–хозяин.

Месторождения природных газовых гидратов встречаются на шельфе и в зоне вечной мерзлоты. Они активно изучаются уже более сорока лет, так как содержат большое количество метана и рассматриваются как перспективный источник топлива. Вместе с тем газовые гидраты, существующие при температурах и давлениях, близких к условиям их разложения, представляют экологическую опасность: в случае смещения теплового равновесия освобожденный метан может внести значительный вклад в парниковый эффект. Поэтому знание динамических, термодинамических и механических свойств газовых гидратов важно для оценки их поведения при разработке газогидратных месторождений.

За последние годы было проведено множество теоретических, экспериментальных и компьютерных исследований газовых гидратов. Проведенные исследования месторождений на Аляске, в Канаде и Японии показывают, что добыча метана из природных гидратов может быть выполнена с использованием существующих технологий. Более того, около побережья Японии недавно была произведена первая в мире пробная добыча газа из месторождения в желобе Нанкай.

Молекулярная динамика позволяет исследовать свойства вещества на микроскопическом уровне, поэтому ее развитие привело к пониманию ряда фундаментальных свойств газовых гидратов. Были

исследованы как механические, так и термодинамические свойства газовых гидратов в широком диапазоне температур и давлений, для различных газовых гидратов достигнуто определенное понимание процессов гидратообразования.

Шеберстов Е.В. Особенности массопереноса в коллекторах сланцевого газа и задачи математического моделирования / Е.В. Шеберстов // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 52–59.

Заманчивые перспективы разработки месторождений сланцевого газа и нефти привели к повышению интенсивности исследования процессов в низкопроницаемых коллекторах, содержащих значительное количество органогенного материала (керогена). Одной из побудительных причин повышенного интереса послужило то обстоятельство, что реальные показатели разработки оказались выше прогнозных, полученных с помощью традиционных расчетных методик. Изучение физических основ движения флюидов и создание адекватных математических моделей позволит обосновать более оптимистические варианты разработки этого вида ресурсов.

К числу отличительных особенностей рассматриваемых коллекторов относят: малые размеры пор, в которых содержатся основные запасы газа, наличие значительного количества газа в адсорбированном состоянии, наличие растворенного газа в керогене.

В статье дан краткий обзор представленных в литературе математических моделей отдельных (элементарных) процессов. Предложен подход к их интегрированию и созданию комплексных моделей на основе концепции мультиконтинуальных сред, в качестве которых выступают трещинная и пористая среды, адсорбированный газ, кероген. Набор сред и обменных процессов выбирают исходя из особенностей конкретного коллектора.

Обсуждаются задачи, возникающие при различном представлении обменных членов. В заключительной части рассматриваются некоторые методы численного моделирования. Предложен алгоритм получения автомодельного решения задач для бесконечного пласта и примеры компьютерных расчетов, выполненных по программе, написанной на языке Фортран.

Парфенова Н.М. Перспективы использования газоконденсатов Южно-Киринского нефтегазоконденсатного месторождения / Н.М. Парфенова, 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. 60–65.

Впервые проведены комплексные физико-химические исследования газоконденсатов из 5 разведочных скважин Южно-Киринского месторождения, являющегося первоочередным объектом

освоения Сахалинского шельфа в рамках Восточной газовой программы ПАО «Газпром». Разработка месторождения началась в 2010 г. Бурением первых двух скважин на Южно-Киринской структуре была выявлена промышленная газоконденсатная залежь в породах дагинского горизонта миоцена. В 2013–2014 гг. были пробурены скважины 3–6.

В связи с тем что в ближайшие годы запланирована промышленная эксплуатация Южно-Киринского месторождения, исследование химической природы и направлений рационального использования конденсатов является актуальным и своевременным. Установлено, что конденсаты Южно-Киринского месторождения, отобранные из разведочных скважин 1, 2, 3, 5, 6 трех эксплуатационных объектов, по плотности относятся к конденсатам легкого (скв. 1–3 с плотностью 742,0–748,8 кг/м³) и среднего (скв. 5–6 с плотностью 750,1–754,6 кг/м³) типов. Это конденсаты малопарафинистые, малосмолистые, малосернистые, по химическому составу относящиеся к метаново-нафтеновому типу. Выкипают в интервале температур от начала кипения до 300 °С с остатком 5,5–6,4 % масс. По физико-химическим характеристикам конденсаты схожи между собой, но не идентичны. По всем параметрам наблюдаются некоторые различия.

Бензиновые, керосиновые и дизельные фракции конденсатов характеризуются высокими выходами, благоприятным химическим составом и высоким уровнем основных эксплуатационных характеристик, что позволяет рекомендовать эти фракции в качестве основы для получения соответствующих топлив. Рекомендованы 2 варианта переработки конденсатов Южно-Киринского месторождения:

1) топливный – использование бензиновых, керосиновых и дизельных фракций конденсатов в качестве основы в процессах получения топлив различных марок;

2) нефтехимический – производство ценного углеводородного сырья для нефтехимии из легкой части конденсатов (до 150 °С) – метилциклогексана, толуола, ксилолов, поскольку в конденсатах их содержится заметное количество: метилциклогексана – 4,2–4,3 % масс., толуола – 2,4–2,6 % масс., ксилолов 3–4 % масс.

Косякова Л.С. Геохимические исследования газоконденсатов Южно-Киринского нефтегазоконденсатного месторождения / Л.С. Косякова, Н.М. Парфенова, В.Ю. Артемьев, И.М. Шафиев, М.М. Орман // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 66–73.

Южно-Киринское месторождение расположено в Охотском море на северо-восточном шельфе о. Сахалин на расстоянии 35 км от берега. Глубина моря в районе месторождения меняется в интервале 110–320 м. Южно-Киринская структура является одной из крупных структур, выявленных с помощью сейсморазведки на Киринском блоке. В 2010–

2014 г. на этой структуре ООО «Газфлот» пробурены 6 скважин, установивших промышленную газоконденсатную залежь в дагинском горизонте. Залежь многопластовая с толщиной продуктивных пластов 14–26 м.

В связи с наличием аномальных зон в толще дагинского горизонта, выявленных методами 3D-сейсморазведки, и очень сложной тектоникой представлялось интересным определить геохимические особенности компонентного состава конденсатов по площади Южно-Кириного месторождения. С использованием методов капиллярной газожидкостной хроматографии (ГЖХ) и инфракрасной спектроскопии получены геохимические характеристики конденсатов Южно-Кириного месторождения. По результатам ГЖХ бензиновых фракций рассчитаны различные коэффициенты, являющиеся индикаторами условий формирования исходного органического вещества и степени его катагенетической преобразованности.

Установлено, что конденсаты из шести разведочных скважин Южно-Кириного месторождения схожи по фракционному и компонентному составу, но не идентичны, образованы из органического вещества смешанного типа. По алкановым коэффициентам флюиды Южно-Кириного месторождения относятся к конденсатам газоконденсатнонефтяных залежей с нефтяными оторочками. По соотношениям углеводородов бензиновых фракций флюиды Южно-Кириного месторождения являются вторичными конденсатами. Для конденсата из скв. 4 выявлены некоторые отличия от других конденсатов месторождения, что, возможно, связано с расположением данной скважины на западной оконечности структуры.

Люгай Д.В. Особенности состава, свойств и фазовых характеристик пластовых смесей глубокозалегающих залежей нефтегазоконденсатных месторождений ПАО «Газпром» / Д.В. Люгай, В.И. Лапшин, А.Н. Волков, А.А. Константинов // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 74–83.

Определение газоконденсатных характеристик пластовых систем глубокозалегающих залежей, особенно со сложным составом пластового газа, сопряжено со значительными трудностями: большой глубиной, аномально высоким пластовым давлением, сложным составом пластового газа, высоким содержанием C_{5+} , возможным содержанием агрессивных компонентов H_2S , CO_2 . На примере трех глубокозалегающих залежей (Астраханское месторождение, ачимовские залежи Уренгойского НГКМ, юрские отложения Песцового месторождения) показаны порядок проведения газоконденсатных исследований, результаты определения состава пластового газа, физико-химических характеристик конденсата и термодинамических характеристик пластовых смесей.

Проведен анализ изменения состава, свойств и особенностей фазовых характеристик пластовых

смесей трех глубокозалегающих залежей. Показано, что на извлечение конденсата из недр оказывают влияние следующие факторы:

- потенциальное содержание конденсата в пластовом газе;
- состав пластового газа;
- термобарические условия нахождения залежей;
- степень насыщенности пластовой системы углеводородами C_{5+} ;
- обогащенность промежуточными углеводородами газовой фазы;
- содержание H_2S и CO_2 в пластовом газе.

Изменение приведенных параметров существенно влияет на извлечение конденсата из недр, а растянутый фракционный состав, повышенное содержание нефтяных углеводородов, наоборот, ухудшают растворимость конденсата в пластовом газе, тем самым снижая конденсатоотдачу.

Кузнецов М.А. Теплоемкость флюидонасыщенных пород коллекторов месторождений углеводородов / 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, 2015. – № 4 (24). – С. 84–87.

Рассмотрена методика расчета теплоемкости песчаных и карбонатных пород, насыщенных углеводородами. Предполагается, что система «порода-флюид» подчиняется правилу равноправной аддитивности Неймана–Коппа. Влияние температуры на теплоемкость породообразующих минералов оценивается по уравнению Майера–Келли. Для практических расчетов до температур 600 К предложены литологические треугольники теплоемкости песчаных и карбонатных пород. Теплоемкость насыщающих углеводородов в различных фазовых состояниях рассчитывается указанными сравнительными методами.

Незовитина М.А. К расчету термодиффузионных постоянных трехкомпонентной газовой системы в рамках строгой кинетической теории / М.А. Незовитина, А.Ф. Богатырев, О.А. Макеенкова // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 88–92.

Для расчета термодиффузионных постоянных (ТДП) в многокомпонентных газовых системах в настоящее время используются формулы строгой кинетической теории, а также различные полуэмпирические методы. Как показали проведенные экспериментальные исследования, расчет ТДП в рамках строгой кинетической теории дает отклонения в диапазоне 10–100%. При этом для отдельных значений ТДП имеются и качественные отклонения.

В настоящей статье приведены расчетные и экспериментальные значения ТДП трехкомпонентной газовой системы $H_2-N_2-CO_2$ и соответствующих ей бинарных систем газов. Расчеты проводились для потенциала Леннарда–Джонса. Показано, что

при использовании классических комбинационных правил вычисления параметров потенциала взаимодействия разнородных частиц расчетные значения ТДП существенно, на 10–60 %, расходятся с экспериментом.

Подобраны значения параметров потенциала Леннарда–Джонса для взаимодействия разнородных молекул, при которых рассчитанные в рамках строгой кинетической теории значения ТДП бинарных систем газов согласуются с экспериментальными. Использование данных параметров потенциала Леннарда–Джонса для межчастичных взаимодействий приводит к согласию расчетных и экспериментальных значений ТДП в трехкомпонентной газовой системе. Таким образом, формулы строгой кинетической теории можно применять для расчета ТДП многокомпонентных газовых систем, однако вопрос о методе нахождения параметров потенциала межчастичного взаимодействия остается открытым.

Булейко В.М. Определение гидратного числа и плотности гидрата пропана методом прецизионной адиабатической калориметрии / В.М. Булейко, Б.А. Григорьев, В.А. Истомина, В.С. Янкова // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 93–98.

С использованием метода прецизионной адиабатической калориметрии определены плотность и гидратное число гидрата пропана при термобарических условиях, соответствующих как жидкому, так и газообразному состоянию пропана. Плотность и гидратное число гидрата пропана были определены на основе измеренных значений соотношений дифференциалов давления и температуры dP/dT вдоль линии равновесия фаз «гидрат – лед (вода) – пропан», энтальпий, балансовых и строгих термодинамических соотношений (уравнение Клапейрона–Клаузиуса). Установлены условия применимости уравнения Клапейрона–Клаузиуса для системы «вода – индивидуальный алкан».

Плотность является одним из основных термодинамических параметров любого вещества, в том числе и газовых гидратов. Измерение плотности газовых гидратов и связанного с ней гидратного числа сопряжено с рядом трудностей. Поэтому экспериментальные значения этих параметров определены до настоящего времени лишь для небольшого количества гидратов.

Полученные экспериментально значения плотности и гидратных чисел индивидуальных алканов должны использоваться при расчете технологических режимов эксплуатации скважин.

Троицкий В.М. Физическое моделирование процессов гидратообразования в режиме фильтрации природного газа в поровой среде Чаюдинского нефтегазоконденсатного месторождения / В.М. Троицкий, А.Ф. Соколов, В.А. Истомина, С.Г. Рассохин, В.П. Ванькова, А.В. Мизин, А.Е. Алеманов // Вести газовой науки: Актуальные

вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 99–109.

Разработка и эксплуатация такого проблемного месторождения, как Чаюдинское, потребует новых технологических подходов и решений. Примером соответствующей полезной инновации может служить технология водогазового воздействия. Однако при использовании указанной технологии важно знать заранее, какому минимальному уровню минерализации должна соответствовать закачиваемая в пласт вода, чтобы исключить процессы гидратообразования.

В статье приводятся результаты экспериментального исследования процессов гидратообразования при фильтрации газа и воды различной степени минерализации в капилляре при пластовых условиях Чаюдинского НГКМ. В качестве газа использованы метан и газ сепарации ботубинского горизонта, а в качестве воды – растворы кальциево-натриевых солей в дистиллированной воде. Экспериментально обнаружено, что для метана гидратообразование наступает при уровне минерализации воды ниже 150 г/л, а в случае газа сепарации – ниже 200 г/л.

Кроме того, детально изучены процессы образования и разложения гидратов метана в режиме фильтрации и изменения температуры в модели пласта Чаюдинского НГКМ при начальной водонасыщенности порядка 64 %. Обнаружены наиболее чувствительные к гидратообразованию фильтрационные параметры в виде перепада давления на модели пласта и избыточного объема газа, выделяющегося при гидраторазложении. Показано, что при образовании газогидратов метана в гидратную фазу переходит до 30 % содержащейся в модели пласта воды.

Орлов Д.М. Экспериментальное исследование влияния скорости фильтрации флюида на риск разрушения горных пород / Д.М. Орлов, А.В. Богданов, А.П. Федосеев // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 110–115.

Одним из основных факторов, влияющих на фильтрационные свойства пласта, являются действующие в окрестности скважин напряжения. Величина этих напряжений зависит как от деформационных свойств породы, так и от давления флюидов на забое скважины. Выполнены экспериментальные исследования влияния, которое оказывает скорость фильтрации флюида на разрушение пород продуктивных отложений дагинской свиты одного из месторождений газа шельфа о. Сахалин. Эксперименты проводились в условиях равноосного и неравноосного нагружения скелета сухой или частично водонасыщенной породы-коллектора в широком диапазоне фильтрационно-емкостных свойств. Разрушения пород не происходило при средних градиентах давления по коллекции образцов до 25–30 МПа/м. Разрушения сухих и частично насыщенных водой пород не происходило даже при наличии сдвигового напряжения, обусловленного неравноосной нагрузкой. Обнаружено, что фильтра-

ция воды в процессе центрифугирования оказывала более сильное воздействие на структуру скелета породы, чем фильтрация газа при больших градиентах в условиях пластовых напряжений.

Крикунов А.И. Определение местоположения ботубинского продуктивного горизонта и пластов ХМ1 и ХМ2 хамакинского продуктивного горизонта в южной части Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / А.И. Крикунов, А.Е. Рыжов, Л.А. Филиппова, Н.Ю. Канунникова // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 116–125.

Южная периферия Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения характеризуется очень сложным строением терригенных отложений нижнего венда и совершенно недостаточной степенью их изученности. В 2014 г. на данной территории проведены 3D-сейсморазведочные работы и построены структурные карты по ряду отражающих сейсмических горизонтов, в том числе по кровле ботубинских и подошве хамакинских продуктивных отложений. Анализ полученных материалов показывает, что расположение линий разломов на всех этих картах не зависит от возраста отложений и остается постоянным, из чего можно сделать вывод, что на картах изображены лишь молодые разломы, образовавшиеся после формирования вендского терригенно-карбонатного комплекса пород, или же те, что неоднократно проявляли свою активность. Открытым на сегодня остается вопрос о существовании в данном регионе внутриформационных или погребенных разломов. Эти разломы могли появляться в периоды значительных структурных преобразований, когда отложения того или иного возраста под действием тектонических сил выводились на поверхность, подвергались размыву или, наоборот, погружались на большую глубину.

Кроме перспективы увеличения за счет рассматриваемого района площади газовых и нефтяных залежей, привлекает к себе внимание еще и то, что в районе скв. 808 планируется создание подземного хранилища для концентрата гелия в пласте ХМ2 хамакинского продуктивного горизонта. В этом контексте вызывает интерес то обстоятельство, что разрезы пробуренных здесь скважин расчленяются и сопоставляются разными авторами не одинаково.

Четыре корреляционные схемы, составленные авторами статьи на основе промыслово-геофизических данных и макроописания керна, характеризующего отложения терригенного венда на юге Чаяндинского НГКМ, убедительно показывают, что в преимущественно заглинизированной толще, перекрывающей пласт ХМ2, породы-коллекторы отсутствуют. Данный интервал пород можно с большой долей уверенности принимать за непроницаемую крышку для подземного хранилища концентрата гелия.

Крикунов А.И. Результаты циклостратиграфического анализа, проведенного с целью уточнить историю формирования отложенного терригенного венда на южной периферии Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / А.И. Крикунов, А.Е. Рыжов, Л.А. Филиппова, Н.Ю. Канунникова // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 126–134.

Необходимость создания подземного хранилища для концентрата гелия в районе скв. 808 послужила серьезнейшим поводом для проведения 3D-сейсморазведочных работ на южной периферии Чаяндинского месторождения. С целью детализации внутреннего строения терригенных отложений нижнего венда в указанном регионе составлена корреляционная схема в диапазоне от сульфатно-карбонатных пород бюксской свиты до алевролитопесчано-гравелитовых отложений талахской свиты по линии скважин 321-56, 321-58 и 321-75. В разрезе скважин выделены и прокоррелированы 19 промыслово-геофизических и литологических синхронных реперных горизонтов.

С применением методов циклостратиграфического анализа детально расчленена и прокоррелирована толща терригенного венда в южной части Чаяндинского НГКМ, показана история формирования комплекса пород, вскрытого скважинами 321-56, 321-58, 321-75. Ни в одной из скважин в толще, перекрывающей продуктивный пласт ХМ2, в котором предполагается создать подземное хранилище для концентрата гелия, породы-коллекторы не встречены. Преимущественно заглинизированный интервал пород, расположенный над пластом ХМ2, с точки зрения литолого-фациальных исследований можно рассматривать как надежную непроницаемую крышку-флюидоупор. Опасение вызывает лишь разлом, выявленный в 2013 г. в результате палеоструктурных построений, выполненных в ООО «Газпром ВНИИГАЗ», и подтвержденный в последнее время 3D-сейсморазведочными работами. Разлом, который проходит вблизи скв. 808, может существенно сократить полезную площадь подземного хранилища гелия, если окажется, что он не обладает достаточными флюидоупорными свойствами.

Крикунов А.И. Уточнение внутреннего строения верхнедагинских отложений на Южно-Киринском нефтегазоконденсатном месторождении с использованием циклостратиграфического анализа / А.И. Крикунов, Л.А. Филиппова, Н.Ю. Канунникова // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 135–143.

Статья посвящена уточнению внутреннего строения верхнедагинских нефтегазоносных отложений среднего миоцена на северо-восточном шельфе о. Сахалин.

Проблема снабжения горючим сырьем стоит сегодня очень остро перед Дальним Востоком, где в последние годы проводятся интенсивные поиски и разведка скоплений жидких и газообразных углеводородов. Наиболее перспективным в этом отношении является территория о. Сахалин и акватория прилегающего к нему шельфа. Геологическое строение острова и его шельфа демонстрирует участие метаморфизованных пород дислоцированного фундамента мезозойского и более древнего возрастов, а также кайнозойских отложений осадочного чехла (палеогеновая, неогеновая и четвертичная системы), которые представлены мощными преимущественно терригенными толщами.

С точки зрения поисков залежей нефти и газа наиболее интересным является верхнедагинский стратиграфический подгоризонт среднего миоцена. Представлен он в основном переслаиванием песчаников, алевролитов и глин.

Циклостратиграфический анализ позволил составить 4 корреляционные схемы, выявить и проследить в разрезах скважин пространственное положение разновозрастных отложений 5 седиментационных циклов и 20 синхронных реперных горизонтов. Наряду с выявленными и показанными на корреляционных схемах 5 поверхностями размывов в разрезах скважин имеются свидетельства присутствия дополнительных локальных размывов, которые не затрагивали одновременно всю территорию месторождения. Скорее всего, это связано с наличием многочисленных тектонических блоков, вертикальные подвижки которых происходили в разное время и гидродинамическую связь между которыми следует еще тщательно изучать.

Жуков В.С. Изменение физических свойств коллектора как результат роста эффективного давления в процессе разработки месторождения (моделирование на примере Южно-Кириинского месторождения) / В.С. Жуков, П.Ю. Иванов // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 144–148.

При разработке месторождений нефти и газа, как правило, происходит снижение пластового давления, а горное давление вышележащих пород остается без изменений. При этом происходит перераспределение напряжений, и ту часть нагрузки, которую принимал на себя содержащийся в порах горных пород флюид (газ, вода, нефть и т.д.), будет воспринимать уже скелет горной породы, ее твердая матрица. Поэтому основной причиной изменений физических свойств, сопровождающих разработку месторождений углеводородов, является снижение пластового давления и/или повышение эффективного давления.

Проведены определения комплекса физических свойств более 170 образцов горных пород дагинской свиты Южно-Кириинского нефтегазоконденсатного месторождения при моделировании пластовых условий. Для физического моделирования процесса разработки месторождения оценены изменения ком-

плекса физических свойств горных пород при снижении пластового давления на 10,0 МПа и соответствующем увеличении эффективного давления с 37,0 до 47,0 МПа.

Среднее значение коэффициента пористости уменьшилось на 0,049 абсолютных процентов, или относительное изменение составило 0,24 %. Скорость продольной волны увеличилась на 0,070 км/с, или на 2,0 %. Скорость поперечной волны выросла на 0,019 км/с, или на 1,17 %. Объемная плотность увеличилась на 0,00071 г/см³, или на 0,034 %. Сжимаемость порового пространства выросла на 1,67·10⁻⁵ 1/атм, или на 10,5 %. Среднее значение газопроницаемости снизилось на 0,242 мД, а относительное изменение составило 0,144 %. Все изменения указаны относительно средних величин петрофизических параметров при эффективном давлении в пласте 37,0 МПа.

Проведен анализ изменений ряда петрофизических параметров горных пород при увеличении эффективного давления, и в первом приближении составлены оценки этих изменений. Зависимости зачастую отличаются от линейных, что требует их уточнения путем проведения дополнительных экспериментальных исследований. Полученные результаты помогут оценить изменения пластовых условий, определенные по данным геофизических исследований скважин, и оценить степень изменения продуктивных горизонтов при снижении пластового давления в процессе разработки месторождения.

Извеков И.Б. Критерии и перспективы поиска и разведки залежей углеводородов в юрских и меловых отложениях в зоне сочленения Ямальской, Надым-Пурской и Гыданской областей Западно-Сибирской мегапровинции / И.Б. Извеков // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 149–160.

Арктические районы Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна характеризуются разной степенью геолого-геофизической изученности. Одни нефтегазоносные области и районы в значительной степени опоскованы, другие находятся на начальной стадии поисково-разведочного процесса. Относительно хорошо изучен Тазовский п-ов, в меньшей степени – Ямальский п-ов, наименее изученной территорией Западно-Сибирской мегапровинции является самая северная и труднодоступная Гыданская нефтегазоносная область (НГО).

Зона сочленения Ямальской, Надым-Пурской и Гыданской НГО характеризуется различной нефтегазоносностью и по разрезу, и по площади. В результате поисково-разведочных работ в этой зоне установлен достаточно широкий возрастной диапазон нефтегазоносности. Промышленные скопления углеводородов обнаружены в отложениях от кровли сеномана до палеозойских включительно.

Перспективы дальнейших поисков и разведки скоплений нефти и газа изучаемого района обусловлены рядом критериев. Основным критерием, определяющим формирование структур и характер осад-

конакопления в изучаемой зоне, является ее тектоническое развитие. В тектоническом отношении в изучаемой зоне основное влияние на формирование структур оказал этап континентального рифтогенеза. Дифференциация тектонических движений способствовала гипсометрическому расчленению территории, которое нашло отражение в структуре мезозойско-кайнозойского чехла в целом. Дифференцированные тектонические подвижки фундамента во многом предопределили фациальные неоднородности.

Наряду с тектоническим критерием, определившим характер накопления осадков, не менее важным является стратиграфический фактор, обусловивший выдержанность отложений по разрезу и площади. Особенностью изучаемой зоны сочленения является приуроченность ее к области замещения фациальных зон в юрских и меловых отложениях.

Помимо распределения и выдержанности отложений по площади и разрезу, необходимо учитывать и литологический критерий, определяющий качество коллекторов и покрышек. Литологические характеристики изучаемого района представлены в объеме нефтегазоносных комплексов.

Учитывая критерии поиска, а также степень геолого-геофизической изученности исследуемого района, основные перспективы дальнейших поисков и разведки месторождений углеводородов связаны с п-овом Гыдан и прилегающим к нему ареалом Тазовской и Обской губ. Исходя из результатов анализа размещения залежей углеводородов в объеме нефтегазоносных комплексов составлены рекомендации по дальнейшему поиску и разведке месторождений.

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.

Статья представляет собой обзор современных методов компьютерного атомистического моделирования молекулярных систем в приложении к вопросам добычи углеводородов. Атомистическое моделирование позволяет *ab initio*, т.е. без проведения экспериментов, рассчитывать свойства веществ. Рассматриваются примеры атомистических моделей для описания уравнений состояния и транспортных свойств молекулярных соединений. Показано, что современные атомистические модели углеводородов обладают высокой переносимостью (т.е. гомологичные молекулы строятся из одинаковых «блоков» с заданными параметрами взаимодействия) и при этом с высокой точностью воспроизводят в вычислительном эксперименте фазовые диаграммы индивидуальных веществ и бинарных смесей. Рассмотрены подходы к расчетам проницаемостей пористых сред для сжимаемых газов. Демонстрируются примеры, показывающие воз-

можность расчета проницаемостей пористой среды для газовых смесей путем прямого моделирования методом молекулярной динамики. В примерах рассматриваются как однофазные течения, так и двухфазные, где вследствие конденсации газа в порах скачкообразно может меняться проницаемость для одного из компонентов. На основании представленных в литературе данных можно сделать вывод, что результаты атомистического моделирования могут использоваться наряду с экспериментальными данными в качестве входных данных для гидродинамических моделей пластов.

Скляров З.П. Динамика распределения лицензий на шельфе Российской Федерации в 1993–2014 гг. / З.П. Склярова, В.С. Ткач // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 166–175.

В статье предлагается обзор движения лицензий на право пользования участками, содержащими запасы и ресурсы углеводородного сырья и расположенными полностью либо частично на шельфе морей Российской Федерации, в период с 1993 г., когда были оформлены первые лицензии на шельфовые участки, по 2015 г. Рассматриваются динамика изменения числа лицензионных участков, их распределения по акваториям морей Российской Федерации, распределение участков по типу лицензий (поисковые лицензии, лицензии на право добычи углеводородов и «сквозные» лицензии на право изучения, разведки и добычи углеводородов). Проанализировано распределение лицензий по основным недропользователям, таким как ПАО «Газпром», ОАО «НК «Роснефть», ПАО «Лукойл», ОАО «НОВАТЭК». Отдельно рассмотрены лицензионные участки, принадлежащие независимым компаниям и компаниям, осуществляющим деятельность на основании соглашений о разделе продукции, а также участки, работы на которых выполняются на основании государственных контрактов (для проведения региональных исследований, картирования, подготовки участков к лицензированию и т.п.).

Основная часть обзора представляет собой хронологию наиболее значимых событий в области лицензирования морских участков недр. Кроме того, изложены важнейшие изменения законодательства, оказывавшие влияние на лицензионную активность недропользования (либерализация либо усложнение процесса лицензирования, изменение сроков выдачи лицензий и т.п.).

Для наглядной иллюстрации распределения лицензионных участков по типам лицензий, недропользователям и регионам приведены соответствующие диаграммы и схемы расположения лицензионных участков. Перечислены участки, которые могут быть переданы недропользователям в ближайшем будущем (посредством аукционов, конкурсов либо постановлениями Правительства РФ).

Information about the authors

<i>Aleksandrov Igor Stanislavovich</i>	candidate of engineering, assistant prof. of the Chair for heat an gas supply and venting at the Kaliningrad state technical university. Tel.: +7(4012)46–53–58. E-mail: alexandrov_kgrd@mail.ru
<i>Alemanov Aleksandr Yevgenyevich</i>	leading engineer in the Laboratory for physical modelling of multiphase processes at the Center for research of oil-and-gas stratal systems and technological modelling in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657–44–77. E-mail: A_Alemanov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Artemyev Valeriy Yuryevich</i>	senior research associate in the Laboratory for complex research of hydrocarbon systems at the Center for research of oil-and-gas stratal systems and technological modelling in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)355–97–06. E-mail: V_Artemiev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Belyakov Mikhail Yuryevich</i>	senior research associate in the Oil and gas research institute of Russian academy of sciences. Tel.: +7(499)135–39–01. E-mail: belikov@ipng.ru
<i>Bogatyrev Aleksandr Fedorovich</i>	doctor of engineering, prof. 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>Bogdanov Andrey Vladimirovich</i>	undergraduate student of the I.M. Gubkin Russian state university of oil and gas. Tel.: +7(498)657–44–28. E-mail: bogdanovav68@gmail.com
<i>Brusilovskiy Aleksandr Iosifovich</i>	doctor of engineering, prof., head of Scientific field for analysis of stratal fluids 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, associate prof., chief research associate in the Laboratory for physical modelling of multiphase processes at the Center for research of oil-and-gas stratal systems and technological modelling in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657–44–77. E-mail: V_Buleiko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Fedoseyev Aleksandr Pavlovich</i>	chief of the Filtration research sector in the Reservoir physics laboratory at the Center for research of oil-and-gas stratal systems and technological modelling in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657–44–28. E-mail: A_Fedoseev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Filippova Lidiya Alekseyevna</i>	research associate of the Geology and centralized storage of core and stratal fluids laboratory at the Center for research of oil-and-gas stratal systems and technological modelling in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657–43–63. E-mail: L_Filippova@gwise.vniigaz.gazprom.ru
<i>Gerasimov Anatoliy Alekseevich</i>	doctor of engineering, professor, head of the Chair for heat an gas supply and venting at the Kaliningrad state technical university. Tel.: +7(4012)46–53–58. E-mail: aager_kstu@mail.ru

<i>Gorodetskiy Yevgeniy Yefimovich</i>	candidate of physics and mathematics, head of laboratory in the Oil and gas research institute of Russian academy of sciences, associate professor in the I.M. Gubkin Russian state university of oil and gas. Tel.: +7(499)135-39-01. E-mail: gorod41@mail.ru
<i>Grigoryev Boris Afanasyevich</i>	doctor of engineering, associate member of RAS, prof., academic secretary of 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 Center for research of oil-and-gas stratal systems and technological modelling in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-41-92. E-mail: E_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Istomin Vladimir Aleksandrovich</i>	doctor of chemistry, prof., chief research associate at the Center for development and operation of gas and oil-and-gas fields in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-51. E-mail: V_Istomin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ivanov Pavel Yuryevich</i>	undergraduate student of the I.M. Gubkin Russian state university of oil and gas. Tel.: +7(926)590-05-19. E-mail: V_Zhukov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Izvekov Ivan Borisovich</i>	research associate in the Laboratory for analysis of source of raw materials and results of stratal systems studying at the Center for research of oil-and-gas stratal systems and technological modelling in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-53. E-mail: I_Izvekov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kanunnikova Nadezhda Yuryevna</i>	leading engineer of the Geology and centralized storage of core and stratal fluids laboratory at the Center for research of oil-and-gas stratal systems and technological modelling in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-63. E-mail: N_Kanunnikova@gwise.vniigaz.gazprom.ru
<i>Konstantinov Aleksandr Andreyevich</i>	research associate in the Laboratory for complex research of hydrocarbon systems at the Center for research of oil-and-gas stratal systems and technological modelling in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-47-06. E-mail: A_Konstantinov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kosyakova Lidiya Stepanovna</i>	senior research associate of the Laboratory for complex research of hydrocarbon systems at the Center for research of oil-and-gas stratal systems and technological modelling in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-47-06. E-mail: L_Kosyakova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Krikunov Anatoliy Ivanovich</i>	leading research associate of the Geology and centralized storage of core and stratal fluids laboratory at the Center for research of oil-and-gas stratal systems and technological modelling in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-63. E-mail: A_Krikunov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kulikov Vyacheslav Dmitriyevich</i>	senior research associate of the Oil and gas research institute of Russian academy of sciences. Tel.: +7(499)135-39-01 E-mail: kulikov@ipng.ru
<i>Kuznetsov Mikhail Aleksandrovich</i>	doctor of engineering, prof. of the Tambov state technical university. Tel.: +7(902)724-15-73. E-mail: kuznectam@mail.ru

<i>Lapshin Vladimir Ilich</i>	doctor of engineering, chief research associate in the Laboratory for design and analysis of exploration of gas-condensate and oil-and-gas fields of Department for design and analysis of exploration of complex-composition fields at the Center for development and operation of gas and oil-and-gas fields in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-40. E-mail: V_Lapshin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Lyugay Dmitry Vladimirovich</i>	doctor of engineering, Director general of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Тел.: +7(498)657-49-93. E-mail: D_Lyugai@vniigaz.gazprom.ru
<i>Makeenkova Olga Andreevna</i>	post-graduate student 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>Mizin Andrey Vitalyevich</i>	deputy head of the Laboratory for physical modelling of multiphase processes at the Center for research of oil-and-gas stratal systems and technological modelling in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-77. E-mail: A_Mizin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Nesterov Pavel Aleksandrovich</i>	power engineer in the Tambov «Electropribor» plant Public JSC. Tel.: +7(752)63-03-70. E-mail: geometry@mail.nnn.tstu.ru
<i>Nezovitina Mariya Aleksandrovna</i>	candidate of engineering, associate prof. 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>Norman Genri Edgarovich</i>	doctor of physics and mathematics, chief research associate in the Department of atomistic modelling and theory of condensed matter and non-ideal plasma at the Joint institute for high temperatures of Russian academy of sciences. Tel.: +7(495)485-85-45. E-mail: genri.norman@gmail.com
<i>Orlov Denis Mikhaylovich</i>	candidate of physics and mathematics, head of Geology and centralized storage of core and stratal fluids laboratory at the Center for research of oil-and-gas stratal systems and technological modelling in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-28. E-mail: D_Orlov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Orman Marina Mikhaylovna</i>	junior research associate in the Laboratory for complex research of hydrocarbon systems at the Center for research of oil-and-gas stratal systems and technological modelling in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-47-06. E-mail: M_Orman@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ovsyannikov Pavel Olegovich</i>	engineer in the FSUE SRI SIA «Luch». 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 at the Center for research of oil-and-gas stratal systems and technological modelling in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-47-06. E-mail: N_Parfenova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Pisarev Vasily Vyacheslavovich</i>	candidate of physics and mathematics, senior research associate in the Laboratory of supercomputer technologies for atomistic modelling & simulation at the Joint institute for high temperatures of Russian academy of sciences. Tel.: +7(495)485-85-45. E-mail: pisarevvv@gmail.com

<i>Rassokhin Sergey Gennadyevich</i>	deputy director of the Center for research of oil-and-gas stratal systems and technological modelling in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-55. E-mail: S_Rassokhin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ryzhov Aleksyey Yevgenyevich</i>	deputy head of PJSC «Gazprom» Department № 123. Tel.: +7(495)719-81-86 E-mail: A.Ryzhov@adm.gazprom.ru
<i>Shafiyev Ildar Borisovich</i>	head of the Laboratory for complex research of hydrocarbon systems at the Center for research of oil-and-gas stratal systems and technological modelling in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-47-06. E-mail: I_Shafiev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Sheberstov Yevgeniy Viktorovich</i>	doctor of engineering, chief research associate of the Reservoir physics laboratory at the Center for research of oil-and-gas stratal systems and technological modelling in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-41-92. E-mail: E_Sheberstov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Sklyarova Zoya Pavlovna</i>	candidate of geology and mineralogy, deputy director of the Center for research of oil-and-gas stratal systems and technological modelling in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-49-51. E-mail: Z_Sklyarova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Smirnov Grigoriy Sergeevich</i>	junior research associate in the Laboratory of supercomputer technologies for atomistic modelling & simulation at the Joint institute for high temperatures of Russian academy of sciences. Tel.: +7(495)485-85-45. E-mail: grsmirnov@gmail.com
<i>Sokolov Aleksandr Fedorovich</i>	head of the Laboratory for physical modelling of multiphase processes at the Center for research of oil-and-gas stratal systems and technological modelling in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-77. E-mail: AF_Sokolov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Stegaylov Vladimir Vladimirovich</i>	doctor of physics and mathematics, head of Department of atomistic modelling and theory of condensed matter and non-ideal plasma at the Joint institute for high temperatures of Russian academy of sciences. Tel.: +7(495)485-85-45. E-mail: stegailov@gmail.com
<i>Tkach Vladimir Sergeevich</i>	research associate in the Laboratory for analysis of source of raw materials and results of stratal systems studying at the Center for research of oil-and-gas stratal systems and technological modelling in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-49-51. E-mail: V_Tkach@vniigaz.gazprom.ru
<i>Troitskiy Vladimir Mikhaylovich</i>	leading research associate in the Laboratory for physical modelling of multiphase processes at the Center for research of oil-and-gas stratal systems and technological modelling in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-77. E-mail: V_Troitskiy@vniigaz.gazprom.ru
<i>Vankov Valeriy Petrovich</i>	chief specialist in the Laboratory for physical modelling of multiphase processes at the Center for research of oil-and-gas stratal systems and technological modelling in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-77. E-mail: V_Vankov@vniigaz.gazprom.ru

<i>Volkov Andrey Nikolayevich</i>	candidate of engineering, head of department in the Gazprom VNIIGAZ LLC Ukhta subsidiary. Tel.: +7(8216)73–52–20. E-mail: A.Volkov@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Voronov Vitaliy Pavlovich</i>	candidate of physics and mathematics, senior research associate in the Oil and gas research institute of Russian academy of sciences. Tel.: +7(495)135–39–01. E-mail: voronov@orgi.ru
<i>Yankovaya Valeriya Sergeevna</i>	student of Aeromechanics and flight engineering department in the Moscow institute of physics and technology (state university). Tel.: +7(498)657–44–77. E-mail: lerafogd@yandex.ru
<i>Yushchenko Taras Sergeevich</i>	post-graduate student of the Moscow institute of physics and technology (state university). Tel.: +7(903)114–79–87. E-mail: yushchenkot@rambler.ru
<i>Zanochuyeva Irina Viktorovna</i>	engineer of the 1 st category in the Laboratory for complex research of hydrocarbon systems at the Center for research of oil-and-gas stratal systems and technological modelling in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657–47–06. E-mail: I_Zanochueva@vniigaz.gazprom.ru
<i>Zaytsev Mikhail Yevgenyevich</i>	junior research associate of Laboratory for field low-temperature processes at the Center for development and operation of gas and oil-and-gas fields in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657–40–26. E-mail: M_Zaycev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Zhukov Vitaliy Semenovich</i>	doctor of engineering, chief research associate in the Geology and centralized storage of core and stratal fluids laboratory at the Center for research of oil-and-gas stratal systems and technological modelling in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657–43–63. E-mail: V_Zhukov@vniigaz.gazprom.ru

Annotated list of articles

Gerasimov A.A. The analysis of accuracy of calculations related to thermodynamic properties of natural hydrocarbons and accompanying gases using the generalized cubic equations of state / A.A. Gerasimov, I.S. Aleksandrov, B.A. Grigoryev, D.V. Lyugay // *Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of stratal hydrocarbons systems.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 4 (24). – P. 5–13.

In the article a short analysis of the modern works devoted to the generalized cubic equations of state is made. Thus, the main attention is paid to studies aimed at increase of accuracy of calculations of thermodynamic properties of substances. Results of check of the most reliable generalized cubic equations of state in relation to calculation of the main thermodynamic properties – density, isobaric and isochoric heat capacities – are presented. For check the values of thermodynamic properties calculated on the most reliable modern fundamental equations of state are used. Data are calculated on isobars $0,1p_c$, $0,5p_c$, $0,8p_c$, $1,1p_c$, $1,5p_c$, $3,0p_c$, $10p_c$, $30p_c$ (where p_c – critical pressure) in the temperature range from the melting line to 700 K, including the saturation line.

Comparison is made for 33 substances representing natural hydrocarbons (alkanes, naftens and aromatic), and also the accompanying gases. It is shown that reliable calculation of thermodynamic properties in a liquid phase of hydrogen and water can't be executed on the generalized cubic equations of state, and the Harmens–Knapp equation in a generalized view doesn't allow to make calculations of thermodynamic properties because of negative value under square root. The Peng–Robinson and Patel–Teja equations of state should be considered the most reliable and universal.

Average relative deviations of calculation of thermodynamic properties in liquid and gas phases and in a supercritical region are presented in article.

References

Redlich O. On the thermodynamics of solutions. V: An equation of state. Fugacities of gaseous solutions / O. Redlich, J.N.S. Kwong // *Chem. Review.* – 1949. – V. 44. – № 1. – P. 233–244.

Soave G.S. Equilibrium constants from a modified Redlich–Kwong equation of state / G.S. Soave // *Chem. Eng. Science.* – 1972. – V. 27. – P. 1197–1203.

Graboski M.S. A modified Soave equation of state for phase equilibrium calculations. 1: Hydrocarbon systems / M.S. Graboski, T.E. Daubert // *Ind. Eng. Chem. Process Des. Dev.* – 1978. – V. 17. – P. 443–448; 2: Systems containing CO₂, H₂S, N₂ and CO // *Ind. Eng. Chem. Process Des. Dev.* – 1979. – V. 18. – P. 300–306.

Peng D.-Y. A new two-constant equation of state / D.-Y. Peng, D.B. Robinson // *Ind. Eng. Chem. Fundamen.* – 1976. – V. 15. – P. 59–64.

Walas S.M. Phase equilibria in chemical engineering: in 2 parts / Stanley M. Walas; transl. from Eng. – Moscow: Mir, 1989. – P. 1. – 304 p.; P. 2. – 360 p.

Brusilovskiy A.I. Phase transformations at development of oil and gas fields / A.I. Brusilovskiy. – Moscow: Graal, 2002. – 575 p.

Jaubert J.-N. Extension of the PPR78 model (predictive 1978, Peng–Robinson EOS with temperature dependent k_{ij} calculated through a group contribution method) to systems containing aromatic compounds / J.-N. Jaubert, S. Vitu, F. Mutelet et al. // *Fluid Phase Equilibria.* – 2005. – V. 237. – P. 193–211.

Vitu S. Extension of the PPR78 model (predictive 1978, Peng–Robinson EOS with temperature dependent k_{ij} calculated through a group contribution method) to systems containing naphtenic compounds / S. Vitu, J.-N. Jaubert, F. Mutelet // *Fluid Phase Equilibria.* – 2006. – V. 243. – P. 9–28.

Valderrama J.O. The state of the cubic equations of state / J.O. Valderrama // *Ind. Eng. Chem. Res.* – V. 42, № 8. – P. 1603–1618.

Wei Ya.S. Equations of state for the calculation of fluid-phase equilibria / Ya.S. Wei, R.J. Sadus // *AIChE Journal.* – 2000. – V. 46. – № 1. – P. 169–196.

Taraf R. Direct prediction of cricondentherm and cricondenbar coordinates of natural gas mixtures using cubic equation of state / R. Traft, R. Behbahani, M. Moshfeghian // *Int. J. Thermophys.* – 2008. – V. 29. – P. 1954–1967.

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: thesis... master of sc. / Texas A&M university. – 2004. – 136 p.

Mohsen-Nia M. A cubic hard-core equation of state / M. Mohsen-Nia, H. Modarress, G.A. Mansoori // *Fluid Phase Equilibria.* – 2006. – V. 206. – P. 27–39.

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 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.

Rabah A.A. A new three parameter cubic equation of state / A.A. Rabah, S.A. Mohamed // *Chemistry and Chemical Engineering.* – 2010. – V. 17. – № 2. – P. 177–184.

Abdollahi-Demneh F. Comparison of the prediction power of 23 generalized equations of state. P. I: Saturated thermodynamic properties of 102 pure substances / F. Abdollahi-Demneh, M.A. Moosavian, M.M. Montazer-Rahmati et al. // *Fluid Phase Equilibria.* – 2010. – V. 288. – P. 67–82.

Patel N.C. A new cubic equation of state for fluids and fluid mixtures / N.C. Patel, A.S. Teja // Chem. Eng. Sci. – 1981. – V. 37. – P. 463–473.

Harmens A. Three-parameter cubic equation of state for normal substances / A. Harmens, H. Knapp // Ind. Eng. Fundamen. – 1980. – V. 19. – P. 291–294.

Lemmon E.W. NIST Standard Reference Database 23: Reference fluid thermodynamic and transport properties (REFPROP). Version 9.1 / E.W. Lemmon, M.L. Huber, M.O. McLinden; National Institute of Standards and Technology; Standard Reference Data Program. – Gaithersburg, 2013.

Aleksandrov I.S. Thermodynamic properties of technically-important hydrocarbons. Normal nonane / I.S. Aleksandrov, A.A. Gerasimov // Izvestiya KGTU. – 2013. – № 29. – P. 231–240.

Aleksandrov I.S. Application of fundamental equations of state for calculation of thermodynamic properties of normal undecane / I.S. Aleksandrov, A.A. Gerasimov, B.A. Grigoryev // Teploenergetika. – 2011. – № 8. – P. 67–74.

Grigoryev B.A. Fundamental equation of state for n-dodecane and n-tridecane / B.A. Grigoryev, A.A. Gerasimov, I.S. Aleksandrov // Proceedings of I.M. Gubkin Russian state university of oil and gas. – 2012. – № 2 (267). – P. 101–119.

Aleksandrov I.S. Fundamental equation of state for ethylbenzene within the range from triple point to the beginning of thermal dissociation at pressures of 100 MPa / I.S. Aleksandrov // Izvestiya KGTU. – 2011. – № 21. – P. 127–136.

Aleksandrov I.S. Fundamental equations of state for o-m-p-xylenes / I.S. Aleksandrov, A.A. Gerasimov, B.A. Grigoryev // Oboronnyy kompleks – nauchno-tekhnicheskomy progressu Rossii. – 2012. – № 1. – P. 48–62.

Jhavery B.S. Three-parameter modification of the Peng–Robinson equation of state to improve volumetric predications / B.S. Jhavery, G.K. Youngren // SPE Reservoir Engineering. – 1988. – V. 3. – № 3 (August). – P. 1033–1040.

Yushchenko T.S. A new engineering method for creating 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.

The problem of correct predicting thermobaric (PVT – pressure, volume, temperature) properties of reservoir hydrocarbon fluids in a wide range of thermobaric conditions is relevant to the design of gas condensate reservoirs using hydrodynamic simulations. The article considers a new engineering method for creating PVT-models of natural gas condensate mixtures. The method is based on the reproducing of the results of field measurements and basic laboratory studies of representative samples in thermodynamic modeling using equation of state.

The procedure of equation of state parameters consequent setting was developed. It can be performed

without regression analysis, which is traditionally used in the PVT-simulators (Eclipse PVTi, Roxar PVTx, PVT-VIP, PVTsim etc.). As a result, a created PVT-model precisely reproduces the key properties: initial condensate content in the reservoir gas; z-factor of the reservoir gas; gas-oil ratio of gas condensate studies; density of stable condensate; dew point pressure; results of constant volume depletion (CVD) test.

PVT-models created on the base of the proposed method provide reliable information on the properties of a reservoir fluid in development of flow simulation both using a reservoir simulation compositional models and using «live oil» and «wet gas» options of «black oil» models.

The method is illustrated by an example of creation of the adequate PVT-model of Russian natural gas condensate mixture.

References

Tokarev D.K. Adapting scheme for creation of adequate models for gas-condensate systems (by an example of Achimov deposits at the Urengoy oil-and-gas-condensate field) / D.K. Tokarev, D.G. Fateev, A.G. Kozubovskiy et al. – Territoriya Neftegaz. – 2012. – № 12. – P. 46–53.

Brusilovskiy A.I. Procedure for application cubic equations of state in modelling natural gas-condensate mixtures / A.I. Brusilovskiy. – Gazovaya promyshlennost'. – 2004. – № 4. – P. 16–19.

Shchebetov A.V. Quality evaluation and modelling of gas-condensate studies in terms of initial data uncertainty / A.V. Shchebetov, M.V. Galkin. – Gazovaya promyshlennost'. – 2009. – № 9. – P. 40–44.

Zurita A.R. An efficient tuning strategy to calibrate cubic EOS for compositional simulation / Rafael Aguilar Zurita, W.D. McCain // SPE 77382. – 2002.

Schebetov A. Quality check of gas-condensate PVT studies and EOS modeling under input data uncertainty / A. Schebetov, A. Rimoldi, M. Piana // SPE 133258. – 2010.

Hosein R. Extended analysis for gas condensate systems / Raffie Hosein, W.D. McCain // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. – 2009. – P. 163–166.

Joergensen M. Optimization of pseudo-component selection for compositional studies of reservoir fluids / M. Joergensen, E.H. Stenby // SPE 30789. – 1995.

Brusilovskiy A.I. Rational approach to forming models of stratal oils for hydrodynamic calculations at designing and monitoring of development / A.I. Brusilovskiy, A.N. Nugayeva, I.Ye. Khvatova // Vestnik TsKR Rosnedra. – 2009. – № 4. – P. 48–56.

Whitson C.H. Characterizing hydrocarbon plus fraction / C.H. Whitson // SPE Journal. – 1983. – P. 683–694.

R Gazprom 2-3.3-303-2009. Guidance for studding natural gas-condensate systems aimed at calculation of balance and recoverable reserves of natural gas components, designing, analysis and control of OAO «Gazprom» fields' development. – Moscow: OAO «Gazprom»: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2009. – 39 p.

Brusilovskiy A.I. Phase transformations at development of oil and gas fields / A.I. Brusilovskiy. – Moscow: Graal. – 2002. – 575 p.

Poroskun V.I. Principles of oil and fuel gases reserves classifying and calculating / V.I. Poroskun, G.A. Gabrielyants, Yu.A. Podturkin et al. // Informational and analytical bulletin: supplement to «Nedropolzovaniye XXI vek» magazine. – Moscow: National Association for Subsoil Use Auditing. – 2007. – 40 p.

Whitson C.H. Gas condensate PVT – What’s really important and Why? / C.H. Whitson, O. Fevang, T. Yang // Proc. of Optimization of gas condensate fields conference. – London: IBC, 1999.

Whitson C.H. Phase behavior / C.H. Whitson, M.R. Brule // SPE monograph volume. – Texas, 2000. – (Henry L. Doherty series).

Belyakov M.Yu. Scaled equation of state for multicomponent mixtures in the vicinity of liquid-vapor critical point / M.Yu. Belyakov, Ye.Ye. Gorodetskiy, V.D. Kulikov, V.P. Voronov, B.A. Grigoryev // Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of stratal hydrocarbons systems. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 4 (24). – P. 21–29.

On the base of the principle of critical phenomena universality and the hypothesis of thermodynamic fields’ mixing, the equation of state (EOS) for near-critical mixture with given composition has been formulated. To verify the validity of the obtained EOS, it was applied for describing thermodynamic properties of the fourteen-component mixture, which has been studied previously by the adiabatic calorimetry method. The choice of such system is caused by the necessity to model some specific properties of a natural gas condensate. As a result of fulfilled measurements the temperature dependencies of the pressure, the derivative and isochoric heat capacity were obtained for nine isochors including the range of pressures and temperatures close to the critical point. It has been demonstrated, that the proposed equation of state describes adequately the experimental data in one- and two-phase regions of the mixture with sufficiently high accuracy. In addition, the analysis of experimental data by means of developed equation of state enabled to calculate the pressure-temperature and density-temperature dew-bubble curves of the mixture as well as to determine the mixture critical parameters.

References

Behnejad H. Thermodynamic behavior of fluids near critical points / H. Behnejad, J.V. Sengers, M.A. Anisimov // Applied Thermodynamics of Fluids. – Cambridge: Royal Society of Chemistry, 2010. – P. 321–366.

Anisimov M.A. Critical phenomena in fluids and liquid crystals / M.A. Anisimov. – Moscow: Nauka, 1987. – 271 p.

Sengers J.V. Thermodynamic behavior of fluids near critical point / J.V. Sengers, J.M.H. Levelt Sengers // Ann. Rev. Phys. Chem. – 1986. – V. 37. – P. 189–222.

Anisimov M.A. Critical region / M.A. Anisimov, J.V. Sengers // Equations of state for fluids and fluid mixtures. P. 1. V. 5. – Amsterdam: Elsevier, 2000. – P. 381–434.

Zalepugin D.Yu. Development of technologies based on use of overcritical fluids / D.Yu. Zalepugin, N.A. Tilkunova, I.V. Chernyshev et al. // Overcritical fluids: theory and practice. – 2006. – № 1. – P. 27–44.

Brusilovskiy A.I. Phase transformations at development of oil and gas fields / A.I. Brusilovskiy. – Moscow: Graal. – 2002. – 575 p.

Rainwater J.C. Vapor-liquid equilibrium of near-critical binary alkane mixtures / J.C. Rainwater and F.R. Williamson // Int. J. Thermophys. – 1986. – V. 7. – № 1. – P. 65–74.

Anisimov M.A. Crossover between vapor-liquid and consolute critical phenomena / M.A. Anisimov, E.E. Gorodetskiy, V.D. Kulikov et al. // Phys.Rev.E – 1995. – V. 51. – № 2. – P. 1199–1215.

Anisimov M.A. A general isomorphism approach to thermodynamic and transport properties of binary fluid mixtures near critical points / M.A. Anisimov, Ye.Ye. Gorodetskiy, V.D. Kulikov et al. // Physica A. – 1995. – V. 220. – P. 277–324.

Belyakov M.Yu. Thermodynamic properties of multicomponent mixtures nearby a liquid-vapor critical point / M.Yu. Belyakov, V.P. Voronov, Ye.Ye. Gorodetskiy et al. // JETP Letters. – 2008. – V. 88. – № 5. – P. 351–355.

Belyakov M.Yu. Phase behavior and anomalies of thermodynamic properties in a multi-component near-critical fluid mixture / M.Yu. Belyakov, V.P. Voronov, Ye.Ye. Gorodetskiy et al. // Chem. Phys. – 2009. – V. 362. – P. 85–90.

Belyakov M.Yu. Anomalous properties of dew-bubble curves in the vicinity of liquid-vapor critical points / M.Yu. Belyakov, Ye.Ye. Gorodetskiy, V.D. Kulikov et al. // Fluid Phase Equil. – 2013. – V. 358. – P. 91–97.

Voronov V.P. Thermodynamic properties of methane in quartz power / V.P. Voronov, Ye.Ye. Gorodetskiy, S.S. Safonov // J. Phys. Chem. B. – 2007. – V. 111. – P. 11486–11496.

Voronov V.P. Surface forecrystallization of normal alkane C₂₄ in porous glass / V.P. Voronov // JETP. – 2000. – V. 118. – № 6. – P. 163–169.

Liu A.J. The three-dimensional Ising-model revisited numerically / A.J. Liu, M.E. Fisher // Physica A. – 1989. – V. 156. – P. 35–76.

Schofield P. Parametric representation of the equation of state near a critical point / P. Schofield // Phys. Rev. Lett. – 1969. – V. 22. – № 12. – P. 606–608.

Lyugay D.V. Spinodal of hydrocarbon mixtures / D.V. Lyugay, M.Ye. Zaytsev, V.A. Istomin // Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of stratal hydrocarbons systems. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 4 (24). – P. 30–37.

The article analyzes a gas branch of spinodal (the limits of thermodynamic stability) for one-component and binary hydrocarbon mixtures. It is

pointed out, that the existing modelling complexes do not allow calculating properties of hydrocarbon mixtures within metastable area. Regarding this a program code has been developed, as well as thermodynamic stability determinant and spinodals for one-component and binary mixtures of hydrocarbon gases have been calculated according to different equations of state. It is demonstrated that chosen equation of state considerably influences the calculation of thermodynamic stability of hydrocarbon mixtures. An area of quick decrease of system thermodynamic stability long before a spinodal line, when the temperature of the system falls down, is detached. When a gas-dynamic device (throttle, ejector, expander, gas-dynamic separator) is working, such calculations allow to single out thermobaric parameters of a gas flow, when intensive («collapse») condensation of the heavy mixture components starts. So, at gas-dynamic separation it is expedient to provide considerable overcooling of natural gas in order to reach an area of quick condensation of heavy components, which is being associated with rough decrease of determinant of thermodynamic stability.

References

- Alfyorov V.* Supersonic nozzle efficiently separates natural gas components / V. Alfyorov, L. Bagirov, L. Dmitriev et al. // *Oil & Gas Journal*. – 2005. – May. – P. 53–58.
- Deych M.Ye.* Gas dynamics of two-phase medias / M.Ye. Deych, G.A. Filippov. – Moscow: Energoatomizdat, 1981. – 472 p.
- Semchenko V.K.* Selected chapters of theoretic physics / V.K. Semchenko. – Moscow: Uchpedgiz, 1960. – 395 p.
- Semchenko V.K.* On some questions of the thermodynamic stability theory / V.K. Semchenko // *Zhurnal fizicheskoy khimii*. – 1964. – V. 38. – № 9. – P. 2311–2316.
- Walas S.M.* Phase equilibria in chemical engineering. P. 1 / Stanley M. Walas; transl. from Eng. – Moscow: Mir, 1989. – 304 p.
- Yang Yo.* Numerical simulation on non-equilibrium spontaneous condensation in supersonic steam flow / Yong Yang, Shengqiang Shen // *International Communications in Heat and Mass Transfer*. – 2009. – № 36. – P. 902–907.
- Wang X.* Numerical analysis of spontaneously condensing phenomena in nozzle of steam-jet vacuum pump / X. Wang, J. Dong, T. Wang et al. – 2012. – № 86. – P. 861–866.
- Batalin O.Yu.* Phase equilibrium in the systems of natural hydrocarbons / O.Yu. Batalin, A.I. Brusilivskiy, M.Yu. Zakharov. – Moscow: Nedra, 1992. – 272 p.
- Prigozhin I.* Chemical thermodynamics: transl. from Eng. / I. Prigozhin, P. Defey. – Novosibirsk: Nauka, Siberian department, 1966. – 502 p.
- Gibbs J.W.* Thermodynamics. Statistical mechanics / J.W. Gibbs. – Moscow: Nauka, 1982. – 584 p.
- Kunz O.* The GERG-2008 wide-range equation of state for natural gases and other mixtures: an expansion of GERG-2004 / O. Kunz, W. Wagner // *Journal of chemical & engineering data*. – 2012. – P. 3032–3091.
- Gerasimov A.A.* Calculation of phase equilibriums of complex hydrocarbon mixtures on the basis of multiconstant generalized status equations / A.A. Gerasimov, B.A. Grigoryev, I.S. Aleksandrov // *Vesti gazovoy nauki: Problems of research of stratal hydrocarbon systems*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 2 (18). – P. 47–54.
- Yushchenko T.S. Mathematical modeling of PVT-properties of gas condensate systems being in contact with residual water in porous media / T.S. Yushchenko A.I. Brusilovskiy // Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of stratal hydrocarbons systems. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 4 (24). – P. 38–45.**
- The article considers an application of effective mathematical method of phase equilibria calculations in natural gas condensate systems adjusted for presence of residual water in pore spaces of collectors. This method is based on the three-parameter Peng–Robinson cubic equation of state and the Huron–Vidal mixing rule.
- Huron–Vidal mixing rule is used in *PVT*-modeling (PVT – pressure, volume, temperature) instead of classical mixing rule for the correct description of the presence of polar molecules (water, methanol, salt) in a multicomponent system. The applicability of the method is shown in comparison of the results of *PVT*-modeling calculation and experimental data for binary mixtures of water with methane, ethane, propane, n-butane, carbon dioxide and hydrogen sulfide. The new values of parameters used in Huron–Vidal mixing rule are proposed. These values allow to increase the accuracy of phase equilibrium modeling of binary mixtures in a wide range of pressures and temperatures.
- The results of calculation of water content in hydrocarbon mixtures obtained using engineering formula (Bukacek method) and mathematical method based on the Peng–Robinson equation of state and Huron–Vidal mixing rule are compared.
- The effect of the residual water presence on the behavior of gas condensate reservoir systems during deposits development is estimated on the basis of mathematical modeling of constant volume depletion test (CVD-test) with the application of the used method of multiphase equilibrium calculation.
- An example of the effect of residual water on the *PVT*-properties of natural rich condensate system at high temperature reservoir condition is considered.

References

- Mirzadzhanzade A.Kh.* Development of gas-condensate fields / A.Kh. Mirzadzhanzade, A.G. Durmishyan, A.G. Kovalev. – Moscow: Nedra, 1967. – 356 p.
- Ter-Sarkisov R.M.* Development of the natural gas fields. – Moscow: Nedra, 1990. – 659 p.
- Gritsenko A.I.* Studying water influence on phase transformations of gas-condensate mixtures // *Gazovoye delo*. – 1964. – № 4. – P. 3–11.
- Lapshin V.I.* Analytical and experimental evaluation of natural gas water capacity and condensate water impact on phase characteristics / V.I. Lapshin,

A.N. Volkov, I.M. Shafiyev et al. // *Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 1 (12). – P. 79–85.

Radchenko V.V. Features of changes of phases in hydrocarbons systems in presence of water being in different thermobaric conditions: thesis ... cand. of engineering / V.V. Radchenko. – Moscow, 2000. – 164 p.

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 // SPE H.L. Doherty series. – 2000. – Monograph volume 20. – 235 p.

Abrams D.S. Statistical thermodynamics of liquid mixtures: a new expression for the Gibbs energy of partly or completely miscible systems / D.S. Abrams, J.M. Prausnitz // *AIChE J.* – 1975. – 21(1). – P. 116–128.

Fredenslund A. Group-contribution estimation of activity coefficients in non-ideal liquid mixtures / A. Fredenslund, R.L. Jones, J.M. Prausnitz // *AIChE Journal*. – 1975. – V. 21. – P. 1086.

Huron M.J. New mixing rules in simple equations of state for representing vapor-liquid equilibria of strongly non-ideal mixtures / M.J. Huron, J. Vidal // *Fluid Phase Equilibria*. – 1979. – № 3. – P. 255–271.

Pedersen K.S. Phase behavior of petroleum reservoir fluids / K.S. Pedersen, P.L. Christensen. – New York: CRC Press, 2007. – 407 p.

Zaghoul J.S. Multiphase analysis of three-phase (gas-condensate-water) flow in pipes: thesis ... petroleum and natural gas engineering. – 2006. – 344 p.

Namiot A.Yu. Phase equilibria in oil production / A.Yu. Namiot. – Moscow: Nedra, 1976. – 183 p.

Yushchenko T.S. Procedure of creation adequate PVT-model of natural gas-condensate mixture / T.S. Yushchenko, A.I. Brusilovskiy // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2015. – № 1. – P. 46–50.

Smirnov G.S. Molecular-dynamic models of gas hydrates and description of phase diagrams / G.S. Smirnov, V.V. Stegaylov // *Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of stratal hydrocarbons systems*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 4 (24). – P. 46–51.

Natural gas hydrates are non-stoichiometric inclusion compounds that consist of three-dimensional lattice of water molecules (forming a host clathrate structure) with gas molecules (guests) inside clathrate cages. These water clathrate structures (that are less thermodynamically stable than ice or liquid at the same conditions) are stabilized via van-der-Waals host-guest interactions.

There are natural gas hydrate deposits in the shelf and permafrost regions. These deposits have been under active investigation for more than forty years as a perspective fuel source because of high methane content. At the same time the gas hydrates that exist at temperatures and pressures close to their decomposition conditions are considered as ecologically

unsafe. In the case the thermal equilibrium changes, the released methane could contribute significantly to the greenhouse effect. That is why the knowledge of dynamic, thermodynamic and mechanic properties of gas hydrates is important for predicting their behavior during gas extraction from natural gas hydrate deposits.

During the last years a lot of theoretical, experimental and computer studies of gas hydrates have been performed. The investigations of the deposits in Alaska, Canada and Japan show that gas production from hydrates is achievable with current technologies. Moreover, the first ever gas production facility of this kind has been opened (Nankai Trough Methane Hydrate Site).

Molecular dynamics allows studying the properties of materials at the microscopic level, and its development resulted in the understanding of several fundamental gas hydrates properties. Both mechanic and thermodynamic properties of gas hydrates in a wide range of temperatures and pressures were studied for different hydrates, a certain level of understanding of the hydrate formation mechanisms was achieved.

References

Sloan E.D. Clathrate hydrates of natural gases / E.D. Sloan, C. Koh. – 3rd ed. – Boca Raton, Florida: CRC Press, 2007. – 701p.

Yamamoto K. Operational overview of the first offshore production test of methane hydrates in the Eastern Nankai Trough / K. Yamamoto, Y. Terao, T. Fujii et al. // *Offshore Technol. Conf. proc.* – 2014. – P. 1–11.

Westacott R. Full-coordinate free-energy minimisation for complex molecular crystals: type I hydrates / R. Westacott, P. Rodger // *Chem. Phys. Lett.* – 1996. – V. 262 – № 1–2. – P. 47–51.

Moon C. Molecular dynamics study of gas hydrate formation / C. Moon, P.C. Taylor, P.M. Rodger // *J. Am. Chem. Soc.* – 2003. – V. 125. – № 16. – P. 4706–4707.

English N.J. Theoretical studies of the kinetics of methane hydrate crystallization in external electromagnetic fields / N.J. English, J.M.D. MacElroy // *J. Chem. Phys.* – 2004. – V. 120. – № 21. – P. 10247–10256.

English N.J. Molecular-dynamics simulations of methane hydrate dissociation / N.J. English, J.K. Johnson, C. E. Taylor // *J. Chem. Phys.* – 2005. – V. 123. – № 24. – P. 244503.

Istomin V.A. Metastable states of gas hydrates / V.A. Istomin, V.G. Kvon, V.A. Durov // *Gas Ind. Russ.* – 2006. – V. 4. – P. 13–16.

Tung Y.-T. The growth of structure I methane hydrate from molecular dynamics simulations / Y.-T. Tung, L.-J. Chen, Y.-P. Chen et al. // *J. Phys. Chem. B.* – 2010. – V. 114. – № 33. – P. 10804–10813.

Walsh M.R. Methane hydrate nucleation rates from molecular dynamics simulations: effects of aqueous methane concentration, interfacial curvature, and system size / M.R. Walsh, G.T. Beckham, C.A. Koh et al. // *J. Phys. Chem. C.* – 2011. – V. 115. – № 43. – P. 21241–21248.

- Jacobson L.C.* Nucleation pathways of clathrate hydrates: effect of guest size and solubility / L.C. Jacobson, W. Hujo, V. Molinero // *J. Phys. Chem. B.* – 2010. – V. 114. – № 43. – P. 13796–13807.
- Knott B.C.* Homogeneous nucleation of methane hydrates: unrealistic under realistic conditions. / B.C. Knott, V. Molinero, M.F. Doherty et al. // *J. Am. Chem. Soc.* – 2012. – V. 134. – № 48. – P. 19544–19547.
- Turner D.J.* Sensitivity of methane hydrate phase equilibria to sediment pore size / D.J. Turner, R.S. Cherry, E.D. Sloan // *Fluid Phase Equilib.* – 2005. – V. 228–229. – P. 505–510.
- Berendsen H.J.C.* The missing term in effective pair potentials / H.J.C. Berendsen, J.R. Grigera, T.P. Straatsma // *J. Phys. Chem.* – 1987. – V. 91. – № 24. – P. 6269–6271.
- Abascal J.L.F.* A general purpose model for the condensed phases of water: TIP4P/2005. / J.L.F. Abascal, C. Vega // *J. Chem. Phys.* – 2005. – V. 123. – № 23. – P. 234505.
- Abascal J.L.F.* A potential model for the study of ices and amorphous water: TIP4P/Ice / J.L.F. Abascal, E. Sanz, R. García Fernández et al. // *J. Chem. Phys.* – 2005. – V. 122. – № 23. – P. 234511.
- Guillot B.* A computer simulation study of the temperature dependence of the hydrophobic hydration / B. Guillot, Y. Guissani // *J. Chem. Phys.* – 1993. – V. 99. – № 10. – P. 8075.
- Paschek D.* Temperature dependence of the hydrophobic hydration and interaction of simple solutes: an examination of five popular water models / D. Paschek // *J. Chem. Phys.* – 2004. – V. 120. – № 14. – P. 6674–6690.
- Docherty H.* A potential model for methane in water describing correctly the solubility of the gas and the properties of the methane hydrate / H. Docherty, A. Galindo, C. Vega et al. // *J. Chem. Phys.* – 2006. – V. 125. – № 7. – P. 074510.
- Smirnov G.S.* Melting and superheating of sI methane hydrate: molecular dynamics study / G.S. Smirnov, V.V. Stegailov // *J. Chem. Phys.* – 2012. – V. 136. – № 4. – P. 044523.
- Conde M.M.* Determining the three-phase coexistence line in methane hydrates using computer simulations / M.M. Conde, C. Vega // *J. Chem. Phys.* – 2010. – V. 133. – № 6. – P. 064507.
- Dyadin Y.A.* Decomposition of methane hydrates up to 15 kbar / Y.A. Dyadin, E.Y. Aladko, E.G. Larionov // *Mendeleev Commun.* – 1997. – V. 7. – № 1. – P. 34–35.
- Jensen L.* Calculation of liquid water-hydrate-methane vapor phase equilibria from molecular simulations / L. Jensen, K. Thomsen, N. von Solms et al. // *J. Phys. Chem. B.* – 2010. – V. 114. – № 17. – P. 5775–5782.
- Smirnov G.S.* Toward determination of the new hydrogen hydrate clathrate structures / G.S. Smirnov, V.V. Stegailov // *J. Phys. Chem. Lett.* – 2013. – V. 4. – № 21. – P. 3560–3564.
- Ben M.D.* Second-order møller-pletset perturbation theory in the condensed phase: an efficient and massively parallel gaussian and plane waves approach / M. Del Ben, J. Hutter, J. Vandevondele // *J. Chem. Theory Comput.* – 2012. – V. 8. – № 11. – P. 4177–4188.
- Wang J.* Molecular-dynamics and first-principles calculations of raman spectra and molecular and electronic structure of hydrogen clusters in hydrogen clathrate hydrate / J. Wang, H. Lu, J.A. Ripmeester et al. // *J. Phys. Chem. C.* – 2010. – V. 114. – № 49. – P. 21042–21050.
- Zhang J.* First principles molecular dynamics study of filled ice hydrogen hydrate / J. Zhang, J.-L. Kuo, T. Iitaka // *J. Chem. Phys.* – 2012. – V. 137. – № 8. – P. 084505.
- Jiang H.* Molecular dynamics simulations of methane hydrate using polarizable force fields / H. Jiang, K.D. Jordan, C.E. Taylor // *J. Phys. Chem. B.* – 2007. – V. 111. – № 23. – P. 6486–6492.
- Dyer P.J.* The importance of polarizability in the modeling of solubility: quantifying the effect of solute polarizability on the solubility of small nonpolar solutes in popular models of water / P.J. Dyer, H. Docherty, P.T. Cummings // *J. Chem. Phys.* – 2008. – V. 129. – № 2. – P. 024508.
- Kiss P.T.* Testing recent charge-on-spring type polarizable water models. I. Melting temperature and ice properties / P.T. Kiss, P. Bertsyk, A. Baranyai // *J. Chem. Phys.* – 2012. – V. 137. – № 19. – P. 194102.
- Conde M.M.* Note: a simple correlation to locate the three phase coexistence line in methane-hydrate simulations / M. M. Conde, C. Vega // *J. Chem. Phys.* – 2013. – V. 138. – № 5. – P. 056101.

Sheberstov Ye.V. Features of mass transfer in collectors of shale gas and problems of mathematical modelling / Ye.V. Sheberstov // Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of stratal hydrocarbons systems. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 4 (24). – P. 52–59.

Tempting prospects of shale oil and gas fields' development has driven intensification of studding processes in the low-permeable reservoirs, containing a lot of organogenic material (kerogen). One of motives for such heightened interest is a fact that real indicators of development occurred to be higher than predictive ones, gained by means of traditional calculation techniques. Studying of physical basics of fluids' movement and adequate math models will allow grounding more optimistic ways to develop this type of resource.

Among the characteristic features of reservoirs being examined are: small dimensions of pores, which contain the main reserves of gas, presence of significant amounts of gas in adsorbed state, presence of dissolved gas in kerogen.

The article briefly overviews mathematical models of separate (elementary) processes presented in scientific literature. A way to integrate these models and to create of complex models based on the concept of multicontinual media, such as interstitial and porous media, adsorbed gas and kerogen, is suggested. A set of media and exchange processes is being selected depending on features of a particular reservoir.

The tasks appearing at different representation of exchange articles are discussed. At the final part of the paper some methods of numerical simulation are examined. An algorithm of self-similar solving of tasks for infinite strata and examples of computer calculations by means of Fortran program are suggested.

References

Shabro V. Pore-scale numerical modeling of petrophysical properties with applications to hydrocarbon-bearing organic shale: thesis...d-r of phil. / V. Shabro; University of Texas at Austin. – December, 2013.

Vermilyen J.P. Geomechanical studies of the Barnett Shale: thesis...d-r of phil. / J.P. Vermilyen; Stanford University. – May, 2011.

Lopatkin A.A. Theoretical basics of physical adsorption. – Moscow: M.V. Lomonosov Moscow state university publishers, 1983. – 344 p.

Swami V. A numerical model for multi-mechanism flow in shale gas reservoirs with application to laboratory scale testing / V. Swami, A. Settari, F. Javadpour // SPE-164840-MS.

Barenblatt G.I. Movement of liquids and gases in porous strata / G.I. Barenblatt, V.M. Yentov, V.M. Ryzhik. – Moscow: Nedra, 1984. – 211 p.

Abramovich G.N. Applied gas dynamics / G.N. Abramovich. – Moscow: Nauka, 1969. – 824 p.

Kikoin A.K. Molecular physics / A.K. Kikoin, I.K. Kikoin. – Moscow: Nauka, 1976. – 480 p.

Florence F.A. Improved permeability prediction relations for low permeability sands / F.A. Florence, J.A. Rushing, K.E. Newsham et al. – Paper SPE 107954 presented at SPE Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium held in Denver, Colorado, 16–18 Apr. 2007; doi: 10.2118/107954-MS.

Romm Ye.S. Structural models of porous space in rocks / Ye.S. Romm. – Leningrad: Nedra, 1985.

Wu Y.S. A generalized framework model for the simulation of gas production in unconventional gas reservoirs / Y.S. Wu, J. Li, D.-Y. Ding // SPE Journal. – 2014. – P. 1–13.

Guo X. Seepage mechanism and transient pressure analysis of shale gas / X. Guo, W. Wang // Applied mathematics. – 2013. – № 4. – P. 197–203.

Sheberstov Ye.V. Mathematical modelling of hydrodynamic research of wells in interstitial porous media / Ye.V. Sheberstov, I.Yu. Korchzhkina // Upravleniye kachestvom v neftegazovom komplekse. – 2012. – № 2. – P. 52–56.

Parfenova N.M. Gas condensates of the Yuzhno-Kirinskoye oil-gas-condensate field: prospects for use / N.M. Parfenova, L.S. Kosyakova, I.M. Shafiyev, E.B. Grigoryev, M.M. Orman, I.V. Zanocheva // Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of stratal hydrocarbons systems. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 4 (24). – P. 60–65.

For the first time complex physicochemical studies of condensates from 5 exploration wells of Yuzhno-Kirinskoye gas-condensate field, which is the primary object of the Sakhalin offshore development

in the framework of the Eastern gas program of PAO «Gazprom», were held. Development of Yuzhno-Kirinskoye field started in 2010. Drilling of the first two wells on the Yuzhno-Kirinskoye structure has identified industrial gas-condensate deposit in the rocks of Dagi Miocene horizon. In 2013–2014 wells № 3–6 were drilled.

Due to the fact that in the coming years commercial operation of the Yuzhno-Kirinskoye field is planned, the study of the chemical nature and directions of rational use of condensates is relevant and timely. It is established that condensates of the Yuzhno-Kirinskoye field, selected from exploratory wells № 1, 2, 3, 5, 6 of three operational facilities, belong to condensates of light (wells № 1–3 with, condensate density is of 742,0–748,8 kg/m³) and medium (wells № 5–6, condensate density is of 750,1–754,6 kg/m³) types. These condensates are low-paraffin, low-resin, low-sulfur, their chemical composition corresponds to methanenaphthenic type. They boil away at the temperature range of TC–300 °C with the residue of 5,5–6,4 % wt. Physicochemical characteristics of the condensates are similar, but not identical. For all parameters there are some variations.

Gasoline, kerosene and diesel fractions of the condensates are characterized by high yields, favorable chemical composition and high level operational characteristics, which allow to recommend these fractions as a basis for gaining respective fuels. Two ways to process the condensates of Yuzhno-Kirinskoye field are recommended: 1) «fuel variant» is to use gasoline, kerosene and diesel fractions of the condensates as a basis to produce the fuels of various grades; 2) «petrochemical variant» – to produce valuable hydrocarbons for the petrochemical industry from easy parts of condensates (up to 150 °C) – methylcyclohexane, toluene, xylenes, since their content in condensates is visible: methylcyclohexane – 4,2 to 4,3 % wt., toluene – 2,4 to 2,6 % wt., xylenes – 3 to 4 % wt.

References

Gazprom postpones putting the Yuzhno-Kirinskoye field into operation to 2019 // Oil&Gas/J/ Russia. – 2014. – № 6. – 10 p.

Kosyakova L.S. Geochemical studies of gas condensates at Yuzhno-Kirinskoye oil-gas-condensate field / L.S. Kosyakova, N.M. Parfenova, V.Yu. Artemiev, I.M. Shafiev, M.M. Orman // Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of stratal hydrocarbons systems. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 4 (24). – P. 66–73.

The Yuzhno-Kirinskoye field is located in the Okhotsk Sea on the North-Eastern Sakhalin offshore at a distance of 35 km from the coast. The sea depth in the area of the field varies in the range of 110–320 m. Yuzhno-Kirinskaya structure is one of the major structures identified through seismic exploration in the Kirinsky block. In 2010–2014 on this structure 6 wells, which established existence of industrial gas-condensate deposit in the Dagi horizon, were drilled.

It is a multilayer deposit, thickness of its productive layer is 14–16 m.

Due to the presence of anomalous zones in the thick of the Dagi horizon, which were detected by means of the 3D seismics, and to very complicated tectonics, it seemed interesting to identify the geochemical characteristics of the component composition of the condensates on the area of Yuzhno-Kirinskoye field. Using the capillary gas-liquid chromatography (GLC) and infrared spectrometry the geochemical characteristics of the condensates from the Yuzhno-Kirinskoye field were obtained. According to the results of gasoline fractions GLC, the various ratios were calculated being the indicators of conditions of the organic matter source formation and the degree of its catagenic transformation.

It is established that the condensates from six exploration wells of the Yuzhno-Kirinskoye field are similar in fractional and component composition, but not identical, being formed from organic matter of mixed type. By alkane ratios the fluids of the Yuzhno-Kirinskoye field refer to condensates of gas-condensate-oil deposits with oil rims. By the ratios of hydrocarbon gasoline fractions the fluids of the Yuzhno-Kirinskoye field are secondary condensates. For the condensate from the well № 4 some differences in comparison with other condensates of the field are identified, which are probably connected with location of the well on the Western end of the structure.

References

Dzyublo A.D. Geological structure and oil-gas-bearing capacity of Kirinskiy block of the Sakhalin island / A.D. Dzyublo, O.A. Shnip, K.E. Khalimov // *Neft, gaz i biznes.* – 2013. – № 3.

Parasyna V.A. Yuzhno-Kirinskoye field as a prospective base of gas production at the Far East of Russia / V.A. Parasyna, M.L. Tsemalko, G.N. Gogonenkov // *Geologiya nefi i gaza.* – 2012. – № 3.

Chakhmachev V.A. Geochemical and paleogeothermal aspects of oil-and-gas-bearing prospects estimation / V.A. Chakhmachev, T.P. Volkova // *Geologiya nefi i gaza.* – 1994. – № 6.

Chakhmachev V.A. Geochemistry of the hydrocarbon system migration process / V.A. Chakhmachev. – Moscow: Nedra, 1983.

Popovich T.A. Hydrocarbon indicators as a basis to forecast the phase-genetic types of gas-condensate agglomerations at the continental shelf of the North-Eastern Sakhalin / T.A. Popovich // *Geology and development of the oil and gas fields of the Sakhalin and its shelf.* – Moscow: Nauchnyy mir, 1997.

Vinogradova T.L. Hydrocarbon and heteroatomic compounds as the indicators for thermal maturity of organic matter of rocks and naptides / T.L. Vinogradova, V.A. Chakhmachev, Z.G. Agafonova et al. // *Geologiya nefi i gaza.* – 2001. – № 6.

Lyugay D.V. Peculiarities of structure, properties and phase characteristics of stratal mixtures of deep-seated oil-gas-condensate deposits at PAO «Gazprom» fields / D.V. Lyugay, V.I. Lapshin, A.N. Volkov, A.A. Konstantinov // *Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of stratal hydrocarbons systems.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 4 (24). – P. 74–83.

Determination of gas-condensate reservoir characteristics of systems of deep-seated deposits especially with a complex composition of the reservoir gas is associated with significant difficulties: a lot of depth, pore pressure prediction, the complex composition of the reservoir gas, high content of C_{5+} , the possible presence of aggressive components H_2S , CO_2 .

On the example of three deep-seated deposits (Astrakhan, Achimov deposits of Urengoy field, the Jurassic sediments of Arctic foxes field) the procedure for conducting gas-condensate research, as well as results of determining the stratal gas composition, physico-chemical characteristics of the condensate, and thermodynamic characteristics of stratal mixtures are shown.

Changes in composition, properties and phase characteristics of the stratal mixtures of three deep-seated deposits are analyzed. It is shown, that the amount of condensate extraction depends on the following factors:

- potential contents of condensate in gas formation;
- composition of a gas reservoir;
- temperature and pressure conditions of deposit location;
- degree of reservoir system saturation with C_{5+} hydrocarbons;
- enrichment with intermediate hydrocarbons of gas phase;
- content of H_2S and CO_2 in gas formation.

Changing in values of listed parameters significantly affects extraction of condensate from the bowels; but stretched fractional composition and high content of naphthenic hydrocarbons on the contrary worsen the solubility of stratal condensate in the gas thereby reducing the volumes of condensate recovery.

References

Lapshin V.I. Thermodynamic features of forming and extraction of stratal fluids at the Astrakhan field: review / V.I. Lapshin, D.V. Izyumchenko, V.A. Nikolayev et al. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2010. – 86 p.

Lapshin V.I. Analytical and experimental studies of the non-hydrocarbon components impact on hydrocarbon gas/liquid systems phase transformations / V.I. Lapshin, D.V. Lyugay, A.N. Volkov et al. // *Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 1 (12). – P. 27–35.

Lapshin V.I. Plants for thermodynamic research of stratal oil-gas-condensate systems at OAO «Gazprom» fields / V.I. Lapshin, A.N. Volkov, I.M. Shafiyev // *Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies*

of hydrocarbon field bedded systems: in 2 parts / ed. by B.A. Grigoryev. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2011. – Part 1. – P. 92–102.

Lapshin V.I. Phase transformations of retrograde hydrocarbon systems / V.I. Lapshin // *Gazovaya promyshlennost'*. – 1992. – № 7. – P. 26–28.

Izumchenko D.V. Condensate return at development of oil-and-gas-condensate deposits up to depletion / D.V. Izumchenko, V.I. Lapshin, V.A. Nikolayev et al. // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2010. – № 1. – P. 24–27.

Kuznetsov M.A. Heat capacity of fluid-saturated reservoir rock hydrocarbons fields / M.A. Kuznetsov, P.O. Ovsyannikov, Ye.B. Grigoriev, P.A. Nesterov // *Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of stratal hydrocarbons systems*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 4 (24). – P. 84–87.

The method for calculating heat capacity of sand and carbonate rocks saturated with hydrocarbons is examined. It is assumed, that the rock-fluid system obeys the Neumann–Kopp rule of equal additivity. Influence of temperature on the heat capacity of rock-forming minerals is estimated by the Mayer–Kelly equation. For practical calculations to temperatures of 600 K the lithological heat-capacity triangles for sand and carbonate rocks are suggested. The heat capacities of saturating hydrocarbons in various phase states are calculated by means of the mentioned comparative methods.

References

Kuznetsov M.A. State of thermalphysic research of stratal systems / M.A. Kuznetsov, Ye.B. Grigoryev, P.O. Ovsyannikov // *Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems: in 2 parts* / ed. by B.A. Grigoryev. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2011. – Part 2. – P. 69–82.

Kuptsov S.M. Methodology to forecast the thermalphysic properties of stratal fluids and rocks at oil fields / S.M. Kuptsov: synopsis of thesis...d-r of engineering. – Moscow, 2010. – 42 p.

Physical materials science. V. 2: Basics of materials science. Chap. 4: Thermodynamics in materials science: textbook. – Moscow: MEPhI, 2007. – P. 15–227.

Abridged reference-book of physicochemical quantities / ed. by K.P. Mishchenko, A.A. Ravdel. – Leningrad: Khimia, 1974. – 200 p.

Akinfiyev N.N. Research wiin training practicum in chemistry (thermodynamics): practical manual / N.N. Akinfiyev, S.S. Yepifanova. – Moscow: Russian state geological prospecting university, 2008. – 29 p.

Frolov V.T. Lithology: textbook. – Moscow: M.V. Lomonosov Moscow state university publishers, 1993. – 432 p.: ill.

Kuznetsov M.A. Correlation comparison of thermodynamic properties of gaseous hydrocarbons at high temperatures and pressures / M.A. Kuznetsov, P.O. Ovsyannikov, E.B. Grigoryev et al. // *Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 1 (12). – P. 138–144.

Kuznetsov M.A. Heating capacity of hydrocarbons in above-critical thermobaric conditions / M.A. Kuznetsov, P.O. Ovsyannikov, E.B. Grigoriev et al. // *Vesti gazovoy nauki: Actual problems of research of stratal hydrocarbon systems*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 2 (18). – P. 59–63.

Nezovitina M.A. About the calculation of thermal diffusion factors for ternary gas system in the context of rigorous kinetic theory / M.A. Nezovitina, A.F. Bogatyrev, O.A. Makeyenkova // *Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of stratal hydrocarbons systems*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 4 (24). – P. 88–92.

Formulas of rigorous kinetic theory and various semi-empirical methods are now being used to calculate the thermal diffusion factor (TDF) for multicomponent gas systems. According to the conducted experimental studies, the calculation of TDF using rigorous kinetic theory gives the deviation of about 10–100 %. In addition, for certain values deviations are not only quantitative but qualitative, too.

In the paper, the calculated and experimental values of TDF for ternary gas system $H_2-N_2-CO_2$ and for the corresponding binary systems are given. The calculation was performed for the Lennard–Jones potential. It is shown, that while using classic combinational rules for calculating parameters of the interaction potential of diverse particles, the calculated values of TDF disagree with experimental ones significantly – by 10–60 %.

Values for the parameters in the Lennard–Jones potential in regard of interaction of diverse molecules have been matched, which, then, have been used for calculating the values of TDF for binary gas systems within the framework of the rigorous kinetic theory. The calculated values are consistent with the experimental data. Use of these calculated parameters of the Lennard–Jones potential for the interaction of diverse particles leads to an agreement between the calculated and experimental values of TDF in the ternary gas systems.

Thus, the formulas of rigorous kinetic theory can be applied for the calculation of thermal diffusion characteristics for multicomponent gas systems, but selection of the method for finding parameters of potential for interaction of diverse particles is still actual.

References

Walley E. The elementary theory of thermal diffusion / E. Walley, E.R.S. Winter // *Trans. Farad. Soc.* – 1950. – № 46. – P. 517–526.

Laranjeira M.F. An elementary theory of thermal and pressure diffusion in gaseous binary and complex mixtures. II: Binary mixtures with experimental comparison / M.F. Laranjeira // *Physica*. – 1960. – V. 26. – № 6. – P. 417–430.

Hirschfelder J.O. Molecular theory of gases and liquids / J.O. Hirschfelder, Ch.F. Curtiss, R.B. Bird. – Moscow: Foreign Literature Publishers, 1961. – 929 p.

Shashkov A.G. Factor of gas mixtures thermal diffusion / A.G. Shashkov, A.F. Zolotukhina, V.B. Vasilenko. – Minsk: Belorusskaya nauka, 2007. – 239 p.

Van der Valk F. Thermal diffusion in ternary mixtures. I: Theory / F. Van der Valk // Phys. – 1963. – V. 29. – № 5. – P. 417–426.

Van der Valk F. Thermal diffusion in ternary mixtures. II: Experiments / F. Van der Valk, A.E. De Vries // Phys. – 1963. – V. 29. – № 5. – P. 427–436.

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.

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.

Deb S.K. Thermal diffusion in ternary gas mixtures / S.K. Deb, A.K. Barua // Physica. – 1967. – V. 34. – № 3. – P. 438–444.

Bogatyrev A.F. Study of molecular mass transfer in multicomponent gas systems at low-temperature conditions / A.F. Bogatyrev, O.A. Kulikova // Izvestia vuzov. Problemy energetiki. – 2013. – № 3–4. – P. 127–130.

Bogatyrev A.F. Thermal diffusion in ternary gas systems / A.F. Bogatyrev, O.A. Kulikova // Nauchnoye obozreniye. – 2012. – № 3. – P. 160–166.

Bogatyrev A.F. Measurements and calculations of thermal diffusion separation in ternary gaseous systems / A.F. Bogatyrev, O.A. Kulikova // Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 1 (12). – P. 36–40.

Bogatyrev A.F. Temperature and concentration dependence of thermal-diffusion separation in ternary gas systems / A.F. Bogatyrev, O.A. Kulikova // Inzhenerno-fizicheskiy zhurnal. – 2014. – V. 87. – № 5. – P. 1255–1265.

Bogatyrev A.F. Method of calculation for thermal-diffusion separation in ternary gas systems / A.F. Bogatyrev, O.A. Kulikova, M.A. Nezovitina // Nauchnoye obozreniye. – 2013. – № 3. – P. 184–190.

Bogatyrev A.F. Influence of gas mixture composition on thermal diffusion in ternary gas systems / A.F. Bogatyrev, O.A. Makeyenkova, M.A. Nezovitina // Vestnik of the Kazan state technical university. – 2014. – V. 17. – № 19. – P. 191–193.

Bogatyrev A.F. Thermal-diffusion separation in a binary mixture with addition of rare gas / A.F. Bogatyrev, O.A. Makeyenkova, M.A. Nezovitina // Yestestvennyye i tekhnicheskiye nauki. – 2014. – № 2. – P. 37–42.

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.

Waldmann L. Die temperaturscheinungen bei der diffusion in ruhenden gasen und ihre mehtechnische anwendung / L. Waldmann // Ztschr. Phys. – 1947. – V. 124. – № 1–2. – P. 2–29.

Bogatyrev A.F. Effect of thermodiffusive separation of components on heat transfer in multicomponent gas mixtures / A.F. Bogatyrev, Y.I. Zhavrin, N.D. Kosov

et al. // Heat Transfer. Sov. Res. – 1978. – V. 10. – № 2. – P. 38–42.

Bogatyrev A.F. Calculational 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.

Rid R. Properties of gases and liquids / R. Rid, T. Shervud. – Leningrad: Khimiya, 1971. – 702 p.

Buleyko V.M. Determination of hydrate number and density of propane hydrate by the method of precision adiabatic calorimetry / V.M. Buleyko, B.A. Grigoryev, V.A. Istomin et al. // Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of stratal hydrocarbons systems. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 4 (24). – P. 93–98.

Using the precision adiabatic calorimetry method the density and hydrate number of propane hydrate were determined at the thermobaric conditions of liquid and gaseous propane. Density and hydrate number of propane hydrate were determined based on the measured ratios of pressure and temperature differentials dP/dT along an equilibrium line of «hydrate – ice (water) – propane», as well as on the basis of enthalpies, balance and strict thermodynamical relationships (Clapeyron–Clauzius equation). Usability conditions of Clapeyron–Clauzius equation for the «water – pure alkane» system were determined.

Density is one of the thermodynamic parameters of any substance, including gas hydrates. Density and hydrate number measurements are accompanied with a number of difficulties. Therefore experimental data of these parameters are determined only for a small quantity of hydrates.

Experimental values of density and hydrate numbers of pure alkanes must be used for selection of the technological regimes of the wells exploitation.

References

Voronov V.P. State system of standard reference data. Calculation method 118-05 (ГСССД МЭ 118-05). Procedure of experimental research of boundary curves and isochoric heat capacity of hydrocarbon mixtures within the ranges of temperatures 110..420 K and pressures up to 60 MPa / V.P. Voronov, P.V. Popov, V.M. Buleyko. – Moscow: STANDARTINFORM, 2005. – 42 p.

Buleiko V.M. Experimental investigation of quartz powder specific surface influence on the phase behavior of ternary hydrocarbon mixtures / V.M. Buleiko, B.A. Grigoryev, V.A. Istomin // Vestnik of Kazan state technical university. – 2014. – V. 17. – № 23. – P. 101–107.

Buleiko V.M. Experimental investigation of the thermodynamic properties of hydrates of n-alkane hydrocarbons / V.M. Buleiko, G.A. Vovchuk, B.A. Grigoryev // Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2012. – V. 3 (11). – P. 283–299.

Putilov K.A. Thermodynamics / K.A. Putilov. – Moscow: Nauka, 1971. – P. 377.

Groysman A.G. Thermal-physic properties of gas hydrates / A.G. Groysman. – Moscow: Nauka, 1985. – P. 94.

Buleiko V.M. Patterns of phase transformations of hydrocarbon mixtures in the oil-and-gas-bearing strata of the fields being developed (according to experimental data): thesis...d-r of engineering / V.M. Buleiko. – Moscow: Oil and gas research institute of the Russian academy of sciences, 2007. – P. 277.

Buleiko V.M. Experimental investigation of the thermodynamic properties of gas hydrates in porous media at the thermobaric conditions answering the liquid state of the hydrocarbon hydrate-generating components / V.M. Buleiko, G.A. Vovchuk, B.A. Grigoryev et al. // *Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 1 (12). – P. 224–233.

Troitsky V.M. Physical modeling of hydrate formation in a mode of natural gas filtering in porous media of Chayanda oil-gas-condensate field / V.M. Troitsky, A.F. Sokolov, V.A. Istomin, S.G. Rassokhin, V.P. Vankov, A.V. Mizin, A.E. Alemanov // *Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of stratal hydrocarbons systems.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 4 (24). – P. 99–109.

Development and exploitation of the problem Chayanda oil-gas-condensate field (OGCF) will require new technological approaches and solutions. One of innovation is the water-alternating-gas (WAG) technology. In the case of WAG, it is important to know in advance – what minimum salinity the reservoir water must have before injection into the deposit to prevent hydrate formation processes.

This paper presents the results of the experimental study of the processes of hydrate formation during filtration of gas and water with various extents of mineralization within the single capillary at Chayanda OGCF reservoir conditions. Methane gas and separation gas of Botuoba horizon were used as gas phase, and solutions of calcium-sodium salt in distilled water were used as the liquid phase. It was found experimentally that hydrate formation for methane occurs at water salinity below 150 g/l and in the case of gas separation the one occurs at salinity below 200 g/l.

In addition, the processes of methane hydrate formation and decomposition in filtering mode and with temperature changes in Chayanda OGCF stratum physical model at initial water saturation of 64 % were studied in detail.

Most susceptible parameters of hydrate stratum filtration in the forms of pressure drop in reservoir model and the excess volume of gas evolved in process of hydrate decomposition were found out. It is shown that 30 % of water contained in reservoir model transfers to hydrate phase during methane hydrates formation.

References

Istomin V.A. Gas hydrates in natural conditions / V.A. Istomin, V.S. Yakushev. – Moscow: Nedra, 1992. – 236 p.

Rassokhin S.G. Modelling «water-alternating-gas» impact on a low-permeable oil stratum / S.G. Rassokhin, V.M. Troitskiy, A.V. Mizin et al. // *Gazovaya promyshlennost'.* – 2009. – № 5 – P. 40–44.

Troitsky V.M. Justification of the selection of oil displacement agents for development of oil/gas/condensate fields in Eastern Siberia on the basis of experimental study results / V.M. Troitsky, S.G. Rassokhin, A.F. Sokolov et al. // *Book of abstracts of International Gas Union Research Conference (IGRC-2014), September 17–19, 2014.* – Copenhagen, Denmark, 2014.

Troitsky V.M. Formation and decomposition of methane gas hydrates during gas filtration / V.M. Troitsky, A.F. Sokolov, V.A. Istomin et al. // *Vesti gazovoy nauki: Problems of development of gas, gas condensate and oil/gas/condensate fields.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 4 (20). – P. 135–145.

Izumchenko D.V. Evaluation and compatibility of the Chayanda oil-gas-condensate field water resources for technical water supply and flooding / D.V. Izumchenko, G.P. Kosachuk, S.V. Burakova et al. // *Gazovaya promyshlennost'.* – 2009. – № 11. – P. 43–46.

Specs (TY) 51-841-87 with chang. 1–3. Gaseous methane. Specifications.

Ryzhov A.E. Improving fluid filtration to saline reservoir rocks / A.E. Ryzhov, B.A. Grigoriev, D.M. Orlov // *Book of abstracts of International Gas Union Research Conference (IGRC-2014), September 17–19, 2014.* – Copenhagen, Denmark, 2014.

Lugay D.V. Peculiarities of exploration and designing of development in regard of the Chayanda oil-gas-condensate field / D.V. Lugay // *Gazovaya promyshlennost'.* – 2010. – № 14/654: special issue. – P. 56–58.

Orlov D.M. Experimental investigation of flow velocity influence on rock fracturing / D.M. Orlov, A.V. Bogdanov, A.P. Fedoseev // *Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of stratal hydrocarbons systems.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 4 (24). – P. 110–115.

Experimental study of the flow velocity influence on the risk of rock fracturing was performed for productive sediments of Dagi formation regarding one of the gas fields at the sea shelf of Sakhalin. The experiments were held under conditions of equiaxed and non-equiaxed stress of the matrix of dry or partially water-saturated reservoir rocks in a wide range of reservoir properties. Rocks fracturing did not occur when the average pressure gradient for the collection of core samples reached 25–30 MPa/m. It is shown, that destruction of the dry and partially water-saturated cores didn't occur even in a case of a shear stress. It was found, that filtration of water during centrifuging provided a stronger effect on

the structure of the rock matrix than gas flow with large gradients in situ stress conditions.

References

Kovalenko Yu.F. Analysis of stressed state and decomposition of rocks nearby an oil well: preprint / Yu.F. Kovalenko, K.B. Ustinov, A.A. Galanin. – Moscow: Institute of applied mechanics of RAS. – 2009. – № 919. – 36 p.

Kovalev A.L. Geomechanical model of the rock mass containing an oil/gas deposit being developed or an underground gas storage / A.L. Kovalev, E.V. Sheberstov // *Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 1 (12). – P. 204–215.

Orlov D.M. Experimental determination of strength characteristics of poorly consolidated sandstones and aleurolites / D.M. Orlov, N.V. Savchenko, A.E. Ryzhov et al. // *Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 1 (12). – P. 184–191.

Gutierrez M.S. Coupling of fluid flow and deformation in underground formations / M.S. Gutierrez, R.W. Lewis // *Journal of engineering mechanics.* – July 2002. – V. 128. – Is. 7. – P. 779–787.

Vásárhelyi B. Influence of water content on the strength of rock / B. Vásárhelyi, P. Ván // *Engineering geology.* – 2006. – V. 84. – P. 70–74.

Carles P. Water-weakening of carbonates under stress: new insights into pore-volume compressibility measurements / P. Carles, P. Lapointe // *Petrophysics (SPWLA).* – 2005. – V. 46. – Is. 5. – P. 361–368.

Krikunov A.I. Determination of location for Botuobinskiy productive horizon and HM1, HM2 strata of Hamakinskiy productive horizon in the southern part of the Chayanda oil-gas-condensate field / A.I. Krikunov, A.Ye. Ryzhov, L.A. Filippova, N.Yu. Kanunnikova // *Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of stratal hydrocarbons systems.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 4 (24). – P. 116–125.

Southern periphery of the Chayanda oil-gas-condensate field is being characterized with both quite complex structure of lower-Vend terrigenous deposits and absolutely insufficient extent of their knowledge. In 2014 at this territory the 3D-seismic surveys were held and structural maps were composed in regard of some reflecting seismic horizons including a cover of Botuobinskiy and a bottom of Hamakinskiy productive deposits. Analysis of acquired materials shows, that location of faults at all these maps does not depend on the age of deposits and is constant. So, one can conclude, that maps depict either only young faults, which have been generated after forming of the Vend terrigenous carbonate rock complex, or the faults that have demonstrated their activity repeatedly. Today a question, if there are some intra-structural or buried faults in this region, is still open. These faults could appear during the periods of severe structural transformations, when the deposits of one or another age under the influence of

tectonic forces went upwards, were washed-out or, vice versa, submerged deeply.

Besides the prospect to enlarge the area of gas and oil fields due to the studied region, it seems promising that nearby a well number 808 it is planned to create in the HM2 stratum of the Hamakinskiy productive horizon an underground storage for concentrated helium. In this context the interesting fact is that various authors differently divide and compare the sections of wells drilled here.

Four correlation schemes, which were composed by the authors of this article using field geophysical data and macro description of core characterizing the deposits of the terrigenous Vend in the south part of the Chayanda oil-gas-condensate field, bring out clearly, that in a mainly mudded off thick, overlapping the HM2 stratum, there are no reservoir rocks. This interval of rocks could be with gross certainty assumed to be a cover for the underground storage of concentrated helium.

References

Ryzhov A.E. Boundary position's update between lower byuuskaya and upper byuuskaya subsuit of Chayandinskoe oil gas condensate field with the involvement of the lithological, geological and geophysical criteria / A.E. Ryzhov, A.I. Krikunov, L.A. Ryzhova et al. // *Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 1 (12). – P. 161–173.

Ryzhov A.E. Impact of the internal structure of the Khamakinsky producing horizon and location of its stratigraphic borders in the southern part of the Chayandinskoye field / A.E. Ryzhov, A.I. Krikunov, L.A. Filippova (Ryzhova) et al. // *Vesti gazovoy nauki: Actual problems of research of stratal hydrocarbon systems.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 2 (18). – P. 12–18.

Ryzhov A.E. Specification of the history of formation of the southern and the Samanchakitsky blocks identified at the Chayandinskoye field during the Pre-Cambrian age / A.E. Ryzhov, A.I. Krikunov, L.A. Filippova (Ryzhova) et al. // *Vesti gazovoy nauki: Actual problems of research of stratal hydrocarbon systems.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 2 (18). – P. 19–26.

Ryzhov A.E. Determination of the degree of influence of the tectonic factor on the formation of deposits of hydrocarbons on the Samanchakitsky block of the Chayandinskoye oil and gas condensate field / A.E. Ryzhov, A.I. Krikunov, L.A. Filippova (Ryzhova) et al. // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 3 (19). – P. 99–105.

Krikunov A.I. Results of cyclostratigraphic analysis aimed at refining the history of the terrigenous Vend deposits forming at the southern periphery of the Chayanda oil-gas-condensate field / A.I. Krikunov, A.Ye. Ryzhov, L.A. Filippova, N.Yu. Kanunnikova // *Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of stratal hydrocarbons systems.* –

Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 4 (24). – P. 126–134.

Necessity to create an underground storage for concentrated helium nearby the well number 808 became a serious reason for carrying out 3D-seismic survey at the southern periphery of the Chayanda field. In order to detail the inner structure of the low-Vend terrigenous deposits in this region a correlation scheme was composed within the range from sulphate-carbonate rocks of the Byukskaya suite formation to siltstone-sand-gravelly deposits of the Talakhskaya suite formation along a line of 321-56, 321-58, and 321-75 wells. Within a section of wells 19 geophysical and lithological synchronous reference horizons were marked out.

Using methods of cyclostratigraphy analysis a thick of the terrigenous Vend in the southern part of the Chayanda field is decomposed in details and correlated, the history of forming for a complex of rocks, revealed with the 321-56, 321-58, 321-75 wells, is shown. No one well overlapping the HM2 productive stratum, where the underground storage for concentrated helium is going to be created, contains any reservoir rocks. In respect to lithologic-phase research, a predominantly muddied rock interval located above the HM2 stratum could be concerned a reliable tight fluid trap cover. Only a fault, revealed in 2013 as a result of the paleo-structural studies carried out at the Gazprom VNIIGAZ and confirmed with 3D-survey data, causes anxiety. If this fault near the 808 well does not poses the fluid-trap properties, it could seriously reduce usable area of the helium underground storage.

References

Krikunov A.I. Results of lithological and field-geophysical research of the Khamakinskiy productive horizon rocks at the Chayanda field / A.I. Krikunov, L.A. Ryzhova, N.Yu. Kanunnikova // *Vesti gazovoy nauki: Actual problems of hydrocarbon fields stratal systems research*. Part. 1. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2011. – № 1 (6). – P. 146–161.

Ryzhov A.E. Definition location borders of hamakinskiy productive horizon in Chayandinskoe field well sections / A.E. Ryzhov, A.I. Krikunov, L.A. Ryzhova et al. // *Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 1 (12). – P. 174–183.

Ryzhov A.E. Specification of the history of formation of the southern and the Samanchakitsky blocks identified at the Chayandinskoye field during the Pre-Cambrian age / A.E. Ryzhov, A.I. Krikunov, L.A. Filippova (Ryzhova) et al. // *Vesti gazovoy nauki: Actual problems of research of stratal hydrocarbon systems*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 2 (18). – P. 19–26.

Krikunov A.I. Refining the inner structure of the Upper-Daginskiy deposits at the Yuzhno-Kirinskoye oil-gas-condensate field by means of cyclostratigraphic analysis / A.I. Krikunov, L.A. Filippova, N.Yu. Kanunnikova // *Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of stratal hydrocarbons systems*. –

Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 4 (24). – P. 135–143.

The article is devoted to refining the inner structure of the Middle-Miocene Upper-Daginskiy oil-and-gas-bearing deposits at the Northern-East shelf of Sakhalin.

Issue of raw fuel supply is of current importance at the Far East, where liquid and gaseous hydrocarbon agglomerations have been intensively explored and surveyed last years. In this regard the most prospective are the territory of Sakhalin and the waters of its continental shelf. Geological structure of the island and its shelf demonstrates participation of metamorphized rocks from a dislocated foundation of mesozoic and other ages, and also cainozoic deposits of sedimentary cover (Paleogene, Neogene, and Quaternary systems), which are presented with huge, mostly terrigenous thicknesses.

Concerning the oil and gas deposits the Upper-Daginskiy stratigraphic subhorizon of the Middle Miocene is quite interesting. It is presented mostly with alternation of sandstones, siltstones and clays.

Cyclostratigraphic analysis enabled to compose 4 correlation schemes, to reveal and retrace in the sections of wells the spatial location of even-aged deposits related to 5 sedimentation cycles, and 20 synchronous reference horizons. Along with five wash-out surfaces, which are revealed and shown at the correlation schemes, the well sections contain some evidences of additional local wash-outs, which did not affect the whole field area. Most likely it is caused by numerous tectonic blocks, which were moving vertical in different periods of time. The hydrodynamic relationship of these blocks should be studied carefully.

References

Russian gas encyclopedia / ed. by R.I. Vyakhirev. – Moscow: Bolshaya Rossiyskaya entsiklopediya, 2004. – P. 527.

Aleksandrov S.M. The Sakhalin island / S.M. Aleksandrov. – Moscow: Nauka, 1973. – P. 183.

Galushkin Yu.I. Thermal history of lithosphere of the Northern-East Sakhalin shelf and evaluation of its oil-and-gas-bearing capacity / Yu.I. Galushkin, K.A. Sitar, A.V. Kunitsina // *Geologia nefiti i gaza*. – 2009. – № 2. – P. 61–66.

Kharakhinov V.V. Oil-and-gas geology of the Sakhalin region / V.V. Kharakhinov. – Moscow: Nauchnyy mir, 2010. – P. 276.

Zhukov V.S. Changing in physical properties of a reservoir caused by increase of effective pressure at a field being developed (modelling on example of the Yuzhno-Kirinskoye field) / V.S. Zhukov, P.Yu. Ivanov // *Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of stratal hydrocarbons systems*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 4 (24). – P. 144–148.

When the oil and gas fields are being developed, usually the reduction of stratal pressure occurs, but the rock pressure of upper rocks does not change. Here the stresses redistribute, and the part of a load, which a rock fluid (water, gas, oil etc.) has been taking, falls on a rock skeleton – its hard matrix. So, the main reasons

for changing of physical properties during operation of a hydrocarbon field are drop of stratal pressure and/or increase of effective pressure.

By modelling the stratal conditions the complex of physical properties for more than 170 rocks of the Yuzhno-Kirinskoye oil-gas-condensate field Daginskiy suite formation was determined. In regard to physical modelling of field development process the following parameters were evaluated: the complex changes in physical properties of rocks at the stratal pressure decrease of 10 MPa and correspondent effective pressure increase from 37 to 47 MPa. Mean voids ratio reduced at 0,049 absolute %, relative change gave 0,024 %. Velocity of longitudinal wave increased at 0,070 km/s, i.e. at 2,0 %. Velocity of traverse wave increased at 0,019 km/s, i.e. at 1,17 %. Bulk density increased at 0,00071 g/cm³, i.e. at 0,034 %. Compressibility of pore space increased at $1,67 \cdot 10^{-5}$ 1/atm, i.e. at 10,5 %. Average value of gas permeability decreased at 0,242 mD, i.e. at 0,144 %. All changes are given in relation to the average values of petrophysical parameters at the effective pressure in a stratum equal to 37 MPa.

Changes in a number of rock petrophysical parameters due to the increase of effective pressure were analyzed and estimated to a first approximation. Obtained dependencies often differ from the linear ones. So, they are to be refined in the course of additional experimental studies. Acquired results will help to evaluate changes in stratal conditions, detected according to the data of geophysical research of wells, and to estimate an extent of changes in productive horizons due to reduction of stratal pressure during development of a field.

References

Avchan G.M. Petrophysics of sedimentary rocks in deep-level conditions / G.M. Avchan, A.A. Matveenko, Z.B. Stefankevich. – Moscow: Nedra, 1979. – 224 p.

Dakhnov V.N. Geophysical methods for determination of reservoir properties and rock oil-gas-bearing capacity / V.N. Dakhnov. – Moscow: Nedra, 1975. – 334 p.

Zhukov V.S. Laboratory modelling of the stratal pressure reduction while developing the oil and gas fields / V.S. Zhukov // *Bureniye i nef't*. – 2006. – № 1. – P. 8–9.

Kuzmin Yu.O. Modern geodynamics and variations of rocks' physical properties / Yu.O. Kuzmin, V.S. Zhukov. – Moscow: Moscow State University Publishers, 2004. – 262 p.

Dobrynin V.M. Deformations and changes in physical properties of oil and gas reservoirs / V.M. Dobrynin. – Moscow: Nedra, 1965. – 163 p.

Izvekov I.B. Criteria and prospects for search and survey of Jurassic and Cretaceous hydrocarbon deposits in a zone of joining the Yamal, Nadym-Purskaya, and Gydan regions of the West-Siberian megaprovince / I.B. Izvekov // *Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of stratal hydrocarbons systems*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 4 (24). – P. 149–160.

Regarding geologic and geophysical knowledge the Arctic regions of the West-Siberian oil-and-gas-bearing megabasin are studied unequally. Some provinces and districts are surveyed in detail, others are being now at initial stage of geological surveying. Tazovsky Peninsular is relatively well studied, the Yamal Peninsular is known quite worse, the worst known territory of the West-Siberian megaprovince is the most northern and hard-to-reach Gydan oil-and-gas-bearing province.

A junction zone of Yamal, Nadym-Purskaya and Gydan oil-and-gas-bearing provinces is characterized with various oil-and-gas-bearing capacity both by section, and by area. Survey works indicated rather wide age-related range of oil-and-gas-bearing capacity in this zone. Industrial-scale agglomerations of hydrocarbons were found beginning from the Cenomanian cover to Paleozoic sediments.

Prospects of further oil and gas searching and surveying in the studied region are stipulated for a number of criteria. The main criterion, determining a character of structures' forming and sedimentation, is tectonic development of the studied zone. In regard to tectonics, the stage of continental rifting exerted the main influence on forming of structures. Differentiation of tectonic movements promoted hypsometric separation of territory. Such separation was reflected in a structure of the Mesozoic-Cainozoic cover as a whole. Differentiated tectonic movements of a foundation in many respects predetermined phase heterogeneity.

Along with tectonic criterion, which determined character of sedimentation, a stratigraphic factor is not less important. It has determined consistency of sediments by section and by area. Peculiarity of the studied junction zone is its timing to an area of phase zones' substitution in Jurassic and Cretaceous sediments.

Besides sediments' distribution by area and sections, one is to consider a lithologic criterion, which determines the quality of reservoirs and covers. Lithologic features of the studied region are presented on a scale of oil-and-gas-bearing complexes.

Taking into account the criteria of search and the level of geological and geophysical knowledge about the region, one can state, that the main outlooks for further hydrocarbon fields search and survey are connected with the Gydan Peninsular and adjacent areas of the Tazovsky and Ob gulfs. On the basis of analyzed hydrocarbon deposits' allocation within the oil-and-gas-bearing complexes some recommendation on research and surveying of fields are done.

References

Ognev A.F. Fault-shear deformations at collision of the Tazovsky and Gydan geoblocks and their influence on gas distribution in massive traps of Cenomanian sediments according to results of 2D and 3D seismic modelling in waters of the Tazovsky Gulf and adjacent areas of land / A.F. Ognev, V.A. Kholodilov, M.L. Tsemkalo et al. // *Proceedings of the III International conference on exploration of Russian offshore oil and gas resources: the Arctic and*

the Far East (ROOGE 2010), September 14–15, 2010. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2010.

Surkov V.S. Low-Middle-Jurassic complex of the West-Siberian plate – peculiarities of its structure and oil-and-gas-bearing capacity / V.S. Surkov, L.V. Smirnov, F.G. Gurari et al. // *Geologia i geofizika*. – 2004. – V. 45. – P. 55–58.

Decisions of 6th Interdepartmental stratigraphic meeting for examining and adoption of refined stratigraphic schemes of Mesozoic sediment in the Western Siberia. – Novosibirsk, 2003.

Skorobogatov V.A. Gydan: geological structure, hydrocarbon resources, future... / V.A. Skorobogatov, L.V. Stroganov. – Moscow: Nedra-Biznesstsentr, 2006. – 261 p.

Geology and minerals of Russia. V. 2. – Saint Petersburg: A.P. Karpinsky Russian geological research institute, 2000. – P. 43–158.

Skorobogatov V.A. Geological structure and gas-and-oil-bearing capacity of Yamal / V.A. Skorobogatov, L.V. Stroganov, V.D. Kopeyev. – Moscow: Nedra-Biznesstsentr, 2003. – 352 p.

Ognev A.F. Peculiarities of oil and gas fields' forming in the dynamically active zone of the Mesosoyakhsy chain in the Ob-Tazovsky shoal of the West-Siberian oil-and-gas-bearing basin / A.F. Ognev, N.A. Turenkov // *Collected papers of the 8th International conference on settling the oil and gas resources of Russian Arctic and the continental shelf of CIS (RAO\ CIS Offshore 2007)*, September 11–13, 2007. – Saint Petersburg, 2007.

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.

The article reviews modern methods of computer atomistic modelling for molecular systems in regard to the questions of hydrocarbons' recovery. Atomistic modelling allows calculating properties of substances ab initio, i.e. without experiments. Here the examples of atomistic models used for description of equations of state and transport properties of molecular compounds are examined. It is shown, that modern atomistic models of hydrocarbons are highly withstanding (i.e. homologous molecules are being constructed of similar «blocks» with given parameters of interaction) and at the same time precisely reproduce in the course of computer experiment phase diagrams of individual substances and binary mixtures. The approaches to calculation porous media permeability for coercible gases are examined. Corresponding examples of calculation by means of direct modelling according to the molecular dynamics method are suggested. Examples show both single-phase and multi-phase flowers, where due to gas condensation in pores the permeability of one component can change spasmodically. On the basis of data from scientific publications one can conclude, that results of atomistic

modelling may be used along with experimental data as the input information for hydrodynamic stratal models.

References

Norman G.E. Stochastic theory of classic molecular dynamics method / G.E. Norman, V.V. Stegaylov // *Matematicheskoye modelirovaniye*. – 2012. – V. 24. – № 6. – P. 3–44.

Pisarev V.V. Non-classic kinetics of embryo-forming at crystallization of the overcooled melt / V.V. Pisarev // *Journal of Physical Chemistry*. – 2014. – V. 88. – № 7–8. – P. 1201–1206.

Norman G.E. Molecular-dynamic analysis of crystallization regarding overcooled melt of aluminum / G.E. Norman, V.V. Pisarev // *Journal of Physical Chemistry*. – 2012. – V. 86. – № 9. – P. 1578–1583.

Norman G.E. Homogenous nucleation in an overheated crystal. Molecular-dynamic calculation / G.E. Norman, V.V. Stegaylov // *Doklady Akademii nauk*. – 2002. – V. 386. – № 3. – P. 328–332.

Jorgensen W.L. Development and testing of the OPLS all-atom force field on conformational energetics and properties of organic liquids / W.L. Jorgensen, D.S. Maxwell, J. Tirado-Rives // *J. Am. Chem. Soc.* – 1996. – V. 118. – № 45. – P. 11225–11236.

Martin M.G. Transferable potentials for phase equilibria. 1: United-atom description of *n*-alkanes / M.G. Martin, J.I. Siepmann // *J. Phys. Chem. B*. – 1998. – V. 102. – P. 2569–2577.

Chen B. Transferable potentials for phase equilibria. 3: Explicit-hydrogen description of normal alkanes / B. Chen, J.I. Siepmann // *J. Phys. Chem. B*. – 1999. – V. 103. – P. 5370–5379.

Bai P. TraPPE-zeo: Transferable potentials for phase equilibria force field for all-silica zeolites / P. Bai, M. Tsapatsis, J.I. Siepmann // *J. Phys. Chem. C*. – 2013. – V. 117. – P. 24375–24387.

Wu J. Effect of nanoparticles on oil-water flow in a confined nanochannel: a molecular dynamics study / J. Wu, J. He, O. Torsæter et al. // *SPE International Oilfield Nanotechnology Conference proc.* – 2012. – P. 156995.

Nagayama G. Effects of interface wettability on microscale flow by molecular dynamics simulation / G. Nagayama, P. Cheng // *Int. J. Heat Mass Transfer*. – 2004. – V. 47. – P. 501–513.

Cygan R.T. Molecular models of hydroxide, oxyhydroxide, and clay phases and the development of a general force field / R.T. Cygan, J.-J. Liang, A.G. Kalinichev // *J. Phys. Chem. B*. – 2004. – V. 108. – P. 1255–1266.

Jackson R.A. A transferable interatomic potential for calcium carbonate / R.A. Jackson, G.D. Price // *Molecular Simulation*. – 1992. – V. 9. – P. 175–177.

Yoshioka T. A molecular dynamics simulation of pressure-driven gas permeation in a micropore potential field on silica membranes / T. Yoshioka, M. Asaeda, T. Tsuru // *Journal of Membrane Science*. – 2007. – V. 293. – P. 81–93.

Yoshioka T. Molecular dynamics studies on gas permeation properties through microporous silica

membranes / T. Yoshioka, M. Asaeda, T. Tsuru // Separation and Purification Technology. – 2001. – V. 25. – P. 441–449.

Yoshioka T. Condensable vapor permeation through microporous silica membranes studied with molecular dynamics simulation / T. Yoshioka, M. Asaeda, T. Tsuru // Separation and Purification Technology. – 2003. – V. 32. – P. 231–237.

Yoshioka T. Transport properties of condensable and non-condensable gas mixtures through microporous silica membranes studied with molecular dynamics simulation / T. Yoshioka, J. Tanaka, T. Tsuru et al. // Program and abstracts of Chemical Engineering congress of Asian Pacific Confederation. – 2004. – P. 741.

Yasuoka K. Molecular dynamics simulation of supersaturated vapor nucleation in slit pore / K. Yasuoka, G.T. Gao, X.C. Zeng // J. Chem. Phys. – 2000. – V. 112. – P. 4279.

Kachalov V.V. Gas-condensate deposit as an oscillation system / V.V. Kachalov, I.L. Maykov, D.A. Molchanov et al. // Vesti gazovoy nauki: Actual problems of research of stratal hydrocarbon systems. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 2 (18). – P. 106–112.

Zaychenko V.M. Peculiarities of hydrocarbon mixtures' filtration in porous media / V.M. Zaychenko, I.L. Maykov, V.M. Torchinskiy // Teplofizika vysokikh temperatur. – 2013. – V. 51. – № 6. – P. 855–863.

Sklyarov Z.P. Distribution dynamics of licenses at the RF continental shelf in 1993–2014 / Z.P. Sklyarova, V.S. Tkach // Vesti gazovoy nauki: Actual issues in research of stratal hydrocarbon systems. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 4 (24). – P. 166–175.

The article reviews transfer of licenses to use the sites containing reserves of raw hydrocarbons and located completely or partly at the sea shelf of Russian Federation in a period from 1993, when the first offshore-site licenses were legalized, to 2015. There is information on dynamics of changes in the quantity of licensed sites as well as their allocation over the sea waters of Russian Federation and distribution by types of license (for exploration, for extraction of hydrocarbons, and through licenses for research, survey and extraction of hydrocarbons).

Distribution of licenses by the main developers, such as Gazprom, Lukoil, Rosneft, NOVATEK, is also analyzed. Separately the licensed sites possessed by the independent companies and companies working on the grounds of the Production Sharing Agreement, and the sites being researched according to state contracts (regional research works, mapping, preparation for licensing etc.) are examined.

Primary the chronology of main events in offshore licensing is presented. Besides, the main changes in legislation related to the licensing of the offshore subsoil sites, affecting the correspondent activity in subsoil use (liberalization or complication of licensing, alteration of terms of license granting, etc.) are listed.

Sites' distributions by license types, developers and regions are visualized with corresponding diagrams and schemes of sites' allocation. The sites, which could be transferred to developers in the nearest future (by means of auctions, competitions or regulations of the RF Government), are listed.

References

Subsoil use in Russia: bulletin / Federal Agency for Subsoil Use (Rosnedra) of the Ministry of natural resources and environment of RF. – Moscow, 2005–2015.

Vestnik TEK: bulletin. – Moscow, 2011–2015.

Orders of the Ministry of natural resources and environment of RF // www.mnr.gov.ru

Orders of the Federal Agency for Subsoil Use (Rosnedra) // www.rosnedra.gov.ru

Combined State Register of Subsoil Plots and Licenses // Russian Federal Fond of Geology (Rosgeolfond) of Federal Agency for Subsoil Use (Rosnedra). – www.rfgf.ru/license/index.php

Materials of the internet journal Oilcapital.Ru. – www.oilcapital.ru

Materials of Business magazine Neftegaz.Ru. – www.neftegaz.ru

Materials of the internet journal Oil&Gas Eurasia. – www.oilandgaseurasia.com/ru

Federal law of 30.11.1995 № 187-FZ (ed. 30.11.1995, 10.02.1999, 27.12.2009, 02.05.2015) «On the continental shelf of the Russian Federation».

Law of RF of 21.02.1992 № 2395-1 (ed. 03.03.1992, 01.12.2007, 29.04.2008, 13.07.2015) «On subsoil».

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 с аспирантов за публикацию не взимается.

Редакция оставляет за собой право не рассматривать статьи, не соответствующие вышеизложенным требованиям.

Тематика номеров научно-технического сборника «Вести газовой науки» 2016 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



Digest
«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