

# ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ

**АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ**

**5**  
2018

Научно-технический  
сборник

# «Вести газовой науки»

№ 5 (37) / 2018

Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов

Издается

с 2010 г.

ISSN

2306-8949

Учредитель

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

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

Свидетельство  
о регистрации СМИ

ПИ № ФС77-56652  
от 26.12.2013 г.

Главный редактор

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

Зам. главного редактора

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

Редакционная коллегия

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

Научный редактор

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

Рецензенты

*А.И. Грищенко*, д.т.н., профессор  
*В.В. Сычев*, д.т.н., профессор

Над номером работали

Ответственный редактор

*Т.Г. Осияненко*

Редактор

*А.Я. Стефанова*

Корректор

*М.В. Бурова*

Редактор перевода

*А.Я. Стефанова*

Верстка

*Н.А. Владимиров*

Дизайн

*И.Ю. Белов*

Адрес редакции

142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка,  
Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1.

По вопросам подписки и приобретения обращаться:

Тел./факс: + 7 (498) 657-41-73

E-mail: [vesti-gas@vniigaz.gazprom.ru](mailto:vesti-gas@vniigaz.gazprom.ru)

[www.vesti-gas.ru](http://www.vesti-gas.ru)

Подписано в печать 31.01.2019 г. Тираж 500 экз.

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

Отпечатано в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

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

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

© ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2018

Цена свободная.

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

## Слово редактора

В настоящий сборник вошли статьи, подготовленные по материалам II Международной научно-практической конференции «Актуальные вопросы исследования пластовых систем» (SPRS-2018), состоявшейся в сентябре 2018 г. в Москве. В работе конференции, организованной ПАО «Газпром» и ООО «Газпром ВНИИГАЗ», приняли участие более 150 представителей ПАО «Газпром» и его дочерних обществ, ведущих российских и иностранных нефтегазовых и сервисных компаний, вузов, институтов Российской академии наук, научно-технических центров и организаций нефтегазовой отрасли, которые представляли 65 компаний из семи стран мира.

Приветствия участникам конференции SPRS-2018 направили: президент РАН академик Александр Михайлович Сергеев; председатель Комитета Государственной думы РФ по энергетике, президент Российского газового общества Павел Николаевич Завальный; член Правления ПАО «Газпром», начальник департамента Всеволод Владимирович Черепанов.

На пленарном заседании прозвучали доклады о современном состоянии и ключевых задачах исследований нефтегазовых пластовых систем в ПАО «Газпром», включая комплексную программу развития корпоративной системы работ с кернавым материалом и пластовыми флюидами, а также о фундаментальных и прикладных вопросах исследований нефтегазовых пластовых систем, в том числе особенностях изучения объектов сложного строения.

На секционных заседаниях были сделаны более 100 докладов о газоконденсатных и газодинамических исследованиях скважин, исследованиях керна пород-коллекторов, пород – покрышек залежей нефти и газа, пластовых флюидов и их компонентов, фильтрации многофазных потоков. Большое внимание уделялось вопросам моделирования пластовых систем, разработки уравнений состояния пластовых флюидов, исследованиям фазового поведения сложных многокомпонентных систем, газогидратов, изучению тепловых свойств флюидонасыщенных горных пород.

На круглых столах рассматривались вопросы разработки и изготовления новых экспериментальных установок и оборудования для исследования нефти и флюидов. Успехом пользовалась выставка оборудования, представленного рядом отечественных фирм.

По итогам конференции отмечены актуальность и высокий уровень представленных докладов, определен статус конференции как постоянно действующей. Особо подчеркивалась необходимость координации исследований керна и пластовых флюидов, построения детальных моделей порового пространства и прямого моделирования многофазных многокомпонентных течений в масштабе пор пород-коллекторов, создания единой системы рекомендуемых и стандартных справочных и нормативных данных для нефтегазодобывающей отрасли и др.

Провести III Международную научно-практическую конференцию «Актуальные вопросы исследования пластовых систем» планируется в сентябре 2020 г.



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

## Содержание

- 4 **Александров И.С., Григорьев Б.А., Герасимов А.А.**  
Прогнозирование фазового поведения технологических фракций нефти на основе нового PC-SAFT-уравнения состояния с использованием искусственных нейронных сетей
- 12 **Богатырев А.Ф., Кучеренко М.А., Макеенкова О.А.**  
Расчет коэффициентов вязкости разреженных смесей газов, содержащих метан, этан, пропан, н-бутан
- 20 **Булейко В.М., Григорьев Б.А., Музыкина В.С.**  
Фазовое состояние трехкомпонентной смеси «метан – пропан – декан» с малой концентрацией декана
- 30 **Базаев А.Р., Базаев Э.А.**  
Объемные свойства природного газа, залегающего в пластах в условиях высоких температур и давлений
- 38 **Касперович А.Г., Моторин Д.В., Омельченко О.А., Украинцева Д.Е.**  
О расчетах растворимости метанола в газовых конденсатах
- 46 **Парфёнова Н.М., Григорьев Е.Б., Косякова Л.С., Шафиев И.М., Логинов В.А., Наренков Р.Ю., Кубанова М.М., Люгай А.Д.**  
Характерные особенности конденсатов Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции
- 59 **Волков А.Н., Лапшин В.И., Константинов А.А.**  
Особенности фазового поведения пластовых газожидкостных систем сложного состава
- 65 **Кубанова М.М., Крайн Д.Р., Наренков Р.Ю.**  
Обоснование выбора математической корреляции для определения молярной массы по экспериментальным данным для газоконденсатных систем месторождений Кириного блока шельфа о. Сахалин
- 72 **Михалкина О.Г., Семёнов Е.О., Коновалов В.А.**  
Влияние глинистых минералов на газопроницаемость пород-коллекторов дагинской свиты Охотской нефтегазоносной провинции (шельф о. Сахалин)
- 82 **Жуков В.С., Семёнов Е.О., Кузьмин Ю.О.**  
Динамика физических свойств коллекторов при разработке месторождений нефти и газа
- 100 **Семёнов Е.О., Захарчук В.А., Михалкина О.Г., Пушкарёва Д.А.**  
Потенциал нижнетриасовых резервуаров Астраханского свода в качестве подземного хранилища кислых газов сепарации
- 110 **Соколов А.Ф., Жуков В.С., Рассохин С.Г., Троицкий В.М., Мизин А.В., В.П. Ваньков, Алеманов А.Е., Монахова О.М., Семёнов Е.О., Иселидзе О.В., Михалкина О.Г., Коновалов В.А., Перунова Т.А.**  
Сравнительный анализ свойств тампонажного камня, сформированного различными способами из портландцемента ПЦТ I-G-CC1
- 121 **Жуков В.С., Плешков И.В.**  
Влияние водонасыщенности на изменение физических свойств коллектора
- 129 **Эмиров С.Н., Рамазанова А.Э., Джаватов Д.К., Бейбалаев В.Д., Амирова А.А., Давудов И.А., Аливердиев А.А.**  
Экспериментальные и теоретические исследования коэффициента эффективной теплопроводности горных пород в условиях высоких давлений и температур
- 133 **Солдатов С.Г., Левинский И.Ю., Шарафутдинов Р.Ф., Гушинец А.С., Лычева Е.Ф.**  
Рекомендации по экспресс-оценке технологических коэффициентов извлечения газа, конденсата для месторождений на стадии разведки и пробной эксплуатации
- 140 **Троицкий В.М., Григорьев Б.А., Рассохин С.Г., Соколов А.Ф., Ковалёв А.Л., Корчажкина И.Ю., Фомин Е.Л., Мизин А.В., Ваньков В.П.**  
Применение методов физического и математического моделирования для оценки эффективности использования технологии водогазового воздействия на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении
- 156 **Сокотущенко В.Н., Григорьев Е.Б., Богданов А.В., Попов А.А.**  
Задача неустановившейся прямолинейно-параллельной фильтрации смеси метана, пропана, пентана и гептана при наличии предельного градиента давления
- 164 **Ковалёв А.Л., Шеберстов Е.В.**  
Численное моделирование локально-неравновесной фильтрации в газоконденсатных пластах

- 172 **Кононов А.В., Манихин О.Ю., Ожерельев Д.А.**  
Интеграция расчетных программ комплексного моделирования в систему управления технологических процессов газового промысла
- 176 **Козлов А.Д., Колобаев В.А.**  
Нормативно-справочные данные для обеспечения измерения расхода (количества) и качества продукции нефтегазового комплекса
- 182 **Дадашев М.Н., Булаева Н.М., Филенко Д.Г., Григорьев Е.Б., Бабаев С.Н., Джафаров Р.Ф., Мурсалов Р.Р.**  
Исследование процесса извлечения органического вещества из твердых горючих ископаемых
- 187 **Цветков О.Б., Клецкий А.В., Лаптев Ю.А., Ефременкова А.К.**  
Скрининг глобальных климатических приоритетов выбора рабочих веществ низкотемпературных установок
- 192 **Bedrikovetsky P., Zeinijahromi A., Badalyan A., Russell T., Chequer L., Borazjani S., You Z.**  
Prediction and management of fines migration for oil and gas production
- 201 **Воронов В.П., Кияченко Ю.Ф., Поднек В.Э., Сирота А.С., Юдин И.К., Григорьев Б.А.**  
Оптический метод изучения фазового поведения околокритических углеводородных флюидов
- 212 **Сведения об авторах**
- 219 **Information about the authors**

**В 38**

**Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 5 (37): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – 225 с. – ISSN 2306-8949.**

В сборник, подготовленный по итогам международной конференции SPRS-2018, включены 24 статьи, отражающие наиболее свежие результаты теоретических и экспериментальных исследований пластовых систем месторождений углеводородов.

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

***Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 5 (37): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, 225 pp. ISSN 2306-9849. (Russ.).***

Collected book prepared in followup on the SPRS-2018 international conference includes 24 articles summarizing the latest results of theoretical and experimental studies of bedded hydrocarbon systems.

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

УДК 536.22

## Прогнозирование фазового поведения технологических фракций нефти на основе нового PC-SAFT-уравнения состояния с использованием искусственных нейронных сетей

И.С. Александров<sup>1\*</sup>, Б.А. Григорьев<sup>2</sup>, А.А. Герасимов<sup>1</sup>

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

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

\* E-mail: alexandrov\_kgrd@mail.ru

**Ключевые слова:** уравнение состояния, нефть, фазовое равновесие, искусственная нейронная сеть.

**Тезисы.** На основе наиболее надежных экспериментальных данных о критических свойствах углеводородов различного строения с использованием искусственных нейронных сетей разработана новая модель, применимая для прогнозных расчетов фазовых равновесий природных углеводородных смесей – технологических фракций нефти. Предлагаемая модель позволяет идентифицировать характеристические константы PC-SAFT-уравнения состояния применительно к псевдокомпонентам (подфракциям), которыми моделируется состав нефтяных фракций. Метод расчета фазовых равновесий базируется на обученной нейронной сети и авторском PC-SAFT-уравнении состояния. Входными параметрами для нейронной сети являются псевдокритические параметры подфракций и их молекулярная масса. Основу обрабатываемого массива данных составили данные о критических константах углеводородов различного строения. На основе указанного массива данных по методу Левенберга – Марквардта произведено обучение однослойной нейронной сети с обратным распространением ошибки. Для устранения эффекта переобучения сети параллельно проводились процедуры тестирования и проверки (валидации).

В статье приводятся результаты тестирования на массиве экспериментальных данных о давлениях начала кипения и конденсации нефтяных фракций. Показано, что точность описания фазовых равновесий соответствует точности современных многоконстантных уравнений состояния. При этом предлагаемый метод позволяет сократить количество псевдокомпонентов при моделировании состава сложной углеводородной смеси без существенной потери точности описания фазовых равновесий.

Информация о фазовых равновесиях и калорических свойствах сложных (многокомпонентных) углеводородных смесей необходима при проектировании разработки газоконденсатных месторождений и теплообменной аппаратуры и создании алгоритмов и программ автоматического управления соответствующими технологическими процессами. Производить подобные расчеты с высокой точностью позволяют многоконстантные фундаментальные уравнения состояния (МФУС) [1]. Однако, как отмечалось ранее [2], «эмпирический характер этих уравнений в совокупности с недостатком экспериментальных данных об исследуемых веществах приводит к разнообразным численным и физическим проблемам в расчетах фазовых равновесий и существенно ограничивает их прогнозные возможности применительно к сложным углеводородным смесям, содержащим компоненты с сильно отличающимися молекулами», в связи с чем авторами предложен альтернативный подход, основанный на использовании уравнений состояния, полученных в рамках статистической теории ассоциированного флюида (SAFT). Далее, в развитие темы, рассмотрим возможность прогнозирования характеристических констант SAFT-уравнений состояния при помощи искусственных нейронных сетей.

## Уравнение состояния

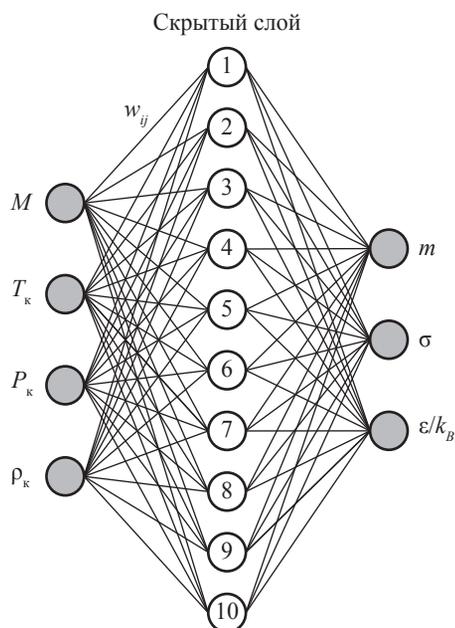
Для моделирования фазового поведения нефтяных фракций выбрано теоретически обоснованное PC-SAFT-уравнение состояния с авторским набором констант (см. оптимизированный вариант матрицы универсальных параметров PC-SAFT-уравнения состояния [2, табл. 1 и 2, с. 239]), обладающее широкими прогнозными возможностями. (Базовая теоретическая модель подробно описана в предыдущей публикации [2].) Уравнение разрабатывалось в первую очередь для описания фазовых равновесий в смесях *n*-алканов [3].

Применение PC-SAFT-уравнения состояния применительно к чистым веществам и смесям известного состава (см. [2]) не вызывает особых проблем, так как для данной SAFT-модели имеется достаточно обширная база характеристических констант чистых веществ [3, 4]. Однако при моделировании состава сложных природных углеводородных смесей возникает проблема определения таких констант для псевдокомпонентов (здесь – подфракций нефти). В литературе предлагается достаточное количество различных корреляций для указанных констант. Однако диапазон их применимости и их прогнозные возможности ограничены. Одним из выходов может быть использование искусственных нейронных сетей, которые в настоящий момент находят широкое применение в различных областях науки и техники, что и показано в последующих разделах.

## Искусственная нейронная сеть

Нейронные сети являются универсальным алгоритмическим аппаратом приближения функций многих переменных с помощью линейных операций и суперпозиций, аппроксимирующим некоторые функции вида  $Y = F(X)$ , где  $X$  и  $Y$  – векторы входных и выходных переменных соответственно. Процесс аппроксимации заключается в подборе весовых коэффициентов  $w_{ij}$  и называется обучением нейронной сети. В данном случае создание, обучение и моделирование нейронной сети производилось авторами в среде программирования MATLAB [5].

Для прогнозирования характеристических констант создана однослойная нейронная сеть с обратным распространением ошибки (*англ.* backpropagation neural network). Единственный слой сети содержит 10 нейронов (рис. 1). Входными нейронами для сети являются молекулярная (или молярная) масса  $M$ , а также



**Рис. 1. Архитектура применяемой нейронной сети:**  $m$  – число сегментов в молекуле;  $\sigma$  – диаметр сегмента молекулы;  $\epsilon$  – энергетический параметр сегмента молекулы;  $k_B$  – константа Больцмана;  $T_k$ ,  $P_k$ ,  $\rho_k$  – критические температура, давление и плотность соответственно

критические константы подфракций нефти. В качестве обучающей процедуры применялся алгоритм Левенберга – Марквардта [6]. Алгоритм обучения функционирует пошагово, и эти шаги называются эпохами или циклами. На каждом цикле на вход сети подаются все элементы обучающей последовательности, затем вычисляются выходные значения сети, сравниваются с целевыми значениями и вычисляется функционал ошибки. Значения функционала, а также его градиента используются для корректировки весов, после чего все действия повторяются. Процесс обучения прекращается, когда выполнено заданное количество циклов либо ошибка достигнет некоторого малого значения или перестанет уменьшаться. Численные значения весовых коэффициентов обученной нейронной сети представлены в табл. 1.

Обучение сети производилось на массиве экспериментальных значений критических констант и молекулярной массы углеводородов различного строения. Для устранения эффекта переобучения сети параллельно проводились процедуры тестирования и проверки (валидации). Результаты тестирования предлагаемого метода представлены далее.

Таблица 1

Весовые коэффициенты  $w_{ij}$  обученной нейронной сети

$j \backslash i$	Входной слой				Скрытый слой		
	$M$	$T_k$	$P_k$	$\rho_k$	1	2	3
1	-1,10123	-1,10894	-1,33343	0,45165	-0,69631	-0,65245	0,43371
2	1,15446	0,28752	2,22806	-1,63326	-0,08502	-0,16796	-1,23588
3	5,48134	-0,01576	1,09736	4,05120	0,07984	0,04409	0,48693
4	2,10914	-1,081201	-3,11132	-0,05821	0,30892	0,10642	-1,55963
5	-0,660203	-0,22413	3,18960	-1,15024	-0,12472	-0,43033	2,61542
6	2,18748	1,59153	-0,10212	1,36499	0,63316	-0,23446	-0,18681
7	-3,3834	2,14320	-4,09515	0,27181	-0,03744	-0,02317	2,15000
8	3,21457	-1,77983	2,5335	7,23488	-0,08554	0,39109	1,29146
9	-2,88312	0,87259	-2,54276	4,00886	-0,30395	-0,56984	2,08467
10	0,35878	0,18676	-1,79366	-3,47849	-0,18178	0,12442	3,13483

## Результаты расчета фазовых равновесий

Алгоритмы и методы расчета фазовых равновесий достаточно подробно описаны в литературе [7]. В нашем случае отличие заключалось в том, что в рамках итерационной процедуры термодинамические свойства (фугитивность и давление) рассчитывались по PC-SAFT-уравнению, а константы уравнения моделировались обученной нейронной сетью.

В целях анализа и оценки применимости PC-SAFT-уравнения на примере технологической фракции мангышлакской нефти, выкипающей в диапазоне температур НК...62 °С, проведено сравнение расчетных значений давлений начала кипения (НК) и начала конденсации с экспериментальными данными (рис. 2). Состав фракции определен хроматографическим методом: идентифицированы 16 основных компонентов (табл. 2).

Результаты расчета показывают, что при известном углеводородном составе PC-SAFT-уравнение позволяет достаточно точно описывать фазовые равновесия природных углеводородных систем. Однако точная информация об индивидуальном углеводородном составе доступна для очень ограниченного числа фракций, поэтому для расчета термодинамических свойств и фазовых равновесий состав таких сложных смесей моделируют псевдокомпонентами (подфракциями). При моделировании состава необходимо иметь данные об относительной плотности фракции  $\rho_4^{20}$  (отношении плотности нефти при температуре 20 °С к плотности воды при температуре 4 °С), показателе

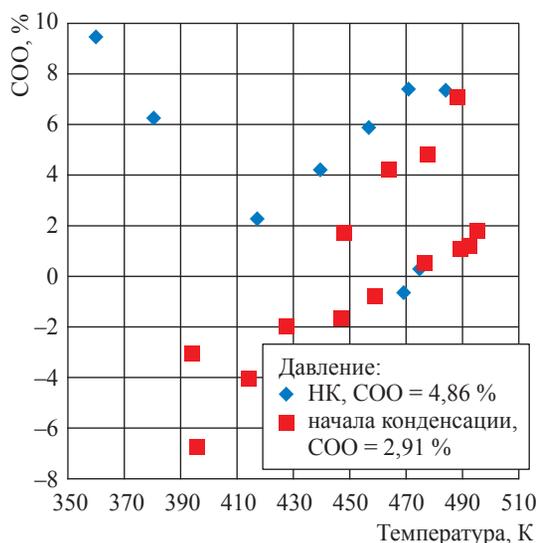


Рис. 2. Среднее относительное отклонение (COO) значений давления, рассчитанных посредством PC-SAFT-уравнения состояния для фракции НК...62 °С мангышлакской нефти, от экспериментальных данных [8, 9] (расчет выполнен с учетом индивидуального углеводородного состава)

преломления<sup>1</sup>  $n_D^{20}$ , молярной массе  $M$  и средней температуре кипения  $T_{кп}$ . Перечисленные интегральные показатели состава используются для расчета фактора ацентричности  $\omega$ , критических свойств  $\rho_k$ ,  $T_k$  и процентного содержания парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов. Для расчета фазовых равновесий дополнительно необходимо иметь

<sup>1</sup> Символ  $n_D^{20}$  означает, что измерения проводились при температуре 20 °С в монохроматическом свете с длиной волны, соответствующей длине волны желтой D-линии натрия (589,3 нм).

Таблица 2

**Характеристические константы и молярные доли  $x$  компонентов фракции НК...62 °С  
мангышлакской нефти [1]**

Вещество (CAS*-номер)	$x$ , % мол.	$m$	$\sigma$ , А	$\varepsilon/k_B$ , К	$M$ , г/моль
Н-бутан (106-97-8)	1,37	2,3316	3,7086	222,88	58,122
Изопентан (78-78-4)	9,85	2,562	3,8296	230,75	72,149
Н-пентан (109-66-0)	21,02	2,6896	3,7729	231,2	72,149
2,2-диметилбутан (75-83-2)	0,75	2,6008	4,0042	243,51	86,175
Циклопентан (287-92-3)	11,7	2,3655	3,7114	265,83	70,133
3-метилпентан (96-14-0)	8,04	2,8852	3,8605	240,48	86,175
Н-гексан (110-54-3)	21,62	3,0576	3,7983	236,77	86,175
2,4-диметилпентан (108-08-7)	3,13	3,1426	3,925	238,91	100,202
Бензол (71-43-2)	1,86	2,4653	3,6478	287,35	78,112
Циклогексан (110-82-7)	3,98	2,5303	3,8499	278,11	84,159
3-метилгексан (589-34-4)	1,09	3,257	3,8543	243,02	100,202
3-этилпентан (617-78-7)	0,43	3,1396	3,9068	249,17	100,202
2,2,4-триметилпентан (540-84-1)	1,27	3,1413	4,0862	249,77	114,232
Н-гептан (142-82-5)	0,58	3,4831	3,8049	238,4	100,202
2-метилпентан (107-83-5)	9,59	2,9317	3,8535	235,58	86,175
Метилциклопентан (96-37-7)	3,72	2,613	3,8253	265,12	84,161

*Примечание.* Характеристические константы чистых веществ, а именно  $m$ ,  $\sigma$ ,  $\varepsilon$ , принимались по данным Дж. Гросса и др. [3] и А. Тихика и др. [4].

\* CAS (англ. Chemical Abstracts Service) – Химическая реферативная служба, подразделение Американского химического общества. Ведет базу данных о химических веществах с присвоением каждому веществу CAS-идентификатора.

Таблица 3

**Сравнение расчетных и экспериментальных значений давлений НК и начала конденсации**

Код вещества	Число точек	Диапазон исследования		COO, %		
		Температура, К	Давление, МПа	МФУС [3]	PC-SAFT, формула (1)	ANN-PC-SAFT, расчет с использованием нейронной сети
Давление НК						
M1 [7, 8]	10	380...491	0,5...3,0	3,5	9,16	6,47
M2 [7, 8]	9	443...560	0,5...2,5	10,2	8,26	13,59
ЗСК [11]	5	445...540	0,26...1,36	16,2	14,49	2,13
Давление начала конденсации						
M1 [7, 11]	14	394...493	0,5...3,17	7,1	3,69	7,46
M2 [7, 11]	15	442...556	0,37...2,85	4,9	6,08	3,03
M6 [7, 11]	15	522...622	0,46...2,47	8,1	7,84	10,38

*Примечание.* Мангышлакская нефть: M1 – НК...62 °С; M2 – 62...140 °С; M6 – 140...180 °С. Широкая фракция катализа: ЗСК – 110...140 °С.

данные о кривой разгонки (фракционном составе). Сложная смесь по кривой разгонки разбивается на 10 подфракций [10].

В рамках названного метода на основе PC-SAFT-уравнения состояния произведен расчет давлений НК и начала конденсации для нефтяных фракций. Необходимые для расчета значения констант  $m$ ,  $\sigma$  и  $\varepsilon/k_B$  моделировались обученной нейронной сетью. Для сравнения также выполнялись расчеты фазовых равновесий с определением констант  $m$ ,  $\sigma$  и  $\varepsilon/k_B$  по эмпирическим соотношениям [11]. В частности, в работе С. Ляна и др. [11] соответствующие

соотношения представлены в виде функций молярной массы, и в общем виде выглядят как

$$Y = n_1 M + n_2, \quad (1)$$

где  $Y$  – константа ( $m$ ,  $\sigma$  или  $\varepsilon/k_B$ );  $n_1$ ,  $n_2$  – эмпирические коэффициенты;  $M$  – молярная масса фракции, г/моль. Коэффициенты уравнения (1) для соответствующих гомологических рядов опубликованы [11].

В табл. 3 и на рис. 3–6 представлены отклонения расчетных значений давления НК и начала конденсации для нескольких

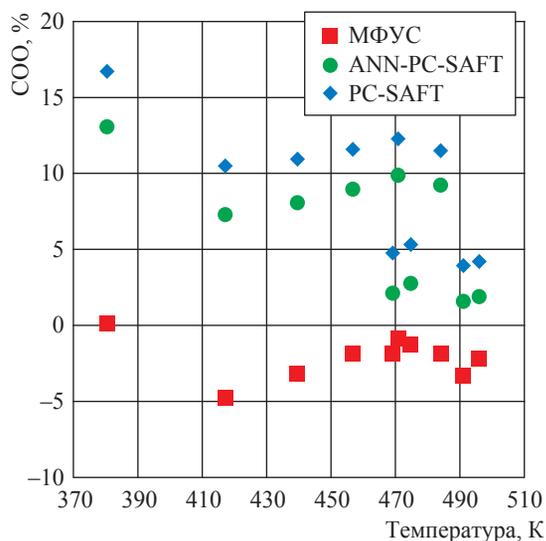


Рис. 3. Отклонение расчетных значений давления НК фракции M1 от экспериментальных данных [8, 9] (см. табл. 3)

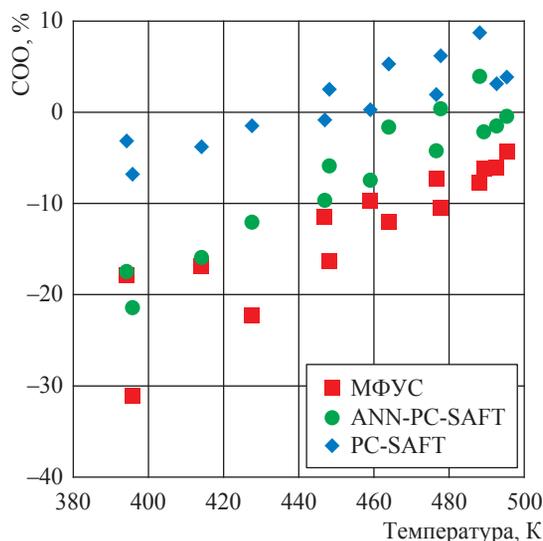


Рис. 4. Отклонение расчетных значений давления начала конденсации фракции M1 от экспериментальных данных [8, 9] (см. табл. 3)

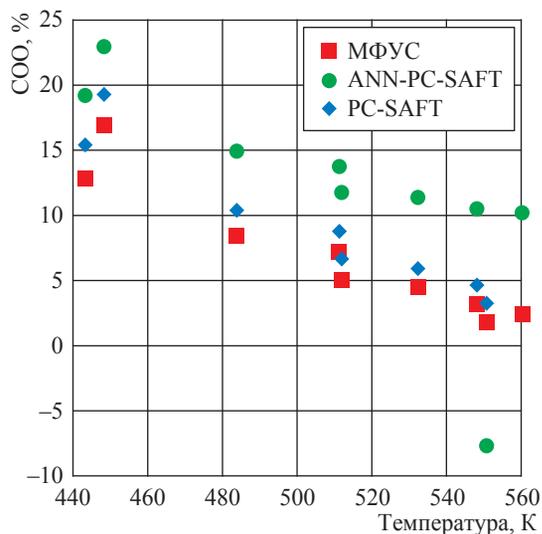


Рис. 5. Отклонение расчетных значений давления НК фракции M2 от экспериментальных данных [8, 9] (см. табл. 3)

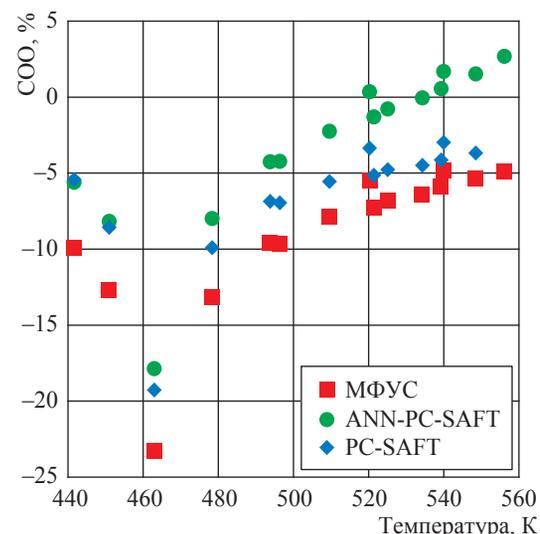


Рис. 6. Отклонение расчетных значений давления начала конденсации фракции M2 от экспериментальных данных [8, 9] (см. табл. 3)

углеводородных фракций. Для тестирования использовались экспериментальные данные, полученные в разные годы в отраслевой теплофизической лаборатории Грозненского нефтяного института [8, 9, 12]. Анализ отклонений показывает, что точность прогнозного расчета примерно такая же, как и при использовании МФУС [10].

В процессе расчетов применена методика расчета коэффициентов парного

взаимодействия молекул  $k_{ij}$  [13], базирующаяся на понятии потенциала ионизации  $I$ . Опуская промежуточные выкладки, приведем здесь окончательные соотношения для расчета коэффициентов взаимодействия, предложенные Я. Хошнамвандом и др. [13]:

$$k_{ij} = 10^3 \left( 1 - \left\{ 2 \frac{(I_i + I_j)^{1/2}}{I_i + I_j} \right\} \left\{ \frac{2^6 \sigma_{ii}^3 \sigma_{jj}^3}{(\sigma_{ii} + \sigma_{jj})^6} \right\} \right), \quad (2)$$

где потенциал ионизации псевдокомпонента

$$I = 8,835 + \frac{188,63}{\sigma^3}. \quad (3)$$

Следует заметить, что в расчетах фазовых равновесий применительно к МФУС [10], а также с применением корреляций (1) использовалась 10-компонентная модельная смесь. Это связано с тем, что для пяти подфракций, на которые разделялось исследуемое вещество с использованием кривой разгонки, дополнительно определялись молярные доли парафиновых и циклических углеводородов. В случае нейронной сети берется 5-компонентная модель смеси, и расчетные данные о критических свойствах и молекулярной массе используются как входные параметры сети. Соответственно, расчетная модель упрощается без существенной потери точности.

\*\*\*

Таким образом, на основе авторского PC-SAFT-уравнения состояния и обученной искусственной нейронной сети предложена методика прогнозного расчета фазовых равновесий многокомпонентных углеводородных смесей природного происхождения – нефтяных фракций. Выполненные расчеты показали, что предлагаемая методика позволяет производить прогнозный расчет фазовых равновесий многокомпонентных углеводородных смесей с ошибками, не превышающими значения, полученные при использовании МФУС, разработанных авторами [10]. При этом предлагаемый подход позволяет существенно сократить количество псевдокомпонентов при моделировании состава нефтяных фракций, тем самым упрощая расчетную модель. Дальнейшее уточнение результатов описания фазовых равновесий может быть достигнуто совершенствованием методики прогнозного расчета коэффициентов парного взаимодействия для псевдокомпонентов, а также поиском более совершенной конфигурации нейронной сети для уточнения характеристических констант PC-SAFT-уравнения состояния.

## Список литературы

1. Григорьев Б.А. Теплофизические свойства нефти, нефтепродуктов, газовых конденсатов и их фракций / Б.А. Григорьев, Г.Ф. Богатов, А.А. Герасимов. – М.: Изд-во МЭИ, 1999. – 372 с.
2. Александров И.С. Моделирование термодинамических свойств и фазового поведения углеводородов и сложных углеводородных смесей на основе нового PC-SAFT-уравнения состояния / И.С. Александров, Б.А. Григорьев // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 4 (36). – С. 237–248.
3. Gross J. Perturbed-chain SAFT: An equation of state based on a perturbation theory for chain molecules / J. Gross, G. Sadowski // Ind. Eng. Chem. Res. – 2001. – Т. 40. – С. 1244–1260.
4. Tihic A. Applications of the simplified perturbed-chain SAFT equation of state using an extended parameter table / A. Tihic, G.M. Kontogeorgis, N. von Solms et al. // Fluid Phase Equilib. – 2006. – Т. 248. – С. 29–43.
5. Медведев В.С. Нейронные сети. MATLAB 6 / В.С. Медведев, В.Г. Потемкин; под общ. ред. В.Г. Потемкина. – М.: Диалог МИФИ, 2002. – 496 с.
6. Hagan M.T. Training feed forward networks with the Marquardt algorithm / M.T. Hagan, M. Menhaj // IEEE Transactions on Neural Networks. – 1994. – Т. 5. – № 6. – С. 989–993.
7. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа / А.И. Брусиловский. – М.: Грааль, 2002. – 575 с.
8. Юзбашев В.Г. Плотность бензиновых фракций мангышлакской нефти в широкой области параметров состояния: дис. ... канд. тех. наук / В.Г. Юзбашев. – Грозный, 1987. – 140 с.
9. Герасимов А.А. Калорические свойства нормальных алканов и многокомпонентных углеводородных смесей в жидкой и газовой фазах, включая критическую область: дис. ... д-ра тех. наук / А.А. Герасимов. – Калининград, 2000. – 434 с.
10. Gerasimov A. Modeling and calculation of thermodynamic properties and phase equilibria of oil and gas condensate fractions based on two generalized multiparameter equations of state / A. Gerasimov, I. Alexandrov, B. Grigoriev // Fluid Phase Equilibria. – 2016. – Т. 418. – С. 204–223.
11. Liang X. On petroleum fluid characterization with PC-SAFT equation of state / X. Liang, W. Yan, K. Thomsen et al. // Fluid Phase Equilibria. – 2014. – Т. 375. – С. 254–268.

12. Овчинников Н.А. Плотность нефтяных фракций и нефтепродуктов, полученных физическими и каталитическими процессами переработки нефти: дис. ... канд. техн. наук / Н.А. Овчинников. – Грозный, 1992. – 169 с.
13. Khoshnamvand Y. Phase behavior modeling for gas condensate fluids with PC-SAFT and an improved binary interaction coefficient model / Y. Khoshnamvand, M. Assareh, B. Davoudi // *Fluid Phase Equilibria*. – 2017. – Т. 444. – С. 37–46.

---

## Predicting phase behavior of technological oil fractions on basis of a new PC-SAFT equation of state and artificial neural networks

I.S. Aleksandrov<sup>1\*</sup>, B.A. Grigoryev<sup>2</sup>, A.A. Gerasimov<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Kaliningrad State Technical University, Bld. 1, Sovetskiy prospect, Kaliningrad, 236022, Russian Federation

<sup>2</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: alexandrov\_kgrd@mail.ru

**Abstract.** With the most reliable experimental data on the critical properties of hydrocarbons of different structures and artificial neural networks a new model for predictive calculations of phase equilibria of natural hydrocarbon mixtures being the technological oil fractions is developed. The proposed model allows us to identify the characteristic constants of the PC-SAFT equation of state in relation to the pseudo-components (sub-fractions) by which the composition of the oil fractions is modeled. Calculations of phase equilibria are based on a trained neural network and an author's PC-SAFT equation of state. The input parameters for the neural network are the pseudocritical parameters of the subfractions and their molecular masses. The fitted array contains the data on the critical constants of hydrocarbons of different structures. Based on this array, a one-layer back-propagation neural network has been trained. The training of the neural network has been carried out using the Levenberg-Marquardt method. To eliminate the effect of network retraining, testing and verification procedures (validation) have been executed.

The article suggests test results for experimental data on the bubble and dew point pressure of oil fractions. It is shown that accuracy of the phase equilibria description corresponds to the accuracy of modern multiparameter equations of state. At the same time, the suggested method allows to reduce the number of pseudo-components in the model of a complex hydrocarbon mixture without significant loss of accuracy in the description of phase equilibria.

**Keywords:** equation of state, oil, phase equilibria, artificial neural network.

### References

1. GRIGORYEV, B.A., G.F. BOGATOV, A.A. GERASIMOV. *Thermophysical properties of oil, oil products, gas condensates and their fractions* [Teplofizicheskiye svoystva nefi, nefteproduktov, gazovykh kondensatov i ikh fraktsiy]. Moscow: Moscow Power Engineering Institute, 1999. (Russ.).
2. ALEKSANDROV, I.S., B.A. GRIGORYEV. Modeling of thermodynamic properties and phase behavior of hydrocarbons and complex hydrocarbon mixtures based on the new PC-SAFT equation of state [Modelirovaniye termodinamicheskikh svoystv i fazovogo povedeniya uglevodorodov i slozhnykh uglevodorodnykh smesey na osnove novogo PC-SAFT-uravneniya sostoyaniya]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 4 (36): Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at Russian continental shelf, pp. 237–248. ISSN 2306-9849. (Russ.).
3. GROSS, J., G. SADOWSKI. Perturbed-chain SAFT: An equation of state based on a perturbation theory for chain molecules / J. Gross, G. Sadowski. *Ind. Eng. Chem. Res.* 2001, vol. 40, pp. 1244–1260. ISSN 0888-5885.
4. TIHIC, A., G.M. KONTOGEORGIS, N. von SOLMS et al. Applications of the simplified perturbed-chain SAFT equation of state using an extended parameter table. *Fluid Phase Equilibria*. 2006, vol. 248, pp. 29–43. ISSN 0378-3812.
5. MEDVEDEV, V.S. and V.G. POTEKIN (Ed.). *Neural networks. MATLAB 6* [Neyronnyye seti. MATLAB 6]. Moscow: Dialog MIFI, 2002. (Russ.).
6. HAGAN, M.T. and M. MENHAJ. Training feed forward networks with the Marquardt algorithm. *IEEE Transactions on Neural Networks*. 1994, vol. 5, no. 6, pp. 989–993. ISSN 1045-9227.
7. BRUSILOVSKIY, A.I. *Phase transformations during development of oil and gas fields* [Fazovyeye prevrashcheniya pri razrabotke mestorozhdeniy nefi i gaza]. Moscow: Graal, 2002. (Russ.).

8. YUZBASHEV, V.G. *Density of gasoline fractions of Mangyshlak oil in a wide range of state parameters* [Plotnost benzinovykh fraktsiy mangyshlakskey nefti v shirokoy oblasti parametrov sostoyaniya]: Candidate of Sci. (engineering) thesis. Azerbaijan Oil and Chemistry Institute. USSR, Baku, 1987. (Russ.).
9. GERASIMOV, A.A. *Caloric properties of normal alkanes and multi-component hydrocarbon mixtures in liquid and gas phases, including the critical region* [Kaloricheskiye svoystva normalnykh alkanov i mnogokomponentnykh uglevodorodnykh smesey v zhidkoy i gazovoy fazakh, vklyuchaya kriticheskuyu oblast]: Dr. of Sci. (engineering) thesis. Kaliningrad State Technical University. Kaliningrad, 2000.
10. GERASIMOV, A., I. ALEXANDROV, B. GRIGORIEV. Modeling and calculation of thermodynamic properties and phase equilibria of oil and gas condensate fractions based on two generalized multiparameter equations of state. *Fluid Phase Equilibria*. 2016, vol. 418, pp. 204–223. ISSN 0378-3812.
11. LIANG, X., W. YAN, K. THOMSEN et al. On petroleum fluid characterization with PC-SAFT equation of state. *Fluid Phase Equilibria*. 2014, vol. 375, pp. 254–268. ISSN 0378-3812.
12. OVCHINNIKOV, N.A. *Density of oil fractions and oil products received by physical and catalytic processes of oil refining* [Plotnost neftyanykh fraktsiy i nefteproduktov, poluchennykh fizicheskimi i kataliticheskimi protsessami pererabotki nefti]: Candidate of Sci. (engineering) thesis. Moscow Power Engineering Institute. Groznyy, 1992. (Russ.).
13. KHOSHNAMVAND, Y., M. ASSAREH, B. DAVOUDI. Phase behavior modeling for gas condensate fluids with PC-SAFT and an improved binary interaction coefficient model. *Fluid Phase Equilibria*. 2017, vol. 444, pp. 37–46. ISSN 0378-3812.

УДК 533.16

## Расчет коэффициентов вязкости разреженных смесей газов, содержащих метан, этан, пропан, н-бутан

А.Ф. Богатырев<sup>1\*</sup>, М.А. Кучеренко<sup>1</sup>, О.А. Макеенкова<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Филиал Национального исследовательского университета «МЭИ» в г. Смоленске, Российская Федерация, 214013, г. Смоленск, Энергетический пр-д, д. 1

<sup>2</sup> Смоленский государственный университет, Российская Федерация, 214000, г. Смоленск, ул. Пржевальского, д. 4

\* E-mail: Tfs209@yandex.ru

**Ключевые слова:** разреженные газовые смеси, вязкость, метод расчета, углеводороды.

**Тезисы.** В рамках молекулярно-кинетической теории Чепмена – Энскога предложен метод расчета параметров потенциала молекулярного взаимодействия разнородных молекул, который используется при вычислении коэффициентов вязкости смесей газов. Для двух- и трехкомпонентных разреженных газовых смесей расчетные коэффициенты вязкости совпадают с экспериментом в пределах погрешности 0,5...3 %.

В статье представлены результаты вычисления по указанной методике коэффициентов вязкости для пяти газовых систем: CH<sub>4</sub>–C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, CH<sub>4</sub>–C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>, CH<sub>4</sub>–n-C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>–n-C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>–n-C<sub>4</sub>H<sub>10</sub> при различных концентрациях в интервале температур 240...600 К. Для отдельных смесей газов результаты этих вычислений сравниваются с экспериментальными данными и расчетными данными, полученными по другим схемам. Наблюдается хорошее согласие.

Транспортные свойства смесей газов играют важную роль как в естественных, так и во многих технологических процессах – добыче полезных ископаемых, сжижении газов и др. Особый интерес представляют свойства газов и газовых смесей при относительно небольших давлениях. Транспортные свойства таких смесей можно описывать в рамках молекулярно-кинетических теорий.

В настоящее время наибольшее число измерений относится к чистым газам, вязкость смесей приходится рассчитывать с использованием этих данных в рамках кинетических теорий либо по тем или иным обобщающим формулам. Сегодня используются более 10 различных методов вычисления вязкости смесей газов, многие из которых не универсальны и могут быть применены лишь к конкретным газам или же требуют наличия экспериментальных данных [1–13].

### Методика расчета

Ранее [14–17] авторами предложен метод расчета транспортных свойств разреженных смесей газов на основе молекулярно-кинетической теории газов [1]. При наличии данных о вязкости чистых газов для двух- и трехкомпонентных газовых смесей наблюдается хорошее согласие расчетных и экспериментальных данных. Метод апробирован для восьми бинарных и трех 3-компонентных газовых смесей при различных составах в области температур 250...1200 К [14–17]. Во всех случаях вычисления авторов согласуются с экспериментальными данными других исследователей в пределах погрешности эксперимента и расчета.

Предложен метод вычисления комплекса, представляющего собой произведение квадрата эффективного диаметра разнородных молекул на интеграл столкновения этих молекул [14]:

$$\sigma_{12}^2 \Omega_{12}^{(22)*} = \frac{2\sigma_1^2 \Omega_1^{(22)*} \sigma_2^2 \Omega_2^{(22)*}}{\sigma_1^2 \Omega_1^{(22)*} + \sigma_2^2 \Omega_2^{(22)*}}, \quad (1)$$

где  $\sigma_1^2 \Omega_1^{(22)*}$  и  $\sigma_2^2 \Omega_2^{(22)*}$  – произведения квадратов эффективных диаметров молекул газов 1 и 2 на интегралы столкновения молекул соответствующих газов, которые при

заданной температуре можно вычислить из коэффициентов вязкости чистого газа  $\eta_i$  в рамках строгой кинетической теории [1] по формуле

$$\sigma_i^2 \Omega_i^{(22)*} = 266,93 \frac{\sqrt{M_i T}}{\eta_i}, \quad (2)$$

где  $T$  – температура, К;  $M_i$  – молекулярный вес  $i$ -го компонента, г/моль. Коэффициент вязкости  $\eta_i$ , необходимый для расчета указанных комплексов, можно вычислить либо по экспериментальным данным, либо по различным обобщающим методикам [18–21].

Вязкость бинарной смеси газов рассчитывают по следующим формулам:

$$\frac{1}{[\eta_{см}]_1} = \frac{X_\eta + Y_\eta}{1 + Z_\eta} = X_\eta \left[ \frac{1 + (Y_\eta / X_\eta)}{1 + Z_\eta} \right], \quad (3)$$

$$X_\eta = \frac{x_1^2}{[\eta_1]_1} + \frac{2x_1x_2}{[\eta_{12}]_1} + \frac{x_2^2}{[\eta_2]_1},$$

$$Y_\eta = \frac{3}{5} A_{12}^* \left\{ \frac{x_1^2}{[\eta_1]_1} \left( \frac{M_1}{M_2} \right) + \frac{2x_1x_2}{[\eta_{12}]_1} \left( \frac{(M_1 + M_2)^2}{4M_1M_2} \right) \left( \frac{[\eta_{12}]_1^2}{[\eta_1]_1[\eta_2]_1} \right) + \frac{x_2^2}{[\eta_2]_1} \left( \frac{M_2}{M_1} \right) \right\},$$

$$Z_\eta = \frac{3}{5} A_{12}^* \left\{ x_1^2 \left( \frac{M_1}{M_2} \right) + 2x_1x_2 \left[ \left( \frac{(M_1 + M_2)^2}{4M_1M_2} \right) \left( \frac{[\eta_{12}]_1}{[\eta_1]_1} + \frac{[\eta_{12}]_1}{[\eta_2]_1} - 1 \right) \right] + x_2^2 \left( \frac{M_2}{M_1} \right) \right\},$$

где  $x_1$  и  $x_2$  – мольные доли компонентов 1 и 2;  $M_1$  и  $M_2$  – молекулярные веса компонентов 1 и 2, г/моль;  $[\eta_1]_1$  и  $[\eta_2]_1$  – коэффициенты вязкости компонентов 1 и 2 в первом приближении, мкПа·с;  $[\eta_{12}]_1$  – первое приближение вязкости смеси, которое вычисляется подстановкой в формулу (2) вместо  $\sigma_i^2 \Omega_i^{(22)*}$  значения  $\sigma_{12}^2 \Omega_{12}^{(22)*}$ , вычисленного по формуле (1), при условии, что  $M_i = M_1 M_2 / (M_1 + M_2)$ ;  $A_{12}^* = \Omega_{12}^{(22)*} / \Omega_{12}^{(11)*}$  – отношение двух интегралов столкновения при приведенной температуре  $T_{12}^* = kT / \epsilon_{12}$  ( $\epsilon_{12}/k$  – энергетический параметр потенциальной функции межмолекулярного взаимодействия) [1, 2].

Для данного вида потенциала межмолекулярного взаимодействия  $A_{12}^* \approx 1$  и слабо меняется с температурой  $T_{12}^*$  [1, 14]. Как показали расчеты [22], для большинства систем газов изменение  $A_{12}^*$  на 0,1 вызывает изменение расчетного коэффициента вязкости бинарной газовой смеси на 0,5 %.

## Результаты расчетов

М. Трауц и К.Г. Зорг [4] приводят результаты экспериментального исследования коэффициентов вязкости бинарных смесей  $C_2H_6-CH_4$  и  $C_3H_8-C_2H_6$  различного состава в интервале температур 293,2...523,2 К. Для сравнения аналогичные расчеты для тех же температур и составов газовых смесей были проведены по формулам (1) – (3) (табл. 1 и 2).

Авторами проанализированы измеренные экспериментально [3, 4, 7] и вычисленные по обобщающим методикам [8, 10, 18–21, 23, 24] коэффициенты вязкости чистых газов – метана, этана, пропана, н-бутана – для температур 298,2 и 473,2 К. Разброс экспериментальных данных составил 0,5...0,8 %, а средние отклонения расчетных данных от экспериментальных – 1...1,5 %. Следовательно, при расчете коэффициентов вязкости бинарных смесей этих газов разница между экспериментальными и расчетными данными не будет превышать 2,5 %.

Для пяти смесей газов  $C_2H_6-CH_4$ ,  $C_3H_8-CH_4$ ,  $n-C_4H_{10}-CH_4$ ,  $n-C_4H_{10}-C_2H_6$  и  $n-C_4H_{10}-C_3H_8$  по формулам (1) – (3) рассчитаны концентрационная и температурная зависимости коэффициентов вязкости (табл. 3–7). В качестве исходных данных о коэффициентах вязкости чистых газов использовались обобщающие зависимости для метана [18], этана [19], пропана [20], н-бутана [21]. В качестве значений  $A_{12}^*$  при соответствующих

Таблица 1

**Коэффициенты вязкости  $\eta_{C_2H_6-C_2H_4}$  разреженной бинарной газовой смеси  
этана и метана, мкПа·с**

T, К	$x_{C_2H_4}$						
	1,0000	0,8116	0,567	0,4874	0,2045	0,1903	0,0000
293,2	10,87	10,455	9,99	9,86	9,385	9,375	9,09
	10,87	10,60	10,17	10,02	9,48	9,45	9,09
373,2	13,31	12,88	12,39	12,26	11,735	11,74	11,42
	13,31	13,04	12,59	12,43	11,85	11,82	11,42
473,2	16,03	15,62	15,11	14,96	14,415	14,42	14,085
	16,03	15,77	15,32	15,16	14,54	14,51	14,085
523,2	17,25	16,82	16,30	16,14	15,605	15,595	15,26
	17,25	16,99	16,54	16,37	15,74	15,70	15,26

*Примечание.* В нечетных строках приведены экспериментальные данные [4], в четных – расчетные (см. формулы (1) – (3)). Среднее отклонение – 1,1 %, максимальное отклонение – 1,8 %.

Таблица 2

**Коэффициенты вязкости  $\eta_{C_3H_8-C_2H_4}$  разреженной бинарной газовой смеси  
пропана и этана, мкПа·с**

T, К	$x_{C_3H_8}$				
	1,0000	0,4327	0,2563	0,1526	0,0000
293,2	9,09	8,41	8,28	8,145	8,01
	9,09	8,49	8,30	8,18	8,01
373,2	11,42	10,58	10,39	10,25	10,08
	11,42	10,68	10,43	10,29	10,08
473,2	14,085	13,13	12,98	12,72	12,53
	14,085	13,23	12,95	12,78	12,53
523,2	15,26	14,25	14,01	13,82	13,625
	15,26	14,36	14,06	13,89	13,625

*Примечание.* В нечетных строках приведены экспериментальные данные [4], в четных – расчетные (см. формулы (1) – (3)). Среднее отклонение – 0,5 %, максимальное отклонение – 0,9 %.

Таблица 3

**Расчетные коэффициенты  $\eta_{C_2H_6-C_2H_4}$ , мкПа·с (см. формулы (1) – (3))**

T, К	$x_{C_2H_6}$						
	0,0	0,2	0,4	0,5	0,6	0,8	1,0
240	9,099	8,848	8,551	8,394	8,233	7,908	7,587
260	9,791	9,528	9,215	9,049	8,879	8,536	8,196
280	10,46	10,19	9,866	9,692	9,514	9,153	8,796
300	11,12	10,84	10,50	10,32	10,14	9,760	9,386
320	11,76	11,47	11,12	10,94	10,75	10,36	9,967
340	12,38	12,09	11,73	11,54	11,34	10,94	10,54
360	12,99	12,69	12,33	12,13	11,93	11,51	11,10
380	13,58	13,28	12,91	12,71	12,50	12,08	11,65
400	14,16	13,86	13,48	13,28	13,06	12,63	12,19
420	14,72	14,42	14,04	13,83	13,61	13,17	12,72
440	15,27	14,97	14,59	14,37	14,15	13,70	13,25
460	15,82	15,51	15,12	14,91	14,69	14,23	13,76
480	16,35	16,04	15,65	15,43	15,21	14,74	14,26
500	16,87	16,56	16,17	15,95	15,72	15,24	14,76
520	17,38	17,07	16,67	16,45	16,22	15,74	15,25
540	17,88	17,58	17,17	16,95	16,71	16,22	15,73
560	18,37	18,07	17,66	17,44	17,20	16,70	16,20
580	18,86	18,56	18,15	17,92	17,68	17,18	16,66
600	19,34	19,03	18,62	18,39	18,15	17,64	17,12

Таблица 4

Расчетные коэффициенты  $\eta_{C_3H_8-CH_4}$ , мкПа·с (см. формулы (1) – (3))

T, K	$x_{C_3H_8}$						
	0,0	0,2	0,4	0,5	0,6	0,8	1,0
240	9,099	8,731	8,209	7,931	7,653	7,111	6,604
260	9,791	9,403	8,850	8,554	8,257	7,680	7,139
280	10,46	10,06	9,480	9,168	8,855	8,245	7,672
300	11,12	10,70	10,10	9,774	9,446	8,806	8,204
320	11,76	11,33	10,71	10,37	10,03	9,362	8,733
340	12,38	11,95	11,31	10,96	10,61	9,913	9,258
360	12,99	12,55	11,90	11,54	11,17	10,46	9,779
380	13,58	13,15	12,47	12,11	11,73	11,00	10,30
400	14,16	13,72	13,04	12,67	12,28	11,53	10,81
420	14,72	14,29	13,60	13,22	12,83	12,05	11,31
440	15,27	14,85	14,15	13,76	13,36	12,57	11,81
460	15,82	15,39	14,69	14,29	13,89	13,08	12,31
480	16,35	15,93	15,22	14,82	14,41	13,58	12,79
500	16,87	16,45	15,74	15,33	14,92	14,08	13,27
520	17,38	16,97	16,25	15,84	15,42	14,57	13,75
540	17,88	17,48	16,75	16,34	15,91	15,05	14,21
560	18,37	17,98	17,25	16,83	16,40	15,52	14,67
580	18,86	18,47	17,74	17,31	16,88	15,99	15,12
600	19,34	18,95	18,22	17,79	17,35	16,45	15,57

Таблица 5

Расчетные коэффициенты  $\eta_{n-C_4H_{10}-CH_4}$ , мкПа·с (см. формулы (1) – (3))

T, K	$x_{n-C_4H_{10}}$						
	0,0	0,2	0,4	0,5	0,6	0,8	1,0
280	10,46	10,02	9,241	8,831	8,427	7,666	6,981
300	11,12	10,66	9,850	9,420	8,996	8,195	7,473
320	11,76	11,29	10,45	10,00	9,558	8,719	7,961
340	12,38	11,90	11,04	10,57	10,11	9,238	8,447
360	12,99	12,51	11,62	11,14	10,66	9,752	8,929
380	13,58	13,10	12,19	11,69	11,20	10,26	9,409
400	14,16	13,68	12,75	12,24	11,73	10,77	9,885
420	14,72	14,25	13,30	12,78	12,26	11,27	10,36
440	15,27	14,81	13,84	13,31	12,78	11,76	10,83
460	15,82	15,36	14,38	13,84	13,30	12,26	11,30
480	16,35	15,90	14,91	14,36	13,81	12,74	11,76
500	16,87	16,43	15,43	14,88	14,31	13,23	12,23
520	17,38	16,95	15,95	15,38	14,81	13,71	12,69
540	17,88	17,47	16,46	15,89	15,31	14,19	13,14
560	18,37	17,97	16,96	16,39	15,80	14,66	13,60
580	18,86	18,48	17,46	16,88	16,29	15,13	14,05
600	19,34	18,97	17,96	17,37	16,77	15,60	14,50

Таблица 6

Расчетные коэффициенты  $\eta_{n-C_4H_{10}-C_2H_6}$ , мкПа (см. формулы (1) – (3))

T, K	$x_{n-C_4H_{10}}$						
	0,0	0,2	0,4	0,5	0,6	0,8	1,0
280	8,796	8,477	8,111	7,921	7,730	7,350	6,981
300	9,386	9,052	8,667	8,466	8,264	7,863	7,473
320	9,967	9,618	9,215	9,005	8,793	8,371	7,961
340	10,54	10,18	9,757	9,538	9,316	8,876	8,45
360	11,10	10,73	10,29	10,06	9,834	9,376	8,929

T, К	$x_{n-C_4H_{10}}$						
	0,0	0,2	0,4	0,5	0,6	0,8	1,0
380	11,65	11,27	10,82	10,58	10,35	9,872	9,409
400	12,19	11,80	11,34	11,10	10,85	10,36	9,885
420	12,72	12,32	11,85	11,61	11,36	10,85	10,36
440	13,25	12,84	12,36	12,11	11,85	11,34	10,83
460	13,76	13,35	12,86	12,61	12,34	11,82	11,30
480	14,26	13,85	13,36	13,10	12,83	12,29	11,76
500	14,76	14,35	13,85	13,58	13,31	12,77	12,23
520	15,25	14,83	14,33	14,06	13,79	13,23	12,69
540	15,73	15,31	14,81	14,54	14,26	13,70	13,14
560	16,20	15,79	15,28	15,01	14,73	14,16	13,60
580	16,66	16,25	15,75	15,47	15,19	14,62	14,05
600	17,12	16,71	16,21	15,93	15,65	15,08	14,50

Таблица 7

Расчетные коэффициенты  $\eta_{n-C_4H_{10}-C_3H_8}$ , мкПа·с (см. формулы (1) – (3))

T, К	$x_{n-C_4H_{10}}$						
	0,0	0,2	0,4	0,5	0,6	0,8	1,0
280	7,672	7,540	7,403	7,334	7,264	7,123	6,981
300	8,204	8,064	7,920	7,846	7,772	7,623	7,473
320	8,733	8,585	8,433	8,355	8,277	8,120	7,961
340	9,258	9,103	8,943	8,861	8,779	8,613	8,447
360	9,779	9,617	9,449	9,364	9,278	9,104	8,929
380	10,30	10,13	9,952	9,862	9,772	9,591	9,409
400	10,81	10,63	10,45	10,36	10,26	10,07	9,885
420	11,31	11,13	10,94	10,85	10,75	10,56	10,36
440	11,81	11,63	11,43	11,33	11,23	11,03	10,83
460	12,31	12,12	11,92	11,82	11,71	11,51	11,30
480	12,79	12,60	12,40	12,29	12,19	11,98	11,76
500	13,27	13,08	12,87	12,76	12,66	12,44	12,23
520	13,75	13,55	13,34	13,23	13,13	12,91	12,69
540	14,21	14,01	13,80	13,70	13,59	13,37	13,14
560	14,67	14,47	14,26	14,15	14,05	13,82	13,60
580	15,12	14,93	14,72	14,61	14,50	14,28	14,05
600	15,57	15,37	15,16	15,06	14,95	14,73	14,50

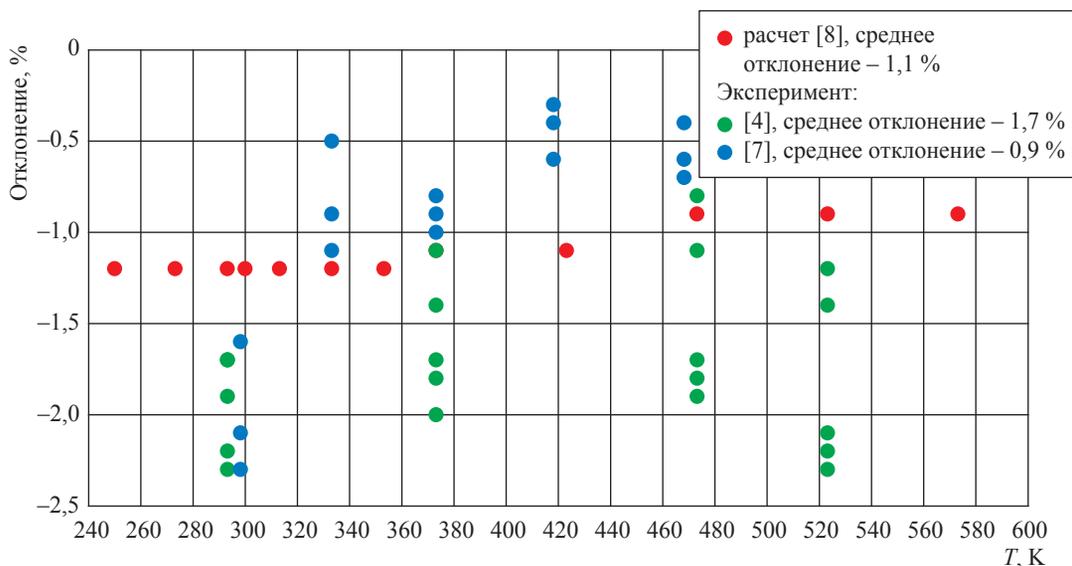


Рис. 1. Отклонения результатов расчета коэффициента  $\eta_{C_2H_6-CH_4}$  по формулам (1) – (3) от соответствующих экспериментальных и расчетных данных других исследователей

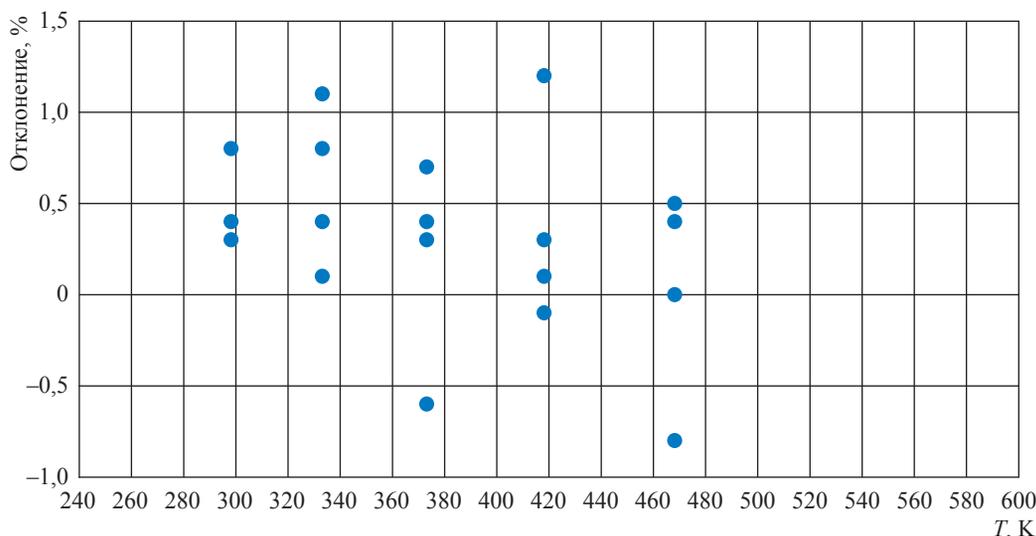


Рис. 2. Отклонения результатов расчета коэффициента  $\eta_{C_3H_8-n-C_4H_{10}}$  по формулам (1) – (3) от соответствующих экспериментальных данных Ё. Абе и др. [7] (среднее отклонение – 0,5 %)

приведенных температурах  $T_{12}^*$  взяты ранее опубликованные табличные данные [1] для потенциала Леннарда – Джонса.

Для систем  $C_2H_6-CH_4$  и  $n-C_4H_{10}-C_3H_8$  авторы рассчитали отклонение своих данных от экспериментальных и расчетных

коэффициентов вязкости, полученных другими авторами (рис. 1, 2). В среднем согласие наблюдается в пределах погрешности 2 %.

*Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (грант № 18-08-00309).*

### Список литературы

1. Гиршфельдер Дж. Молекулярная теория газов и жидкостей / Дж. Гиршфельдер, Ч. Кертис, Р. Берд. – М.: Издательство иностранной литературы, 1961. – 929 с.
2. Ферцигер Дж. Математическая теория процессов переноса в газах / Дж. Ферцигер, Г. Капер. – М.: Мир, 1976. – 554 с.
3. Голубев И.Ф. Вязкость газовых смесей / И.Ф. Голубев, Н.Е. Гнездилов. – М.: Издательство стандартов, 1971. – 327 с.
4. Trautz M. Die Reibung, Wärmeleitung und Diffusion in Gasesungen. XVI. Die Reibung von  $H_2$ ,  $CH_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $C_3H_8$  und ihren binaren Gemischen / M. Trautz, K.G. Sorg // Ann. Phys. – 1931. – Т. 10. – № 1. – С. 81–96.
5. Bzowski J. Equilibrium and transport properties of gas mixtures at low density: eleven polyatomic gases and five noble gases / J. Bzowski, J. Kestin, E.A. Mason et al. // J. Phys. Chem. Ref. Data. – 1990. – Т. 19. – № 5. – С. 1179–1232.
6. Kestin J. Transport properties of nine binary and two ternary mixtures of gases at low density / J. Kestin, S.T. Ro // Ber. Bunsen-Ges. Phys. Chem. – 1976. – Т. 80. – № 7. – С. 619–624.
7. Abe Y. The viscosity and diffusion coefficients of the mixtures of four light hydrocarbon gases / Y. Abe, J. Kestin, H.E. Khalifa et al. // Physica A. – 1978. – Т. 93A. – С. 155–170. – [https://doi.org/10.1016/0378-4371\(78\)90215-7](https://doi.org/10.1016/0378-4371(78)90215-7).
8. Moghadasi J. Transport coefficients of natural gases / J. Moghadasi, M.M. Papari, F. Yousefi et al. // J. Chem. Eng. Jpn. – 2007. – Т. 40. – № 9. – С. 698–710.
9. Mohammad-Aghaie D. Determination of transport properties of dilute binary mixtures containing carbon dioxide through isotropic pair potential energies / D. Mohammad-Aghaie, M.M. Papari, A.R. Ebrahimi // Chinese Journal of Chemical Engineering. – 2014. – Т. 22. – № 3. – С. 274–286.
10. Фокин Л.Р. Транспортные свойства смеси разреженных газов  $CH_4-N_2$  / Л.Р. Фокин, А.Н. Калашников // Инженерно-физический журнал. – 2016. – Т. 89. – № 1. – С. 240–249.
11. Фокин Л.Р. Транспортные свойства разреженных газов. Система водород-метан / Л.Р. Фокин, А.Н. Калашников, А.Ф. Золотухина // Инженерно-физический журнал. – 2011. – Т. 84. – № 6. – С. 1306–1317.

12. Hellmann R. Cross second virial coefficients and dilute gas transport properties of the (CH<sub>4</sub> + CO<sub>2</sub>), (CH<sub>4</sub> + H<sub>2</sub>S), and (H<sub>2</sub>S + CO<sub>2</sub>) systems from accurate intermolecular potential energy surfaces / R. Hellmann, E. Bich, V. Vesovic // *J. Chem. Thermodyn.* – 2016. – Т. 102. – С. 429–441.
13. Hellmann R. Cross second virial coefficients and dilute gas transport properties of the (CH<sub>4</sub> + C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>) and (CO<sub>2</sub> + C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>) systems from accurate intermolecular potential energy surfaces / R. Hellmann // *J. Chem. Eng. Data.* – 2018. – Т. 63. – № 1. – С. 246–257.
14. Bogatyrev A.F. Calculation of viscosity and diffusion coefficients in binary mixtures of dilute gases / A.F. Bogatyrev, O.A. Makeenkova, V.R. Belalov et al. // *Advanced Studies in Theoretical Physics.* – 2017. – Т. 11. – № 6. – С. 283–296.
15. Макеенкова О.А. К расчету вязкости бинарных смесей разреженных газов / О.А. Макеенкова, А.Ф. Богатырев // Сб. трудов VII Международной научно-технической конференции «Энергетика, информатика, инновации – 2017». – Смоленск: Универсум, 2017. – Т. 1. – С. 122–125.
16. Богатырев А.Ф. Расчет коэффициентов вязкости и диффузии разреженных бинарных смесей двуокиси углерода с этаном и пропаном / А.Ф. Богатырев, М.А. Кучеренко, О.А. Макеенкова // *Международный научно-исследовательский журнал.* – 2018. – № 7 (73). – С. 7–12.
17. Bogatyrev A.F. Transport properties of natural gas mixtures related to viscosity / A.F. Bogatyrev, O.A. Makeenkova, M.A. Kucherenko // *JP Journal of Heat and Mass Transfer.* – 2018. – Т. 15. – № 3. – С. 777–790.
18. Laesecke A. Correction to: Ab initio calculated results require new formulations for properties in the limit of zero density: The viscosity of methane (CH<sub>4</sub>) / A. Laesecke, C.D. Muzny // *Int. J. Thermophys.* – 2018. – Т. 39. – Вып. 4. – Статья № 52.
19. Friend D.G. Thermophysical properties of ethane / D.G. Friend, H. Ingham, J.F. Ely // *J. Phys. Chem. Ref. Data.* – 1991. – Т. 20. – № 2. – С. 275–347.
20. Vogel E. Reference correlation of the viscosity of propane / E. Vogel, C. Kuechenmeister, E. Bich et al. // *J. Phys. Chem. Ref. Data.* – 1998. – Т. 27. – № 5. – С. 947–970.
21. Vogel E. Viscosity correlation for n-butane in the fluid region / E. Vogel, C. Kuechenmeister, E. Bich // *High Temperatures-High Pressures.* – 1999. – Т. 31. – С. 173–186.
22. Богатырев А.Ф. Коэффициенты вязкости, диффузии и термодиффузионная постоянная в смеси разреженных газов H<sub>2</sub>-N<sub>2</sub> / А.Ф. Богатырев, В.Р. Белалов, М.А. Кучеренко и др. // Сб. трудов VII Международной научно-технической конференции «Энергетика, информатика, инновации – 2017». – Смоленск: Универсум, 2017. – Т. 1. – С. 48–52.
23. Vogel E. High-precision viscosity measurements on methane / E. Vogel, J. Wilhelm, C. Kuechenmeister et al. // *High Temp. – High Pressures.* – 2000. – Т. 32. – № 1. – С. 73–81.
24. Boushehri A. Equilibrium and transport properties of eleven polyatomic gases at low density / A. Boushehri, J. Bzowski, J. Kestin et al. // *J. Phys. Chem. Ref. Data.* – 1987. – Т. 16. – № 3. – С. 445–466.

## Calculating viscosity of dilute gas mixtures containing methane, ethane, propane and n-butane

A.F. Bogatyrev<sup>1\*</sup>, M.A. Kucherenko<sup>1</sup>, O.A. Makeenkova<sup>2</sup>

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

<sup>2</sup> Smolensk State University, Bld. 4, Przhhevskogo street, Smolensk, 214000, Russian Federation

\* E-mail: Tfs209@yandex.ru

**Abstract.** Within the gas kinetic theory of Chapman and Enskog a method for finding intermolecular potential parameters for unlike interactions was suggested. These parameters were used for calculation of the gas mixtures' viscosities. For viscosity of binary and ternary gas mixtures the proposed method gave an error of 0,5...3%.

In this paper, the calculated viscosities of 5 gas systems, namely: CH<sub>4</sub>-C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, CH<sub>4</sub>-C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>, CH<sub>4</sub>-n-C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>-n-C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>-n-C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>, are presented for different mixture compositions in the temperature range of 240...600 K. For some mixtures, authors' results were compared with experimental and other calculated data. All of them agree rather well.

**Keywords:** dilute gas mixtures, viscosity, calculation method, hydrocarbons.

## References

- HIRSCHFELDER, J.O., Ch.F. CURTISS, R.B. BIRD. *Molecular theory of gases and liquids* [Molekulyarnaya teoriya gazov i zhidkostey]. Translated from English. Moscow: Izdatelstvo Inostrannoy Literatury, 1961. (Russ.).
- FERZIGER, J.H., H.G. KAPER. *Mathematical theory of transport processes in gases* [Matematicheskaya teoriya protsessov perenosa v gazakh]. Translated from English. Moscow: Mir, 1976. (Russ.).
- GOLUBEV, I.F., N.Ye. GNEZDILOV. *Viscosity of gas mixtures* [Vyazkost gazovykh smesey]. Moscow: Izdatelstvo Standartov, 1971. (Russ.).
- TRAUTZ, M., K.G. SORG. Viscosity, thermal conductivity, and diffusion in gas mixtures: XVI. The viscosity of  $H_2$ ,  $CH_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $C_3H_8$ , and their binary mixtures [Die Reibung, Wärmeleitung und Diffusion in Gasmessungen. XVI. Die Reibung von  $H_2$ ,  $CH_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $C_3H_8$  und ihren binaren Gemischen]. *Ann. Phys.* 1931, vol. 10, no. 1, pp. 81–96. ISSN 0003-4916. (German).
- BZOWSKI, J., J. KESTIN, E.A. MASON et al. Equilibrium and transport properties of gas mixtures at low density: eleven polyatomic gases and five noble gases. *J. Phys. Chem. Ref. Data.* 1990, vol. 19, no. 5, pp. 1179–1232. ISSN 0047-2689.
- KESTIN, J., S.T. RO. Transport properties of nine binary and two ternary mixtures of gases at low density. *Ber. Bunsen-Ges. Phys. Chem.* 1976, vol. 80, no. 7, pp. 619–624. ISSN 0005-9021.
- ABE, Y., J. KESTIN, H.E. KHALIFA et al. The viscosity and diffusion coefficients of the mixtures of four light hydrocarbon gases. *Physica A.* 1978, vol. 93A, pp. 155–170. ISSN 0378-4371. Available from: [https://doi.org/10.1016/0378-4371\(78\)90215-7](https://doi.org/10.1016/0378-4371(78)90215-7).
- MOGHADASI, J., M.M. PAPARI, F. YOUSEFI et al. Transport coefficients of natural gases. *J. Chem. Eng. Jpn.* 2007, vol. 40, no. 9, pp. 698–710. ISSN 0021-9592.
- MOHAMMAD-AGHAIE, D., M.M. PAPARI, A.R. EBRAHIMI. Determination of transport properties of dilute binary mixtures containing carbon dioxide through isotropic pair potential energies. *Chinese Journal of Chemical Engineering.* 2014, vol. 22, no. 3, pp. 274–286. ISSN 1004-9541.
- FOKIN, L.R., A.N. KALASHNIKOV. Transport properties of a mixture of the dilute gases  $CH_4$ – $N_2$  [Transportnyye svoystva smesi razrezhennykh gazov  $CH_4$ – $N_2$ ]. *Inzhenerno-Fizicheskiy Zhurnal.* 2016, vol. 89, no. 1, pp. 240–249. ISSN 0021-0285. (Russ.).
- FOKIN, L.R., A.N. KALASHNIKOV, A.F. ZOLOTUKHINA. Transport properties of dilute gases. A hydrogen-methane system [Transportnyye svoystva razrezhennykh gazov. Sistema vodorod-metan]. *Inzhenerno-Fizicheskiy Zhurnal.* 2011, vol. 84, no. 6, pp. 1306–1317. ISSN 0021-0285. (Russ.).
- HELLMANN, R., E. BICH, V. VESOVIC. Cross second virial coefficients and dilute gas transport properties of the  $(CH_4 + CO_2)$ ,  $(CH_4 + H_2S)$ , and  $(H_2S + CO_2)$  systems from accurate intermolecular potential energy surfaces. *J. Chem. Thermodyn.* 2016, vol. 102, pp. 429–441. ISSN 0021-9614.
- HELLMANN, R. Cross second virial coefficients and dilute gas transport properties of the  $(CH_4 + C_3H_8)$  and  $(CO_2 + C_3H_8)$  systems from accurate intermolecular potential energy surfaces. *J. Chem. Eng. Data.* 2018, vol. 63, no. 1, pp. 246–257. ISSN 0021-9568.
- BOGATYREV, A.F., O.A. MAKEENKOVA, V.R. BELALOV et al. Calculation of viscosity and diffusion coefficients in binary mixtures of dilute gases. *Advanced Studies in Theoretical Physics.* 2017, vol. 11, no. 6, pp. 283–296. ISSN 1313-1311.
- MAKEENKOVA, O.A., A.F. BOGATYREV. To calculation of viscosity for binary mixtures of dilute gases [K raschetu vyazkosti binarnykh smesey razrezhennykh gazov]. In: *Collected papers of the VII International science-technical conference "Power supplies, informatics, innovations – 2017"*. Smolensk: Universum, 2017, vol. 1, pp. 122–125. (Russ.).
- BOGATYREV, A.F., M.A. KUCHERENKO, O.A. MAKEENKOVA. Calculation of viscosity and diffusion factors for dilute binary mixtures of the carbon dioxide with the ethane and propane [Raschet koeffitsientov vyazkosti i diffuzii razrezhennykh binarnykh smesey dvoukisi ugleroda s etanom i propanom]. *Mezhdunarodnyy Nauchno-Issledovatel'skiy Zhurnal.* 2018, no. 7(73), pp. 7–12. ISSN 2303-9868 (Russ.).
- BOGATYREV, A.F., O.A. MAKEENKOVA, M.A. KUCHERENKO. Transport properties of natural gas mixtures related to viscosity. *JP Journal of Heat and Mass Transfer.* 2018, vol. 15, no. 3, pp. 777–790. ISSN 0973-5763.
- LAESECKE, A., C.D. MUZNY. Correction to: Ab initio calculated results require new formulations for properties in the limit of zero density: The viscosity of methane ( $CH_4$ ). *Int. J. Thermophys.* 2018, vol. 39, is. 4, article no. 52. ISSN 0195-928X.
- FRIEND, D.G., H. INGHAM, J.F. ELY. Thermophysical properties of ethane. *J. Phys. Chem. Ref. Data.* 1991, vol. 20, no. 2, vol. 275–347. ISSN 0047-2689.
- VOGEL, E., C. KUECHENMEISTER, E. BICH et al. Reference correlation of the viscosity of propane. *J. Phys. Chem. Ref. Data.* 1998, vol. 27, no. 5, pp. 947–970. ISSN 0047-2689.
- VOGEL, E., C. KUECHENMEISTER, E. BICH. Viscosity correlation for n-butane in the fluid region. *High Temperatures-High Pressures.* 1999, vol. 31, pp. 173–186. ISSN 0018-1544.
- BOGATYREV, A.F., V.R. BELALOV, M.A. KUCHERENKO et al. Factors of viscosity and diffusion, a thermodynamic constant for a mixture of dilute gases  $H_2$ – $N_2$  [Koeffitsiyenty vyazkosti, diffuzii i termodiffuzionnaya postoyannaya v smesi razrezhennykh gazov  $H_2$ – $N_2$ ]. In: *Collected papers of the VII International science-technical conference "Power supplies, informatics, innovations – 2017"*. Smolensk: Universum, 2017, vol. 1, pp. 48–52. (Russ.).
- VOGEL, E., J. WILHELM, C. KUECHENMEISTER et al. High-precision viscosity measurements on methane. *High Temp. – High Pressures.* 2000, vol. 32, no. 1, pp. 73–81. ISSN 0018-1544.
- BOUSHEHRI, A., J. BZOWSKI, J. KESTIN et al. Equilibrium and transport properties of eleven polyatomic gases at low density. *J. Phys. Chem. Ref. Data.* 1987, vol. 16, no. 3, pp. 445–466. ISSN 0047-2689.

УДК 622.279.72

## Фазовое состояние трехкомпонентной смеси «метан – пропан – декан» с малой концентрацией декана

**В.М. Булейко<sup>1\*</sup>, Б.А. Григорьев<sup>1</sup>, В.С. Музыкаина<sup>1</sup>**

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

\* E-mail: V\_Buleiko@vniigaz.gazprom.ru

**Ключевые слова:**

адиабатическая  
калориметрия,  
фазовые  
равновесия,  
фаза,  
микрофаза,  
макрофаза,  
углеводородная  
смесь,  
конденсация,  
кристаллизация.

**Тезисы.** В статье представлены результаты прецизионных калориметрических измерений фазового поведения трехкомпонентной смеси «метан – пропан – декан» с малой концентрацией декана в диапазоне от 0,06 до 1,05 % мол. Теплоемкость, температурная производная давления при постоянном объеме, внутренняя энергия и давление измерены в температурном диапазоне от 100 до 370 К и при давлении от 0,1 до 40 МПа. На основе экспериментальных данных о теплоемкости и температурной производной давления при постоянном объеме построены фазовые диаграммы для трехкомпонентной смеси «метан – пропан – декан». Для демонстрации метода представлено построение фазовой огибающей традиционной формы для углеводородной смеси  $79,79C_1 + 17,16C_3 + 3,05C_7$ .

Результаты измерений при помощи прецизионного калориметрического комплекса показали, что фазовое поведение трехкомпонентной смеси «метан – пропан – декан» с малой концентрацией декана существенно трансформировано по сравнению с традиционными представлениями: названная смесь расщепляется на равновесные макро- и микрофазы. Для доказательства, что все фазы равновесны, использовался режим охлаждения. При режиме охлаждения наблюдались те же фазовые переходы, что и при нагреве.

Исследование фазовых равновесий углеводородных смесей привлекает большое внимание вследствие того, что исторически они являются наиболее важным источником информации о природе межмолекулярных сил в смесях, представляя собой основу для изучения фундаментальных свойств материи. Вид фаз, которые могут существовать в каких-то конкретных условиях, зависит от химической природы компонентов [1]. В практическом плане исследование фазового поведения пластовых углеводородных флюидов, насыщающих продуктивный коллектор, имеет большое значение для совершенствования технологии добычи нефти и газа в нефтегазовой промышленности. Для оптимизации добычи углеводородов из нефтегазовых залежей важно иметь достоверные данные об объемных свойствах и фазовых изменениях, которым подвергается пластовый флюид на пути от пластового резервуара до промысла.

Современные методы построения фазовых диаграмм базируются на экспериментальных данных. Точность расчетных методов в значительной степени ограничена способностью эксперимента выявлять все фазовые переходы и, как результат, локализовать все фазы системы. Как правило, исследование фазовых равновесий углеводородных смесей реализуется через PVT<sup>1</sup>-эксперимент. PVT-свойства – общий термин для выражения объемного поведения пластового флюида как функции давления и температуры [2]. Многие особенности фазовых равновесий «жидкость – пар» и «жидкость – жидкость» были изучены на протяжении предыдущего и начала нынешнего веков. Однако общим недостатком стандартного PVT-эксперимента является то, что в процессе исследования фазовых равновесий фазовые переходы локализируются косвенно (например, давление начала конденсации при какой-то конкретной температуре оценивается посредством экстраполяции количества нарождающейся

<sup>1</sup> PVT – акроним от англ. pressure, volume, temperature (давление, объем, температура).

второй фазы в ноль). Как результат, стандартные методы не могут выявить фазовых переходов некоторых типов, например обуславливающих формирование микрофаз<sup>2</sup>.

Точные калориметрические измерения показывают, что фазовое поведение углеводородных смесей с малой концентрацией высокомолекулярных компонентов (содержание фракции  $C_{4+} < 2,0$  % мол.) трансформировано по сравнению с традиционными представлениями. Впервые новый тип фазового поведения наблюдался при исследовании методом прецизионной адиабатической калориметрии 7-компонентных смесей, моделирующих реальный пластовый углеводородный флюид [3]. Установлено, что фазовая диаграмма этих смесей значительно трансформирована по сравнению с традиционными представлениями и ее конфигурация предопределяется содержанием высокомолекулярных компонентов. Углеводородная смесь расщепляется на равновесную макрофазу, обогащенную фракцией  $C_1-C_3$ , и равновесные микрофазы, обогащенные компонентами фракции  $C_{4+}$ . Равновесность этих фаз доказана авторами экспериментально с использованием режима охлаждения. При охлаждении наблюдаются те же фазовые переходы, что и при нагреве (образование микрофаз, обогащенных высокомолекулярными компонентами фракции  $C_{4+}$  и макрофазы «жидкость – пар», обогащенной фракцией  $C_1-C_3$ ), только в обратной последовательности.

Для объяснения необычного фазового поведения 7-компонентных смесей авторами изучен ряд 3-компонентных смесей, представленных как псевдобинарные смеси, состоящие из псевдокомпонента (бинарная смесь с постоянным соотношением метана и пропана) и второго высокомолекулярного компонента из фракции  $C_{4+}$ . Варьирование концентрации высокомолекулярного компонента позволяет

выявить его вклад в общий характер фазового поведения системы. Далее представлены результаты исследования псевдобинарной смеси, содержащей в качестве высокомолекулярного компонента декан. Варьирование концентрации декана в диапазоне от 0,06 до 1,05 % мол. позволило установить его вклад в необычное фазовое поведение смеси и, в частности, в формирование микрофазы. Впоследствии будут представлены результаты исследования псевдобинарных смесей, вторым компонентом которых станут другие представители гомологического ряда  $C_{4+}$ .

### Экспериментальная установка, методика исследований и приготовление образцов

Экспериментальные исследования проведены методом прецизионной адиабатической калориметрии на основе оригинальной методики<sup>3</sup>, зарегистрированной в Российском научнотехническом центре информации по стандартизации, метрологии и оценке соответствия. Метод реализован в экспериментальном комплексе, состоящем из двух адиабатических калориметров [4, 5]. Экспериментальный комплекс позволяет определять термодинамические параметры (температуру, давление, внутреннюю энергию) исследуемых систем в диапазоне температуры 110...420 К и при давлении до 60 МПа.

С использованием технологии построения калориметрическим методом фазовых диаграмм углеводородных флюидов авторами изучено фазовое поведение и построены фазовые диаграммы 3-компонентной смеси «метан – пропан – декан» с малой концентрацией декана. Углеводородные смеси готовились в специальном пробоотборнике на основе коллекции химически чистых компонентов углеводородов алканового ряда. Перед началом заполнения углеводородными компонентами пробоотборник тщательно промывался и в течение суток вакуумировался. После этого его взвешивали на аналитических весах точностью 0,05 мг. Компоненты углеводородов подавались в пробоотборник поочередно, начиная с высокомолекулярного декана, по мере

<sup>2</sup> Здесь уместно, наряду с традиционным определением фазы как макроскопической физически однородной части вещества, отделенной от остальной части системы границами раздела, так что она может быть извлечена из системы механическим путем, ввести определение микро- и макрофазы. Будем называть микрофазой многокомпонентной смеси с малой концентрацией высокомолекулярных компонентов фазу, состоящую из компонентов, имеющих малую концентрацию в гомогенной исходной смеси. Макрофазой многокомпонентной смеси с малой концентрацией высокомолекулярных компонентов будем называть фазу, состоящую из компонентов, составляющих основную долю гомогенной исходной смеси.

<sup>3</sup> См. 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 информации по стандартизации, метрологии и оценке соответствия. – М., 2005. – 42 с.

снижения их молекулярного веса. После зачки каждого последующего компонента пробоотборник взвешивался.

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

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

При исследовании использовались два режима измерений – нагрева и охлаждения. В ходе измерений непрерывно контролировались следующие параметры: давление, температура, теплоемкость и внутренняя энергия.

### Технология построения калориметрическим методом фазовых диаграмм углеводородных флюидов

Для оценки фазовых характеристик пластовых газожидкостных систем широко используется фазовая диаграмма PVT-соотношений, которая отражает изменения в состоянии фаз газожидкостных систем [6]. Технологию построения калориметрическим методом фазовых диаграмм углеводородных флюидов рассмотрим на примере традиционной фазовой диаграммы 3-компонентной смеси № 1, полученной ранее [7] (таблица, рис. 1). Следует отметить, что

согласно существующим представлениям, особенностями традиционной фазовой диаграммы углеводородных газожидкостных систем являются петлеобразный вид, наличие критической точки, крикондебара, крикондетерма и областей ретроградных явлений [8]. Как показано на рис. 1, двухфазная смесь образует закрытую область на диаграмме «давление – температура». Линия, окружающая эту область, называется фазовой огибающей [2]. Фазовая огибающая состоит из линий точек росы и точек кипения, встречающихся в критической точке смеси. На линии точек росы смесь газообразная и находится в равновесии с зарождающейся жидкостью. Газ (или пар), находящийся при этих условиях, является насыщенным. На линии точек кипения смесь находится в жидком состоянии в равновесии с зарождающимся газом. При этих условиях жидкость является насыщенной. В критической точке в равновесии находятся две одинаковые фазы, по составу равные составу всей системы.

Когда при движении системы по тому или иному термодинамическому пути имеет место фазовый переход, изменяются фазовое состояние системы и ее энергетика. Трансформация фазового состояния системы отражается на характере поведения ее термодинамического потенциала. Как правило, это выражается в изломе графика зависимости термодинамического потенциала от температуры и, соответственно, скачке его температурной производной. Наоборот, излом графика термодинамического потенциала (скачок его температурной производной) при движении системы по тому или иному термодинамическому пути соответствует изменению энергетика системы и, как следствие, трансформации ее фазового состояния.

Измерение термодинамических параметров методом прецизионной адиабатической калориметрии осуществляется в изохорном режиме. При этом фазовые переходы локализируются посредством измерения двух термодинамических потенциалов (внутренней энергии  $U$  и плотности термодинамического потенциала  $\Omega/V = -P$ , где  $\Omega$  – большой термодинамический потенциал;  $V$  – объем;  $P$  – давление) и их температурных производных (теплоемкости  $C_V$  и температурной производной давления  $(\partial P/\partial T)_V$  при постоянном объеме). Следует подчеркнуть, что на пограничной кривой, охватывающей двухфазную область, смесь пребывает в однофазном состоянии. Эта фаза находится

Составы исследованных смесей углеводородов

№ смеси	Содержание, % мол.			
	CH <sub>4</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	nC <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	nC <sub>10</sub> H <sub>22</sub>
1	79,79	17,16	3,05	–
2	93,61	6,39	–	–
3	93,56	6,38	–	0,06
4	93,49	6,38	–	0,13
5	93,38	6,37	–	0,25
6	93,15	6,36	–	0,50
7	92,62	6,33	–	1,05

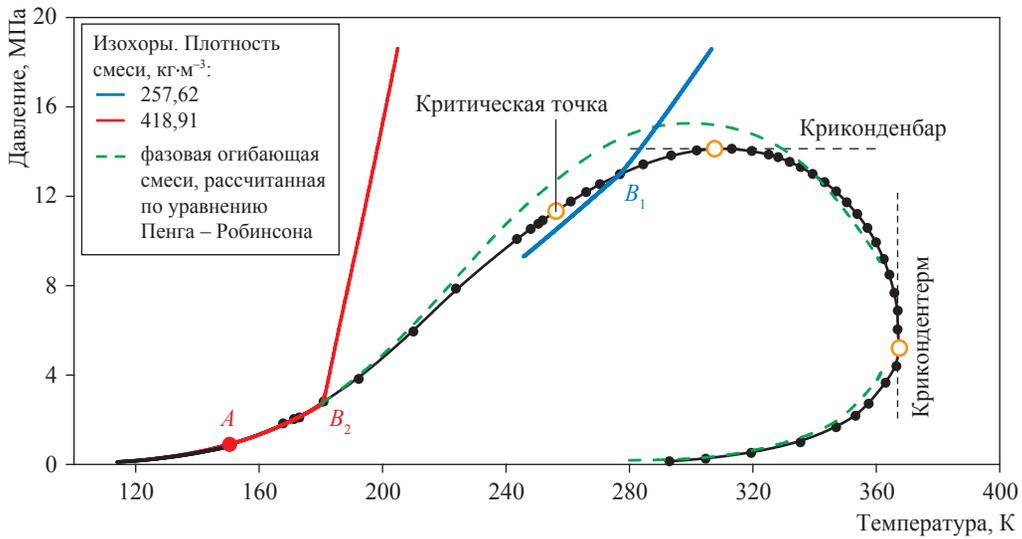


Рис. 1. Экспериментальная фазовая диаграмма 3-компонентной углеводородной смеси № 1 (см. таблицу): точки  $B_1$  и  $B_2$  соответствуют изломам функции,  $A$  – точка плавления

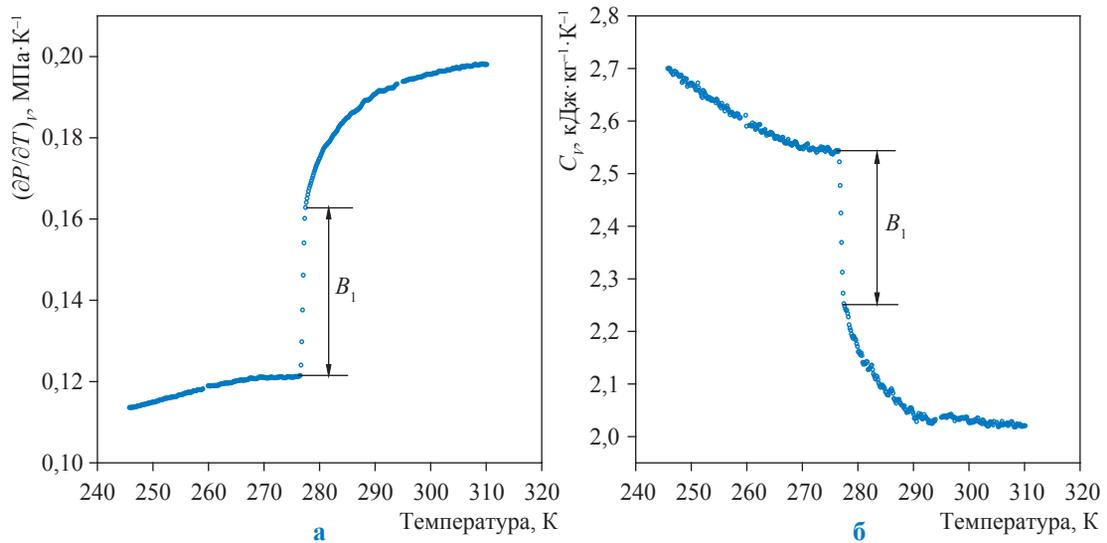


Рис. 2.  $(\partial P/\partial T)_v$  (а) и  $C_v$  (б) как функции температуры 3-компонентной углеводородной смеси № 1 (см. таблицу) постоянной плотности  $257,62 \text{ кг}\cdot\text{м}^{-3}$

в равновесии с зарождающейся второй фазой. Именно зарождение новой фазы и приводит к излому термодинамических потенциалов (см.  $B_1$  и  $B_2$  на рис. 1), а также скачкам их температурных производных (рис. 2, 3, см.  $B_1$  и  $B_2$ ). Фазовые переходы локализируются по изломам (скачкам температурных производных) термодинамических потенциалов. Каждая точка фазовой огибающей соответствует этому излому. Важнейшей особенностью прецизионной адиабатической калориметрии является

возможность определения типа фазового перехода. Так, на рис. 2 представлен фазовый переход «жидкость – пар» ( $B_1$ ), а на рис. 3 – два фазовых перехода: плавление ( $A$ ) и «жидкость – пар» ( $B_2$ ). Локализация фазовых переходов по изломам термодинамических потенциалов и скачкам температурных производных термодинамических потенциалов является наиболее точным методом построения фазовых диаграмм углеводородных флюидов.

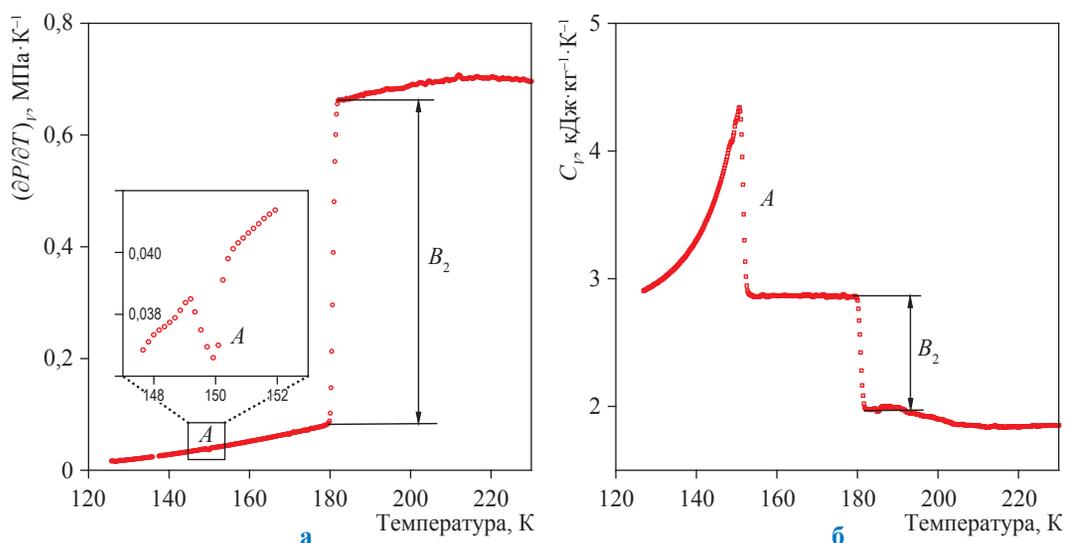


Рис. 3.  $(\partial P/\partial T)_P$  (а) и  $C_p$  (б) как функции температуры 3-компонентной углеводородной смеси № 1 (см. таблицу) постоянной плотностью  $418,91 \text{ кг}\cdot\text{м}^{-3}$

### Результаты исследования фазового поведения трехкомпонентной смеси «метан – пропан – декан» с малой концентрацией декана

Методом прецизионной адиабатической калориметрии исследовано фазовое поведение 3-компонентных смесей «метан – пропан – декан» № 2–7 с малой концентрацией декана (см. таблицу). Технологию построения калориметрическим методом фазовых диаграмм углеводородных флюидов продемонстрируем на примере смеси № 7. Фазовые переходы локализовались по значениям скачков  $(\partial P/\partial T)_P$  и  $C_p$ , измеренных непосредственно в режиме нагрева (рис. 4, 5).

Как уже отмечалось ранее, каждый излом термодинамического потенциала (см. точки  $B$ ,  $C$ ,  $D$  на рис. 5) и скачок его температурной производной (см. точки  $B$ ,  $C$ ,  $D$  на рис. 4) соответствуют определенному фазовому переходу. Скачкам  $B$  на рис. 4 соответствуют точки  $B$  на кривой I (см. рис. 5). Скачкам  $C$  на рис. 4 соответствуют точки  $C$  на кривых III и IV (см. рис. 5). И, наконец, скачкам  $D$  на рис. 4 соответствуют точки  $D$  на кривой II (см. рис. 5).

Для обобщения на рис. 6 показаны фазовые диаграммы 3-компонентных смесей «метан – пропан – декан» с малой концентрацией декана, представленных как псевдобинарные с концентрацией декана в диапазоне от 0,06 до 1,05 % мол.

### Обсуждение результатов

Как уже отмечалось, при фазовом переходе, имеющем место при движении системы по тому или иному термодинамическому пути, изменяются ее фазовое состояние и энергетика, что отражается на характере поведения ее термодинамического потенциала. Проще всего этот процесс можно проиллюстрировать на примере потенциала Гиббса ( $g$ ), который является гомогенной функцией 1-й степени кон-

центраций компонентов в смеси [9]:  $g = \sum_i \mu_i x_i$ ,

где  $\mu_i$  и  $x_i$  – химический потенциал и концентрация  $i$ -го компонента смеси соответственно.

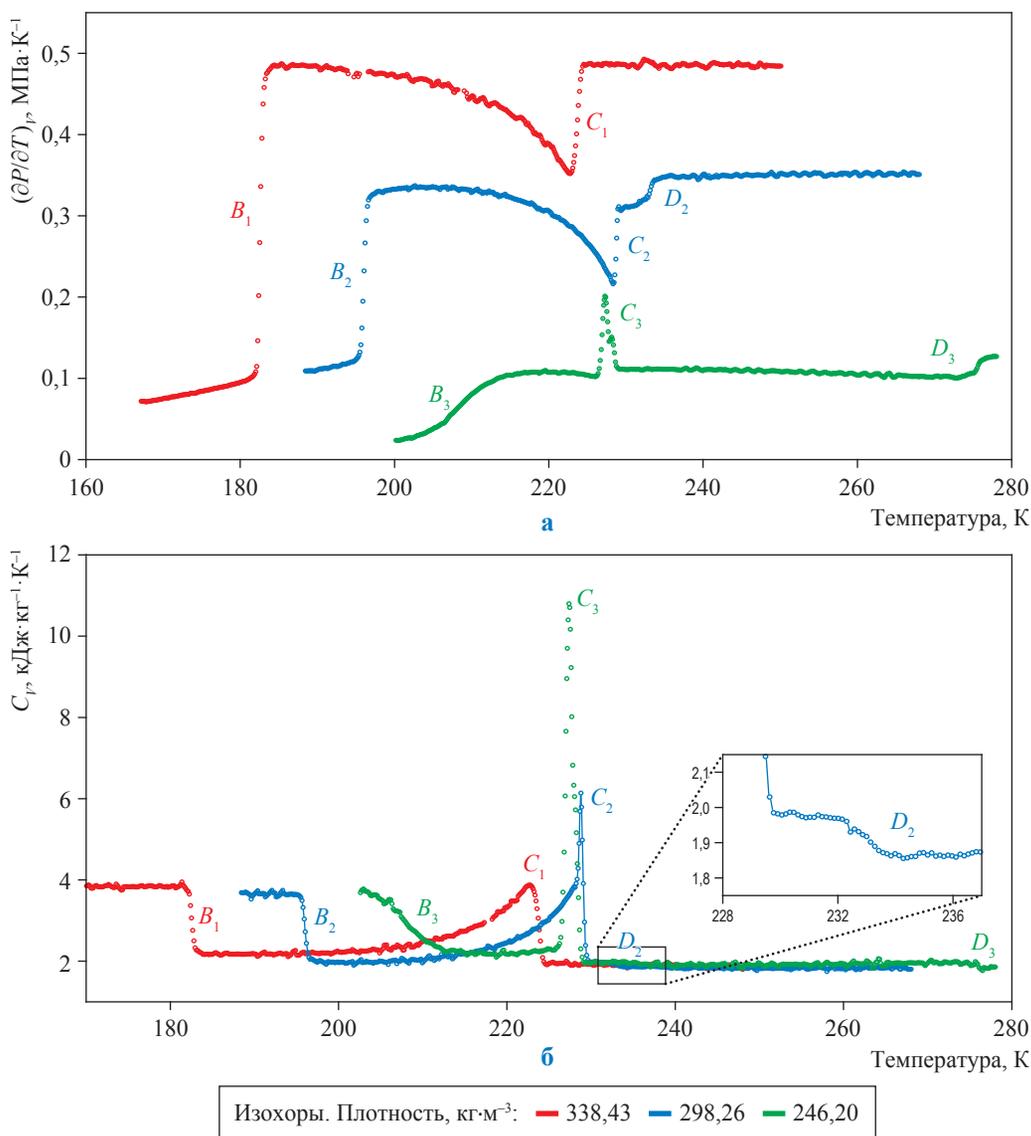
При термодинамическом равновесии фаз наряду с равенством температуры и давления фаз должно выполняться условие равенства химического потенциала каждого компонента в паровой ( $\mu_i^{\text{П}}$ ) и жидкой ( $\mu_i^{\text{Ж}}$ ) фазах:  $\mu_i^{\text{Ж}} = \mu_i^{\text{П}}$ .

Потенциал Гиббса одного моля смеси для

паровой фазы  $g^{\text{П}} = \sum_i \mu_i^{\text{П}} x_i^{\text{П}}$  и для жидкой фазы

$g^{\text{Ж}} = \sum_i \mu_i^{\text{Ж}} x_i^{\text{Ж}}$ , где  $x_i^{\text{П}}$  и  $x_i^{\text{Ж}}$  – мольные доли  $i$ -го

компонента в паровой и жидкой фазах соответственно. Поскольку составы паровой и жидкой фаз различны (за исключением, например, критической точки), то различны и соответствующие потенциалы Гиббса:  $g^{\text{П}} \neq g^{\text{Ж}}$ . Из этого следует, что в критической точке излом графика термодинамического потенциала как функции



**Рис. 4.  $(\partial P/\partial T)_V$  (а) и  $C_V$  (б) как функции температуры 3-компонентной углеводородной смеси № 7 (см. таблицу): для удобства восприятия зеленая изохора на рис. 4а смещена вниз на  $0,1 \text{ МПа} \cdot \text{К}^{-3}$ ; здесь точки  $B, C, D$  – скачки температурной производной термодинамического потенциала**

температуры и, соответственно, скачок его температурной производной отсутствуют ввиду равенства состава паровой и жидкой фаз.

Адиабатический калориметр позволяет непосредственно измерять термодинамические потенциалы и их температурные производные. Благодаря этому можно исследовать фазовое поведение углеводородных смесей и с высокой точностью строить фазовые диаграммы последних. Возможность точной локализации фазового перехода (скачок температурной производной термодинамического потенциала при движении системы по тому или иному термодинамическому пути совпадает с фазовым

переходом) позволяет выявлять особенности фазового поведения, в частности, измерять параметры формирования микрофаз, недоступные для исследования традиционными методами.

Исследования с использованием технологии построения калориметрическим методом фазовых диаграмм показали, что фазовое поведение 3-компонентной смеси «метан – пропан – декан» с малой концентрацией декана и, соответственно, фазовые диаграммы, являющиеся графическим представлением этого фазового поведения, существенно трансформированы по сравнению с традиционными представлениями. Фазовая диаграмма

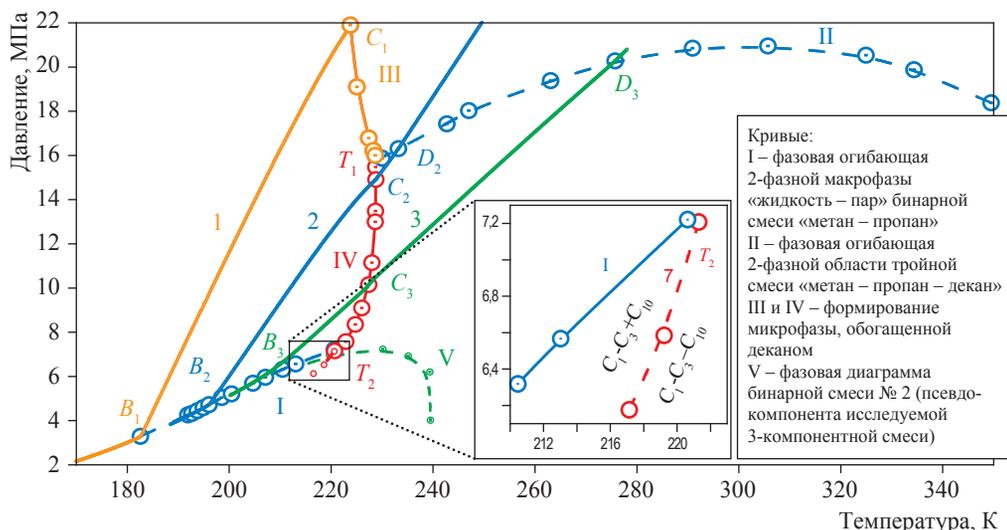


Рис. 5. Фазовая диаграмма 3-компонентной углеводородной смеси № 7: см. таблицу и экспликацию к рис. 4. Здесь точки  $B, C, D$  – изломы термодинамического потенциала

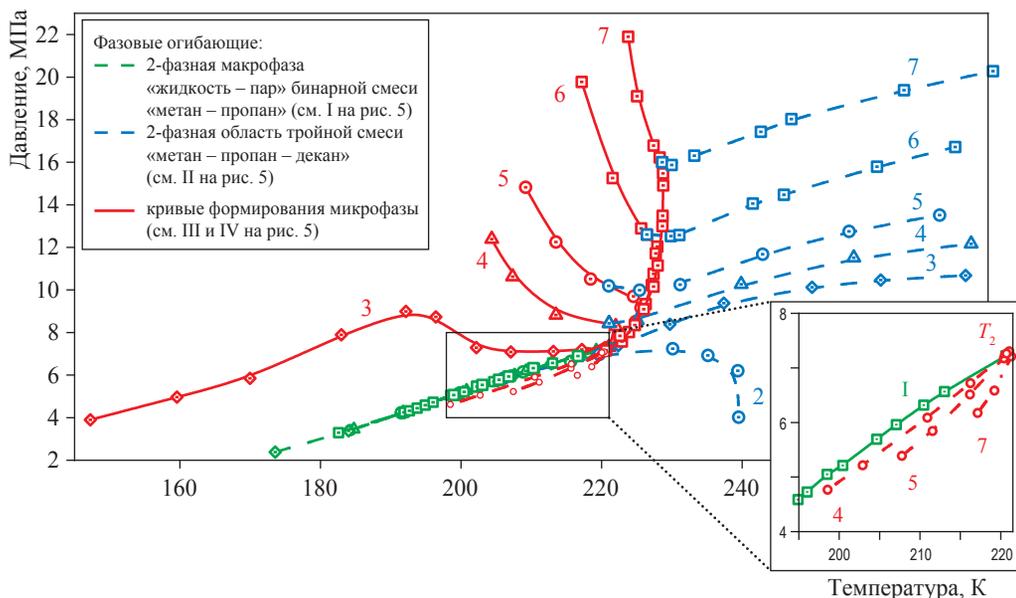
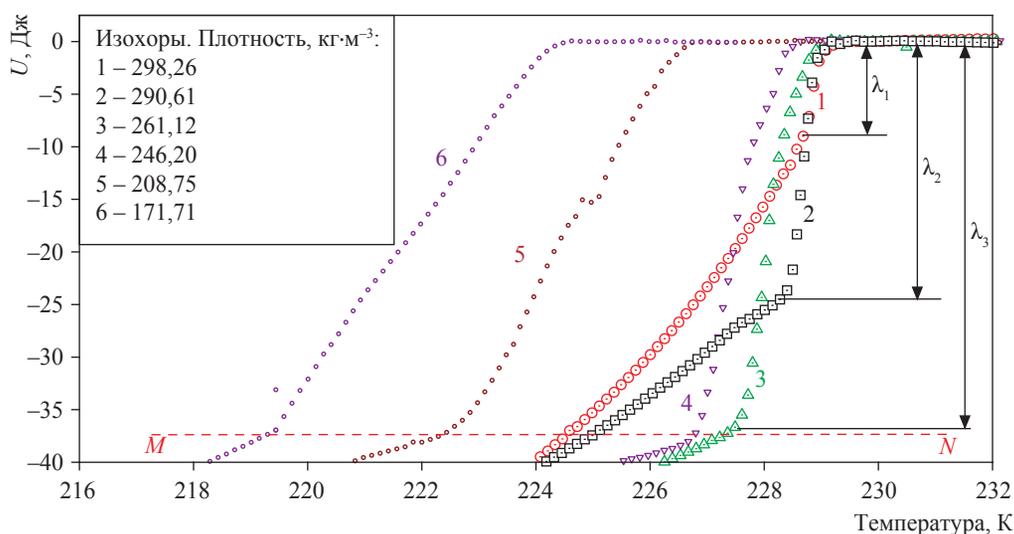


Рис. 6. Фазовые диаграммы 3-компонентных углеводородных смесей «метан – пропан – декан» с малой концентрацией декана: цифрами обозначены номера смесей (см. таблицу)

исследованной авторами 3-компонентной смеси «метан – пропан – декан» с малой концентрацией декана имеет четыре ветви: I, II, III и IV (см. рис. 5). В исследованной смеси микрофаза образована деканом, а макрофаза – смесью метана и пропана.

Остановимся подробнее на некоторых особенностях процесса формирования микрофазы. Как видно на рис. 5, кривая формирования микрофазы включает две ветви III и IV, берущие начало в точке  $T_1$  ее пересечения с фазовой огибающей двухфазной области «жидкость –

пар» 3-компонентной смеси «метан – пропан – декан». Ветвь III простирается вверх в область повышенного давления. Ветвь IV идет вниз, пересекая в точке  $T_2$  фазовую огибающую I макрофазы «жидкость – пар» бинарной смеси «метан – пропан», и далее простирается в область более низких температуры и давления (см. вставки на рис. 5 и 6, последний участок ветви IV обозначен пунктиром). Пунктирный участок ветви IV разделяет две области фазовой диаграммы: область совместного сосуществования микрофазы декана



**Рис. 7. Внутренняя энергия смеси при постоянном объеме как функция температуры 3-компонентной углеводородной смеси № 7 (см. таблицу): для удобства восприятия из значений  $U$  вычтена регулярная составляющая, определяемая теплоемкостью смеси вдали от фазового перехода**

и макрофазы «жидкость – пар» бинарной смеси «метан – пропан» ( $C_1-C_3 + C_{10}$ ) и область «жидкость – пар» 3-компонентной смеси «метан – пропан – декан» ( $C_1-C_3-C_{10}$ ).

Зависимости изохорной теплоемкости 3-компонентной углеводородной смеси № 7 от температуры свидетельствуют о большом вкладе микрофазы ( $C_1$ ,  $C_2$  и  $C_3$ ) в энергетику фазовых переходов системы (см. рис. 4б). Скачки изохорной теплоемкости  $B_1$ ,  $B_2$  и  $B_3$  соответствуют фазовой огибающей двухфазной макрофазы «жидкость – пар», обогащенной фракцией «метан – пропан» (см. I на рис. 5). На рис. 7 показана внутренняя энергия смеси при постоянном объеме как функция температуры. Видно, что структура микрофазы зависит от термобарических условий. При повышенном давлении (см. III на рис. 5) микрофаза находится в квазикристаллическом состоянии, о чем свидетельствует изохорная теплоемкость  $C_1$  на рис. 4б, характер изменения которой соответствует плавлению углеводородов, твердая фаза которых является молекулярным кристаллом (см. A на рис. 3). С понижением давления смеси (соответственно, с уменьшением ее плотности) наблюдается структурное преобразование микрофазы, проявляющееся в качественном изменении характера ее плавления (см.  $C_2$  и  $C_3$  на рис. 4б). С уменьшением давления теплота (см.  $\lambda_1$ ,  $\lambda_2$ ,  $\lambda_3$  на рис. 7), расходуемая на плавление этой структуры, растет,

достигая максимального значения, отмеченного пунктирной линией  $MN$  (изохоры 1–3).

Особенностью фазового поведения микрофазы при увеличении концентрации декана (начиная со смеси № 4 и выше) является резкое увеличение давления фазового перехода при незначительном изменении температуры (см. рис. 5, 6). Подобное фазовое поведение наблюдается, например, у газовых гидратов при давлениях, превышающих давление в верхней квадрупольной точке [5]. Этот факт объясняется малой сжимаемостью сосуществующих фаз.

\*\*\*

Для исследования фазового поведения 3-компонентной смеси «метан – пропан – декан» с малой концентрацией декана применена технология построения фазовых диаграмм калориметрическим методом. На основе экспериментальных значений теплоемкости и производной давления по температуре при постоянном объеме построены фазовые диаграммы смеси.

Результаты измерений при помощи прецизионного калориметрического комплекса показали, что фазовое поведение исследованной смеси трансформировано по сравнению с традиционными представлениями: 3-компонентная смесь «метан – пропан – декан» с малой концентрацией декана расщепляется на макро- и микрофазы. Установлено, что эти фазы равновесны.

Исследование трехкомпонентных смесей, представленных в виде псевдобинарных, видится плодотворным при моделировании фазового поведения углеводородных флюидов с низким конденсатным фактором, позволяет выявить условия расслоения системы на микро- и макрофазы, а также идентифицировать их по составу. Подобное представление полезно при постановке экспериментальных

исследований многокомпонентных смесей в силу того, что позволяет выявлять вклад отдельных компонентов в общий характер поведения системы, тем самым оптимизируя процесс экспериментальных исследований.

*Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (грант № 16-08-00032/18).*

### Список литературы

1. Walas S.M. Phase equilibria in chemical engineering / S.M. Walas. – Oxford, UK: Butterworth-Heinemann, 1985. – 664 с.
2. Pedersen K.S. Phase behavior of petroleum reservoir fluids / K.S. Pedersen, P.L. Christensen, J.A. Shaikh. – Boca Raton, USA, FL: CRC Press – Taylor & Francis Group, 2015. – 445 с.
3. Булейко В.М. Исследование фазового поведения углеводородных смесей с низким конденсатным фактором / В.М. Булейко, Б.А. Григорьев, М.С. Овсяникова // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 2 (30). – С. 4–13.
4. Buleiko V.M. Capillary effects on phase behavior of liquid and gaseous propane and dynamics of hydrate formation and dissociation in porous media / V.M. Buleiko, B.A. Grigoriev, V.A. Istomin // Fluid Phase Equilibria. – 2017. – Т. 441. – С. 64–71.
5. Buleiko V.M. Calorimetric investigation of hydrates of pure isobutane and iso- and normal butane mixtures / V.M. Buleiko, B.A. Grigoriev, J. Mendoza // Fluid Phase Equilibria. – 2018. – Т. 462. – С. 14–24.
6. Лапшин В.И. Фазовые превращения ретроградных газоконденсатных систем при разработке нефтегазоконденсатных месторождений / В.И. Лапшин // Разработка месторождений углеводородов: сб. науч. тр. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2008. – С. 201–211.
7. Булейко В.М. Экспериментальное исследование влияния величины удельной поверхности кварцевого порошка на фазовое поведение трехкомпонентных углеводородных смесей / В.М. Булейко, Б.А. Григорьев, В.А. Истомин // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. – Т. 17. – № 23. – С. 101–107.
8. Пирсон С.Дж. Учение о нефтяном пласте / С.Дж. Пирсон. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 570 с.
9. Коган В.Б. Гетерогенные равновесия / В.Б. Коган. – Л.: Химия, 1968. – 432 с.

## Phase state of ternary mixture methane-propane-decane with low decane concentration

V.M. Buleyko<sup>1\*</sup>, B.A. Grigoryev<sup>1</sup>, V.S. Muzykina<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: V\_Buleiko@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** The present work shows the accurate calorimetric measurements of phase equilibrium of a ternary hydrocarbon mixture methane-propane-decane with low decane content in the range from 0.06 to 1.05 % mol. The heat capacity, temperature derivative of pressure at constant volume, internal energy and pressure as a function of temperature for ternary systems have been measured in the temperature range from 100 to 370 K and in the pressure range from 0.1 to 40 MPa. Based on experimental data of heat capacity and temperature derivative of pressure at constant volume, the phase diagrams for ternary hydrocarbon mixtures have been constructed. To show a method of precision adiabatic calorimetry the phase envelope construction of a classical shape for the ternary hydrocarbon mixture 79.79C<sub>1</sub>+17.16C<sub>3</sub>+3.05C<sub>7</sub> is presented in detail.

Investigations show that if the decane content is less than 1 % mol., the phase behavior of hydrocarbon mixture drastically transforms compared to the classical concepts. The hydrocarbon mixture is separated into a macrophase

enriched by methane and propane, and a microphase enriched by decane. To prove that all phases are equilibrium phases the cooling mode of measurements is used. At cooling mode of measurements the same phase transitions as at heating mode occur.

**Keywords:** adiabatic calorimetry, phase equilibria, phase, microphase, macrophase, hydrocarbon mixture, condensation, crystallization.

#### References

1. WALAS, S.M. *Phase equilibria in chemical engineering*. Oxford, UK: Butterworth-Heinemann, 1985.
2. PEDERSEN, K.S., P.L. CHRISTENSEN, J.A. SHAIKH. *Phase behavior of petroleum reservoir fluids*. Boca Raton, USA, FL: CRC Press – Taylor & Francis Group, 2015.
3. BULEIKO, V.M., B.A. GRIGORYEV, M.S. OVSYANIKOVA. Investigation of phase behavior of hydrocarbon mixtures with low condensate ratios [Issledovaniye fazovogo povedeniya uglevodorodnykh smesey s nizkim kondensatnym faktorom]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2017, no. 2 (30): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 4–13. ISSN 2306-8949. (Russ.).
4. BULEIKO, V.M., B.A. GRIGORIEV, V.A. ISTOMIN. Capillary effects on phase behavior of liquid and gaseous propane and dynamics of hydrate formation and dissociation in porous media. *Fluid Phase Equilibria*. 2017, vol. 441, pp. 64–71. ISSN 0378-3812.
5. BULEIKO, V.M., B.A. GRIGORIEV, J. MENDOZA. Calorimetric investigation of hydrates of pure isobutane and iso- and normal butane mixtures. *Fluid Phase Equilibria*. 2018, vol. 462, pp. 14–24. ISSN 0378-3812.
6. LAPSHIN, V.I. Phase transformations of retrograde gas-condensate systems during development of oil-gas-condensate fields [Fazovyye prevrashcheniya retrogradnykh gazokondensatnykh system pri razrabotke netegazokondensatnykh mestorozhdeniy]. In: *Development of hydrocarbon fields [Razrabotka mestorozhdeniy uglevodorodov]*: collected scientific papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2008, pp. 201–211. (Russ.).
7. BULEYKO, V.M., B.A. GRIGORYEV, V.A. ISTOMIN. Experimental study of correlation between a size of specific surface of quartz powder and phase behavior of 3-component hydrocarbon mixtures [Eksperimentalnoye issledovaniye vliyaniya velichiny udelnoy poverkhnosti kvartsevogo poroshka na fazovoye povedeniye trekhkomponentnykh uglevodorodnykh smesey]. *Vestnik Kazanskogo Tekhnologicheskogo Universiteta*. 2014, vol. 17, no. 23, pp. 101–107. (Russ.).
8. PIRSON, S.J. *Oil reservoir engineering [Ucheniye o neftyanom plaste]*. Translated from English. Moscow: Gostoptekhizdat, 1961. (Russ.).
9. KOGAN, V.B. *Heterogeneous equilibria [Geterogennyye ravnovesiya]*. Leningrad: Khimiya, 1968. (Russ.).

УДК 622.276.654

## Объемные свойства природного газа, залегающего в пластах в условиях высоких температур и давлений

А.Р. Базаев<sup>1\*</sup>, Э.А. Базаев<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Институт проблем геотермии Дагестанского научного центра РАН, Российская Федерация, 367030, г. Махачкала, пр-т Имама Шамиля, д. 39А

\* E-mail: emilbazaev@gmail.com

**Ключевые слова:** паронасыщенный природный газ, пластовые условия высоких температур и давлений, определение запасов газа объемным методом,  $p, V, T$ -измерения системы «метан – вода».

**Тезисы.** Методом безбалластного пьезометра постоянного объема получены взаимозависимости давления, молярного объема и температуры ( $p, V_m, T$ ) модели природного газа (система «метан – вода») по изотермам 523,15; 573,15; 623,15; 653,15 К при давлениях до 60 МПа и молярных долях воды в диапазоне 0,15...0,95.

Определены значения следующих величин: безразмерного фактора сжимаемости  $Z = pV_m/RT$  (где  $R$  – универсальная газовая постоянная), избыточных молярных объемов смесей, кажущегося молярного объема водяного пара в метане и кажущегося удельного объема метана в воде. Дана оценка изменению объема природного газа, обусловленного растворением в нем воды при высоких температурах и давлениях.

Основным компонентом природного газа является метан (более 90 %), объемные свойства которого подробно изучены многими исследователями в широком диапазоне параметров состояния (см., например, [1–4]). Газ в залежах обычно контактирует с краевой (подошвенной) и погребенной водой, поэтому он насыщен парами воды. При пластовых температурах, превосходящих 473,15 К, и средних давлениях содержание паров воды в газе становится весьма большим, а при высоких давлениях значительно увеличивается растворимость газа в погребенной воде. Вследствие этого водяной пар, содержащийся в природном газе, может заметно изменять объемные свойства природного газа, что необходимо учитывать при подсчете запасов и разработке глубокозалегающих газовых месторождений.

Метод определения запасов газа по падению давления при высоких температурах в залежи осложняется тем, что при падении давления должны происходить заметное испарение воды в газовую фазу и выделение газа, растворенного в погребенной воде. Более приемлемым методом определения запасов природного газа, залегающего в условиях высоких температур и давлений, является объемный метод. В объемном методе подсчета запасов учитывается часть объема залежи, занятого газовой фазой, приходящейся на долю паров растворенной в газе воды, а также увеличение объема погребенной воды за счет растворения в ней газа.

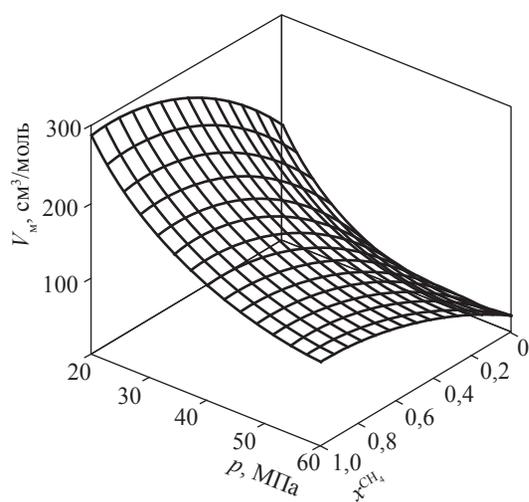
Следовательно, объемный метод подсчета запасов природного газа, залегающего на больших глубинах, основан на знании объемных свойств его смеси с водой. Для этого необходимы данные об объемных свойствах смеси основного компонента природного газа – метана – с водой в широком диапазоне параметров состояния для различных составов этой смеси. Подобная информация может быть получена расчетным путем по известным данным об объемных свойствах чистых компонентов [1–5]. Более достоверными являются экспериментальные данные, получаемые путем проведения измерений давления ( $p$ ), молярного объема смеси ( $V_m$ ) и температуры ( $T$ ) в системе «метан – вода» в широком диапазоне параметров состояния. Расчетные и экспериментальные данные об объемных свойствах этой системы для различных значений температуры и давления и составов опубликованы [6–14].

На основе экспериментальных  $p, V_m, T$ -зависимостей (табл. 1, рис. 1, 2) для модели природного газа (система «метан – вода»), полученных методом пьезометра постоянного объема по изотермам 523,15; 573,15; 623,15; 653,15 К при давлениях до 60 МПа для различных составов смеси в диапазоне молярной доли ( $x$ ) воды

Таблица 1

**Экспериментальные зависимости параметров состояния смеси «метан – вода»**

T, К	p, МПа	Молярный объем, см <sup>3</sup> /моль		V <sub>м</sub> , см <sup>3</sup> /моль, для x <sup>H<sub>2</sub>O</sup>					Относительный избыточный объем смеси состава 0,5 мол. доли (Δ), %
		метана V <sub>м<sup>CH<sub>4</sub></sup></sub>	воды V <sub>м<sup>H<sub>2</sub>O</sup></sub>	0,2	0,4	0,5	0,6	0,8	
523,15	3,9	1114,2	917,0	1108,8	1043,4	1064,4	1080,5	1104,5	4,8
	3,9	1224,7	1084,2	1214,8	1179,1	1194,0	1205,5	1221,6	3,4
573,15	5,9	822,7	667,9	809,9	765,8	683,4	797,6	813,7	5,1
	7,8	617,0	450,0	607,4	566,8	588,5	605,4	613,0	10,3
623,15	5,9	896,3	778,1	880,5	855,6	871,8	885,2	890,4	4,1
	7,8	697,8	552,7	660,4	637,6	654,9	669,6	683,0	4,8
	9,8	542,0	414,7	528,3	502,4	519,7	532,9	537,9	8,6
	11,8	454,5	319,4	440,3	414,0	432,1	450,2	450,7	11,7
	13,7	390,3	247,2	377,4	349,0	367,6	358,7	388,7	15,3
653,15	9,8	566,9	460,1	553,7	528,4	541,2	552,2	564,2	5,5
	14,7	383,8	265,2	369,2	343,0	358,0	376,3	380,1	10,3
	19,6	292,3	156,3	328,5	234,6	267,4	288,1	290,1	19,6
	24,5	239,4	42,0	221,5	189,6	203,2	214,2	230,2	44,4
	29,4	203,1	34,1	184,6	152,4	177,6	179,2	197,6	49,8
	39,2	157,3	30,5	138,4	112,0	126,3	138,2	153,9	34,5
	49,0	132,6	28,8	110,8	81,3	102,7	113,1	127,3	26,0
	58,8	114,6	27,6	92,3	71,3	87,1	95,8	113,2	22,5



**Рис. 1. Зависимость V<sub>м</sub> от p и состава смеси «вода–метан» для T = 653,15 К**

x<sup>H<sub>2</sub>O</sup> = 0,15...0,95 [7–10], авторами дана оценка изменению объема природного газа, обусловленного растворением в нем воды в условиях высоких температур и давлений. По экспериментальным данным о p, V<sub>м</sub>, T, x-зависимостях в системе «метан – вода» рассчитаны значения безразмерного фактора сжимаемости Z = pV<sub>м</sub>/RT, где R = 8,314 Дж/(моль·К) – универсальная (молярная) газовая постоянная. При

исследованных температурах 523,15<sup>1</sup>; 573,15; 623,15 и 653,15 К фактор Z паров смесей воды с метаном уменьшается с ростом концентрации воды. При концентрациях водяного пара ≈ 0,23; 0,15...0,37 и 0,34...0,46 (рис. 3) значение Z близко к 1,0, т.е. смесь «метан – вода» ведет себя как идеальный газ. Этот важный результат значительно упрощает расчет объемных свойств природного газа, содержащего водяной пар при давлениях, превышающих упругость паров воды при данных температурах.

Избыточные молярные объемы смесей V<sub>м</sub><sup>И</sup>, определенные по выражению

$$V_m^И(T, p, x^2) = V_m(T, p, x^2) - [(1 - x^2)V_m^1(T, p) + x^2V_m^2(T, p)],$$

где 1 и 2 – компоненты смеси и x<sup>2</sup> – молярная доля 2-го компонента, приведены на рис. 4 и в табл. 2. Значения V<sub>м</sub><sup>И</sup> положительны во всей исследованной области изменения T, p и x<sup>2</sup>, т.е. смешение компонентов сопровождается увеличением объема. Относительное увеличение объема при смешении чистых компонентов для температур, далеких от критической температуры воды (647,1 К), не превышает 10 %.

<sup>1</sup> Температура исследована, но из-за ограниченного объема статьи соответствующий график далее не приводится, поскольку вид зависимости аналогичен зависимости для температуры 573,15 К.

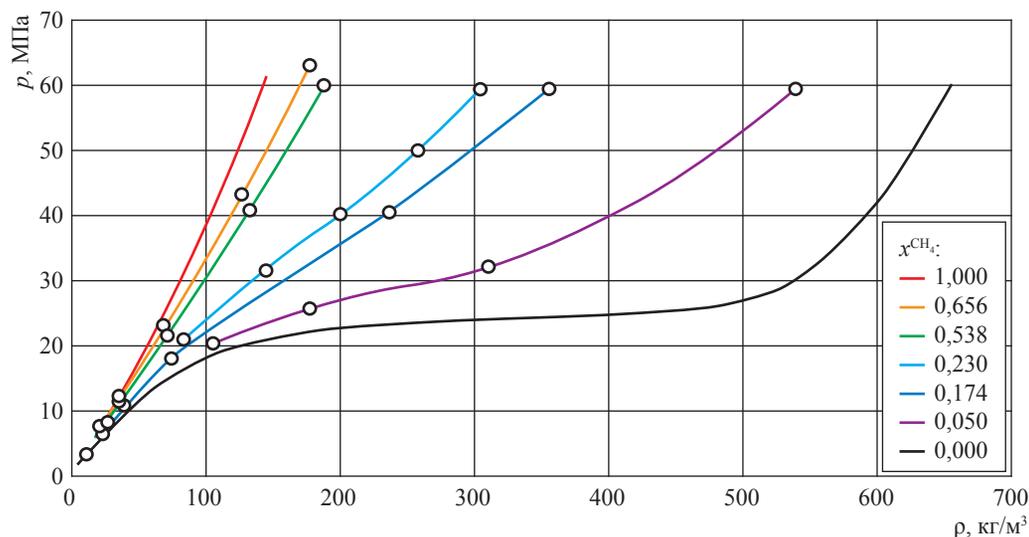


Рис. 2. Зависимость  $p$  от плотности ( $\rho$ ) смеси «вода – метан» для  $T = 653,15$  К

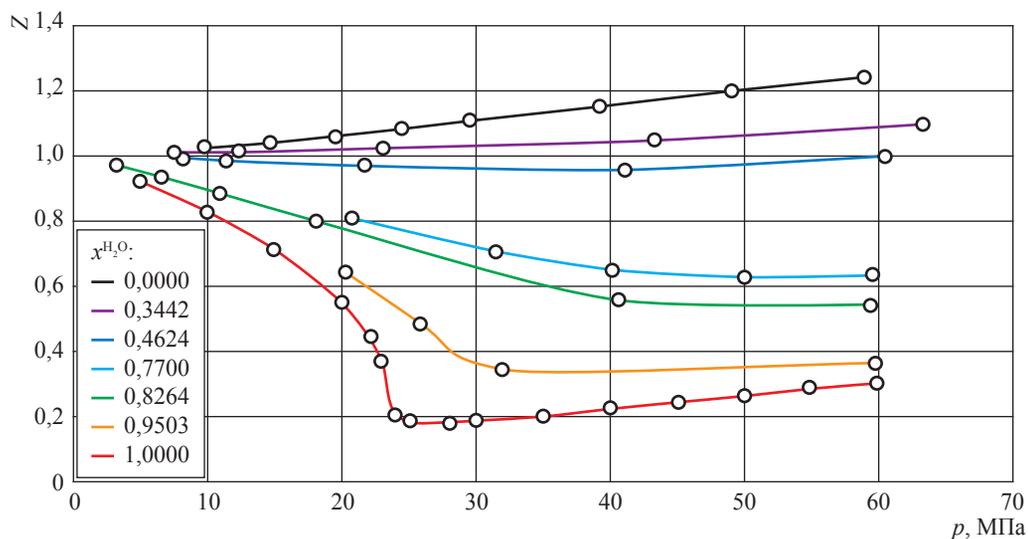


Рис. 3. Зависимость фактора сжимаемости смеси от давления для  $T = 653,15$  К

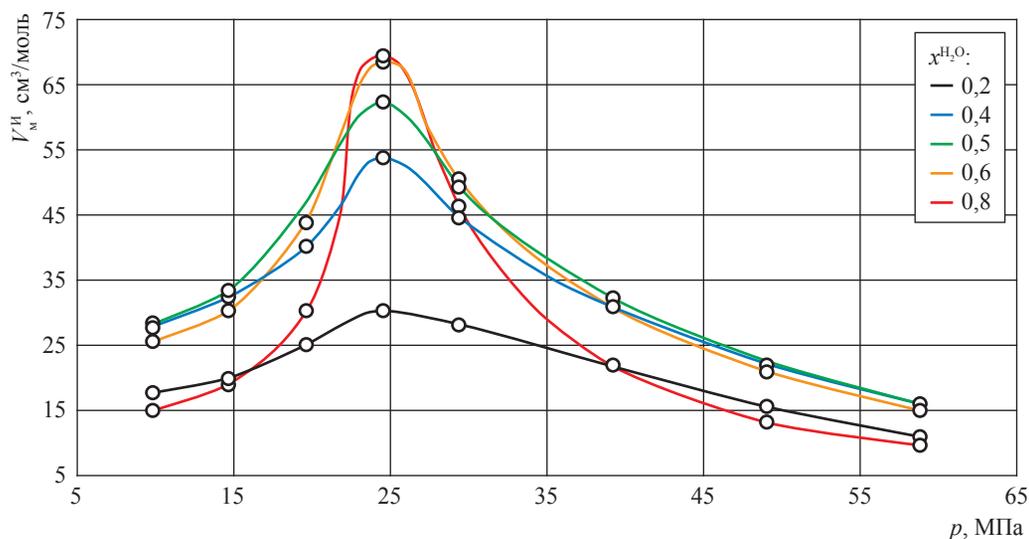


Рис. 4. Зависимость избыточного молярного объема смеси «метан – вода» от давления для  $T = 653,15$  К

Таблица 2

## Избыточные молярные объемы смесей «метан – вода»

T, К	p, МПа	$V_m^{CH_4}$ , см <sup>3</sup> /моль	$V_m^{H_2O}$ , см <sup>3</sup> /моль	$V_m^H$ , см <sup>3</sup> /моль, для $x^{CH_4}$					D, %
				0,2	0,4	0,5	0,6	0,8	
523,15	3,9	1114,2	917,0	29,7	47,4	48,6	45,0	28,5	4,8
	3,9	1224,7	1084,2	19,4	31,7	33,4	32,4	22,7	3,4
573,15	5,9	822,7	667,9	22,0	36,0	38,0	36,8	25,8	5,1
	7,8	617,0	450,0	29,4	50,0	55,0	55,2	39,6	10,3
623,15	5,9	896,3	778,1	12,5	18,5	21,0	21,5	15,0	4,1
	7,8	697,8	552,7	16,0	26,9	29,6	29,8	21,2	4,8
	9,8	542,0	414,7	21,3	36,8	41,3	41,8	30,0	8,6
	11,8	454,5	319,4	23,2	40,6	45,1	45,5	33,0	11,7
	13,7	390,3	247,2	27,0	44,0	48,8	49,7	37,2	15,3
653,15	9,8	566,9	460,1	17,7	28,0	28,3	25,6	15,3	5,5
	14,7	383,8	265,2	20,0	32,9	33,5	30,4	19,2	10,3
	19,6	292,3	156,3	25,0	40,2	43,9	43,9	30,4	19,6
	24,5	239,4	42,0	30,3	53,8	62,5	68,7	69,7	44,4
	29,4	203,1	34,1	28,2	44,7	49,0	50,7	46,4	49,8
	39,2	157,3	30,5	22,0	31,6	32,4	30,8	22,0	34,5
	49,0	132,6	28,8	15,5	22,0	22,0	21,0	13,5	26,0
	58,8	114,6	27,6	11,0	16,0	16,0	14,9	10,0	22,5

Для температур, близких к критической температуры воды, и давлений 20...30 МПа относительное увеличение объема при смешении достигает 40...50 % (см. рис. 4).

Значения кажущегося молярного объема водяного пара ( $V_m^{H_2O}$ )<sup>\*</sup>, определенные по уравнению

$$(V_m^{H_2O})^* = \frac{V_m - (1 - x^{H_2O})V_m^{CH_4}}{x^{H_2O}},$$

приведены в табл. 3. Видно, что кажущиеся молярные объемы водяного пара при малых концентрациях его в метане в области температур 523,15...553,15 К близки к объемам идеального газа. Этот результат необычен с точки зрения явлений, наблюдающихся при смешении метана с парами жидких углеводородов. Кажущийся молярный объем жидких углеводородов, испарившихся в метан, обычно меньше объема чистого жидкого углеводорода и может даже быть отрицательным (вода – н-октан) [14]. Кажущийся же объем водяного пара, находящегося в газообразном метане, значительно больше объема жидкой воды и приближенно равен объему идеального газа. Таким образом, кажущиеся молярные объемы водяного пара в смеси с метаном приближенно

могут быть приняты равными молярному объему идеального газа  $V_m^{иг}$ .

Следует отметить, что в газовых залежах, контактирующих с водой (как краевой, так и погребенной), газ находится в условиях точки росы (по отношению к воде). Экспериментальные исследования, описанные в данной работе, велись в гомогенной газовой области, и поэтому их результаты не могут быть прямым образом перенесены на условия газовой залежи. Давления в газовых залежах всегда значительно выше давления пара воды при пластовой температуре. В табл. 4 приведены данные по кажущимся молярным объемам водяного пара для  $T = 573,15$  К в условиях давлений, значительно превосходящих давления пара воды при такой температуре. В этом случае с ростом давления кажущиеся молярные объемы водяного пара становятся немного меньше объемов идеального газа, однако продолжают превосходить объемы жидкой воды.

Выполненная работа дает возможность оценить изменения объема газа, обусловленные испарением в газ воды. Так, например, по экспериментальным данным [6], при  $p = 25$  МПа содержание водяного пара в газовой фазе системы «метан – вода» составляет 14,5 %. Такое

Таблица 3

Кажущиеся молярные объемы водяного пара в метане для состава смеси  $x^{H_2O} = 0,2$ 

$T, K$	$p, MPa$	$V_M^{CH_4}, \text{см}^3/\text{моль}$	$V_M^{H_2O}, \text{см}^3/\text{моль}$	$V_M^{иг}, \text{см}^3/\text{моль}$	$(V_M^{H_2O})^*, \text{см}^3/\text{моль}$
523,15	3,9	917,4	1114,1	1108,8	1065,8
	3,9	1084,2	1224,7	1214,8	1201,2
573,15	5,9	667,9	882,7	809,9	777,9
	7,8	450,0	617,0	607,4	597,0
623,15	5,9	778,1	896,3	880,5	866,9
	7,8	552,7	697,8	660,4	623,8
	9,8	414,7	542,0	528,3	521,6
	11,8	319,4	454,5	440,3	435,4
	13,7	247,2	390,3	377,4	382,5
653,15	9,8	460,1	566,9	553,7	559,6
	14,7	265,2	383,8	369,2	365,2
	19,6	156,3	292,3	328,5	281,5
	24,5	42,0	239,4	221,5	193,5
	29,4	34,1	203,1	184,6	175,6
	39,2	30,5	157,3	138,4	140,5
	49,0	28,8	132,6	110,8	106,3
	58,8	27,6	114,6	92,3	82,6

Таблица 4

Экспериментальные значения  $V_{M, \text{эксп}}$  молярного объема смеси «метан – вода» при давлениях, превышающих упругость пара воды,  $T = 573,15 K, x^{H_2O} = 0,4325$ 

$p, MPa$	$V_M^{CH_4}, \text{см}^3/\text{моль}$	$V_M^{H_2O}, \text{см}^3/\text{моль}$	$V_M^{иг}, \text{см}^3/\text{моль}$	$V_{M, \text{эксп}}, \text{см}^3/\text{моль}$	$(V_M^{H_2O})^*, \text{см}^3/\text{моль}$
2,0	2439,00	2307,85	2429,66	2400,00	2348,83
3,9	1222,49	1084,20	1214,83	1200,00	1170,50
5,9	818,33	667,85	809,89	788,00	739,00
7,8	614,63	450,04	607,42	594,00	566,94
9,8	436,68	25,20	485,93	477,30	530,59
12,3	396,83	25,01	388,75	384,01	367,19
14,7	333,33	24,84	323,95	310,60	280,79
17,2	288,18	24,68	277,68	264,84	234,22
19,6	254,45	24,53	242,97	231,14	200,55
22,1	228,31	24,39	215,97	205,05	174,52
24,5	207,47	24,26	194,37	182,66	150,10
27,0	190,48	24,14	176,70	163,76	128,62
29,4	176,68	24,02	161,42	146,42	106,01

содержание водяного пара в газе должно привести к увеличению объема газа приблизительно на 10 %. Ориентировочная оценка изменения объема природного газа при испарении в него воды может быть получена и для других значений температуры и давления.

Изменение объема метана, обусловленное его смешением с парами воды, может играть роль при закачке природного газа в пласт, предварительно прогретый водяным паром [15].

Для глубоководных газосодержащих залежей представляет интерес изменение объема воды

(краевой и погребенной), обусловленное растворением в ней метана [9]. Располагая данными по растворимости метана в воде и кажущемуся молярному объему растворенного в воде метана  $V_M^{CH_4}$  (рис. 5), можно определить изменение объема этой воды. В табл. 5 приведены значения кажущегося молярного объема метана, растворенного в воде, и отношения объема воды, насыщенной метаном, к объему чистой воды при тех же температуре и давлении.

Судя по данным рис. 4 и табл. 5, при высоких температурах и давлении объем воды

Таблица 5

**Кажущиеся удельные объемы метана, растворенного в воде**

T, К	p, МПа	Весовая доля CH <sub>4</sub>	V <sub>м</sub> <sup>*</sup> , см <sup>3</sup> /моль	V <sub>м</sub> <sup>CH<sub>4</sub></sup> , см <sup>3</sup> /моль	V <sub>м</sub> <sup>H<sub>2</sub>O</sup> , см <sup>3</sup> /моль	V <sub>м</sub> /V <sub>м</sub> <sup>H<sub>2</sub>O</sup> , см <sup>3</sup> /моль	(V <sub>м</sub> <sup>CH<sub>4</sub></sup> ) <sup>*</sup> , см <sup>3</sup> /моль
523,15	39,2	0,018	1,229	7,792	1,199	1,025	3,335
573,15	39,2	0,023	1,416	8,598	1,309	1,082	5,399
623,15	39,2	0,045	1,861	10,054	1,494	1,246	8,664

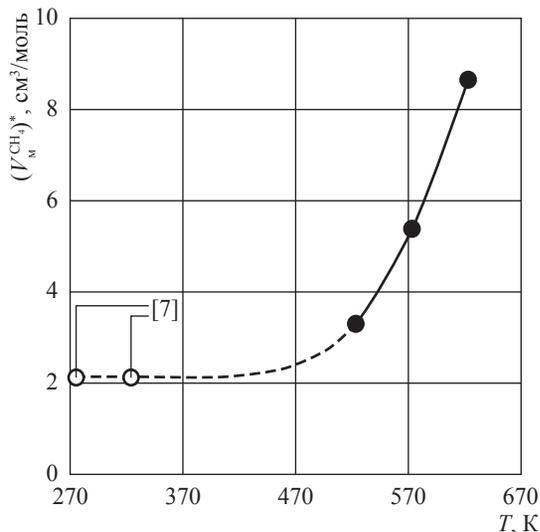


Рис. 5. Зависимость кажущегося удельного молярного объема растворенного в воде метана (V<sub>м</sub><sup>CH<sub>4</sub></sup>)<sup>\*</sup> = V<sub>м,уд</sub> - (G<sup>H<sub>2</sub>O</sup> V<sub>м,уд</sub><sup>H<sub>2</sub>O</sup> / G<sup>CH<sub>4</sub></sup>), где

V<sub>м,уд</sub> – удельный молярный объем смеси;  
 V<sub>м,уд</sub><sup>H<sub>2</sub>O</sup> – удельный молярный объем воды в смеси; G<sup>CH<sub>4</sub></sup>, G<sup>H<sub>2</sub>O</sup> – весовые доли метана и воды соответственно, от температуры для p = 39,2 МПа

заметно увеличивается при растворении в ней метана. Соответственно, при выделении газа из воды должна наблюдаться усадка.

Полученные результаты исследований можно использовать для введения поправок в методы подсчета запасов залежей природного газа, находящегося в условиях высоких температур и давлений.

В объемном методе подсчета запасов следует, во-первых, учитывать, что часть объема залежи, занятого газовой фазой, приходится на долю паров растворенной в газе воды; во-вторых, что объем погребенной воды в газовых залежах должен увеличиваться за счет растворения в ней газа.

Метод определения запасов газа по падению давления при высоких температурах в залежи осложняется тем, что при падении давления должны происходить заметное испарение воды в газовую фазу и выделение газа, растворенного в погребенной воде.

Полученные данные важны также для теоретического анализа растворимости в воде метана и его смесей с другими газами в условиях высоких температур.

**Список литературы**

1. Сычев В.В. Термодинамические свойства метана: ГСССД / В.В. Сычев, А.А. Вассерман, В.А. Загурченко и др. – М.: Издательство стандартов, 1979. – 348 с.
2. Friend D.G. Thermophysical properties of methane / D.G. Friend, J.F. Ely, H. Ingham. – Boulder, Colorado: National Institute of Standards and Technology, 1988.
3. Базаев А.Р. PVT свойства метана при высоких температурах и давлениях / А.Р. Базаев, В.Г. Скрипка // Газовая промышленность. – 1974. – № 12. – С. 44.
4. Базаев А.Р. Возможность расчета PVT свойств метана при повышенных температурах и давлениях / А.Р. Базаев, Г.Ф. Губкина, В.Г. Скрипка // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: сб. – М.: ВНИИЭГазпром, 1974. – № 5. – С. 30.
5. Александров А.А. Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара: справочник / А.А. Александров, Б.А. Григорьев. – М.: Издательство МЭИ, 1999.
6. Султанов Р.Г. Влагосодержание метана при высоких температурах / Р.Г. Султанов, В.Г. Скрипка, А.Ю. Намиот // Газовая промышленность. – 1971. – № 4. – С. 6–8.
7. Намиот А.Ю. Изменение объема и коэффициента сжимаемости воды при растворении в ней природного газа / А.Ю. Намиот, М.М. Бондарева // НТС Всесоюзного нефтегазового научно-исследовательского института (ВНИИ). – 1959. – Вып. 4. – С. 63.

8. Базаев А.Р. Объемные свойства смесей водяного пара с метаном и азотом при повышенных температурах и давлениях / А.Р. Базаев, В.Г. Скрипка, А.Ю. Намиот // Журнал физической химии. – 1975. – Т. 48. – Вып. 9. – С. 2392.
9. Базаев А.Р. Увеличение объема воды при растворении в ней метана / А.Р. Базаев, В.Г. Скрипка, А.Ю. Намиот // Газовая промышленность. – 1977. – № 2. – С. 39–40.
10. Абдулагатов И.М. Объемные свойства и вириальные коэффициенты бинарной смеси вода-метан / И.М. Абдулагатов, А.Р. Базаев, А.Э. Рамазанова // Журнал физической химии. – 1993. – Т. 67. – № 1. – С. 13.
11. Shmonov V.M. High-pressure phase equilibria and supercritical pVT data of the binary water+methane mixture to 723 K and 200 MPa / V.M. Shmonov, R.J. Sadus, E.U. Frank // J. Phys. Chem. – 1993. – Т. 97. – С. 9054–9059.
12. Fenghour A. Densities of (water+methane) in the temperature range 329 K to 588 K and at pressures up to 29 MPa / A. Fenghour, W.A. Wakeham, J.T.R. Watson // J. Chem. Thermodynamics. – 1996. – Т. 28. – С. 447–458.
13. Shvab I. Thermodynamic properties and diffusion of water + methane binary mixtures / I. Shvab, R.J. Sadus // The Journal of Chemical Physics. – 2014. – Т. 140.
14. Базаев А.Р. Объемные свойства газовых растворов водяного пара с н.гексаном и н.октаном / А.Р. Базаев, В.Г. Скрипка, А.Ю. Намиот // Журнал физической химии. – 1975. – Т. 49. – Вып. 5. – С. 1339.
15. Оганов К.А. Основы теплового воздействия на нефтяной пласт / К.А. Оганов. – М.: Недра, 1967. – 203 с.

## Volumetric properties of natural gas bedded in conditions of high temperatures and high pressures

A.R. Bazayev<sup>1\*</sup>, E.A. Bazayev<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Institute for Geothermal Problems, Dagestan Scientific Center of RAS, Bld. 39A, prospekt Imama Shamilya, Makhachkala, 367030, Russian Federation

\* E-mail: emilbazaev@gmail.com

**Abstract.** Using a method of constant-volume nonballast piezometer, the mutual correlations of pressure ( $p$ ), molar volume ( $V_m$ ) and temperature ( $T$ ) for a model of natural gas (a methane-water system) were measured for 523,15; 573,15; 623,15; 653,15 K isotherms, pressure of 60 MPa, and 0,15...0,95 molar fractions of water.

Several magnitudes were evaluated, namely the following ones: a compressibility factor  $Z = pV_m/RT$  (where  $R$  was molar gas constant), excess molar volumes of mixtures, apparent molar volume of the aqueous vapors in methane, and apparent specific volume of methane in water. Changes of gas volume due to gas dilution by water under high temperatures and high pressures were estimated.

**Keywords:** vapor-saturated natural gas, high-temperature and high-pressure in-situ conditions, volumetric determination of gas reserves,  $p, V, T$ -measuring of a methane-water system.

### References

1. SYCHEV, V.V., A.A. VASSERMAN, V.A. ZAGURCHENKO et al. *Thermodynamic properties of methane: State Service of Standard Reference Data* [Termodinamicheskiye svoystva metana: GSSSD]. Moscow: Izdatelstvo Standartov, 1979. (Russ.).
2. FRIEND, D.G., J.F. ELY, H. INGHARN. *Thermophysical properties of methane*. Boulder, Colorado: National Institute of Standards and Technology, 1988.
3. BAZAYEV, A.R., V.G. SKRIPKA. PVT properties of methane at high temperatures and pressures [PVT svoystva metana pri vysokikh temperaturakh i davleniyakh]. *Gazovaya Promyshlennost*. 1974, no. 12, pp. 44. ISSN 0016-5581. (Russ.).
4. BAZAYEV, A.R., G.F. GUBKINA, V.G. SKRIPKA. Potential to calculate PVT properties of methane in case of higher temperatures and pressures [Vozmozhnost rascheta PVT svoystv metana pri povyshennykh temperaturakh i davleniyakh]. *Development and Operation of Gas and Gas-Condensate Fields* [Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy]: collected bk. Moscow: VNIIGazprom, 1974, no. 5, p. 30. (Russ.).
5. ALEKSANDROV, A.A., B.A. GRIGORYEV. *Tables of thermophysical properties of water and aqueous vapor* [Tablitsy teplofizicheskikh svoystv vody i vodyanogo para]: reference bk. Moscow: Moscow Power Engineering Institute (MPEI) Publishers, 1999. (Russ.).

6. SULTANOV, R.G., V.G. SKRIPKA, A.Yu. NAMIOT. Methane moisture content at high temperatures [Vlagosoderzhaniye metana pri vysokokh temperaturakh]. *Gazovaya Promyshlennost*. 1971, no. 4, pp. 6–8. ISSN 0016-5581. (Russ.).
7. NAMIOT, A.Yu., M.M. BONDAREVA. Measuring volume and compressibility factor of water in case natural gas has dissolved in it [Izmeneniye obyema i koeffitsiyenta szhimayemosti vody pri rastvorenii v ney prirodnoy gaza]. In: *Scientific Technical Council of the All-Union Research Institute for Oil and Gas* [NTS VNII]. 1959, is. 4, p. 63. (Russ.).
8. BAZAYEV, A.R., V.G. SKRIPKA, A.Yu. NAMIOT. Volumetric properties of aqueous vapor mixtures with methane and nitrogen at higher temperatures and pressures [Obyemnyye svoystva smesey vodyanogo para s metanom i azotom pri povyshennykh temperaturakh i davlennyakh]. *Zurnal Fizicheskoy Khimii*. 1975, vol. 48, is. 9, p. 2392. ISSN 0044-4537. (Russ.).
9. BAZAYEV, A.R., V.G. SKRIPKA, A.Yu. NAMIOT. Increase of water volume at methane dissolution [Uvelicheniye obyema vody pri rastvorenii v ney metana]. *Gazovaya Promyshlennost*. 1977, no. 2, pp. 39–40. ISSN 0016-5581. (Russ.).
10. ABDULAGATOV, I.M., A.R. BAZAYEV, A.E. RAMAZANOVA. Volumetric properties and virial coefficients of a water-methane binary mixture [Obyemnyye svoystva i virialnyye koeffitsiyenty binarnoy smesi voda-metan]. *Zurnal Fizicheskoy Khimii*. 1993, vol. 67, no. 1, p. 13. ISSN 0044-4537. (Russ.).
11. SHMONOV, V.M., R.J. SADUS, E.U. FRANK. High-pressure phase equilibria and supercritical pVT data of the binary water+methane mixture to 723 K and 200 MPa. *J. Phys. Chem*. 1993, vol. 97, pp. 9054–9059. ISSN 0022-3654. DOI: 10.1021/j100137a036.
12. FENGHOUR, A., W.A. WAKEHAM, J.T.R. WATSON. Densities of (water+methane) in the temperature range 329 K to 588 K and at pressures up to 29 MPa. *J. Chem. Thermodynamics*. 1996, vol. 28, pp. 447–458. ISSN 0021-9614.
13. SHVAB, I., R.J. SADUS. Thermodynamic properties and diffusion of water + methane binary mixtures. *The Journal of Chemical Physics*. 2014, vol. 140. ISSN 0021-9606.
14. BAZAYEV, A.R., V.G. SKRIPKA, A.Yu. NAMIOT. Volumetric properties of aqueous vapor's gaseous solutions with n-hexane and n-octane [Obyemnyye svoystva gazovykh rastvorov vodyanogo para s n.geksanom i n.oktanom]. *Zurnal Fizicheskoy Khimii*. 1975, vol. 49, is. 5, p. 1339. ISSN 0044-4537. (Russ.).
15. OGANOV, K.A. *Basics of heat exposure to an oil bed* [Osnovy teplovogo vozdeystviya na nefyanoy plast]. Moscow: Nedra, 1967. (Russ.).

УДК 541.123.01+661.721+622.276.8

## О расчетах растворимости метанола в газовых конденсатах

А.Г. Касперович<sup>1\*</sup>, Д.В. Моторин<sup>2</sup>, О.А. Омельченко<sup>2</sup>, Д.Е. Украинцева<sup>2</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром переработка», Российская Федерация, 194044, г. Санкт-Петербург, ул. Смольячкова, д. 6, к. 1, стр. 1

<sup>2</sup> Тюменский филиал ООО «Газпром проектирование», Российская Федерация, 625019, г. Тюмень, ул. Воровского, д. 2

\* E-mail: KasperovichAG@gpp.gazprom.ru

**Ключевые слова:** углеводородное сырье, жидкие углеводородные смеси, газовый конденсат, метанол, водометанольный раствор, растворимость метанола в жидких углеводородах, содержание метанола в водометанольном растворе.

**Тезисы.** Метанол, массово используемый в качестве ингибитора гидратообразования на промыслах, хорошо растворяется в жидких углеводородах, следствием чего являются его высокие потери, а также ухудшение качества некоторых продуктов переработки конденсатов, в частности широких фракций легких углеводородов (ШФЛУ) и сжиженных углеводородных газов (СУГ). Современные требования к подготовке углеводородного сырья на промыслах предусматривают обязательный учет потерь метанола, и особенно это актуально при высоких конденсатных факторах подготавливаемого флюида. Ужесточаются требования к содержанию метанола в ШФЛУ и СУГ. Поэтому выполнение достоверных балансовых расчетов потребления метанола на промыслах, поступления его в составе газового конденсата на переработку и распределения по ее продуктам является весьма актуальной задачей.

В статье проанализированы различные методики расчета растворимости метанола в жидких углеводородах (в том числе включенная в СТО Газпром 3.1-3-010-2008), выявлены расхождения между ними и вероятные причины появления таких расхождений. На основе проведенного анализа и расчетных исследований авторами предложена модификация уравнений, зафиксированных в СТО Газпром 3.1-3-010-2008, более строго соответствующая имеющимся экспериментальным данным.

Расчет растворимости метанола в жидких углеводородных смесях (газовых конденсатах и продуктах их промышленной подготовки и переработки) необходим для решения ряда производственных и аналитических задач:

- планирования и оптимизации потребления метанола на промыслах;
- прогноза объемов поступления метанола на мощности по переработке конденсата;
- планирования и проектирования выделения из углеводородных потоков и утилизации (переработки) водометанольных растворов (ВМР);
- прогноза содержания метанола в вырабатываемых из нестабильного газового конденсата широких фракциях легких углеводородов (ШФЛУ) и сжиженных углеводородных газах (СУГ), обеспечения нормативных требований.

Моделирование технологических процессов промышленной подготовки и переработки углеводородного сырья (УВС) широко используется в практике проектных, аналитических и производственных задач. При этом результаты расчетов фазовых равновесий «газ – жидкость» для чисто углеводородных смесей, выполняемых с использованием различных программных продуктов, достаточно хорошо совпадают друг с другом и с экспериментальными данными. Однако при расчетах различными программными средствами трехфазных равновесий смесей углеводородов, воды и метанола по данным, опубликованным в научной литературе, выявлены значительные расхождения содержания (растворимости) метанола в жидких углеводородных смесях (ЖУ).

Для расчетов равновесия многокомпонентных углеводородных фаз (пара и жидкости) и жидкой водометанольной фазы известны «классические» термодинамические методы на базе решения уравнений состояния (УС). Эти методы используют модификации ранее разработанных УС Хьюрона и Видаля [1] и новых УС Харви

и Праусница [2]. Хьюрон и Видаль скомбинировали методы моделирования фазового равновесия, основанные на применении УС и коэффициентов активности компонентов согласно неслучайной двухжидкостной модели NRTL (*англ.* non-random two liquids). По сути, они ввели новые параметры смешивания, учитывающие поведение водной фазы. Педерсен [3] и другие [4] модифицировали эти параметры, введя линейную зависимость от температуры, и предложили их значения для взаимодействия углеводородов с водой, метанолом, солями и другими веществами (данные параметры были получены методом адаптации результатов моделирования к экспериментальным данным).

Необходимо отметить, что такого рода методики весьма сложны в реализации для многокомпонентных смесей, к которым относятся УВС газоконденсатных (ГКМ) и нефтегазоконденсатных (НГКМ) месторождений и выделенные из него продукты промышленной подготовки и переработки, а достичь по ним высокой точности весьма проблематично, в том числе из-за отсутствия надежных, статистически достоверных экспериментальных данных о растворимости метанола в ЖУ, необходимых для настройки уравнений.

Наиболее доступными для реализации на текущем этапе представляются полуэмпирические методики, в частности изложенная в СТО Газпром 3.1-3-010-2008 методика расчета норм расхода химреагентов по добывающим предприятиям ПАО «Газпром». Аналогичная методика разработана в Управлении научно-исследовательских и производственных работ ООО «Газпром добыча Ямбург» в 2009 г. (далее – ябургская методика).

Согласно и СТО Газпром 3.1-3-010-2008, и ябургской методике, растворимость метанола в ЖУ (в газовом конденсате или его жидкой фазе)  $R$ , % масс., выражается зависимостью от температуры и содержания метанола в ВМР, равновесном с ЖУ:

$$R = K_{100} \cdot R_{100}, \quad (1)$$

где  $K_{100}$  – поправочный коэффициент для пересчета растворимости метанола в зависимости от молярной массы ЖУ;  $R_{100}$  – растворимость метанола в ЖУ с молярной массой 100 кг/кмоль, % масс.

Согласно СТО Газпром 3.1-3-010-2008

$$R_{100} = \exp \left[ 12,2257 - \frac{3903,6}{273,15 + t} - \ln \left( -1,34 + \frac{187,2}{g_m} \right) \right]; \quad (2)$$

$$K_{100} = 2,6 - 0,016M_{\text{ЖУ}}, \quad (3)$$

где  $t$  – температура, °С;  $g_m$  – содержание метанола в ВМР, равновесном с ЖУ;  $M_{\text{ЖУ}}$  – молярная масса ЖУ.

Ябургская методика предлагает другие формулы:

$$R_{100} = \exp[0,0489t + \ln(0,000143g_m^2 + 0,00486g_m)]; \quad (4)$$

$$K_{100} = 0,000143M_{\text{ЖУ}}^2 - 0,0414M_{\text{ЖУ}} + 3,714. \quad (5)$$

По уравнениям (2) – (5) выполнены расчеты растворимости метанола в ЖУ с молярной массой 100 кг/кмоль. Для сравнения проведены аналогичные расчеты в системах технологического моделирования (СТМ) «ГазКондНефть» (ГКН), Gibbs и Aspen HYSYS: содержание метанола вычислялось при тех же условиях в стабильном валланжинском газовом конденсате северных месторождений Западной Сибири, состав которого с помощью расчетной сепарации приведен к молярной массе 100 кг/кмоль. Выявлены очень большие расхождения результатов расчетов, причем максимальные

и минимальные значения растворимости метанола получены по ябургской методике и СТО Газпром 3.1-3-010-2008 (рис. 1).

С целью выяснения причин расхождения результатов авторами проанализированы единственные оказавшиеся в их распоряжении систематизированные данные, представленные в диссертационной работе И.В. Лебенковой [5]. Далее было проведено сравнение экспериментальных и расчетных значений прежде всего растворимости метанола в нормальном гексане

(рис. 2). Очевидно, что ябургская методика соответствует экспериментальным данным И.В. Лебенковой при высоких концентрациях метанола в равновесном ВМР, а методика СТО Газпром 3.1-3-010-2008 – экспериментальным данным из других открытых источников при низких концентрациях метанола в равновесном н-гексану ВМР. СТО дают промежуточные результаты.

По представленным на рис. 2 экспериментальным данным скорректированы

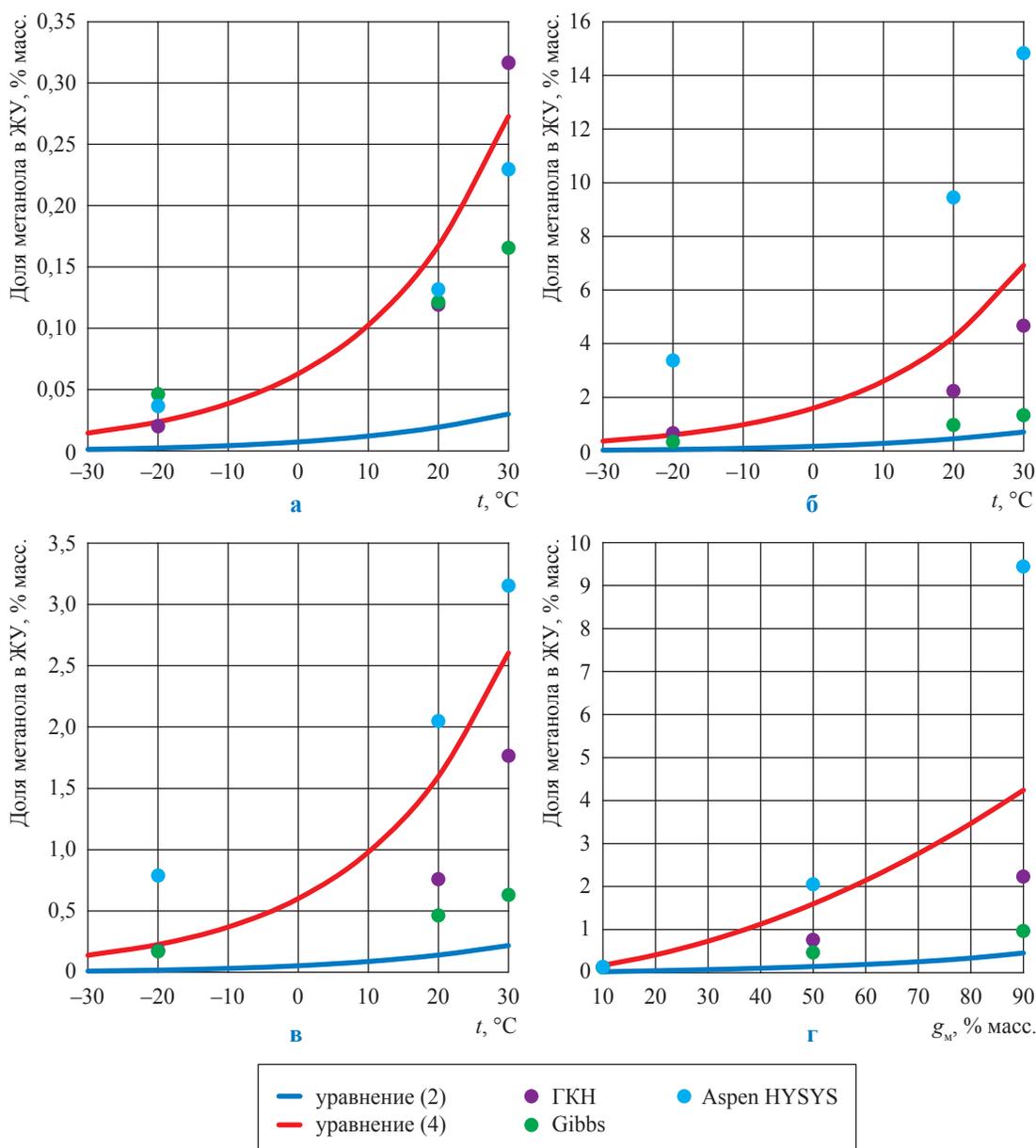


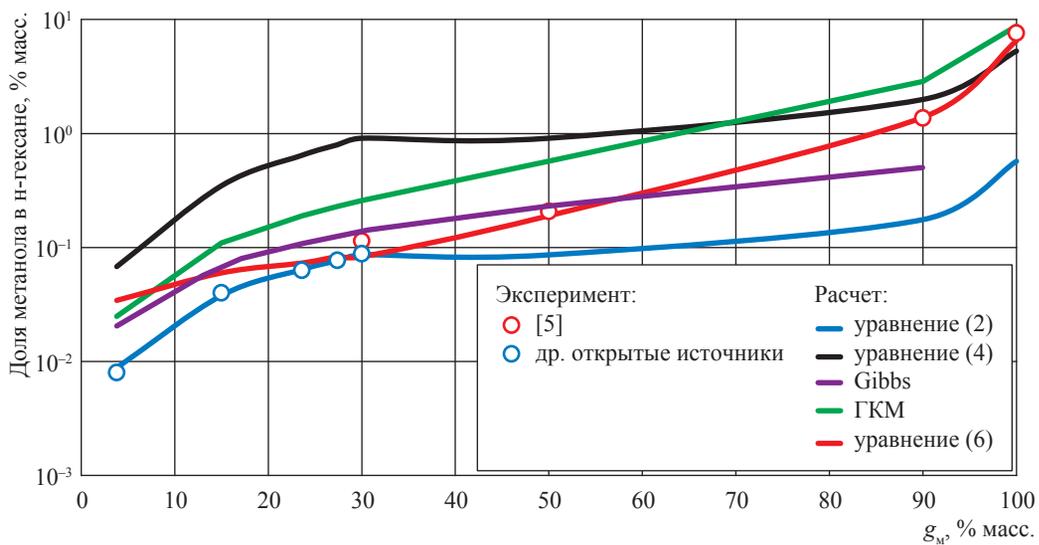
Рис. 1. Расчетные доли метанола в ЖУ молярной массой 100 кг/кмоль: g<sub>м</sub> = 10 % масс. (а); g<sub>м</sub> = 90 % масс. (б); g<sub>м</sub> = 50 % масс. (в); t = 20 °C (г)

коэффициенты уравнения (2) без изменения его формы, в результате чего получено следующее модифицированное уравнение:

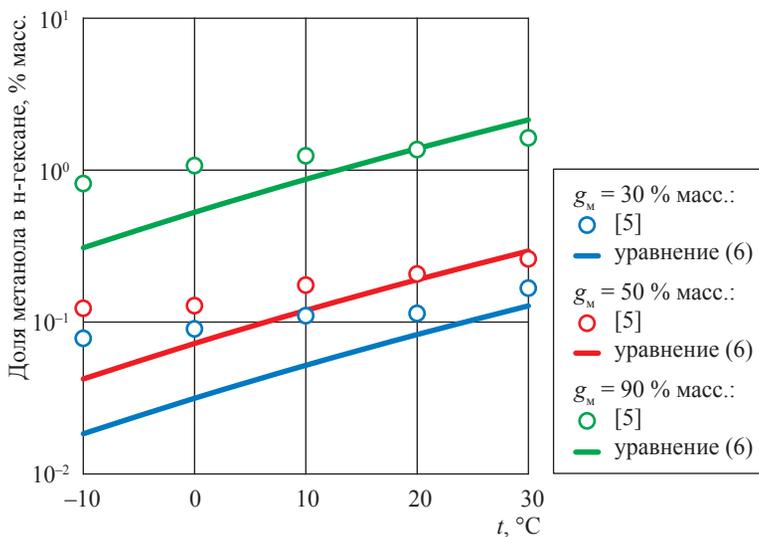
$$R_{100} = \exp \left[ 12,07899 - \frac{3864,56}{273,15 + t} - \ln \left( -1,9832 + \frac{204,4786}{g_M} \right) \right]. \quad (6)$$

Результаты расчетов по уравнению (6) свидетельствуют о его наилучшем соответствии экспериментальным данным во всем диапазоне концентраций равновесного ВМР (см. рис. 2).

Сопоставление расчетных данных о растворимости метанола в н-гексане при различных температурах с экспериментальными данными И.В. Лебенковой (рис. 3) свидетельствует об их приемлемом соответствии при высоких температурах и о прогрессирующем занижении расчета относительно эксперимента с понижением температуры. Этот факт коррелирует с заключением И.В. Лебенковой об образовании



**Рис. 2. Сравнение экспериментальных и расчетных данных о растворимости метанола в н-гексане при различных концентрациях ВМР**



**Рис. 3. Сравнение экспериментальных данных о растворимости метанола в н-гексане с расчетами по уравнению (6) при различных температурах в зависимости от концентрации метанола в равновесном ВМР**

достаточно стойкой эмульсии ВМР в углеводородах, в результате чего экспериментальная растворимость метанола в углеводородах завышается относительно «истинной» – равновесной, поскольку содержит «эмульсионную» составляющую.

Еще более наглядно данный факт выявляется при сопоставлении расчетов с экспериментальными данными И.В. Лебенковой о растворимости метанола в конденсате Ямбургского ГКМ в широком диапазоне температур и при различных концентрациях равновесного ВМР (рис. 4). Очевидны резкий немонотонный прирост экспериментальной растворимости с понижением температуры и хорошее схождение с экспериментом методики СТО Газпром 3.1-3-010-2008 (см. уравнение (2)) и ее авторской модификации (см. уравнение (6)) при высоких температурах, а ямбургской методики (см. уравнение (4)) и расчетов по СТМ – при низких температурах (см. рис. 4). Аналогичные тенденции прослеживаются и для остальных концентраций метанола в ВМР (от 30 до 100 % масс.), в отношении которых И.В. Лебенковой выполнены экспериментальные исследования.

На основании полученных результатов можно сделать вывод, что уравнения (2) и (6) удовлетворительно аппроксимируют «истинную», равновесную, растворимость метанола

в углеводородах, а уравнение (4) и расчеты по СТМ ГКН – «реальную» растворимость, включающую «эмульсионную» составляющую. Вероятно, заложенная в ГКН модель растворимости метанола в углеводородах адаптирована по подобным экспериментальным данным, содержащим «эмульсионную» составляющую. Расчеты по СТМ Gibbs занимают промежуточное положение. Однако необходимо отметить, что в системе Gibbs существует возможность пользовательской настройки параметров (бинарных коэффициентов взаимодействия и т.п.) на расчет растворимости метанола в жидких углеводородах по экспериментальным данным, но при выполнении представленных выше расчетов она не проводилась.

Кроме того, в ходе исследований обнаружены также значительные расхождения между расчетными (по СТМ) растворимостями метанола в нормальных алканах и углеводородных фракциях с аналогичной молярной массой. Это может свидетельствовать о существенном влиянии на растворимость метанола структуры молекул углеводородов (группового состава). Однако вопрос о степени такого влияния остается открытым и требует специальных исследований, хотя в ряде публикаций говорится о наличии такого влияния.

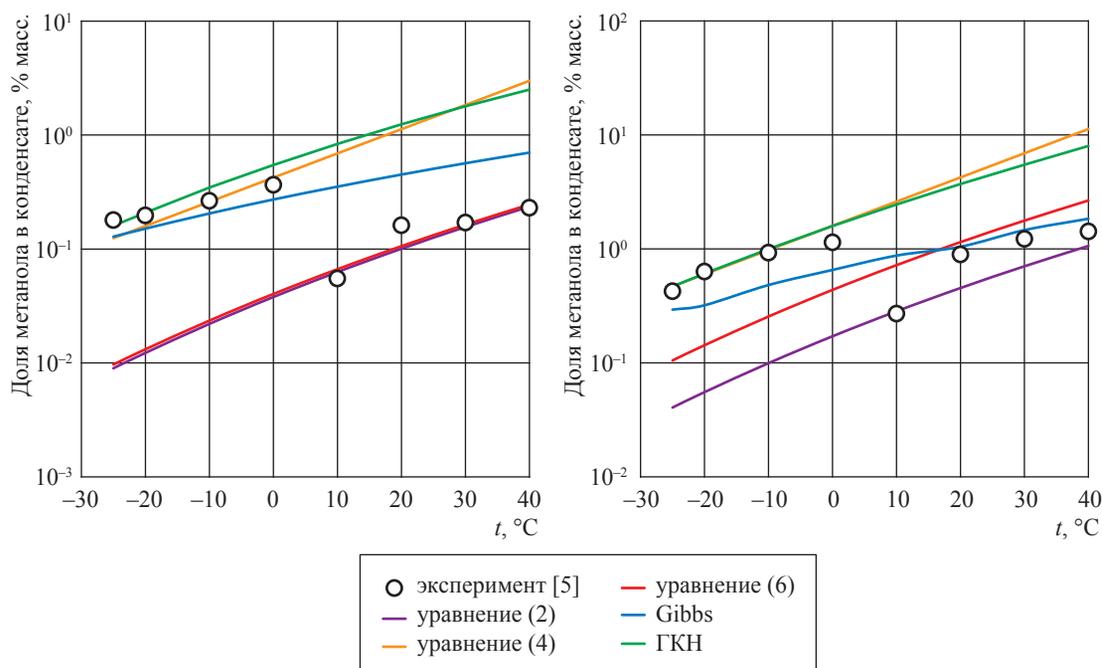


Рис. 4. Данные о растворимости метанола в конденсате Ямбургского ГКМ молярной массой 100 кг/кмоль, равновесном с 40%-ным (а) и 90%-ным (б) ВМР

Для расчета поправки на молярную массу ЖУ, как показано выше, в СТО Газпром 3.1-3-010-2008 и ябургскую методику включены уравнения (3) и (5) соответственно. Однако при их анализе выявился следующий недостаток. Рассчитанные по уравнению (3) значения  $K_{100}$  резко снижаются и переходят в отрицательную область при высоких молярных массах конденсата, а рассчитанные по уравнению (5) – сначала снижаются, а затем начинают возрастать. Таким образом, уравнения (3), (5) имеют существенные ограничения сверху по молярной массе конденсата. Вследствие этого для тяжелых конденсатов, например, ачимовских отложений, применение уравнений (3) и (5) может привести к значительным ошибкам.

С целью уменьшения ошибок при вычислениях вместо линейного (3) и полиномиального (5) трендов авторами предлагается степенная зависимость  $K_{100}$  от молярной массы конденсата, которая является монотонной с постепенным выполаживанием и, по логике, охватывает значительно больший диапазон составов ЖУ:

$$K_{100} = 144,5M_{ЖУ}^{-1,08} \tag{7}$$

Значения  $K_{100}$ , вычисленные по уравнениям (3), (5) и (7), сравниваются на рис. 5. Очевидна достаточно хорошая сходимость скорректированного уравнения (7) с уравнениями (3) и (5) в области средних молярных масс ЖУ и более логичная тенденция изменения в области высоких молярных масс, т.е. рекомендуемая авторами формула (7) не противоречит СТО Газпром 3.1-3-010-2008 и ябургской методике.

Объединением модифицированных уравнений (6) и (7) получено обобщенное уравнение для расчета растворимости метанола в ЖУ разной молярной массы:

$$R = 144,5M_{ЖУ}^{-1,08} - 1,08 \exp \left[ 12,07899 - \frac{3864,56}{273,15 + t} - \ln \left( -1,9832 + \frac{204,4786}{g_m} \right) \right] \tag{8}$$

Для дополнительной проверки полученного вида степенной зависимости  $K_{100}$  (см. уравнение (7)) с использованием СТМ ГКН выполнена серия расчетов растворимости метанола во фракциях с различными значениями  $M_{ЖУ}$  при различных температурах и концентрациях равновесного ВМР. Полученные зависимости эквидистантны (см., например, рис. 5), что свидетельствует о корректности выбранной для уравнения (7) степенной зависимости.

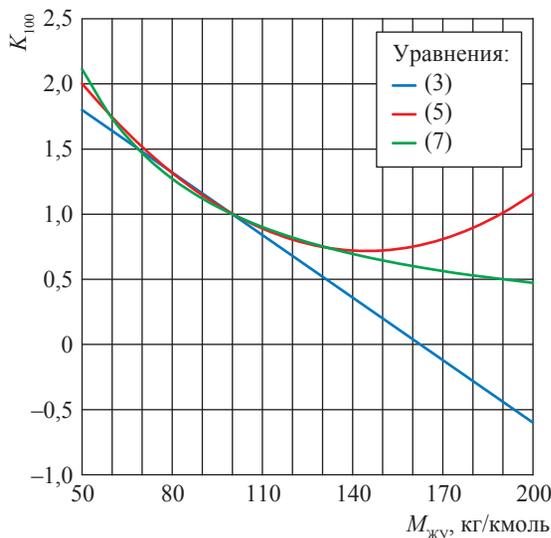


Рис. 5. Сравнение расчетных коэффициентов  $K_{100}$  применительно к ЖУ различной молярной массы

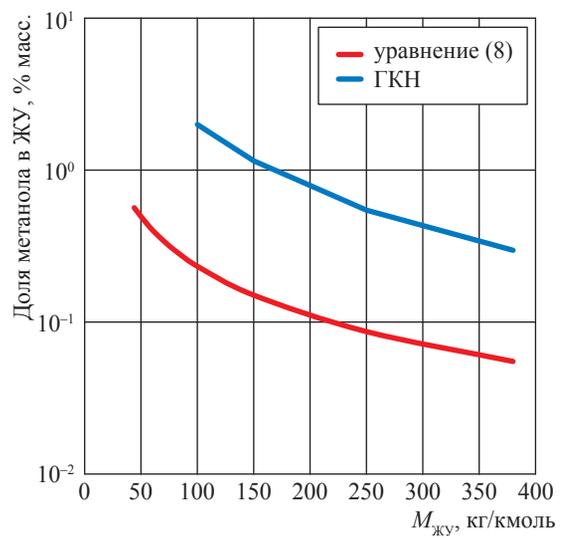


Рис. 6. Сравнение расчетных данных о растворимости метанола в ЖУ различной молярной массы при  $t = 20 \text{ }^\circ\text{C}$  и  $g_m = 60 \text{ \% масс.}$

Необходимо отметить, что предложенная модифицированная методика может относительно надежно использоваться лишь для конденсатов и фракций северных ГКМ и НГКМ Западной Сибири. Для других углеводородных смесей необходима ее экспериментальная проверка и, вероятно, коррекция.

Уравнение (8) может также использоваться и для вычисления парциальной растворимости метанола в индивидуальных углеводородах и фракциях с последующим аддитивным расчетом растворимости метанола в общем потоке ЖУ: расчетная проверка показала неплохую сходимость получаемых результатов. На современном этапе в детализации расчетов растворимости метанола по компонентам нет необходимости, однако в случае установления закономерностей влияния группового состава углеводородов на растворимость в них метанола данный подход сможет, вероятно, повысить точность расчетов.

\*\*\*

Таким образом, выявлено, что наиболее вероятной причиной значительных расхождений СТО Газпром 3.1-3-010-2008 и ябургской методики является выбор экспериментальных данных для их адаптации: первая методика базировалась на данных об «истинной», равновесной, растворимости метанола в углеводородах, вторая (вероятно) – о его «реальной» растворимости с учетом «эмульсионной» составляющей. Однако СТО Газпром 3.1-3-010-2008 занижает растворимость метанола в ЖУ при контакте с наиболее концентрированными ВМР. Авторское уравнение (8) в максимальной степени соответствует экспериментальным данным об «истинной», равновесной, растворимости метанола в ЖУ во всем исследованном диапазоне концентраций ВМР и температур.

По итогам выполненного анализа модифицированная методика в виде уравнения (8) рекомендуется для практического использования при расчетах растворимости метанола в ЖУ вместо уравнений (2), (3) либо (4), (5). Предлагается также разработчикам СТО Газпром 3.1-3-010-2008 рассмотреть возможность внесения соответствующего

изменения в данный документ в части расчета растворимости метанола в ЖУ (газовом конденсате и его фракциях) путем замены уравнений (2) и (3) на (6) и (7).

Что касается учета эмульсионной составляющей, представляется более приемлемым моделировать ее в качестве механического уноса ВМР с потоком ЖУ дополнительно к «истинной» растворимости, рассчитанной по уравнению (8).

Также можно сделать обобщающий вывод, что проблема расчета растворимости метанола в жидких углеводородах связана с нехваткой экспериментальных данных, а также их большим разбросом вследствие, в том числе, образования стойких эмульсий. Для решения этой проблемы в целом и создания адекватной расчетной методики и достоверных моделей процессов фазового разделения ВМР и углеводородных смесей в частности необходимы достаточно объемные и трудоемкие экспериментальные исследования.

### Список литературы

1. 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. – Т. 3. – С. 255.
2. Harvey A.H. Thermodynamics of high-pressures aqueous systems containing gases and salts / A.H. Harvey, J.M. Prausnitz // AIChE J. – 1989. – Т. 4. – С. 635.
3. Pedersen K.S. Phase behavior of petroleum reservoir fluids / K.S. Pedersen, P.L. Christensen. – N.Y.: CRC Press, 2007. – 407 с.
4. Zaghoul J.S. Multiphase analysis of three-phase (gas-condensate-water) flow in pipes: Phd thesis in petroleum and natural gas engineering / J.S. Zaghoul; The Pennsylvania State University. – 2006. – 344 с. – [https://etda.libraries.psu.edu/files/final\\_submissions/3233](https://etda.libraries.psu.edu/files/final_submissions/3233)
5. Лебенкова И.В. Исследования составов и свойств углеводородных конденсатов Ябургского и Заполярного месторождений для совершенствования технологии промышленной подготовки: дис. ... канд. тех. наук по специальности 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» / И.В. Лебенкова. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2005.

## On calculations of methanol solubility in gas condensates

A.G. Kasperovich<sup>1\*</sup>, D.V. Motorin<sup>2</sup>, O.A. Omelchenko<sup>2</sup>, D.Ye. Ukraintseva<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Gazprom Pererabotka LLC, Est. 6, Bld. 1, Structure 1, Smolyachkova street, St. Petersburg, 194044, Russian Federation

<sup>2</sup> Tumen subsidiary of the Gazprom Projektirovaniye LLC, Bld. 2, Vorovskogo street, Tumen, 625019, Russian Federation

\* E-mail: KasperovichAG@gpp.gazprom.ru

**Тезисы.** Methanol, which is widely applied in fields as a hydrate inhibitor, dissolves well in the liquid hydrocarbons. This brings high wastes of methanol, and degradation of quality of some condensate products, in particular natural gas liquids (ngls) and liquefied hydrocarbon gases (LHG). Modern requirements to field treatment of raw hydrocarbons mean the necessary account of methanol losses. This is especially topical in case of high condensate factors of a treated fluid. Nowadays, the requirements to content of methanol in ngls and LHGs become stricter. So, valid balance calculations of field methanol consumption, its concentrations in a gas condensate prepared for processing, and its distribution in the products are quite necessary.

The article reviews different procedures for calculation of methanol solubility in liquid hydrocarbons (including the Gazprom Standard no. 3.1-3-010-2008). The authors demonstrate few disagreements of these procedures and suppose some possible reasons for them. Basing on the results of analytical studies and calculations they suggest to modify the equations from the Gazprom Standard no. 3.1-3-010-2008. The modified model corresponds to the experimental data more exactly.

**Keywords:** raw hydrocarbons, liquid hydrocarbon mixtures, gas condensate, methanol, aqueous methanol solution, solubility of methanol in liquid hydrocarbons, растворимость метанола в жидких углеводородах, assay of methanol in an aqueous methanol solution.

### References

1. HURON, M.J., J. VIDAL. New mixing rules in simple equations of state for representing vapor-liquid equilibria of strongly non ideal mixtures. *Fluid Phase Equilibria*. 1979, vol. 3, p. 255. ISSN 0378-3812.
2. HARVEY, A.H., J.M. PRAUSNITZ. Thermodynamics of high-pressures aqueous systems containing gases and salts. *AIChE J.* 1989, vol. 4, p. 635. ISSN 0001-1341.
3. PEDERSEN, K.S., P.L. CHRISTENSEN. *Phase behavior of petroleum reservoir fluids*. N.Y.: CRC Press, 2007.
4. ZAGHLOUL, J.S. *Multiphase analysis of three-phase (gas-condensate-water) flow in pipes*: PhD thesis in petroleum and natural gas engineering [online]. The Pennsylvania State University, 2006. Available from: [https://etda.libraries.psu.edu/files/final\\_submissions/3233](https://etda.libraries.psu.edu/files/final_submissions/3233)
5. LEBENKOVA, I.V. *Studying compositions and properties of hydrocarbon condensates from Yamburg and Zapolyarnoye fields for perfection of the treatment technology* [Issledovaniya sostavov i svoystv uglevodorodnykh kondensatov Yamburgskogo i Zapolyarnogo mestorozhdeniy dlya severshenstvovaniya tekhnologii promyslovoy podgotovki]: candidate thesis (engineering). Gazprom VNIIGAZ LLC. Moscow, 2005. (Russ.).

УДК 622.279.23

## Характерные особенности конденсатов Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции

Н.М. Парфёнова<sup>1\*</sup>, Е.Б. Григорьев<sup>1</sup>, Л.С. Косякова<sup>1</sup>, И.М. Шафиев<sup>1</sup>, В.А. Логинов<sup>1</sup>,  
Р.Ю. Наренков<sup>1</sup>, М.М. Кубанова<sup>1</sup>, А.Д. Люгай<sup>1</sup>

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

\* E-mail: N\_Parfenova@vniigaz.gazprom.ru

### Ключевые слова:

Сибирская платформа, газовые конденсаты, фракционный состав, углеводородный состав, Чаяндинское НГКМ, Ковыктинское ГКМ, Тас-Юряхское НГКМ.

**Тезисы.** В статье приведен краткий обзор характеристик конденсатов трех нефтегазоносных провинций (НГП), входящих в состав Сибирской платформы. Показано, что свойства и состав конденсатов различны не только в каждой НГП, но и в пределах каждой нефтегазоносной области (НГО).

Обобщены результаты комплексного физико-химического исследования (2009–2018 гг.) конденсатов крупнейших месторождений Лено-Тунгусской НГП – Чаяндинского, Ковыктинского и Тас-Юряхского – с выявлением характерных особенностей конденсатов и рекомендацией направлений их рационального использования.

Конденсаты Непско-Ботуобинской НГП Сибирской платформы в зависимости от районирования отличаются друг от друга химическими и фракционными составами. Непско-Ботуобинский район Непско-Ботуобинской НГО, в котором расположены мощные толщи многолетнемерзлых пород, характеризуется аномальными пластовыми условиями. Конденсаты расположенных в этом районе месторождений (в том числе Чаяндинского и Тас-Юряхского) представляют собой легкие флюиды плотностью 0,680...0,690 г/см<sup>3</sup>, практически полностью выкипающие при температурах до 200 °С, относятся к метановому типу, имеют схожие (но не идентичные) физико-химические характеристики.

По мере продвижения на юг Непско-Ботуобинской НГП и далее на юг Сибирской платформы наблюдается закономерность в изменении состава и свойств конденсатов, а именно: расширение фракционного состава и обогащение углеводородного состава конденсатов с увеличением значений пластовых температур и давлений. Конденсаты Ковыктинского ГКМ, расположенного в Ангаро-Ленской НГО, также относятся к типу легких метановых, однако фракционный состав их более обширен (до 300 °С), а углеводородный – богаче компонентами.

Выявлены характерные особенности исследованных конденсатов, а также перспективные направления их использования.

Перспективы создания крупных центров добычи газа в Восточной Сибири в значительной степени связаны с Непско-Ботуобинской и Ангаро-Ленской нефтегазоносными областями (НГО), расположенными в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НГП) Сибирской платформы. Это Якутский и Иркутский центры газодобычи соответственно с Чаяндинским нефтегазоконденсатным (НГКМ) и Ковыктинским газоконденсатным (ГКМ) месторождениями в качестве базовых. Разработка и освоение этих уникальных по запасам углеводородного сырья месторождений входит в один из крупных проектов ПАО «Газпром» – Восточную газовую программу. В связи с предстоящим в ближайшие годы вводом в эксплуатацию этих месторождений комплексное исследование характеристик и разработка направлений рационального использования конденсатов являются особенно актуальными.

В пределах Лено-Тунгусской НГП исследования авторов охватили Непско-Ботуобинскую и Ангаро-Ленскую НГО, которые считаются главнейшими НГО на юге Сибирской платформы [1–3]. В Непско-Ботуобинской НГО расположены Чаяндинское НГКМ и Тас-Юряхское ГКМ, а в Ангаро-Ленской НГО – Ковыктинское ГКМ.

Сибирская платформа, включающая несколько НГП, относится к древнейшим платформам. К настоящему времени накоплен большой информационный материал по ее геологическому строению и полезным ископаемым. Согласно опубликованным данным, конденсаты древних платформ характеризуются небольшой плотностью (до 0,65 г/см<sup>3</sup>), низкой температурой начала кипения (НК) (30...70 °С), преобладанием

метановых углеводородов (УВ) (до 92 %) в углеводородном составе. Отмечается, что только конденсаты некоторых месторождений, приуроченных к областям интенсивного прогибания в кайнозойское время, обогащены нефтяными УВ [4]. Это обобщение считается спорным, так как в состав Сибирской платформы входят несколько НГП, отличающихся друг от друга условиями формирования залежей УВ-сырья, – Лено-Тунгусская, Лено-Виллойская и Енисейско-Анабарская. Провинции в свою очередь делятся на несколько НГО, которые охватывают по несколько нефтегазоносных районов (НГР).

Представленные в статье новые, полученные на современном оборудовании результаты помогут восполнить пробел в характеристике конденсатов вышеупомянутых месторождений, являясь источником данных для справочников и вузовских пособий.

Лено-Тунгусская НГП охватывает внутреннюю часть Сибирской платформы. Залежи УВ открыты в трех нефтегазоносных комплексах – рифейском, вендском (терригенном) и верхневендско-нижнекембрийском (карбонатном). К настоящему времени на этой территории открыты около 30 месторождений с крупными и уникальными залежами нефти и газа, из них 20 – в Непско-Ботуобинской НГО [5] (рис. 1).

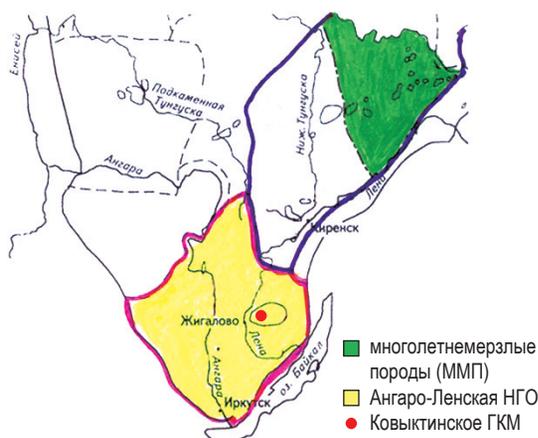
В ряде публикаций даны характеристики химическому составу и свойствам конденсатов Лено-Тунгусской НГП как отдельно по вновь открытым месторождениям, так и обобщающего характера по одной НГО. Термобарические условия на территории провинции различные в разных НГР. Например, Непско-

Ботуобинский НГР Непско-Ботуобинской НГО, расположенный в северной части провинции, отличается аномально низкими пластовыми давлением ( $P_{пл} = 12...13$  МПа) и температурой ( $T_{пл} = 9...13$  °С), обусловленными наличием ММП (см. рис. 1). Здесь расположены такие месторождения, как Среднеботуобинское, Тас-Юряхское, Чаяндинское, Верхневелючанское, Талаканское и др. К югу от Непско-Ботуобинского НГР значения  $P_{пл}$  выше. Так,  $P_{пл}$ , МПа, и  $T_{пл}$ , °С, составляют соответственно: 14,6...15,1 и 16 на Верхнечонском НГКМ; 22,6 и 32 на Дулисьминском НГКМ; 24,9 и 37 на Ярактинском НГКМ (рис. 2).

Таким образом, к югу платформы наблюдается закономерность повышения пластовых давлений и температур, которая должна сказываться на УВ-составе флюидов. Действительно, конденсаты Ярактинского НГКМ характеризуются более широким фракционным составом, чем конденсаты, например, Чаяндинского НГКМ. Однако, по справочным<sup>1</sup> и опубликованным в научной литературе данным [6], для конденсатов Лено-Тунгусской НГП приводятся усредненные характеристики: невысокие плотности (0,67...0,70 г/см<sup>3</sup>), содержание метановых УВ до 85 %, незначительное количество ароматических (2...11 %) и от 7 до 21 % нефтяных УВ. При этом следует заметить, что интервал содержания ароматических и нефтяных УВ довольно значительный. Если 7%-ное содержание нефтяных УВ может считаться низким, то 21%-ное – достаточно высоким, что предопределяет различные пути рационального использования конденсатов.

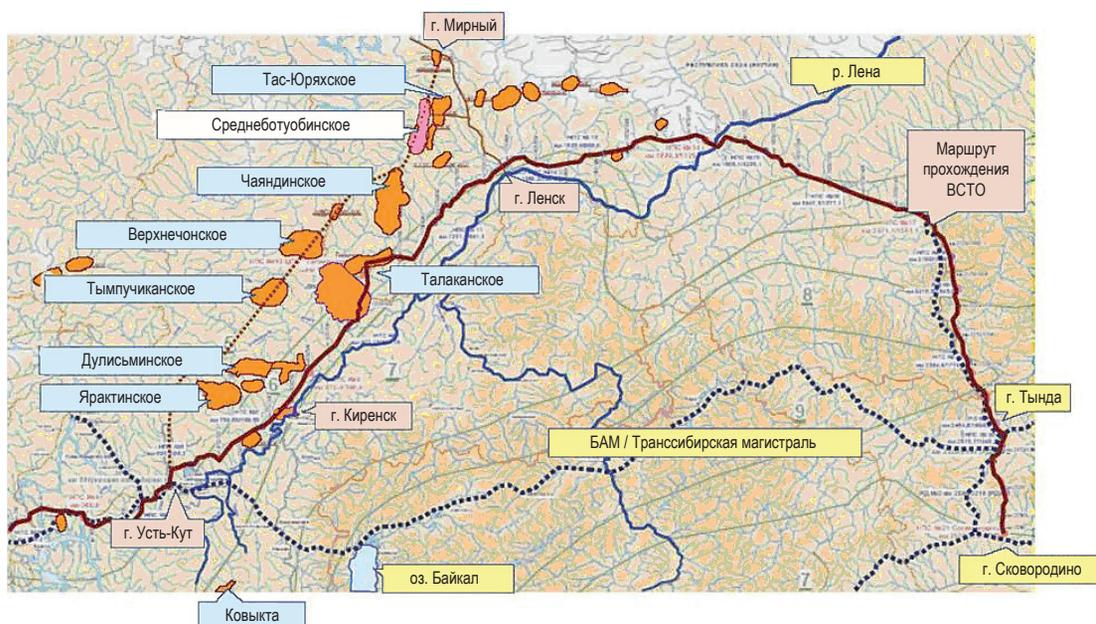
В пределах Ангаро-Ленской НГО  $P_{пл} = 25,9$  МПа,  $T_{пл}$  составляет до 57 °С, соответственно, конденсаты должны характеризоваться другими свойствами, о чем свидетельствуют характеристики конденсатов расположенного там Ковыктинского ГКМ.

Промышленная нефтегазоносность Лено-Виллойской НГП установлена в отложениях от верхней перми до юры. Пластовые давление и температура на территории провинции высокие ( $P_{пл} = 22,2...41,4$  МПа,  $T_{пл} = 40...90$  °С). Конденсаты пермских и триасовых отложений имеют плотность 0,740...0,790 г/см<sup>3</sup>, почти полностью выкипают при температурах до 300 °С. Бензиновые фракции составляют



**Рис. 1. Схема расположения НГО и месторождений в Лено-Тунгусской НГП**

<sup>1</sup> См. Нефтяные и газовые месторождения СССР: справочник. Кн. 2: Азиатская часть. – М.: Недра, 1987. – 480 с.



**Рис. 2. Расположение основных месторождений Непско-Ботуобинской НГО:**  
**ВСТО – трубопровод Восточная Сибирь – Тихий океан**

56...90 %. В групповом УВ-составе высоко содержание ароматических (до 22 %) и нефтяных (до 52 %) УВ, метановые УВ составляют 33...50 %. Конденсаты нижнеюрских отложений<sup>1</sup> тяжелее пермских и триасовых (0,799...0,849 г/см<sup>3</sup>) и относятся к метаново-нафтеновому типу [2, 3]. Например, конденсаты Средневиллойского месторождения плотностью 0,736 г/см<sup>3</sup> на 96 % выкипают при температурах до 250 °С и содержат в своем составе 39,0; 42,0 и 19 % масс. метановых, нефтяных и ароматических УВ соответственно.

Газоконденсатные месторождения Енисейско-Анабарской НГП расположены в отложениях верхней перми, юры и нижнего мела. Провинция характеризуется в основном высокими пластовыми давлениями и температурами ( $P_{пл} = 22,3...24,7$  МПа,  $T_{пл} = 29,6$  °С). Конденсаты юрских и меловых отложений характеризуются плотностями от 0,73 до 0,84 г/см<sup>3</sup> и НК = 38...156 °С. По углеводородному составу<sup>1</sup> конденсаты юрских отложений метановые, меловых – метано-нафтеновые [2, 3].

Таким образом, на основе краткого обзора конденсатов трех НГП Сибирской платформы можно сделать вывод, что свойства и состав конденсатов различны не только в каждой НГП, но и в пределах каждой НГО. Считается, что на формирование нефтей и конденсатов в месторождениях влияют многие факторы, но среди них основное значение имеют тип

ископаемого органического вещества и термобарический режим недр, причем пластовое давление оказывает большее влияние, чем температура [7]. Предполагается, что время окончательного формирования современного состава и свойств пластовых УВ систем месторождений нефтегазоносных провинций относится к концу четвертичного периода, когда установились современные границы распределения ММП и сформировались современные пластовые давления и температуры. Текущее влияние мощной толщи ММП выражено в северо-восточной части Непско-Ботуобинской НГП падением пластовых давления и температуры, снижением содержания УВ  $C_{5+}$  в свободных газах [8].

Следует отметить, что только в последние годы наметилась тенденция рассматривать пластовые флюиды – газ, нефть, конденсат – не только с геологических и геохимических позиций, но и с точки зрения рационального использования в том числе химотологии.

В 2009–2018 гг. авторами проведено комплексное исследование состава и свойств конденсатов крупнейших месторождений Лено-Тунгусской НГП – Чайндинского, Тас-Юряхского НГКМ и Ковыктинского ГКМ – с выявлением характерных особенностей конденсатов и разработкой направлений их рационального использования. Следует отметить, что опубликованные данные о составе и свойствах конденсатов Лено-Тунгусской НГП

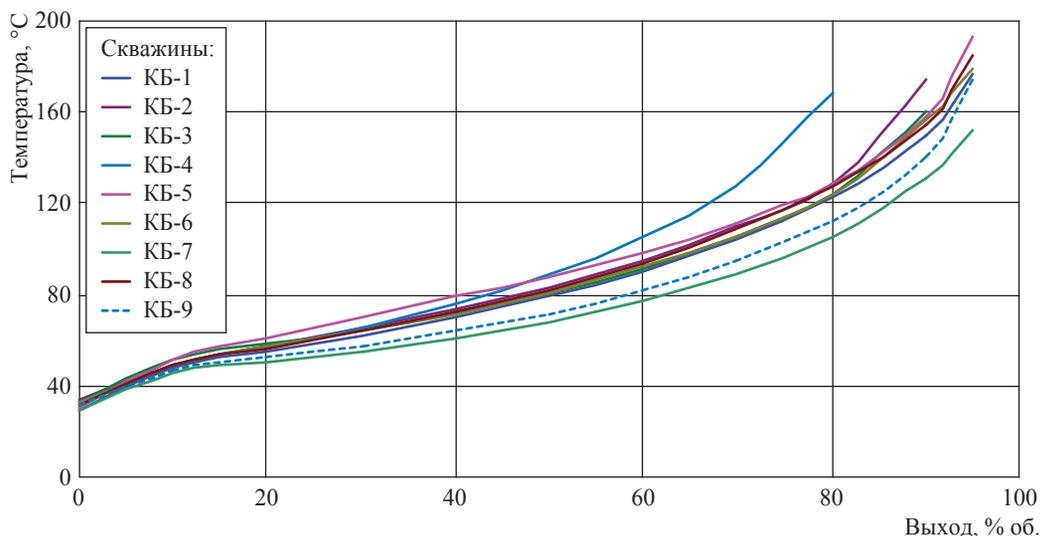


Рис. 3. Фракционный состав конденсатов ботуобинского горизонта

разноречивы, четкой схемы исследований не существовало. Зачастую при определении УВ-состава бралась фракция НК...125 °C при том, что не было данных о расшифровке индивидуального состава более широких бензиновых фракций. Однако в настоящее время имеются данные об индивидуальном составе широкой бензиновой фракции НК...200 °C, которые дают более точную картину группового УВ-состава, что и было использовано авторами.

### Конденсаты Чаяндинского НГКМ

Чаяндинское НГКМ, открытое в 1980 г., расположено на территории Ленского и Мирнинского районов Республики Саха (Якутия) (см. рис. 2). Месторождение многопластовое, продуктивными являются отложения ботуобинского, хамакинского и талахского горизонтов венда. Продуктивные залежи Чаяндинского НГКМ по геологическому строению сложные, литологически и тектонически экранированные, отличаются аномально низкими пластовыми давлениями (11,97...13,28 МПа – на 15...30 % ниже гидростатического) и низкими пластовыми температурами (9,0...13,1 °C). По величине балансовых запасов газа месторождение относится к группе уникальных.

Исследованы газоконденсаты ботуобинского (скв. КБ-1...КБ-9), хамакинского (скв. КХ-1...КХ-27) и талахского (скв. КТ-1...КТ-22) горизонтов из скважин, пробуренных в период 2009–2018 гг. [9–11]. Физико-химические характеристики стабильных

конденсатов определялись экспериментально в процессе лабораторного анализа. Стабилизация конденсатов проводилась при температуре 50 °C.

Все исследованные конденсаты являются легкими (плотность варьирует в пределах 0,680...0,690 г/см<sup>3</sup>). Парафины в составе конденсатов не обнаружены. Содержание серы составляет 0,02...0,05 % масс. Конденсаты практически полностью выкипают при температуре до 200 °C, т.е. представляют собой бензиновую фракцию.

Сравнительная характеристика конденсатов ботуобинского, хамакинского и талахского горизонтов приведена на рис. 3–5, на которых видно, что конденсаты из всех скважин близки по фракционному составу, но не идентичны. Расхождения в точках выкипания, например 20%-ного, 50%-ного, 80%-ного, конца кипения, достигают 10...11 °C.

В ботуобинском горизонте конденсат из скв. КБ-4 (см. рис. 3) содержит примесь нефти, вследствие чего имеет отличный от остальных конденсатов фракционный состав в области температур выше 80 °C (точка выкипания – 50 % объема).

Групповой УВ-состав конденсатов определяли по индивидуальному УВ-составу, рассчитанному по ГОСТ 32507-2013<sup>2</sup>. В зависимости от конца кипения конденсата это были

<sup>2</sup> См. ГОСТ 32507-2013 Бензины автомобильные и жидкие углеводородные смеси. Определение индивидуального и группового углеводородного состава методом капиллярной газовой хроматографии.

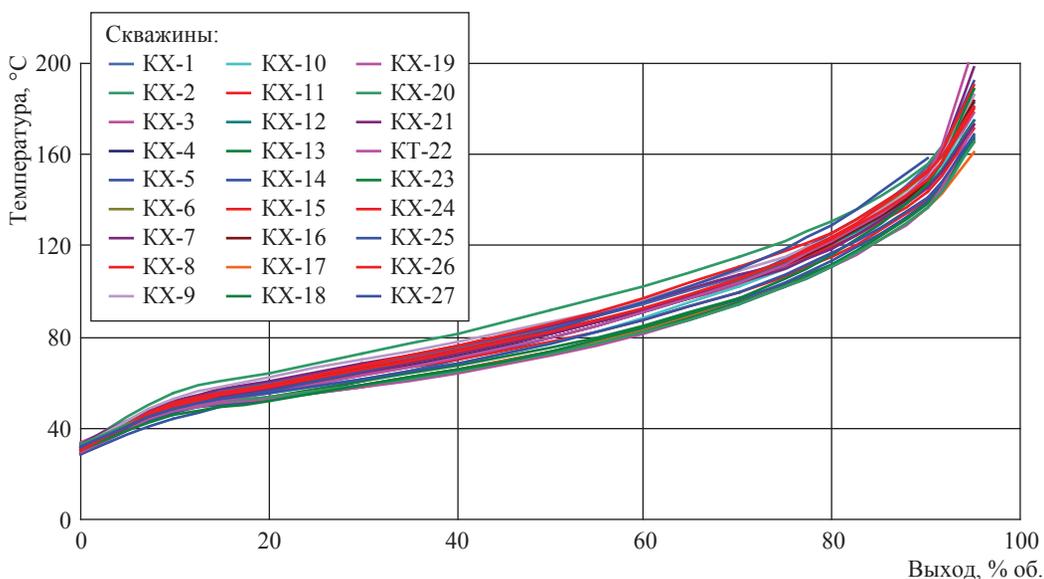


Рис. 4. Фракционный состав конденсатов хамакинского горизонта

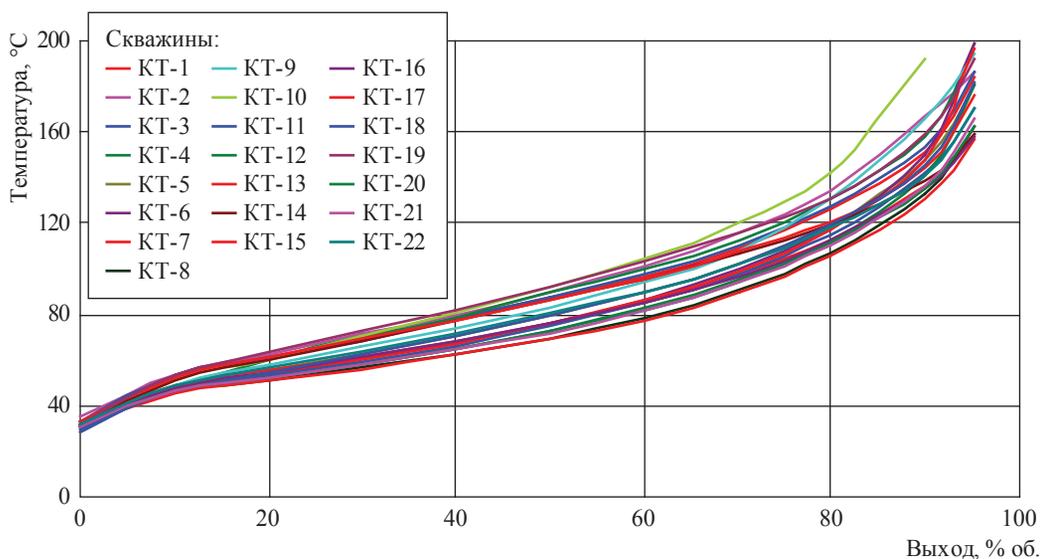


Рис. 5. Фракционный состав конденсатов талахского горизонта

фракции НК...180 и НК...200 °С. В групповом УВ-составе конденсатов (рис. 6) метановые УВ составляют 83,3...87,2 % масс. и в значительной степени преобладают над нефтеновыми (9,8...12,2 % масс.) и ароматическими (3,7...5,4 % масс.), вследствие чего относятся к метановому типу. Видно, что по УВ-составу изученные конденсаты схожи, хотя не идентичны. Самое главное, не наблюдается широкого интервала в содержании каждого вида УВ, как утверждается в научной литературе [6].

### Конденсаты Тас-Юряхского НГКМ

Тас-Юряхское НГКМ расположено в Республике Саха в 75 км южнее г. Мирного и 140 км на север от г. Ленска (см. рис. 2). Месторождение открыто в 1981 г. Продуктивными являются отложения в ботубинском, осинском и талахском горизонтах.  $P_{пл} = 14,6...15,4$  МПа,  $T_{пл} = 11,6...12,2$  °С. По запасам газа месторождение относится к крупным.

Авторами исследованы конденсаты из скв. ТЮ-1 талахского горизонта и ТЮ-2 талахского и ботубинского горизонтов. Конденсаты легкие (плотность 0,676...0,704 г/см<sup>3</sup>), твердые парафины

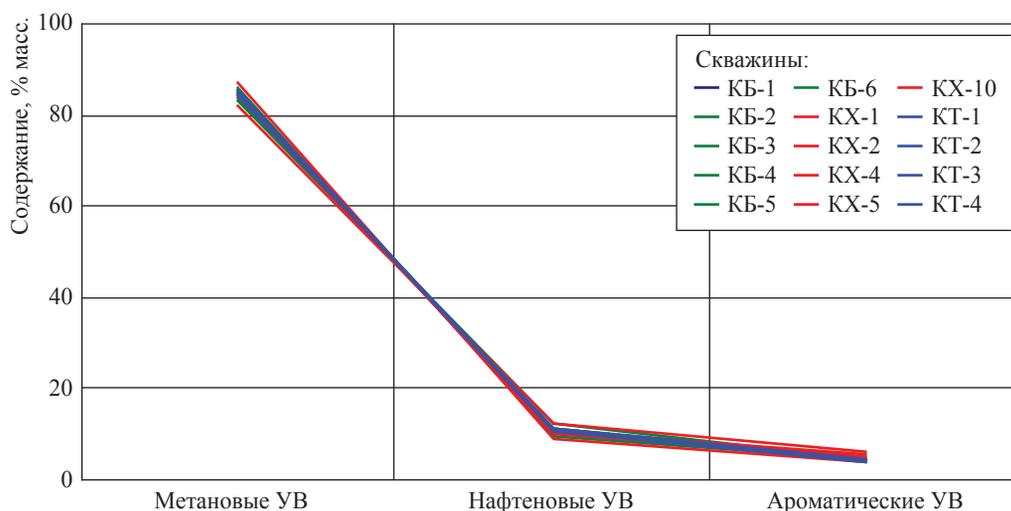


Рис. 6. Групповой УВ-состав конденсатов Чайядинского НГКМ

в них отсутствуют, сера содержится в количестве 0,03...0,06 % масс. Конденсаты выкипают в пределах 200 °С, т.е. представляют собой бензиновую фракцию. В групповом УВ-составе конденсатов содержание метановых УВ составляет 80,1...85,5 % масс., нафтенных – 10,8...13,9 % масс., ароматических – 3,7...6,1 % масс., на основании чего конденсаты можно отнести к метановому типу.

Приведенные данные о конденсатах Чайядинского и Тас-Юряхского НГКМ свидетельствуют о сходстве их физико-химических свойств и фракционных составов. Конденсаты расположены в Непско-Ботубинском районе, где на термобарические условия оказывают влияние мощные толщи ММП. В таких условиях в газовую фазу переходят только наиболее легкие УВ, а более тяжелые составляют жидкую фазу нефтяных оторочек. Подтверждением этой теории служат данные об УВ-составе бензиновых фракций нефтей Чайядинского НГКМ, который схож с УВ-составом конденсатов, что свидетельствует о едином источнике образования УВ.

### Конденсаты Ковыктинского ГКМ

Ковыктинское ГКМ, открытое в 1987 г., расположено в Иркутской области на юге Сибирской платформы в пределах Ангаро-Ленской НГО на юге Непско-Ботубинской НГП (см. рис. 1). Площадь Ангаро-Ленского НГО составляет 170 тыс. км<sup>2</sup>. Основным нефтегазоносным комплексом является вендский терригенный, в котором сосредоточены основные ресурсы УВ.

Ковыктинское ГКМ относится к наиболее крупным месторождениям мирового масштаба

и является самым крупным на территории Восточной Сибири. Промышленная продуктивность Ковыктинского ГКМ связана с песчаниками парфеновского горизонта нижнемотской подсветы венда. Газоконденсатные залежи выявлены в пластах П<sub>1</sub> и П<sub>2</sub>. Продуктивная часть разреза характеризуется аномальными термобарическими условиями.  $T_{пл}$  не превышает 57 °С. В коллекторах парфеновского горизонта  $P_{пл} = 24,4...25,9$  МПа, что на 4,7 МПа ниже гидростатического. Понятно, что пластовые условия в данном регионе более благоприятны, чем в Непско-Ботубинском районе.

Авторами исследованы конденсаты из поисково-разведочных скважин, добытые в 2006–2016 гг. Конденсаты относятся к типу легких (их плотность варьирует в интервале 0,708...0,718 г/м<sup>3</sup>), содержат 0,08...0,17 % масс. твердых парафинов, 0,07...0,11 % масс. серы. Выкипают в пределах 300 °С с остатком 3,2...3,8 % масс. Содержат в своем составе не только бензиновую, но и керосиновую, и дизельную фракции. Рис. 7 показывает, что в целом фракционные составы конденсатов схожи, однако не идентичны. Разница в температурах выкипания, например 50%-ного отгона, составляет 12...13 °С.

В групповом УВ-составе конденсатов метановые УВ (82,2...86,0 % масс.) преобладают над нафтенными (9,7...12,8 % масс.) и ароматическими (4,3...5,7 % масс.), что свидетельствует о метановом типе конденсатов.

### Характерные особенности конденсатов

Конденсаты изученных месторождений имеют несколько характерных особенностей.

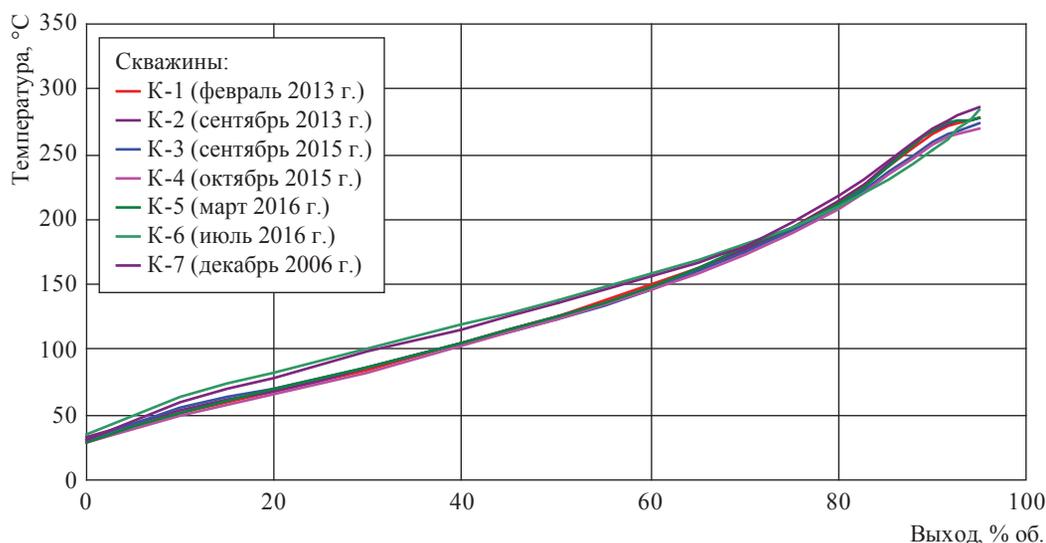


Рис. 7. Фракционный состав конденсатов Ковыктинского ГКМ

1. Химический состав конденсатов со значительным преобладанием метановых УВ над нефтяными и ароматическими. Конденсаты Ковыктинского ГКМ отличаются от конденсатов Чаяндинского и Тас-Юряхского НГКМ по фракционному составу тем, что выкипают в пределах 300 °С. Однако в групповом УВ-составе этих конденсатов не наблюдается заметных различий в содержании всех основных групп УВ. Оценить особенности изученных конденсатов возможно при сравнении компонентных УВ-составов, определенных методом газожидкостной хроматографии (табл. 1).

Данные табл. 1 свидетельствуют, что конденсаты Чаяндинского (трех горизонтов) и Тас-Юряхского месторождений по компонентному составу схожи между собой, но отличаются от конденсатов Ковыктинского месторождения. Если суммарное количество алканов у всех конденсатов одного порядка: 83,08...84,69 % масс. у конденсатов

Чаяндинского и Тас-Юряхского месторождений и 80,82 % масс. в Ковыктинском, то распределение нормальных алканов и изоалканов различное. В конденсатах Ковыктинского месторождения содержание н-алканов меньше (31,46 % масс.), а содержание изоалканов выше (49,36 % масс.), чем в конденсатах Чаяндинского и Тас-Юряхского месторождений (43,56...46,77 и 37,41...38,27 % масс. соответственно). Содержание моно-, ди- и три-замещенных изоалканов в конденсатах Ковыктинского месторождения выше, чем в конденсатах двух других месторождений. Содержание цикланов (нафтяных УВ) и аренов (ароматических УВ) находится на сопоставимом уровне, вследствие чего групповые составы конденсатов трех месторождений схожи, что свидетельствует о том, что они принадлежат к единому генетическому типу. Тем не менее, согласно результатам исследования компонентного состава, конденсаты Ковыктинского

Таблица 1

Особенности компонентного состава конденсатов, % масс.

Класс углеводородов	Чаяндинское НГКМ, горизонт			Тас-Юряхское НГКМ	Ковыктинское ГКМ
	ботуобинский	хамакинский	талахский		
Алканы, в том числе:	84,98	83,08	84,69	84,17	80,82
• нормальные алканы	46,78	43,56	46,42	46,77	31,46
• изоалканы, в том числе:	38,20	40,71	38,27	37,41	49,36
– монозамещенные	31,74	33,61	31,98	30,61	35,92
– дизамещенные	5,43	6,19	5,29	5,46	10,42
– тризамещенные	1,03	0,92	0,52	1,34	2,72
Цикланы	10,16	10,43	10,44	11,02	10,99
Арены	4,20	4,74	3,87	3,95	4,93
Олефины	0,07	0,11	0,12	0,12	0,10

Таблица 2

## Содержание n-алканов в конденсатах, % масс.

Углеводород	Чаяндинское НГКМ	Тас-Юряхское НГКМ	Ковыктинское ГКМ
Н-пентан	11,7...17,9	15,4...15,6	11,7...20,8
Н-гексан	10,1...12,8	11,3...13,6	10,0...12,2
Н-гептан	6,5...9,5	7,3...11,0	6,7...8,2
Н-октан	2,7...5,0	3,4...5,8	2,7...3,9

месторождения богаче по составу компонентов. В отличие от конденсатов Чаяндинского и Тас-Юряхского месторождений, эти конденсаты содержат керосиновую фракцию 120...240 °С и фракцию дизельного топлива 160...300 °С, а это предопределяет другие направления переработки.

2. *Наличие в составе конденсатов высоких количеств легких УВ нормального строения* (табл. 2). Их содержание варьирует в интервалах, % масс.: н-пентана – 11,7...20,8; н-гексана – 10,1...13,6; н-гептана – 6,5...11,0; н-октана – 2,7...5,8, в сумме составляя почти треть от массы конденсата.

3. *Наличие в составе конденсатов олефинов (непредельных УВ)* (см. табл. 1). Присутствие в конденсатах олефинов встречается в природе крайне редко, если судить по опубликованным данным. Содержание олефинов невысокое – в пределах 0,07...0,12 % масс. В качестве одной из причин образования олефинов в конденсатах некоторые авторы называют радиоактивность вмещающих пород [12].

Характерные особенности химического состава конденсатов предопределяют пути их рационального использования.

### Геохимические исследования конденсатов

Геохимические исследования затронули проблему флюидосообщаемости природных резервуаров на данных месторождениях. Одним из методов, позволяющих оценить наличие или отсутствие горизонтальной и вертикальной флюидосообщаемости природных резервуаров, их протяженность, экранирующую или флюидопроводящую роль разломов, является широко применяемый в резервуарной геохимии метод «отпечатков пальцев» [13]. В основе метода лежит закономерность, установленная на многих месторождениях. Она заключается в том, что различия флюидов по параметрам углеводородного состава в пределах месторождения, как правило, вызваны разобщенностью резервуаров или отдельных участков сложно-построенного резервуара, что препятствует

перемешиванию флюидов. В едином резервуаре таких различий не наблюдается [14].

Метод «отпечатков пальцев» заключается в сравнении диаграмм, построенных по соотношениям высот парных пиков, выбранных в двух интервалах хроматограмм. Совпадение диаграмм указывает на общность природного резервуара, расхождение более чем на 5 % – на принадлежность к разным резервуарам.

Сравнение диаграмм для конденсатов из разных скважин с целью установления возможной латеральной и вертикальной флюидосообщаемости приведено на рис. 8. Видно, что для конденсатов всех трех горизонтов Чаяндинского НГКМ звездные диаграммы схожи в пределах каждого горизонта, что указывает на наличие латеральной флюидосообщаемости вмещающих резервуаров. В то же время диаграммы каждого горизонта отличаются друг от друга, что свидетельствует о затрудненном вертикальном флюидосообщении по разрезу месторождения.

На рис. 9 показаны звездные диаграммы для скв. КБ-4 Чаяндинского месторождения, вскрывшей три горизонта (см. а). Они отличаются друг от друга в заметной степени, что указывает на разобщенность вмещающих флюиды резервуаров, препятствующую их перемешиванию. Там же показано отсутствие флюидосообщаемости между скважинами Тас-Юряхского НГКМ (см. рис. 9б), о чем свидетельствует заметное различие в диаграммах.

Диаграммы конденсатов из пяти исследованных скважин Ковыктинского ГКМ (см. рис. 9в), очень схожи между собой, что позволяет предположить единство вмещающего резервуара на отдельном участке горизонта или хорошее флюидосообщение между пластами, вскрытыми этими скважинами.

### Перспективы использования конденсатов

Бензиновые фракции конденсатов всех исследованных месторождений, а именно НК...120 °С и НК...200 °С, характеризуются низким содержанием серы (0,01...0,04 % масс.) и высокими

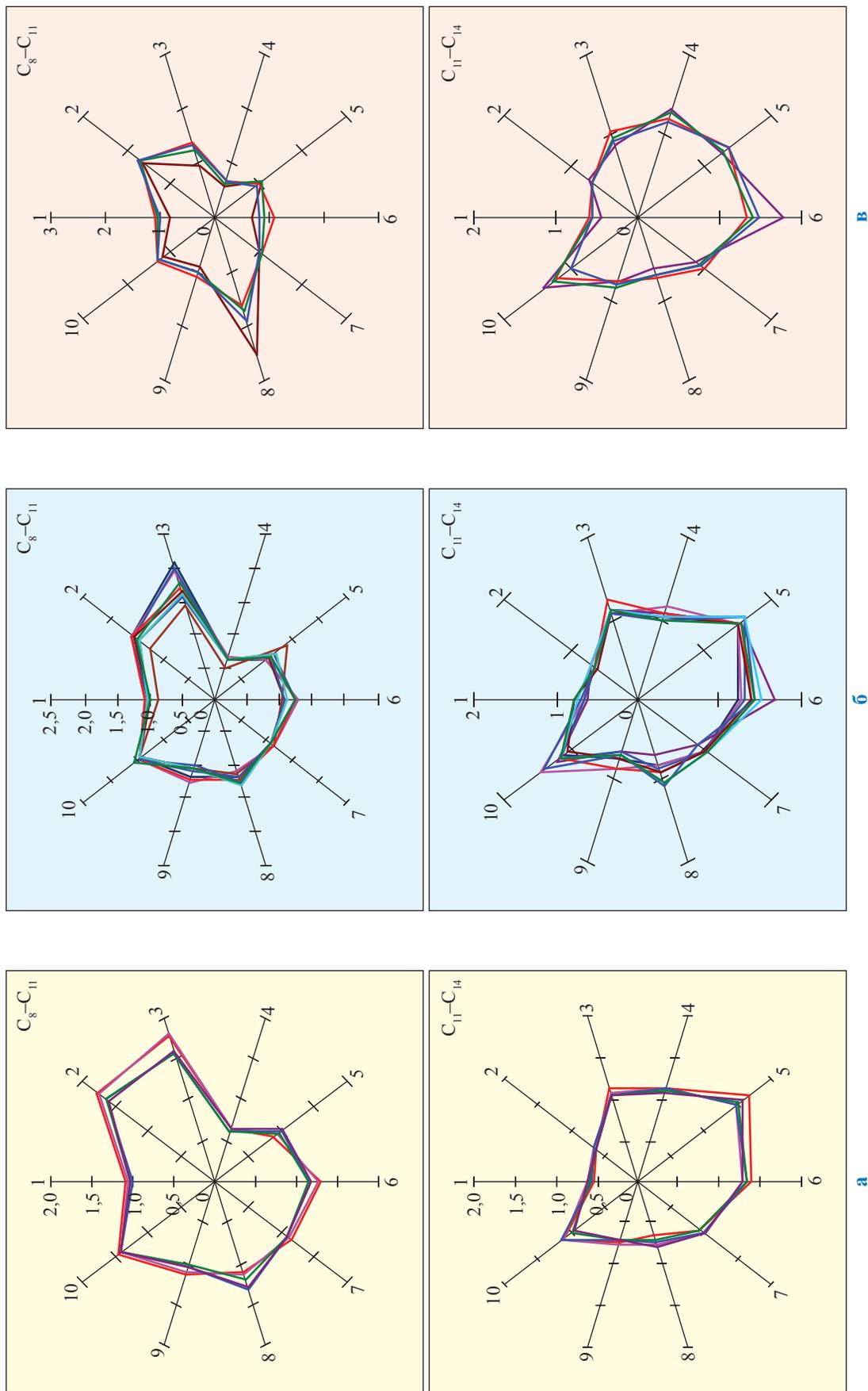
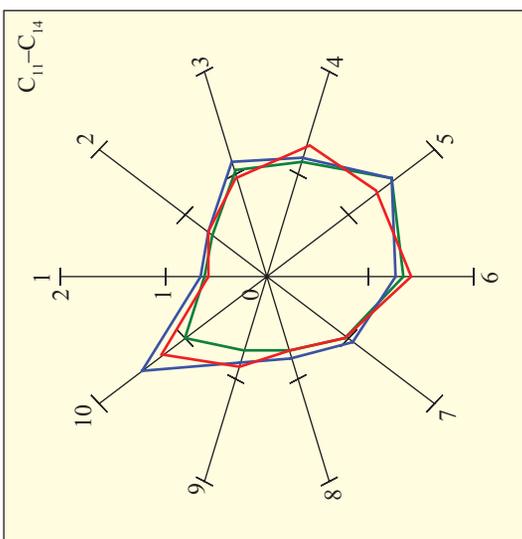
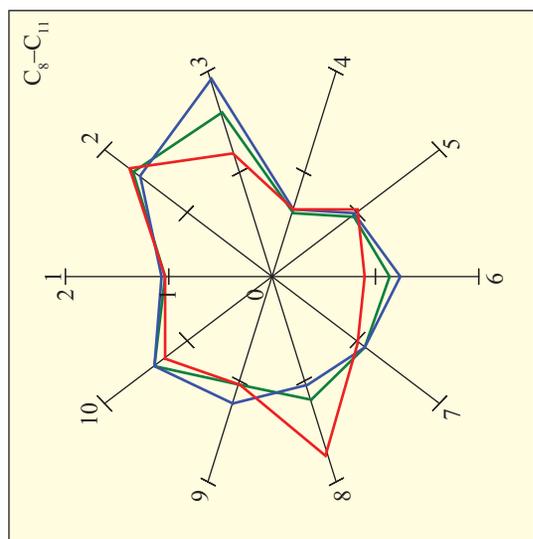
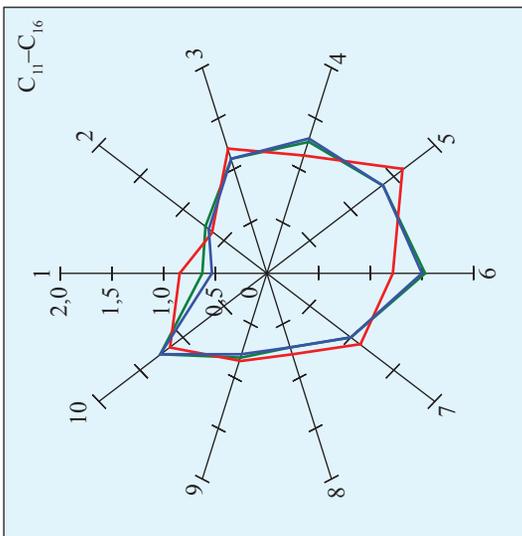
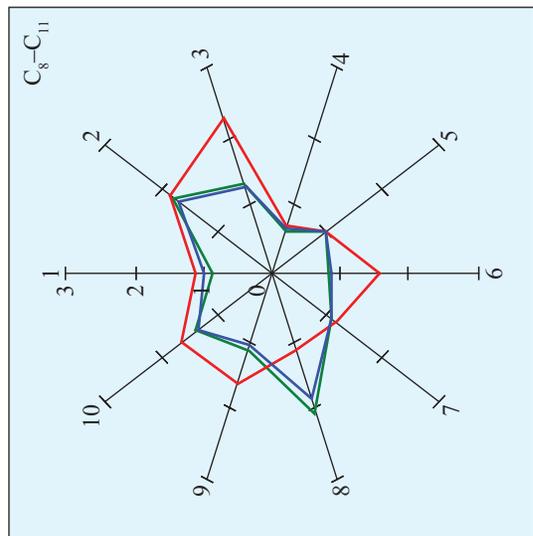


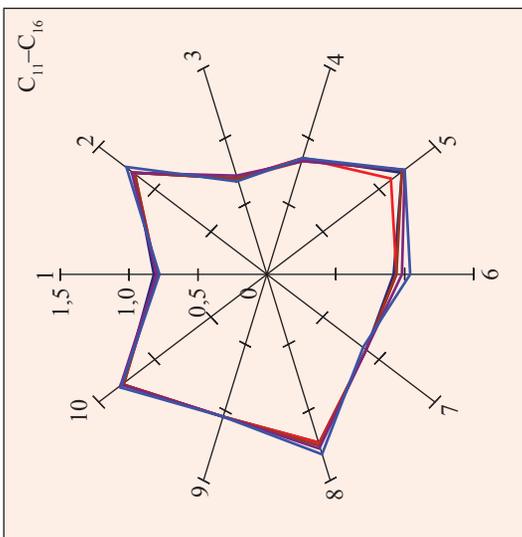
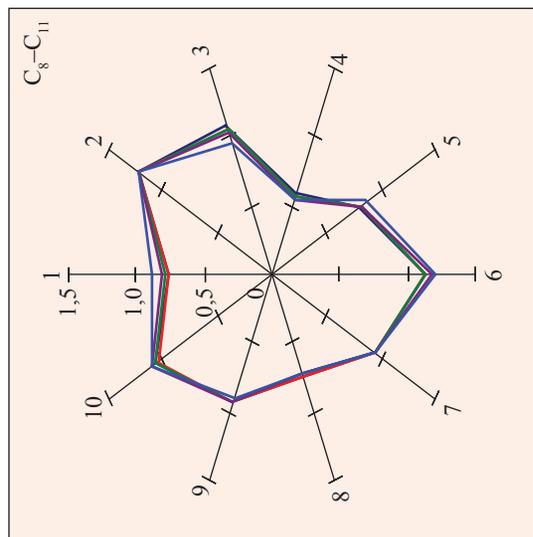
Рис. 8. Сравнение диаграмм для конденсатов продуктивных горизонтов Чайдинского НГКМ: а – ботубинского; б – хамакинского; в – талахского



**а**  
Скв. КБ-4, горизонт:  
— ботубинский — хамакинский — талахский



**б**  
Скважина, горизонт:  
— Тю-2, талахский — Тю-2, ботубинский  
— Тю-1, талахский



**в**  
Скважина:  
— К-1 — К-2 — К-4 — К-5 — К-6

**Рис. 9. Сравнение диаграмм для конденсатов из скважин Чаюдинского НГКМ (а), Тас-Юряхского НГКМ (б) и Ковыктинского ГКМ (в)**

выходами: 65...68 и 90...92 % масс. соответственно. Однако эти фракции имеют невысокие октановые числа (53,7...57,7), обусловленные значительным преобладанием метановых УВ в составе, что препятствует применению их в качестве основы для производства автомобильных топлив.

Рациональным можно считать использование конденсата в качестве разбавителя нефти Чаюдинского НГКМ, что будет способствовать, во-первых, увеличению выхода бензиновой фракции нефти, однородной по химическому составу конденсата, во-вторых, улучшению вязкостных характеристик нефти.

Альтернативным и перспективным направлением применения конденсатов является нефтехимическое:

- производство индивидуальных н-алканов, присутствующих в конденсате в значительных количествах. Эти углеводороды являются ценным химическим сырьем. С учетом их потенциального содержания и объемов добычи конденсата может быть достигнуто масштабное производство этих ценных УВ;

- использование фракции  $C_5-C_6$ , содержащейся в конденсатах в больших количествах, на установке изомеризации с целью получения высокооктановых компонентов бензина.

\*\*\*

Таким образом, конденсаты Непско-Ботуобинской НГП Сибирской платформы отличаются по химическому и фракционному составу в зависимости от районирования. Непско-Ботуобинский район Непско-Ботуобинской НГО, в котором расположены мощные толщи ММП, характеризуется аномальными пластовыми условиями. Конденсаты расположенных в этом районе месторождений (в том числе Чаюдинского и Тас-Юряхского НГКМ) представляют собой легкие флюиды плотностью 0,680...0,690 г/см<sup>3</sup>, практически полностью выкипающие при температурах до 200 °С, относятся к метановому типу, имеют сходные, но не идентичные физико-химические характеристики.

По мере продвижения на юг Непско-Ботуобинской НГП и далее на юг Сибирской платформы наблюдается закономерность в изменении состава и свойств конденсатов по мере изменения пластовых условий, а именно: расширение фракционного состава и обогащение УВ-состава с увеличением значений  $P_{пл}$  и  $T_{пл}$ .

Конденсаты Ковыктинского ГKM в Ангаро-Ленской НГО также относятся к типу легких метановых, однако их фракционный состав более обширен (до 300 °С), а УВ-состав богаче компонентами. Они содержат керосиновую и дизельную топливные фракции.

К характерным особенностям всех исследованных конденсатов относятся: химический состав, характеризующийся значительным преобладанием метановых УВ над нефтяными и ароматическими; наличие в составе конденсатов значительных количеств легких индивидуальных УВ (н-пентана, н-гексана, н-гептана); присутствие в составе конденсатов олефиновых УВ.

Перспективными направлениями использования конденсатов можно считать использование конденсатов Чаюдинского и Тас-Юряхского НГКМ в качестве разбавителей для соответствующих нефтей, производство индивидуальных УВ состава  $C_5-C_8$ , а также использование фракции  $C_5-C_6$  на установках изомеризации с целью получения высокооктановых компонентов бензина.

### Список литературы

1. Геология нефти и газа Сибирской платформы / под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М.: Недра, 1981. – 552 с.
2. Чернова О.С. Нефтегазоносные провинции России и сопредельных территорий / О.С. Чернов. – Томск: ТПУ, 2008. – 256 с.
3. Каламкаров Л.В. Нефтегазоносные провинции и области России и сопредельных стран / Л.В. Каламкаров. – М.: Нефть и газ, 2005. – 570 с.
4. Максимов С.П. Состояние изученности условий формирования газоконденсатных месторождений в СССР и за рубежом / С.П. Максимов, М.И. Лоджевская // Труды ВНИГНИ. – 1980. – Вып. 219: Особенности формирования газоконденсатных месторождений. – С. 3–37.
5. Мельников Н.В. Возможности открытия новых крупных залежей нефти в главном поясе газонефтеносности Лено-Тунгусской провинции / Н.В. Мельников, А.А. Вымятин, П.Н. Мельников и др. // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5–6. – С. 701–720.
6. Каширцев В.А. Органическая химия нафтидов востока Сибирской платформы / В.А. Каширцев. – Якутск: Якутский филиал Изд-ва СО РАН, 2003. – 160 с.

7. Иванова И.К. Особенности индивидуального углеводородного состава светлых фракций нефтей и конденсатов востока Сибирской платформы: дис. ... канд. хим. наук / И.К. Иванова; Институт проблем нефти и газа СО РАН. – Томск, 2004. – 117 с.
8. Фукс А.Б. Пластовые углеводородные системы и продуктивность месторождений южной части Лено-Тунгусской НПП: дис. ... д-ра геол.-мин. наук / А.Б. Фукс. – Томск, 2000. – 271 с.
9. Парфёнова Н.М. Флюиды Чаяндинского НГКМ: физико-химические характеристики / Н.М. Парфёнова, Л.С. Косякова, В.Ю. Артемьев и др. // Oil&Gas Journal Russia. – 2012. – № 8. – С. 64–71.
10. Парфёнова Н.М. Физико-химическая характеристика конденсатов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / Н.М. Парфёнова, Л.С. Косякова, В.Ю. Артемьев и др. // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. / под ред. Б.А. Григорьева. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – С. 20–35. – (Вести газовой науки).
11. Парфёнова Н.М. Углеводородное сырье Чаяндинского НГКМ: газ, конденсат, нефть / Н.М. Парфёнова, Е.Б. Григорьев, Л.С. Косякова и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 2 (30). – С. 139–149.
12. Соболева Е.В. Химия горючих ископаемых / Е.В. Соболева, А.Н. Гусева. – М.: МГУ, 1998. – 110 с.
13. Kaufman R.L. A new technique for the analysis of commingled oils and its application to production allocation calculations / R.L. Kaufman, A.S. Ahmed, W.B. Hemphkins // Proceedings of Indonesian Petroleum Association. 16<sup>th</sup> Annual Convention. – 1987.
14. Дахнова М.В. Применение геохимических методов исследований при поисках, разведке и разработке месторождений углеводородов / М.В. Дахнова // Геология нефти и газа. – 2007. – № 2. – С. 78–97.

## Attributes of the condensates from Lena-Tungus oil-gas-bearing province

N.M. Parfenova<sup>1</sup>\*, Ye.B. Grigoryev<sup>1</sup>, L.S. Kosyakova<sup>1</sup>, I.M. Shafiyev<sup>1</sup>, V.A. Loginov<sup>1</sup>, R.Yu. Narenkov<sup>1</sup>, M.M. Kubanova<sup>1</sup>, A.D. Lyugay<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: N\_Parfenova@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** The article briefly reviews characteristics of the condensates from three oil-gas-bearing provinces (OGBP) being the parts of Siberian platform. It is shown that the properties and the compositions of these condensates are not alike neither within each OGBP, nor within oil-gas-bearing areas (OGBA).

The results of a complex physical-chemical study (2009–2018) of condensates from three the biggest Lena-Tungus OGBP's fields such as Chayanda, Kovykta, and Tas-Yuryakh ones are synthesized, namely: the special attributes of the condensates are pointed out, and the ways of their rational application are recommended.

Depending on zoning, the Nepa-Botuoba OGBP's condensates vary by chemical and fractional compositions. Nepa-Botuoba region of the homonymic OGBP, which contains huge permafrost agglomerations, is known by the abnormal in-situ conditions. The condensates from this region (including Chayanda and Tas-Yuryakh fields) are the light fluids with 0,680...0,690 g/sm<sup>3</sup> density, which almost completely boil away under the temperatures before 200 °C. They belong to a methane-like type, and have alike, but not identical physical-chemical characteristics.

While moving southwards of Nepa-Botuoba OGBP and farther southwards Siberian platform the properties of the condensates transform together with changing of in-situ conditions, namely: as the in-situ pressures and temperatures grow, the fractional and the hydrocarbon compositions of the condensates enrich. The condensates of Kovykta gas-condensate field, which locates within Angara-Lena OGBA, also belong to the type of light methane ones, but their fractional composition is wider (up to 300 °C), and hydrocarbon composition is more rich. So, the special attributes of these condensates are pointed out, and the ways for their rational application are recommended.

**Keywords:** Siberian Platform, gas condensates, distillation characteristics, hydrocarbon-type composition, Chayanda oil-gas-condensate field, Kovykta gas-condensate field, Tas-Yuryakh oil-gas-condensate field.

### References

1. KONTOROVICH, A.E., V.S. SURKOV, A.A. TROFIMUK (Eds.). *Petroleum and gas geology of Siberian Platform* [Геология нефти и газа Сибирской платформы]. Moscow: Nedra, 1981. (Russ.).

2. CHERNOVA, O.S. *Oil-gas-bearing provinces in Russia and at the contiguous territories* [Neftegazonosnyye provintsii Rossii i sopredelnykh territoriy]. Tomsk: Tomsk Polytechnic University, 2008. (Russ.).
3. KALAMKAROV, L.V. *Oil-gas-bearing provinces and areas of Russia and contiguous territories* [Neftegazonosnyye provintsii i oblasti Rossii i sopredelnykh stran]. Moscow: Neft i gaz, 2005. (Russ.).
4. MAKSIMOV, S.P., M.I. LODZHEVSKAYA. Coverage of knowledge about conditions of gas-condensate fields forming in the USSR and in foreign countries [Sostoyaniye izuchennosti usloviy formirovaniya gazokondensatnykh mestorozhdeniy v SSSR i za rubezhom]. *Trudy VNIGNI*. 1980, is. 219: Peculiar features in generation of gas-condensate fields [Osobennosti formirovaniya gazokondensatnykh mestorozhdeniy], pp. 3–37. (Russ.).
5. MELNIKOV, N.V., A.A. VYMYATIN, P.N. MELNIKOV et al. Possibility to discover new big oil deposits in a main belt of gas-oil-bearing capacity of Lena-Tungus province [Vozmozhnosti otkrytiya novykh krupnykh zalezhey nefti v glavnom poyase gazoneftenosnosti Leno-Tungusskoy provintsii]. *Geologiya i Geofizika*. 2014, vol. 55, no. 5–6, pp. 701–720. ISSN 0016-7886. (Russ.).
6. KASHIRTSEV, V.A. *Organic chemistry of naphthides from the East of Siberian Platform* [Organicheskaya khimiya naftidov vostoka Sibirskoy platform]. Yakutsk: Yakutsk subsidiary of the Publishers of the Siberian branch of RAS, 2003. (Russ.).
7. IVANOVA, I.K. *Special features of individual hydrocarbon composition of the light oil and condensate fractions from the East of Siberian Platform* [Osobennosti individualnogo uglevodorodnogo sostava svetlykh fraktsiy neftey i kondensatov vostoka Sibirskoy platformy]: Candidate thesis (chemistry). Institute of Oil and Gas Problems of the Siberian Branch of the RAS. Tomsk, 2004. (Russ.).
8. FUKS, A.B. *Bedded hydrocarbon systems and productive capacity of the fields in the southern part of Lena-Tungus oil-gas-bearing province* [Plastovyye uglevodorodnyye sistemy i produktivnost mestorozhdeniy yuzhnoy chasti Leno-Tungusskoy NGP]. Dr. Thesis (geology and mineralogy). Gazprom VNIIGAZ LLC. Tomsk, 2000. (Russ.).
9. PARFENOVA, N.M., L.S. KOSYAKOVA, V.Yu. ARTEMYEV et al. Fluids of Chayanda oil-gas-condensate field: Physical-chemical characteristics [Flyuifu Chayandinskogo NGKM: fiziko-khimicheskiye kharakteristiki]. *Oil&Gas Journal Russia*. 2012, no. 8, pp. 64–71. ISSN 19958137. (Russ.).
10. PARFENOVA, N.M., L.S. KOSYAKOVA, V.YU. ARTEMYEV et al. Physicochemical properties of condensates from Chayandinskoye oil/gas/condensate field [Fiziko-khimicheskaya kharakteristika kondensatov Chayandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya]. In: *Vesti Gazovoy Nauki*. Important to study hydrocarbon reservoir: collected book. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013, pp. 20–35. (Russ.).
11. PARFENOVA, N.M., Ye.B. GRIGORYEV, L.S. KOSYAKOVA et al. Raw hydrocarbons of Chayanda oil-gas-condensate field: gas, condensate and oil [Uglevodorodnoye serye Chayandinskogo NGKM: gaz, kondensat, nefit]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2017, no. 2 (30): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 139–149. ISSN 2306-8949. (Russ.).
12. SOBOLEVA, Ye.V., A.N. GUSEVA. *Chemistry of fossil fuels* [Khimiya goryuchikh iskopayemykh]. Moscow: Lomonosov Moscow State University, 1998. (Russ.).
13. KAUFMAN, R.L., A.S. AHMED, W.B. HEMPKINS. A new technique for the analysis of commingled oils and its application to production allocation calculations. In: *Proceedings of Indonesian Petroleum Association. 16<sup>th</sup> Annual Convention*. 1987.
14. DAKHNOVA, M.V. Application of geochemical research methods during search, exploration and development of hydrocarbon fields [Primeneniye geokhimicheskikh metodov issledovaniy pri poiskakh, razvedke i razrabotke mestorozhdeniy uglevodorodov]. *Geologiya Nefiti i Gaza*. 2007, no. 2, pp. 78–97. ISSN 0016-7894. (Russ.).

УДК 553.98:536.42

## Особенности фазового поведения пластовых газожидкостных систем сложного состава

А.Н. Волков<sup>1\*</sup>, В.И. Лапшин<sup>2</sup>, А.А. Константинов<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1-а

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

\* E-mail: a.volkov@sng.vniigaz.gazprom.ru

**Тезисы.** В статье на основании исследований фазового поведения и свойств углеводородных смесей показаны особенности перехода в критическое состояние газоконденсатных и нефтяных газожидкостных систем. Исследовались углеводородные смеси месторождений с различными термобарическими условиями залегания, составами и свойствами пластового флюида.

**Ключевые слова:** углеводородная смесь, окологкритическое фазовое состояние, особенности перехода в критическое состояние.

Особым типом пластовых углеводородных систем являются флюиды переходного состава, которые находятся в окологкритическом фазовом состоянии [1–8]. Приближение к критической точке возможно путем увеличения содержания в смеси углеводородов (УВ)  $C_{5+}$  (уменьшения газового фактора) или снижения содержания УВ  $C_{5+}$  (увеличения газового фактора). Углеводородные системы переходят в критическое состояние при содержании УВ  $C_{5+}$  в диапазоне 900...1300 г/м<sup>3</sup>. В этом диапазоне при снятии изотерм (при пластовой температуре) в окологкритической области возможно наблюдение как изотерм конденсации, так и изотерм разгазирования. Полученные изотермы служат основой для построения фазовой диаграммы в координатах «давление – содержание УВ  $C_{5+}$ », на которой фиксируется критическая точка.

Далее на основании исследований фазового поведения и свойств углеводородных смесей показаны особенности перехода в критическое состояние газоконденсатных и нефтяных газожидкостных систем. Исследовались углеводородные смеси месторождений с различными термобарическими условиями залегания, составами и свойствами пластового флюида. Для газоконденсатных смесей диапазоны изменения пластовых давлений ( $P_{пл}$ ) и температур ( $T_{пл}$ ) соответственно составили 18,7...45,08 МПа и 21,5...84,0 °С (табл. 1). Газоконденсатные смеси имеют различную степень насыщенности. Содержание УВ  $C_{5+}$  изменится в пределах 66...1135 г/м<sup>3</sup>, конденсаты обладают плотностью 0,696...0,775 г/см<sup>3</sup>, молярной массой 96...150 г/моль и по углеводородному составу относятся к метановому типу (см. табл. 1).

Таблица 1

### Характеристика газоконденсатных систем

Параметр	Месторождение			
	Беряμβинское	Северо-Васюганское	Печорогородское	Югид-Соплесское
$P_{пл}$ , МПа	18,17	22,72	36,54	45,08
$T_{пл}$ , °С	21,5	82,1	70	84
Давление начала конденсации, $P_{нк}$ , МПа	17,15	22,72	34,20	34,52
Содержание УВ $C_{5+}$ , г/м <sup>3</sup>	66	196	396	1135
Коэффициент извлечения конденсата при давлении 0,1 МПа	0,62	0,59	0,49	0,27
Плотность конденсата, г/см <sup>3</sup>	0,696	0,719	0,755	0,775
Молярная масса конденсата, г/моль	96	107	131	150

Как было показано ранее [2, 3], для газоконденсатных систем околкритическое состояние приводит к характерному протеканию процессов при снижении давления ниже давления однофазного состояния, в данном случае – ниже  $P_{нк}$ . Результаты опытов контактной конденсации свидетельствуют об интенсивном выпадении конденсата в довольно узком диапазоне снижения давления (рис. 1).

Для обычных газоконденсатных систем при снижении давления ниже  $P_{нк}$  изотерма конденсации имеет типичный вид: сначала монотонно возрастает до экстремума в области давления максимальной конденсации ( $P_{макс.к}$ ), а затем монотонно убывает. В случае околкритической системы при достижении  $P_{нк}$  отмечается резкий рост функциональной зависимости и последующее почти линейное уменьшение зависимости ниже  $P_{макс.к}$ .

Интенсивное выпадение конденсата обуславливает для околкритической системы сближение значений  $P_{макс.к}$  и  $P_{нк}$ . Так, если для Печорогородского месторождения разница между  $P_{нк}$  и  $P_{макс.к}$  составляет 19,2 МПа при содержании УВ  $C_{5+}$  396 г/м<sup>3</sup>, то для Югид-Соплесского месторождения – всего 1,82 МПа (содержание УВ  $C_{5+}$  – 1135 г/м<sup>3</sup>). По результатам экспериментальных исследований, наблюдается закономерный рост максимальной насыщенности с увеличением содержания УВ  $C_{5+}$ .

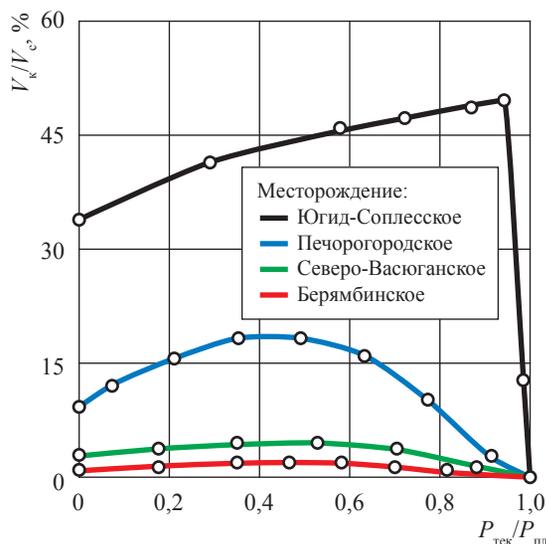


Рис. 1. Изотермы контактной конденсации различных месторождений:  $V_k$  – объем конденсата на ступени снижения давления;  $V_c$  – текущий объем системы;  $P_{тек}$  – текущее давление

Для околкритической углеводородной системы максимальная насыщенность достигает ~ 49 % (см. рис. 1). В этих условиях незначительное повышение содержания УВ  $C_{5+}$  в составе смеси приводит к ее переходу в однофазно жидкое (нефтяное) состояние с характерным видом изотермы разгазирования.

Эта особенность фазового поведения околкритической системы приводит к интенсивному снижению содержания УВ  $C_{5+}$  в газовой фазе при снижении давления ниже  $P_{нк}$  при моделировании процесса естественного истощения методом дифференциальной конденсации (рис. 2). В случае околкритической газоконденсатной системы (Югид-Соплесское месторождение) в области низких давлений менее выражен переход области ретроградной конденсации в область прямого испарения: содержание УВ  $C_{5+}$  после достижения  $P_{макс.к}$  возрастает незначительно. Установленные отличительные особенности фазового поведения закономерно сказываются на конечном коэффициенте извлечения конденсата, который составляет всего 0,27 (см. табл. 1). Это существенно ниже, чем по другим месторождениям, для которых коэффициент извлечения конденсата изменяется в пределах 0,49...0,62.

Для исследуемых нефтяных смесей диапазоны изменения  $P_{пл}$  и  $T_{пл}$  составили соответственно 14,8...56,74 МПа и 68...125 °С

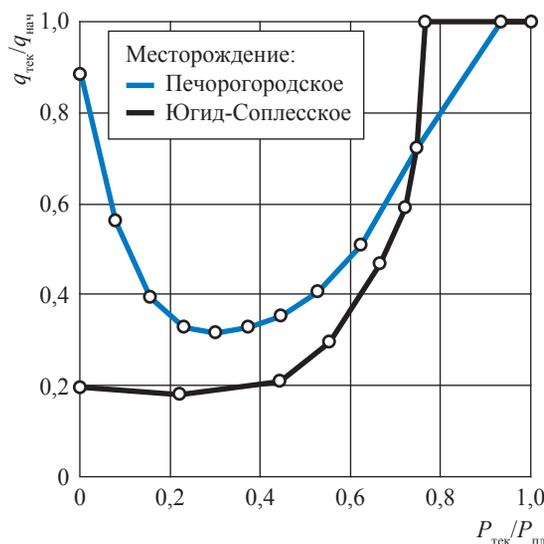


Рис. 2. Изменение содержания УВ  $C_{5+}$  в газовой фазе при снижении давления для различных месторождений:  $q_{нач}$ ,  $q_{тек}$  – начальное и текущее содержания УВ  $C_{5+}$  соответственно

Таблица 2

## Характеристика нефтяных систем

Параметр	Месторождение				
	Турчаниновское	Югид-Соплесское	Западно-Печорогородское	Восточно-Прибрежное	Южно-Ошское
$P_{пл}$ , МПа	14,80	44,62	36,40	56,74	34,76
$T_{пл}$ , °С	68	89	71	125	97
Давление насыщения, МПа	12,25	32,80	32,16	34,36	16,34
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	88,5	952,3	312,3	663,5	175,9
Объемный коэффициент	1,25	3,18	1,71	2,44	1,46
Плотность дегазированной нефти, г/см <sup>3</sup>	0,8498	0,7973	0,8243	0,8030	0,8175

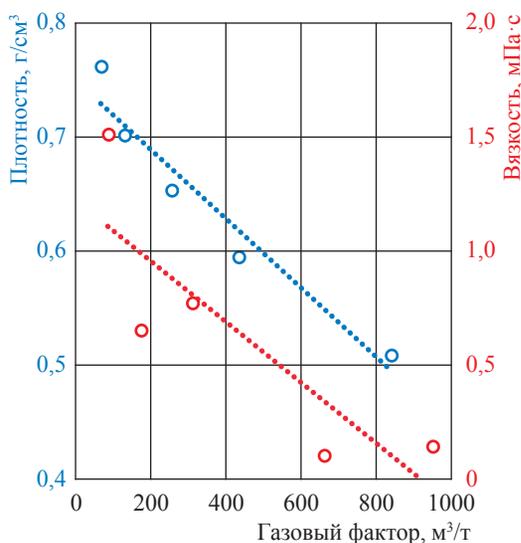


Рис. 3. Изменение плотности и вязкости пластовой нефти в зависимости от газового фактора

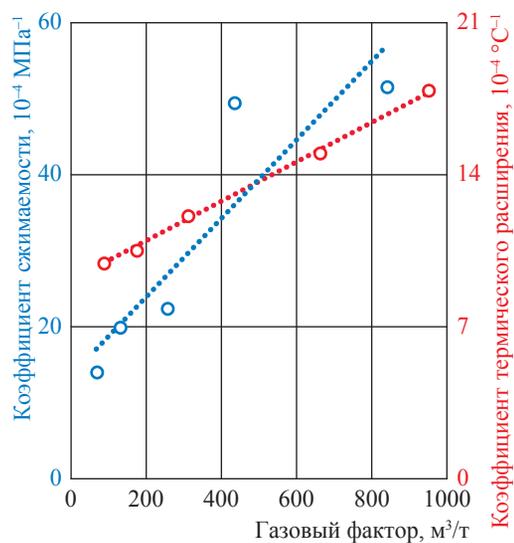


Рис. 4. Изменение коэффициентов сжимаемости и термического расширения пластовой нефти в зависимости от газового фактора

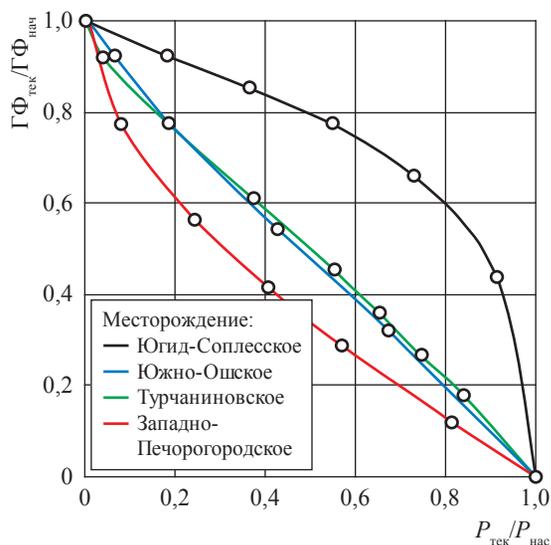
(табл. 2). Все пластовые нефти имели различную степень недонасыщенности, газовый фактор по результатам стандартной сепарации изменялся от 88,5 до 952,3 м<sup>3</sup>/т, объемный коэффициент — от 1,25 до 3,18 (см. табл. 2). Дегазированные нефти после стандартной сепарации имеют плотность 0,7973...0,8498 г/см<sup>3</sup>.

В целом с увеличением газонасыщенности (уменьшением содержания УВ  $C_{5+}$ ) прослеживается общая тенденция снижения плотности и вязкости пластовой нефти при начальных термобарических условиях (рис. 3). Подобная общая тенденция отмечается также для коэффициентов сжимаемости и термического расширения пластовой нефти (рис. 4).

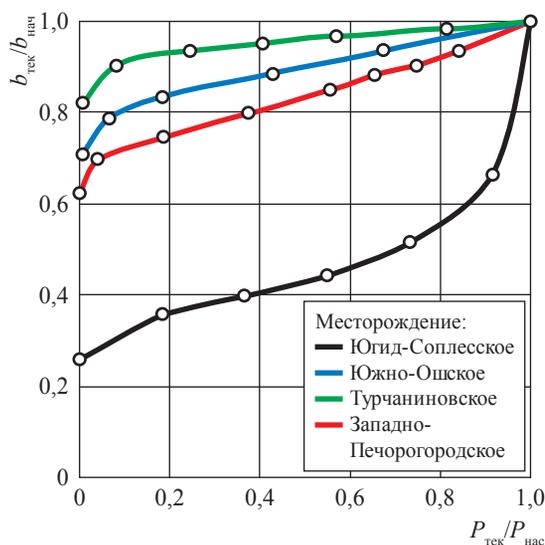
На рис. 5–7 представлены результаты дифференциального разгазирования нефтей различного типа, которые позволяют проследить

характер изменения объемного коэффициента, плотности и газового фактора. Более высокий газовый фактор околкритической нефтяной системы (Югид-Соплесского месторождения) обуславливает отличительный характер зависимостей, сопровождающийся интенсивным выделением газа с высоким содержанием УВ  $C_{5+}$  при снижении давления ниже  $P_{нас}$ . В отличие от других месторождений выделяющийся газ по результатам хроматографических исследований значительно обогащен промежуточными углеводородами  $C_2$ – $C_4$ .

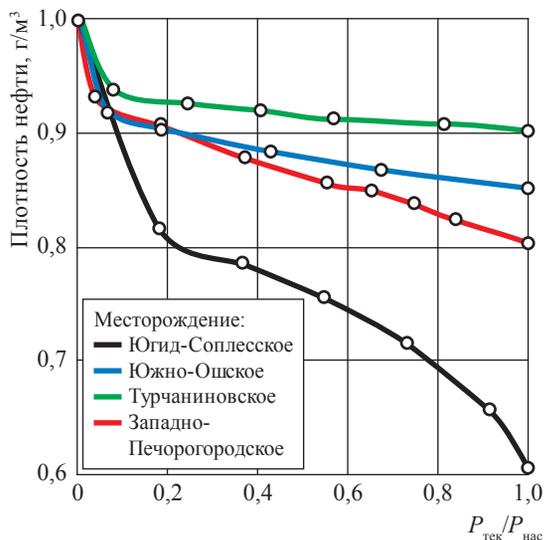
Исследования показывают, что разработка подобных залежей на режиме естественного истощения вследствие интенсивного выделения газа и выпадения конденсата при незначительном снижении давления ниже  $P_{нас}$  и  $P_{нк}$  сопряжена с низкими коэффициентами извлечения жидких УВ.



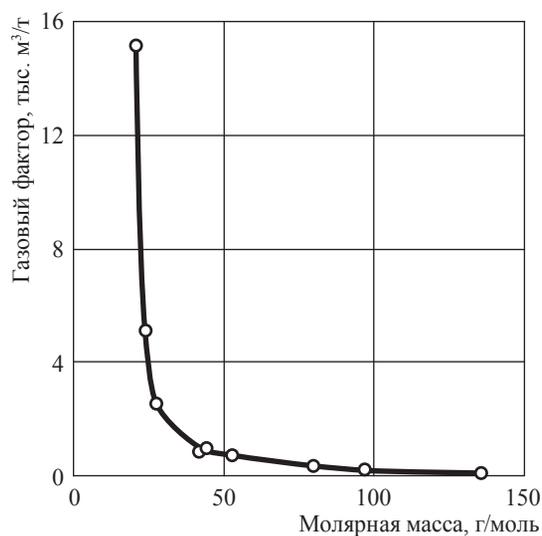
**Рис. 5. Изменение газового фактора при дифференциальном разгазировании пластовой нефти:  $\Gamma\Phi_{нач}$ ,  $\Gamma\Phi_{тек}$  – начальное и текущее значения газового фактора соответственно;  $P_{нас}$  – давление насыщения**



**Рис. 6. Изменение объемного коэффициента при дифференциальном разгазировании пластовой нефти:  $b_{нач}$ ,  $b_{тек}$  – начальное и текущее значения объемного коэффициента**



**Рис. 7. Изменение плотности нефти при дифференциальном разгазировании**



**Рис. 8. Изменение газового фактора в зависимости от молярной массы для углеводородных систем различного типа**

По классификации Г.Ф. Требина и др.<sup>1</sup>, в основу которой положен принцип непрерывности и плавности изменения плотности и молекулярной массы от газов до твердых углеводородов, характеристики углеводородных смесей Восточно-Прибрежного и Югид-

Соплесского месторождений соответствуют характеристикам систем переходного состояния. Плотность нефти переходного состояния находится в диапазоне 0,425...0,650 г/см<sup>3</sup>, молярная масса – в диапазоне 35...80 г/моль. На примере Югид-Соплесского месторождения установлена возможность существования в определенной диагностической области углеводородных систем различных классов: как газоконденсатных, так и нефтяных. Фазовое состояние

<sup>1</sup> См. Требин Н.В. Нефти месторождений Советского Союза: справочник / Г.Ф. Требин, Н.В. Чарыгин, Т.М. Обухова. – 2-е изд., доп. и перераб. – М: Недра, 1980. – 583 с.

данных систем при термобарических условиях пласта определяется в большей степени содержанием  $УВ C_{5+}$  в составе смеси.

На рис. 8 приведена обобщенная зависимость газового фактора от молярной массы для всех рассмотренных нефтяных и газоконденсатных смесей, свидетельствующая об отсутствии резкого перехода между системами различных классов, который можно было бы использовать в качестве идентификационного критерия. Видно, что для газоконденсатных

смесей незначительное увеличение молярной массы сопровождается резким снижением газового фактора. Так, в области молярной массы 20...30 г/моль снижение газового фактора составляет порядка 13000 м<sup>3</sup>/т. Для нефтяных систем увеличение молярной массы сопровождается менее значительным снижением газового фактора. При увеличении молярной массы пластовой нефти с 45 до 150 г/моль газовый фактор снижается приблизительно на 800 м<sup>3</sup>/т.

## Список литературы

1. Лапшин В.И. Фазовые превращения газожидкостных систем / В.И. Лапшин // Газовая промышленность. – 2000. – № 2. – С. 11–13.
2. Лапшин В.И. Определение критических параметров нефтегазоконденсатных систем глубокозалегающих залежей / В.И. Лапшин, В.Ф. Перепеличенко, А.Н. Волков // Разработка месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2008. – С. 222–233.
3. Волков А.Н. К вопросу экспериментального исследования околокритических углеводородных систем / А.Н. Волков, Н.В. Долгушин, В.В. Смирнов // Изучение углеводородных систем сложного состава. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2000. – С. 162–170.
4. Гриценко А.И. Научные основы прогноза фазового поведения пластовых газоконденсатных систем / А.И. Гриценко, И.А. Гриценко, В.В. Юшкин и др. – М.: Недра, 1995. – 432 с.
5. Гушин В.А. Диагностика состояния природных углеводородных систем в залежах / В.А. Гушин. – М.: Недра, 1992. – 128 с.
6. Брусиловский А.И. Критерии определения типов пластовых углеводородных флюидов / А.И. Брусиловский, А.Н. Нугаева, И.Е. Хватова // Газовая промышленность. – 2009. – № 633: спецвып. «Освоение и разработка месторождений углеводородов». – С. 13–18.
7. Былинкин Г.П. Оценка фазового перехода глубокопогруженных пластовых флюидов / Г.П. Былинкин // Геология нефти и газа. – 2006. – № 2. – С. 55–60.
8. Кронквист Ч. Оценка и разработка пластов с летучей нефтью / Ч. Кронквист // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1979. – № 4. – С. 21–32.

## Special behavior of complex-composition gas-liquid systems

A.N. Volkov<sup>1\*</sup>, V.I. Lapshin<sup>2</sup>, A.A. Konstantinov<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Ukhta Subsidiary of the Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1-a, Sevastopolskaya street, Ukhta, Komi Republic, 169300, Russian Federation

<sup>2</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: a.volkov@sng.vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** Basing on studies of phase behavior and properties of hydrocarbon mixtures, authors show peculiarities of transition into a critical state referring to gas-condensate and oil systems. For this, they have tested few hydrocarbon mixtures from the fields with different thermobaric conditions, compositions and properties of fluids.

**Keywords:** hydrocarbon mixture, near-critical phase state, special features of transition into a critical state.

## References

1. LAPSHIN, V.I. Phase transformations of gas-liquid systems [Fazovyye prevrashcheniya gazozhidkostnykh system]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2000, no. 2, pp. 11–13. ISSN 0016-5581. (Russ.).

2. LAPSHIN, V.I., V.F. PEREPELICHENKO, A.N. VOLKOV. Determination of critical parameters for oil-gas-condensate systems of deep-seated deposits [Opredeleniye kriticheskikh parametrov neftegazokondensatnykh system glubokozalegayushchikh zalezhey]. In: *Development of hydrocarbon fields* [Razrabotka mestorozhdeniy uglevodorodov]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2008, pp. 222–233. (Russ.).
3. VOLKOV, A.N., N.V. DOLGUSHIN, V.V. SMIRNOV. On experimental studies of near-critical hydrocarbon systems [K voprosu eksperimentalnogo issledovaniya okolokriticheskikh uglevodorodnykh system]. In: *Studying hydrocarbon systems of complicated composition* [Izucheniye uglevodorodnykh system slozhnogo sostava]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2000, pp. 162–170. (Russ.).
4. GRITSENKO, A.I., I.A. GRITSENKO, V.V. YUSHKIN et al. *Scientific principals of phase behavior forecasts for bedded gas-condensate systems* [Nauchnyye osnovy prognoza fazovogo povedeniya plastovykh gazokondensatnykh sistem]. Moscow: Nedra, 1995. (Russ.).
5. GUSHCHIN, V.A. *Diagnosing state of natural hydrocarbon systems in deposits* [Diagnostika sostoyaniya prirodnykh uglevodorodnykh system v zalezhakh]. Moscow: Nedra, 1992. (Russ.).
6. BRUSILOVSKIY, A.I., A.N. NUGAYEVA, I.Ye. KHVATOVA. Criteria to determine types of bedded hydrocarbon fluids [Kriterii opredeleniya tipov plastovykh uglevodorodnykh flyuidov]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2009, no. 633: spec. is. “Exploration and development of hydrocarbon fields” [Osvoyeniye i razrabotka mestorozhdeniy uglevodorodov], pp. 13–18. ISSN 0016-5581. (Russ.).
7. BYLINKIN, G.P. Estimating phase transition of deep-seated bedded fluids [Otsenka fazovogo perekhoda glubokopogruzhennykh plastovykh flyuidov]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2006, no. 2, pp. 55–60. ISSN 0016-7894. (Russ.).
8. CRONQUIST, C. Evaluating and producing of the volatile oil reservoirs [Otsenka i razrabotka plastov s letuchei neftyu]. *Neft, Gaz i Neftekhimiya za rubezhom*. 1979, no. 4, pp. 21–32. (Russ.).

УДК 553.98(571.6)

## Обоснование выбора математической корреляции для определения молярной массы по экспериментальным данным для газоконденсатных систем месторождений Киринского блока шельфа о. Сахалин

М.М. Кубанова<sup>1\*</sup>, Д.Р. Крайн<sup>1</sup>, Р.Ю. Наренков<sup>1</sup>

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

\* E-mail: M\_Kubanova@vniigaz.gazprom.ru

**Тезисы.** В статье приведен краткий обзор экспериментальных и расчетных методов определения молярной массы углеводородных флюидов и их фракций, выделены основные формулы для расчета молярной массы. Рассмотрены расчетные способы определения молярной массы применительно к узким фракциям флюидов, а также их сходимость с экспериментальным методом.

На примере анализа узких фракций конденсатов Киринского блока шельфа о. Сахалин показано, что имеющиеся математические корреляции не являются универсальными для флюидов различной химической природы и выбор корреляции без учета состава флюида может привести в ошибку, значительно превышающей погрешность экспериментальных методик. Однако с учетом трудоемкости и чувствительности экспериментальных методик возможно изменение метода определения молярной массы узких фракций флюида на расчетный после проведения исследований конденсата (включая определение группового состава) и подбора наиболее подходящей методики расчета.

Для конденсатов Киринского блока шельфа о. Сахалин выделены две группы конденсатов с содержанием ароматических углеводородов 9–17 и 20...26 % масс. Для первой группы конденсатов в качестве оптимального метода расчета молярной массы рекомендована корреляция Американского института нефти API Extended, для второй – корреляция Гуссенса.

Рациональная разработка нефтегазоконденсатных месторождений, обеспечивающая максимальное извлечение углеводородов из недр, а также последующая переработка добытого углеводородного сырья требуют точного представления о компонентно-фракционном составе пластовых систем, физико-химических свойствах узких фракций углеводородных флюидов. Экспериментальный метод исследования фракционного состава стабильных флюидов заключается в разгонке флюида на лабораторных дистилляционных установках для построения кривой истинных температур кипения с отбором узких фракций и дальнейшего определения свойств этих фракций (таких как плотность, молярная масса, показатель преломления, вязкость). Существует несколько косвенных методов определения молярной массы стабильных углеводородных флюидов, основанных на влиянии молярной массы на изменение:

- осмотического давления над раствором (осмометрический метод);
- температуры замерзания раствора (криоскопический метод);
- температуры кипения раствора (эбулиоскопический метод).

Каждый из них рекомендован для определенного интервала измерений, в котором погрешность минимальна.

Для углеводородных флюидов и их фракций наибольшее распространение получил криоскопический метод. Его часто критикуют за высокую неопределенность измерений, однако на данный момент он широко применяется, поскольку точность экспериментального определения в любом случае превосходит точность расчетных методов [1]. Заявленная погрешность криоскопического метода при использовании

**Ключевые слова:** определение молярной массы углеводородных флюидов, криоскопический метод, математическая корреляция, сходимость с экспериментальными данными, Киринский блок шельфа о. Сахалин, корреляция API Extended, корреляция Гуссенса.

классического прибора Бекмана<sup>1</sup> составляет 3 %. С появлением автоматических приборов (криоскопов) точность метода возросла, однако, несмотря на автоматизацию, он остается достаточно трудоемким, чувствителен к условиям проведения эксперимента, требует тщательной калибровки средств измерений.

Трудоемкость экспериментальных методов определяет актуальность применения математических корреляций в случае необходимости получения большого числа значений молярных масс, как, например, при определении физико-химических свойств узких фракций углеводородных флюидов. К настоящему времени в научной литературе описано достаточно много математических корреляций, которые можно использовать для замены экспериментального метода. Большинство корреляций основываются на взаимной зависимости молекулярной массы, плотности и температуры кипения, но встречаются также корреляции с использованием в качестве дополнительного параметра вязкости или коэффициента преломления. Можно выделить ряд широко используемых эмпирических формул для вычисления молярной массы, г/моль, подтвердивших свою эффективность при исследовании конденсатов:

- Кеслера – Ли [2]:

$$M = -12272,6 + 9486,4\rho_{15}^{15} + (8,3741 - 5,9917\rho_{15}^{15})T_b + \\ + (1 - 0,77084\rho_{15}^{15} - 0,02058(\rho_{15}^{15})^2) \left( 0,7465 - \frac{222,466}{T_b} \right) \frac{10^7}{T_b} + \\ + (1 - 0,80882\rho_{15}^{15} + 0,02226(\rho_{15}^{15})^2) \left( 0,3228 - \frac{17,335}{T_b} \right) \frac{10^{12}}{(T_b)^3}, \quad (1)$$

где  $\rho_{15}^{15}$  – относительная плотность фракции по воде при температуре 15 °С;  $T_b$  – средняя температура выкипания фракции, К;

- Риизи [1]:

$$M = 1,6607 \cdot 10^{-4} T_b^{2,1962} (\rho_{15}^{15})^{-1,0164}. \quad (2)$$

Формулу Риизи также используют в другой форме – с участием характеристического фактора Ватсона  $K_w$ :

$$M = (0,16637\rho_{15}^{15} K_w^{1,18241})^{5,572}, \quad \text{где } K_w = \frac{T_b^{1,8}}{\rho_{15}^{15}};$$

- Риизи – Дауберга [1]:

$$M = 42,965e^{2,097 \cdot 10^{-4} T_b - 7,78712\rho_{15}^{15} + 2,08476 \cdot 10^{-3} T_b \rho_{15}^{15}} T_b^{1,26007} (\rho_{15}^{15})^{4,98308}, \quad (3)$$

- Гуссенса [3]:

$$M = 0,01077 \frac{T_b^\beta}{\rho_{20}}, \quad (4)$$

где  $\beta = 1,52869 + 0,06486 \cdot \ln[T_b/(1078 - T_b)]$ ;  $\rho_{20}$  – плотность, г/см<sup>3</sup>, измеренная при температуре 20 °С;

- Сима – Дауберга [4]:

$$M = 1,4350476 \cdot 10^{-5} T_b^{2,3776} (\rho_{15}^{15})^{-0,937}, \quad (5)$$

- Григорьева [5]:

$$M = -1,925106 + 1,02498[\ln T_b - \rho_4^{20} \ln(n_D^{20})] + 0,00231496 T_b - 0,15765\rho_4^{20}, \quad (6)$$

<sup>1</sup> См. Современные методы исследования нефтей: справ.-метод. пособие / под ред. А.И. Богомолова, М.Б. Темьянко, Л.И. Хотынцева. – Л.: Недра, 1984. – 431 с.

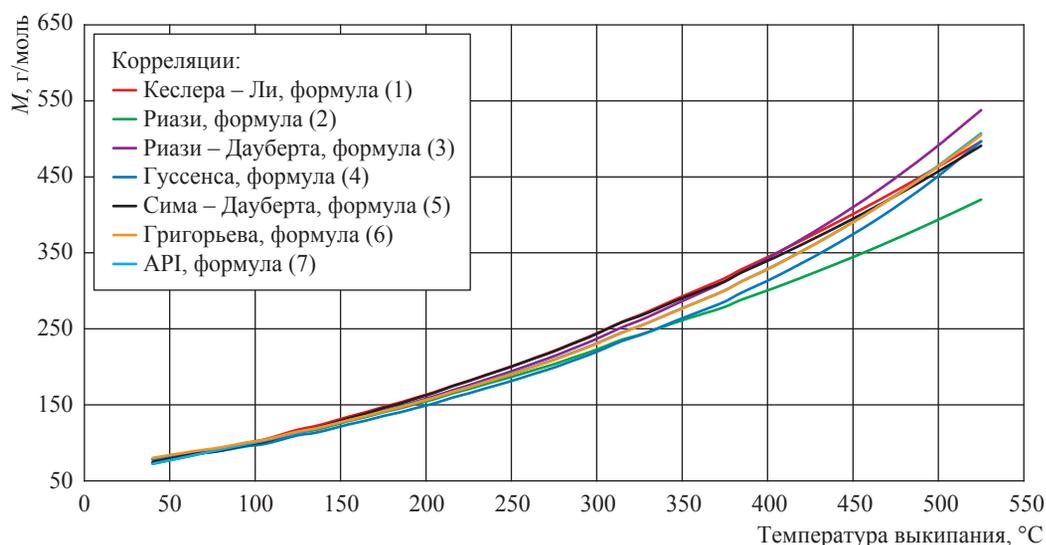


Рис. 1. Зависимость молярной массы от температуры выкипания фракций конденсата Киринского блока

где  $n_D^{20}$  – показатель преломления при температуре 20 °С;

- расширенная корреляция API<sup>2</sup> 1980 Extended [6]:

$$M = 36,8748e^{2,097 \cdot 10^{-4} T_b - 7,78712 \rho_{15}^{15} + 2,0848 \cdot 10^{-3} T_b \rho_{15}^{15}} T_b^{1,26007} (\rho_{15}^{15})^{4,98308} \quad (7)$$

В случае если проведена ректификация сырья с отбором и исследованием узких фракций, молярную массу можно рассчитать. Однако выбор той или иной корреляции не совсем очевиден.

На рис. 1 представлены кривые, отражающие зависимость расчетных молярных масс узких фракций конденсата от температуры выкипания фракций, построенные на примере узких фракций конденсата Киринского блока шельфа о. Сахалин. Видно, что для фракций, выкипающих при температурах до 200 °С, математические методы дают близкие результаты, хорошо согласующиеся между собой (в большинстве случаев расхождение не превышает 3 %), но с повышением температуры выкипания разница между корреляциями становится очевидной и выбор некорректной формулы для расчета может очень сильно исказить свойства фракций.

Выбор подходящей расчетной методики для каждого нового месторождения крайне затруднителен без наличия экспериментальных данных о молярной массе фракций флюида. При наличии экспериментальных данных о молярной массе стабильного флюида, молярных массах его узких фракций, а также массовом выходе узких фракций убедиться в их достоверности можно, проверив на аддитивность: в случае если сумма молярных масс фракций, взятых пропорционально их мольной доле, совпадает с молярной массой флюида, экспериментальные данные можно считать корректными и принять их значения за истинные. В случае наличия массива данных, описывающих узкие фракции флюида, можно по нему проанализировать каждую конкретную корреляцию и в процессе дальнейших исследований флюидов близкой природы использовать оптимальную.

Для выбора оптимальных методов расчета молярных масс авторами проанализированы свойства узких фракций девяти проб конденсатов Киринского блока. Необходимо отметить, что важнейшим фактором, влияющим на молярную массу углеводородных флюидов и их фракций, является содержание ароматических

<sup>2</sup> API – Американский институт нефти (англ. American Petroleum Institute).

углеводородов. Если сравнивать близкикопящие углеводороды, то именно арены характеризуются наибольшей плотностью и наименьшей молярной массой, поэтому чем больше их содержание в исследуемом объекте, тем ниже будет молярная масса.

В ранее опубликованных работах [7, 8] отмечалось, что в пределах Киринского блока групповые составы конденсатов достаточно сильно отличаются. В связи с этим для анализа расчетных данных авторы выделили две группы конденсатов: с содержанием аренов 9...17 и 20...26 % масс. В таблице и на рис. 2 представлены средние относительные отклонения молярных масс, рассчитанных по приведенным выше формулам, от экспериментальных результатов. Авторы полагают, что для конденсатов с различным содержанием ароматических углеводородов невозможно рекомендовать одну корреляцию.

При анализе математических методик определения молярных масс удовлетворительными считались результаты, лежащие в доверительном интервале криоскопического метода, с отклонением от эксперимента не более чем на 2,5 %. Результаты, отличающиеся от экспериментальных на 5 % и более, считались неудовлетворительными.

Рис. 3 отражает разницу в количестве удовлетворительных результатов вычисления молярных масс для двух выделенных групп конденсатов, рис. 4 – разницу в количестве неудовлетворительных результатов.

Для конденсатов Киринского блока, содержащих до 17 % масс. аренов, лучшую

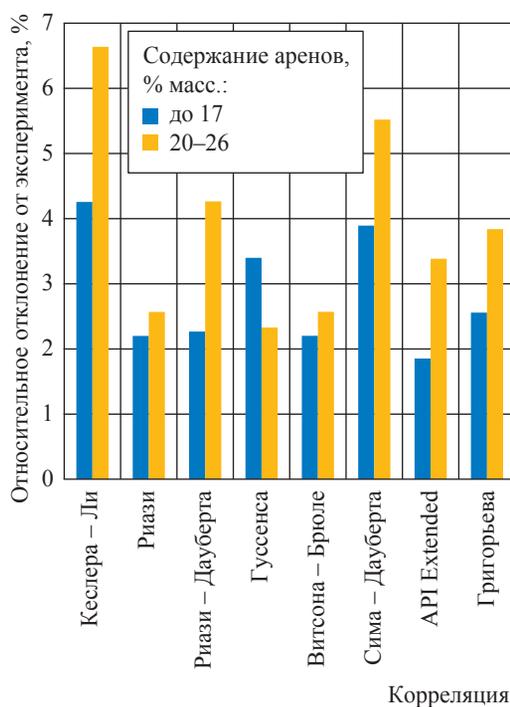
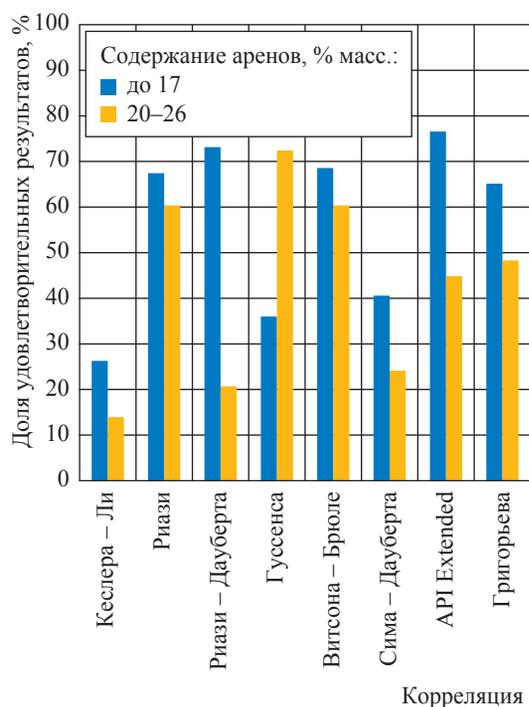


Рис. 2. Средние относительные отклонения расчетных данных от экспериментальных

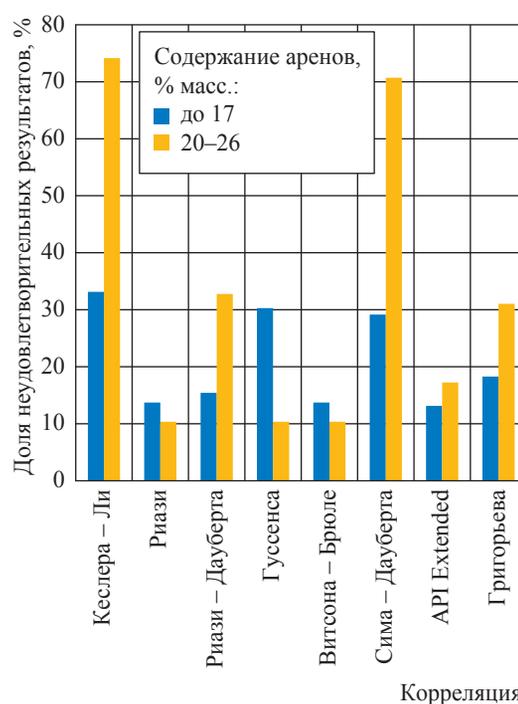
сходимость с экспериментально полученными величинами дал расчет по методу API Extended (см. формулу (7)). Среднее относительное отклонение рассчитанных молярных масс от экспериментальных составило 1,85 %. Расхождение с экспериментальными значениями для данного типа конденсатов более чем в 75 % случаев не превышало 3 %. В то же время метод API Extended показывает минимальное (13 %) количество неудовлетворительных

### Средняя относительная погрешность математических методов расчета молярной массы, %

Конденсаты	Содержание аренов, % масс.	Математическая корреляция						
		Кеслера – Ли	Рирази	Рирази – Дауберга	Гуссенса	Сима – Дауберга	API Extended	Григорьева
K1	9,54	3,37	2,41	1,31	3,90	2,75	1,31	2,35
K2	10,01	3,49	2,37	2,02	4,01	3,19	1,93	2,53
K3	11,15	3,76	1,89	1,45	3,39	3,20	1,04	2,00
K4	11,58	5,26	2,14	3,00	2,97	4,90	2,30	3,04
K5	12,15	5,04	2,10	2,87	3,06	4,65	2,23	2,95
K6	14,25	4,62	2,53	3,05	3,66	4,62	2,55	2,83
K7	16,51	4,25	1,97	2,17	2,81	3,95	1,62	2,20
K8	23,44	6,96	2,37	4,47	2,03	5,96	3,28	3,81
K9	25,88	6,31	2,77	4,05	2,63	5,08	3,49	3,87
Группа 1: содержание аренов 9...17 %		4,26	2,20	2,27	3,40	3,89	1,85	2,56
Группа 2: содержание аренов 20...26 %		6,64	2,57	4,26	2,33	5,52	3,38	3,84



**Рис. 3. Количество удовлетворительных результатов, полученных с использованием различных математических корреляций**



**Рис. 4. Количество неудовлетворительных результатов, полученных с использованием различных математических корреляций**

результатов и расхождение с экспериментом на 5 % и более.

Для конденсатов, содержащих 20...26 % масс. аренов, лучший результат показывает расчет по корреляции Гуссенса (средняя относительная погрешность – 2,33 %). Именно данная корреляция дает наибольшее число удовлетворительных результатов (72 %) и наименьшее – неудовлетворительных (10 %).

\*\*\*

На основании анализа литературных данных и расчета установлено, что имеющиеся математические корреляции не являются универсальными для флюидов различной химической природы. Результаты, полученные для конденсатов Киринского блока, позволяют убедиться, что выбор корреляции «вслепую» может привести в ошибку, значительно превышающей погрешность экспериментальных методик. Однако с учетом трудоемкости

и чувствительности экспериментальных методик определения возможна замена экспериментального метода определения молярной массы узких фракций флюида на расчетный после проведения исследований конденсата (включая определение группового состава) и подборки наиболее достоверной методики расчета.

На основании экспериментальных данных для характеристики узких фракций флюидов Киринского блока рекомендовано использовать корреляцию API 1980 Extended применительно к конденсатам, содержащим до 17 % ароматических углеводородов, и корреляцию Гуссенса – для конденсатов, содержащих более 20...26 % ароматических углеводородов.

В качестве дальнейшего направления исследований авторы рассматривают создание математической корреляции, которая будет учитывать помимо свойств флюида (плотности, показателя преломления, вязкости) также групповой состав флюида.

## Список литературы

1. Riazi M.R. Characterization and properties of petroleum fractions / M.R. Riazi. – West Conshohocken, PA, USA: ASTM International, 2005. – 427 с.
2. Kesler M.G. Improve prediction of enthalpy of fractions / M.G. Kesler, B.E. Lee // *Hydrocarbon Processing*. – 1976. – Март. – С. 153–158.
3. Goossens A.G. Prediction of molecular weight of petroleum fractions / A.G. Goossens // *Industrial and Engineering Chemistry Research*. – 1996. – Т. 35. – С. 985–988.
4. Sim W.G. Prediction of vapor-liquid equilibria of undefined mixtures / W.G. Sim, T.E. Daubert // *Ind. Eng. Chem. Process Des. Dev.* – 1980. – Т. 19. – С. 386–393.
5. Григорьев Б.А. Теплофизические свойства нефти, нефтепродуктов, газовых конденсатов и их фракций / Б.А. Григорьев, Г.Ф. Богатов, А.А. Герасимов. – М.: Издательство МЭИ, 1999. – 372 с.
6. Schneider D.F. Select the right hydrocarbon molecular weight correlation / D.F. Schneider. – League City, Texas: Stratus Engineering Inc., 1998. – 20 с.
7. Рыжов А.Е. Газоконденсаты Киринского газоконденсатного месторождения – перспективное сырье для нефтехимии / А.Е. Рыжов, Н.М. Парфёнова, Л.С. Косякова и др. // *Вести газовой науки*. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 13–20.
8. Парфёнова Н.М. Перспективы исследования газоконденсатов Южно-Киринского нефтегазоконденсатного месторождения / Н.М. Парфёнова, Л.С. Косякова, И.М. Шафиев и др. // *Вести газовой науки*. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 60–66.

## Grounding preference of a mathematical correlation aimed at calculation of molar masses using experimental data for the gas-condensate systems of the Kirinsk block offshore Sakhalin

M.M. Kubanova<sup>1\*</sup>, D.R. Krayn<sup>1</sup>, R.Yu. Narenkov<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: M\_Kubanova@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** The article briefly reviews the experimental and computational methods used for determination of molar mass values of hydrocarbon fluids and their fractions. The main formulae of molar mass are outlined. The molar mass calculation methods are tested in relation to the narrow fractions of fluids, and convergence of these methods and an experimental one is studied.

On example of the narrow condensates' fractions from the offshore Kirinsk block of the Sakhalin Island it is shown that the existing mathematical correlations can't be taken for the universal ones regarding fluids of different chemical nature. That is why choosing a correlation on ignore of fluid composition can cause an error which goes much beyond the errors of experimental procedures. Yet, taking into account the labor inputs and sensibility of the experimental procedures, an experimental procedure for molar mass determination can be changed to a computational one for narrow fractions of a condensate after studies of this condensate (including determination of its group composition) and selection of a most sufficient correlation.

Regarding the Kirinsk-block condensates from the shelf of Sakhalin, the authors have distinguished two groups of condensates containing 9–17 and 20...26 % wt. of aromatics. They recommend the extended API's correlation for the first group of condensates (extended), and the Goossens's correlation for the second group.

**Keywords:** determination of molar mass values for hydrocarbon fluids, cryoscopic method, mathematical correlation, convergence with experimental data, offshore Kirinsk block at the Sakhalin Island, API Extended correlation, Goossens correlation.

## References

1. RIAZI, M.R. *Characterization and properties of petroleum fractions*. West Conshohocken, PA, USA: ASTM International, 2005.
2. KESLER, M.G., B.E. LEE. Improve prediction of enthalpy of fractions. *Hydrocarbon Processing*. 1976, March, pp. 153–158. ISSN 0018-8190.
3. GOOSSENS, A.G. Prediction of molecular weight of petroleum fractions. *Industrial and Engineering Chemistry Research*. 1996, vol. 35, pp. 985–988. ISSN 0888-5885.

4. SIM, W.G., T.E. DAUBERT. Prediction of vapor-liquid equilibria of undefined mixtures. *Ind. Eng. Chem. Process Des. Dev.* 1980, vol. 19, pp. 386–393. ISSN 0196-4305.
5. GRIGORYEV, B.A., G.F. BOGATOV, A.A. GERASIMOV. *Thermophysical properties of oil, oil products, gas condensates and their fractions* [Теплофизические свойства нефти, нефтепродуктов, газовых конденсатов и их фракций]. Moscow: Moscow Power Engineering Institute Publishers, 1999. (Russ.).
6. SCHNEIDER, D.F. *Select the right hydrocarbon molecular weight correlation*. League City, Texas: Stratus Engineering Inc., 1998.
7. RYZHOV, A.Ye., N.M. PARFENOVA, L.S. KOSYAKOVA et al. Kirinskoe field gas condensates, a promising petrochemical feedstock [Газоконденсаты Киринского газоконденсатного месторождения – перспективное сырье для нефтехимии]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific and technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013, no. 1 (12): Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems, pp. 13–20. ISSN 2306-8949. (Russ.).
8. PARFENOVA, N.M., L.S. KOSYAKOVA, I.M. SHAFIYEV et al. Gas condensates of the Yuzhno-Kirinskoye oil-gas-condensate field: prospects for use [Perspektivy ispolzovaniya gazokondensatov Yuzhno-Kirinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2015, no. 4 (24): Actual issues in research of stratal hydrocarbons systems, pp. 60–65. ISSN 2306-8949. (Russ.).

УДК: 553.981; 550.8

## Влияние глинистых минералов на газопроницаемость пород-коллекторов дагинской свиты Охотской нефтегазоносной провинции (шельф о. Сахалин)

О.Г. Михалкина<sup>1\*</sup>, Е.О. Семёнов<sup>1</sup>, В.А. Коновалов<sup>1</sup>

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

\* E-mail: O\_Mikhalkina@vniigaz.gazprom.ru

**Ключевые слова:** дагинская свита, комплексные исследования ядерного материала, глинистость, содержание и состав глинистых минералов, рентгенофазовый анализ.

**Тезисы.** Охотская нефтегазоносная провинция (шельф о. Сахалин) играет главную роль в организации поставок газа потребителям Дальнего Востока России и Азиатско-Тихоокеанского региона. Для освоения ресурсов континентального шельфа необходимы значительные капитальные и эксплуатационные затраты, поэтому в отношении шельфовых областей наблюдаются недостаточная изученность залежей, высокая степень неопределенности геологического строения и характера распределения параметров продуктивности в объеме пласта.

В связи с этим в ходе комплексных исследований ядерного материала определены фильтрационные характеристики, минералогический и фракционный состав пород-коллекторов дагинской свиты, включая тип и состав глинистого цемента. Установлено, что основным фактором, обуславливающим фильтрационно-емкостные свойства пород дагинской свиты, являются глинистые минералы, а именно содержание и состав глинистого материала. Построены зависимости фильтрационных характеристик пород от состава и содержания глинистых минералов. Присутствие иллитов, смектитов и смешанослойных минералов значительно снижает газопроницаемость пород за счет большой удельной поверхности частиц и емкости катионного обмена минералов.

Для достоверной оценки коллекторских свойств пород по комплексу геофизических исследований скважин в качестве коэффициента глинистости рекомендуется использовать данные о минералогической глинистости с учетом группового состава глинистых минералов (по данным рентгенофазового анализа).

В соответствии с Энергетической стратегией России до 2030 г. основные объемы прироста запасов, увеличение и стабилизацию добычи углеводородного сырья планируется осуществлять за счет привлечения ресурсов континентального шельфа. Охотская нефтегазоносная провинция (шельф о. Сахалин) играет главную роль в организации поставок газа потребителям Дальнего Востока России и Азиатско-Тихоокеанского региона (рис. 1). Промышленное освоение запасов углеводородов шельфа ведется в рамках крупных международных проектов «Сахалин-1, -2, -3».

Для освоения ресурсов континентального шельфа необходимы высокие капитальные и эксплуатационные затраты на морские сооружения для бурения, добычи, подготовки и транспортировки углеводородов. Поэтому для шельфовых областей характерны недостаточная изученность залежей и высокая степень неопределенности геологического строения и характера распределения параметров продуктивности в объеме пласта.

Подавляющее большинство залежей нефти и газа сахалинского шельфа сосредоточены в отложениях миоценового возраста. Наиболее продуктивными являются отложения дагинской свиты (Кириновское, Южно-Кириновское, Мынгинское месторождения), представленные песчано-алевритовыми коллекторами порового типа и разделенные глинистыми породами. Присутствие даже небольшого количества глинистых минералов оказывает влияние на фильтрационно-емкостные (ФЕС), прочностные свойства пород-коллекторов, при этом содержание и состав глинистых минералов цемента определяют пористость, проницаемость, водонасыщенность, электрическое сопротивление, емкость катионного обмена и др.

В связи с недостаточной изученностью шельфа о. Сахалин в работе представлены данные комплексных литолого-минералогических и петрофизических исследований



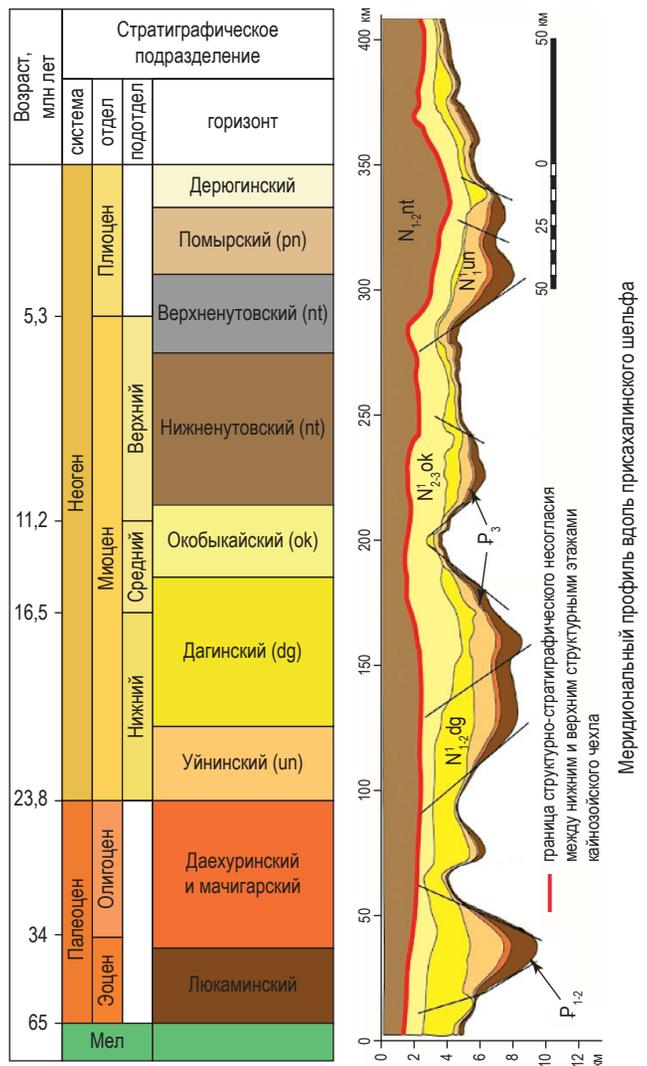
**Рис. 1. Охотская нефтегазоносная провинция (шельф о. Сахалин)**

кернового материала продуктивных пород-коллекторов дагинской свиты. Рассмотрено влияние содержания и состава глинистых минералов на ФЕС пород, которое служит петрофизической основой для определения фильтрационных характеристик коллекторов на основе интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС).

**Осадконакопление и стратиграфия дагинской свиты**

Практически все месторождения нефти и газа о. Сахалин открыты в его северо-восточной части, где они приурочены к брахиантиклинальным складкам Восточной мегазоны. Дозоценовый фундамент Охотоморского региона присахалинского шельфа имеет ярко выраженное гетерогенное покровно-складчатое строение. На сложно расчлененной эрозионной поверхности фундамента с резким структурным несогласием залегает кайнозойский чехол, который имеет отчетливое двучленное строение (рис. 2).

Нижний структурный этаж сформировался в конце палеогена, раннем и среднем миоцене (dg и ok), формирование верхнего структурного этажа произошло в позднем миоцене.



**Рис. 2. Геологический профиль кайнозойского чехла Охотоморского региона присахалинского шельфа [1]**

Для нижнего структурного этажа характерна разломная система, состоящая из субмеридионального Восточно-Сахалинского левого сдвига и отходящих от него на восток субширотных оперяющих сбросов, обусловивших формирование нефтегазовых структур мынгинского типа. Для верхнего структурного этажа (де-рюгинский горизонт, рп, nt) характерно сочетание субмеридиональных разломов правостороннего сдвига-надвигового типа и сопряженных с ними субмеридиональных конседиментационных антиклинальных и синклинальных зон, обусловивших формирование нефтегазовых структур кириного типа. Большинство залежей углеводородов тектонически экранированные и сводовые.

Особенностью Северо-Сахалинского бассейна является формирование нефтегазоносных комплексов (от dg до нижненутовского) под влиянием мощной дельтовой системы, сформированной крупными реками (Палеотумнин, Палеоамур и Палеоамгунь), стекавшими с возвышенностей Азиатского материка. В результате дельтовой лавинной седиментации в отложениях этих комплексов сформировались мощные системы пластовых резервуаров с оптимальным соотношением коллекторов и флюидоупоров.

Дагинский горизонт, соответствующий верхней части нижнего миоцена и нижней части среднего миоцена, представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и глин. Пространственная форма дагинского горизонта соответствует крупной линзе, мощность изменяется в широких пределах от 1800...1900 м в центральной части Северного Сахалина в районе Набильской и северной части Мынгинской площадей до первых сотен метров и полного выклинивания на северо-восточном шельфе. Мощности продуктивных пластов увеличиваются в южном направлении от Кириной структуры к Мынгинской [2]. Коллекторы дагинского горизонта отличаются высокими значениями ФЕС: пористость – 19...30 %, проницаемость – от 0,01 до 1 мкм<sup>2</sup> и более [3].

Глинистые породы относительно глубоководных морских фаций ok являются региональной покрывкой для залежей углеводородов в песчаниках dg.

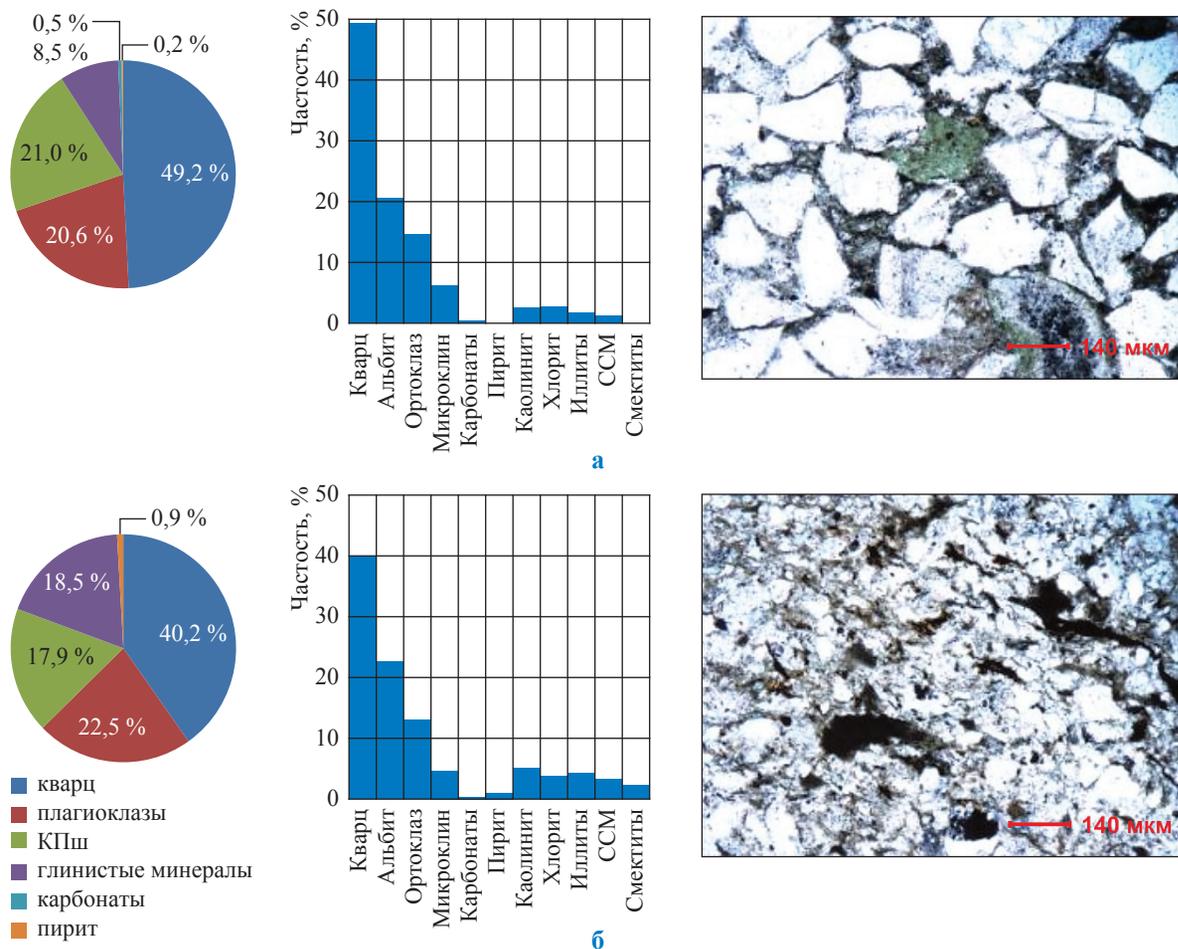
## Результаты исследований кернового материала дагинской свиты

Исследования кернового материала проводились в лабораторных условиях на современном оборудовании с использованием актуальных методик. Комплекс исследований включал определение фильтрационно-емкостных характеристик, минералого-петрографического и гранулометрического состава коллекторов, минералогического состава пород и глинистой составляющей методом рентгеновской дифракции.

Песчано-алевритовые породы (рис. 3) относятся к группам полевошпатово-кварцевых граувакк и граувакковых аркозов, по классификации В.Д. Шутова (1967 г.). По данным микроописания шлифов, обломочный материал песчаников составляет 60...80 % породы и сложен полуугловатыми, реже угловатыми зернами, количество кварца варьируется в пределах 30...45 %; полевых шпатов – 25...35 %; чешуек слюды – 1...2 %; обломков кремнистых пород – 20...25 %; обломков эффузивных пород – 5...17 %. Пористость колеблется в пределах от 5 до 25 %. Практически все зерна имеют пленочный цемент, пленки сплошные или прерывистые из мелких агрегатов иллита и хлорита, которые увеличивают удельную поверхность зерен и уменьшают поровое пространство. Пустотное пространство образцов частично или полностью выполнено глинистыми минералами. В крупных порах встречаются выделения частиц аутигенного каолинита.

В аргиллитах основная масса породы имеет каолинит-гидрослюдистый минеральный состав, в обломочной части – полевошпат-кварцевый и кварц-полевошпатовый. Количество обломков в породе не превышает 40 %, размер их варьирует от 0,01 до 0,25 мм (преимущественно 0,03...0,06 мм), форма полуокатанная, реже полуугловатая и угловатая. Обломочный материал неравномерно рассеян по породе, по прослоям и линзам (см. рис. 3).

Определение общего минерального состава пород и исследование глинистых минералов проводилось методом рентгеновской дифракции на дифрактометре ARL X'TRA (CuK $\alpha$ -излучение). Количественное содержание минералов рассчитывалось методом Ритвельда в программе Siroquant v.3. Идентификация глинистых минералов и определение их соотношения выполнялись



**Рис. 3. Средний минеральный состав пород дагинской свиты, по данным рентгенофазового анализа, и фотографии петрографических шлифов (без анализатора): а – песчаники мелкозернистые полимиктовые с глинистым цементом, количество образцов  $n = 42$ ; б – алевролиты глинистые,  $n = 9$ . ССМ – смешанослойные глинистые минералы; КПШ – калиевые полевые шпаты**

на ориентированных препаратах согласно ГОСТ 21216-2014<sup>1</sup>. Содержание каждой группы глинистых минералов в образце рассчитывалось с использованием результатов определения суммарного содержания глинистых минералов в порошковой пробе (по данным Siroquant) и их соотношения во фракции частиц размером 0,01 мм.

По минеральному составу образцы песчаников и алевролитов однотипны, различия заключаются только в содержании глинистых минералов, которое увеличивается в алевролитах за счет уменьшения содержания кварца (таблица, см. также рис. 3). В песчаниках суммарное содержание глинистых минералов варьируется

от 1,2 до 14,8 %, а в алевролитах достигает 31,2 %. Полевые шпаты в породе представлены плагииоклазами (альбит) и калиевыми полевыми шпатами (ортоклаз и микроклин), карбонаты присутствуют в следовых количествах (кальцит, доломит и сидерит).

В результате исследования ориентированных препаратов с частицами размером менее 0,01 мм установлено, что во всех образцах присутствуют глинистые минералы: каолинит, хлорит, иллиты (истинные слюды и слюды с дефицитом межслоевых катионов – гидрослюды [4]), смешанослойные минералы, а в алевролитах дополнительно содержатся смектиты. Для песчаников с увеличением глубины отбора происходит уменьшение содержания каолинита и увеличение содержания хлорита в составе глинистого цемента. Во всех образцах

<sup>1</sup> См. ГОСТ 21216-2014. Сырье глинистое. Методы испытаний.

### Распределение содержания минералов в породах дагинской свиты, % масс., по данным рентгенофазового анализа

Содержание	Кварц	Плагиоклазы	КПш	Карбонаты	Пирит	Каолинит	Хлорит	Иллиты	ССМ	Смектиты
Песчаники, $n = 42$										
Минимальное	42,9	9,8	14,5	0	0	0,2	0,6	0,3	0,1	0
Максимальное	67,6	25,1	27,6	6,1	1,0	8,2	5,1	4,3	6,5	1,9
Среднее	49,2	20,6	21,0	0,5	0,2	2,6	2,7	1,8	1,2	0,2
Алевролиты, $n = 9$										
Минимальное	31,1	17,7	11,5	0	0	2,7	2,0	1,7	0,7	0
Максимальное	50,0	26,3	23,0	0	1,9	5,9	6,7	9,0	6,1	11,0
Среднее	40,2	22,5	17,9	0	0,9	5,0	3,7	4,4	3,2	2,2

иллиты представлены слюдами с дефицитом межслоевых катионов, имеющими различную степень преобразованности структуры. Смешанослойные минералы имеют иллит-смектитовый состав и склонность к набуханию структуры.

По данным гранулометрического анализа (комбинированный пипеточно-ситовой анализ по ГОСТ 12536-2014<sup>2</sup>), коллекторы дагинской свиты сложены мелкозернистыми песчаниками и песчанистыми алевролитами. Средневзвешенное содержание песчаной фракции представлено на рис. 4. В составе песчаной фракции преобладают зерна мелкопсаммитовой размерности. В алевритовой фракции содержание мелкозернистых частиц (15 %) превышает содержание крупнозернистых частиц (10 %). В глинистой фракции доминируют частицы тонкодисперсной размерности (8 %). Медианный размер зерен изменяется в пределах 0,015...0,288 мм.

Коллекторы дагинской свиты обладают высокими значениями ФЕС: пористость изменяется в пределах 5,5...34,1 % (в среднем 22,4 %); проницаемость – в пределах от 0 до 10,1 мкм<sup>2</sup> (в среднем 0,4 мкм<sup>2</sup>).

#### Влияние глинистых минералов на газопроницаемость пород-коллекторов дагинской свиты

В ходе лабораторных исследований пород дагинской свиты установлено, что в коллекторах содержится значительное количество глинистых минералов, которые заполняют пустотное пространство пород. Наличие глинистых минералов в коллекторах оказывает влияние на фильтрационно-емкостные, прочностные и др. свойства пород.

Глинистые минералы представляют собой тонкодисперсную (размер частиц менее 0,01 мм) высокопористую систему с чрезвычайно развитой удельной поверхностью. Они обладают избыточным отрицательным зарядом кристаллической структуры (рис. 5), который компенсируется катионами с образованием адсорбционного слоя на поверхности глинистых минералов в воздушной среде (см. рис. 5а), а в водной среде часть катионов адсорбционного слоя диссоциирует и формирует диффузный слой ионов, толщина которого может достигать 100 нм (см. рис. 5б) [5].

В связи с этим даже небольшое количество глинистых минералов в коллекторах оказывает значительное влияние на гидрофильность, прочность, водопроницаемость, пластичность, набухание пород и обуславливает их ФЕС. Поэтому информация о глинистости пород-коллекторов необходима: для выбора петрофизических уравнений и их констант при геологической интерпретации результатов ГИС на стадиях подсчета запасов и проектирования разработки месторождений; прогноза поведения коллекторов нефти и газа в прискважинной зоне при вскрытии разреза бурением; прогноза поведения коллекторов нефти и газа при заводнении их пресной водой.

В настоящее время термин «глинистость» используется в трех совершенно различных смыслах: гранулометрическом, минералогическом и петрофизическом (многие интерпретационные методики ГИС это обстоятельство игнорируют). В основном исследователи при интерпретации данных ГИС оперируют гранулометрической глинистостью (работы А.А. Ханина, В.Н. Дахнова и др.), отражающей долю минерального скелета породы, к которой по гранулометрическому составу относятся зерна размерами менее 0,01 мм, включающие как глинистые, так и неглинистые минералы.

2 См. ГОСТ 12536-2014. Грунты. Методы лабораторного определения гранулометрического (зернового) и микроагрегатного состава.

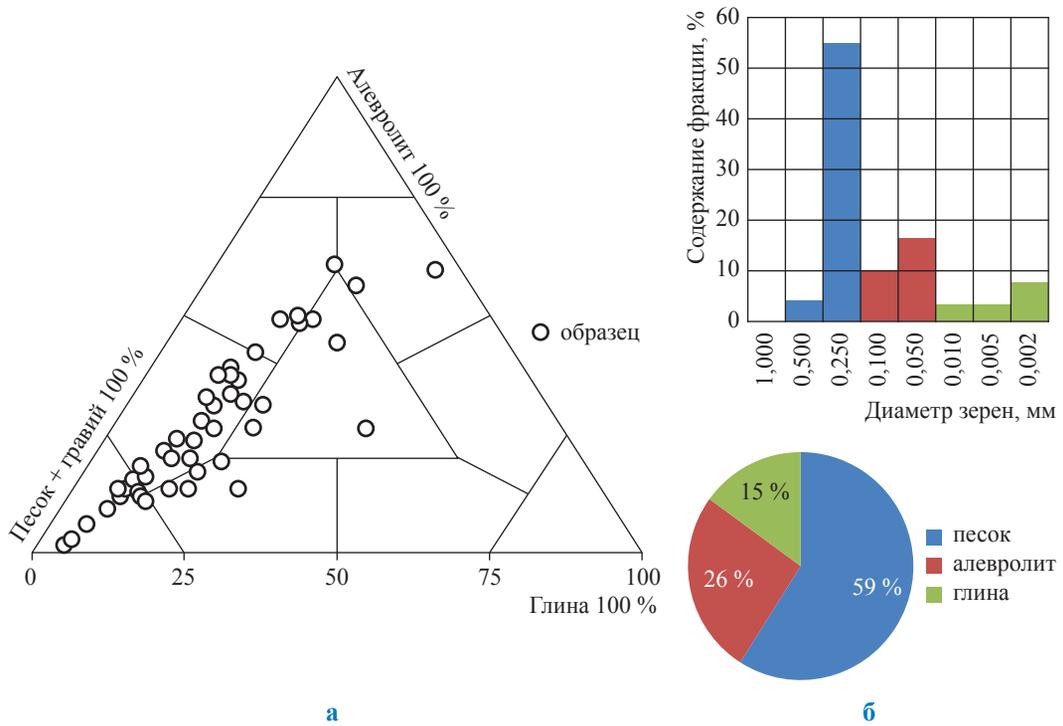


Рис. 4. Классификационная треугольная диаграмма фракционного состава (а) и средневзвешенный фракционный состав (б) пород дагинской свиты:  $n = 51$

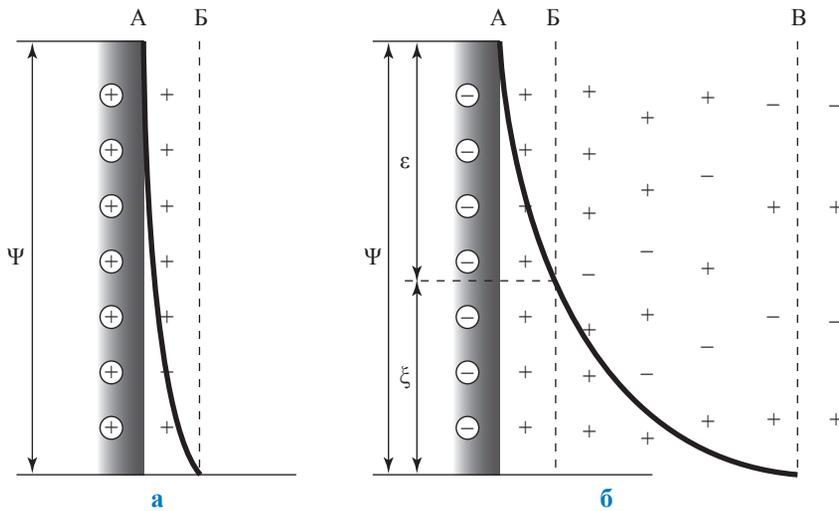


Рис. 5. Строение двойного электрического слоя на поверхности глинистой частицы в воздушной (а) и водной (б) средах:  $\Psi$  – термокинетический потенциал;  $\xi$  – электрокинетический потенциал;  $\epsilon$  – адсорбционный потенциал; АБ – адсорбционный слой ионов; БВ – диффузный слой ионов [5]

Основным методом получения данных о глинистости является гранулометрический анализ кернового материала, который определяет только одно из условий параметра глинистости – размерность. При этом геофизические методы в большей степени реагируют на минеральный состав глинистой составляющей породы, а не на фракционный состав породы, следовательно, при интерпретации данных

ГИС необходимо учитывать минеральное содержание глин.

По данным исследований кернового материала построена зависимость газопроницаемости пород дагинской свиты от гранулометрической (частицы размером менее 0,01 мм) и минералогической глинистости (суммарное содержание глинистых минералов, по данным рентгенофазового анализа). С увеличением

глинистости происходит уменьшение газопроницаемости пород (рис. 6).

Значения гранулометрической и минералогической глинистости могут отличаться более чем в 2 раза (для разных объектов соотношения гранулометрической и минералогической глинистости будут различными). Такие расхождения объясняются тем, что при гранулометрическом анализе во фракцию частиц размером менее 0,01 мм попадают как глинистые, так и неглинистые минералы, что подтверждается данными рентгенофазового анализа (во фракции с частицами размером 0,01 мм в различном количестве содержатся кварц и полевые шпаты). Так, в крупнозернистых песчаниках расхождения будут минимальны, а в тонкозернистых породах значения гранулометрической глинистости будут существенно завышены за счет увеличения вклада неглинистых минералов, размер частиц которых меньше 0,01 мм (кварц, полевые шпаты, карбонаты). В связи с этим при учете гранулометрической глинистости возникают ошибки интерпретации данных ГИС (определение фильтрационных и коллекторских свойств и состава пород по данным гамма- и спектрометрического гамма-каротажа).

На рис. 6 наблюдается отклонение от линейного тренда снижения газопроницаемости при увеличении содержания глинистых минералов, это объясняется типом глинистого цемента. Строение кристаллической решетки глинистых минералов различается, следовательно, они обладают разными свойствами.

Каолинит и хлорит имеют жесткую кристаллическую решетку и крупные микрокристаллы, что обуславливает относительно небольшую удельную поверхность частиц и емкость катионного обмена. Иллиты, смектиты и смешанослойные минералы отличаются высоким значением отрицательного заряда кристаллической решетки, малым размером частиц, большой удельной поверхностью и высокой емкостью катионного обмена. Смектиты и смешанослойные минералы при этом имеют набухающую кристаллическую решетку (увеличение объема минералов за счет внедрения в межслоевой промежуток гидратированных катионов) [5]. В связи с этим проницаемость одной и той же породы для газа обычно существенно выше, чем для жидкости. Газ в отличие от воды является нейтральным флюидом, не взаимодействует с минеральным скелетом, и при его фильтрации поперечные размеры поровых каналов не изменяются. Следовательно, каолиновые глины имеют более «открытое» поровое пространство, что приводит к большим значениям проницаемости [6]. Поэтому не только содержание глинистых минералов, но и состав глинистого цемента определяют различные физико-химические свойства пород.

На рис. 7 представлены зависимости газопроницаемости пород-коллекторов дагинской свиты от содержания каждой группы глинистых минералов, по данным рентгенофазового анализа. Наблюдается отчетливая тенденция уменьшения газопроницаемости пород

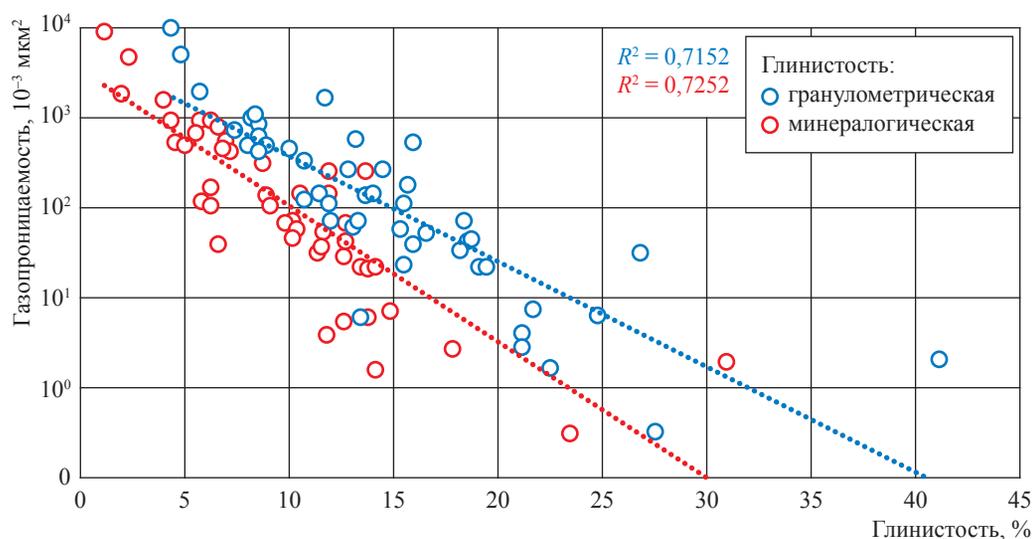
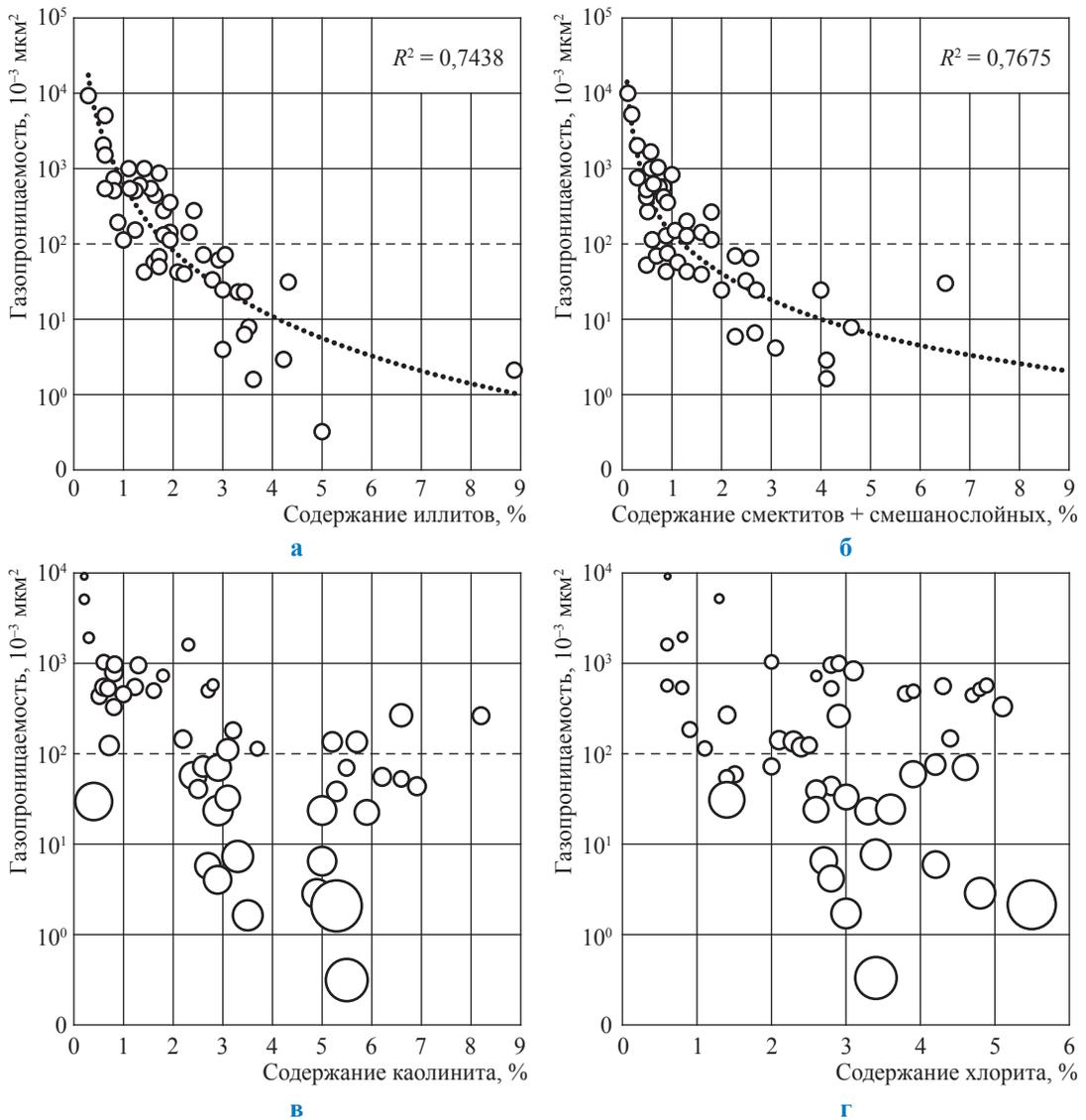


Рис. 6. Зависимость газопроницаемости от минералогической и гранулометрической глинистости в образцах пород дагинской свиты:  $R^2$  – достоверность аппроксимации



**Рис. 7. Зависимость газопроницаемости (в логарифмической шкале) пород дагинской свиты от содержания групп глинистых минералов: а – иллитов; б – смектитов + смешанослойных; в – каолинита; г – хлорита**

с увеличением содержания глинистых минералов групп иллитов, смектитов и смешанослойных. Наибольшее влияние на газопроницаемость пород оказывают смектиты и смешанослойные минералы иллит-смектитового ряда: при их содержании в породе  $\approx 1\%$  от общего минерального состава газопроницаемость снижается до  $0,1 \text{ мкм}^2$ , такая же газопроницаемость сохраняется для пород, содержащих до  $2\%$  иллитов. Данное обстоятельство объясняется большей удельной поверхностью смектитов и смешанослойных минералов, следовательно, и большей емкостью катионного обмена (участвуют в обмене краевые, внешние и внутренние поверхности базальных граней),

чем у иллитов (участвуют только краевые и внешние поверхности базальных граней).

На рис. 7 не наблюдается отчетливой зависимости влияния содержания каолинита и хлорита на газопроницаемость пород. Поскольку в образцах содержатся практически все группы глинистых минералов, рассматриваемая зависимость построена с учетом содержания иллитов, смектитов и смешанослойных минералов (площадь точки отображает их суммарное содержание). Над пунктирной линией (газопроницаемость  $0,1 \text{ мкм}^2$ ) находятся образцы, в которых суммарное содержание активных глинистых минералов незначительно, при этом содержание каолинита составляет до  $8\%$ ,

а хлорита – до 5 % от минерального состава породы; они не оказывают влияния на газопроницаемость. Это объясняется тем, что каолинит и хлорит имеют электрически нейтральные кристаллические структуры, их частицы обладают малой удельной поверхностью, обуславливающей малую емкость катионного обмена (участвуют в обмене только краевые дефекты структуры).

Исходя из данных комплексного исследования кернового материала установлено, что коллекторские свойства пород дагинской свиты зависят от содержания следующих групп глинистых минералов: иллитов, смектитов и смешанослойных минералов.

Для каждого геологического объекта необходимо проводить комплексные лабораторные исследования кернового материала с целью выявления основных литолого-минералогических факторов, которые будут оказывать влияние на ФЕС пород. На коллекторские свойства пород оказывают влияние не только глинистые минералы и их состав, но и размер, форма, сортировка зерен обломочного материала, цементирующего материала, вторичные преобразования обломочных пород, вторичное минералообразование и др., при этом вклад перечисленных факторов может быть различным.

\*\*\*

Таким образом, в ходе комплексных исследований кернового материала дагинской свиты Охотской нефтегазоносной провинции (шельф о. Сахалин) определены фильтрационные характеристики, минералогический и фракционный составы пород, тип и состав глинистого цемента. Основным фактором, обуславливающим ФЕС пород дагинской свиты, являются глинистые минералы, а именно содержание и состав глинистого материала. Присутствие иллитов, смектитов и смешанослойных минералов значительно снижает газопроницаемость пород за счет большой удельной поверхности частиц и высокой емкости катионного обмена минералов.

Для повышения достоверности оценки коллекторских свойств пород по комплексу данных ГИС в качестве коэффициента глинистости рекомендуется использовать данные о минералогической глинистости с учетом группового состава глинистых минералов, полученные в результате исследований кернового материала методом рентгеновской дифракции.

### Список литературы

1. Сизиков Е.А. Условия формирования и размещения углеводородных систем и перспективы поисков залежей нефти и газа в северо-восточной части присахалинского шельфа: автореф. дис. ... канд. геол.-минер. наук / Е.А. Сизиков. – М., 2016. – 22 с.
2. Сторожева Е.А. Совершенствование гидродинамической модели Кириного месторождения для повышения эффективности разработки в условиях геологической неопределенности: дис. ... канд. техн. наук / Е.А. Сторожева. – М., 2018. – 129 с.
3. Никитин Б.А. Коллекторский потенциал продуктивных залежей дагинского горизонта Кириного и Южно-Кириного газоконденсатных месторождений шельфа острова Сахалин / Б.А. Никитин, А.Д. Дзюбло, В.В. Сидоров и др. // Тезисы докладов XI Международной конференции «Геоинформатика: теоретические и прикладные аспекты». – Киев, 2012.
4. Guggenheim S. Summary of recommendations of nomenclature committees relevant to clay mineralogy: report of the Association Internationale pour l'Etude des Argiles (AIPEA) Nomenclature Committee for 2006 / S. Guggenheim, J.M. Adams, D.C. Bain and al. // Clays and Clay minerals. – 2006. – Т. 54. – № 6. – С. 761–772.
5. Осипов В.И. Глинистые покрывки нефтяных и газовых месторождений / В.И. Осипов, В.Н. Соколов, В.В. Еремеев. – М.: Наука, 2001. – 238 с.
6. Гольдберг В.М. Проницаемость и фильтрация в глинах / В.М. Гольдберг, Н.П. Скворцов. – М.: Недра, 1986. – 160 с.

## Influence of clayish minerals on the gas permeability of the Dagi-suite reservoirs at the Okhotsk oil-gas-bearing province (the shelf of Sakhalin)

O.G. Mikhalkina<sup>1\*</sup>, Ye.O. Semenov<sup>1</sup>, V.A. Konovalov<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: O\_Mikhalkina@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** The Okhotsk oil-gas-bearing province (offshore the Sakhalin Island) is a key player in gas supply of the Far East and the Asian-Pacific region. To develop resources of the continental shelf the significant capital and operational investment are necessary, that is why the offshore deposits are insufficiently studied, and the uncertainty of either their geological structure, or in-situ distribution of the parameters of productivity is rather high.

Due to this fact, during the complex core tests the filtration properties, mineralogical and fractional composition of the Dagi reservoirs have been studied including a type and composition of the argillaceous cement. It is ascertained that the main agents of permeability and porosity of Dagi rocks are the clayish minerals, namely, content and composition of a clayish material. The correlations between the filtration properties of rocks and the composition and content of the clayish materials are derived. Presence of illites, smectites, and mixed lattice minerals seriously decreases gas permeability of rocks due to high values of specific surface area and cation exchange capacity of minerals.

To estimate reservoir quality of rocks validly by means of well logging, it is recommended to take the mineralogical clayishness (according to X-ray diffraction analysis) as a criterion with regard to composition of argillaceous cement.

**Keywords:** Dagi suite, complex studies of cores, clayishness, content and composition of clayish minerals, X-ray diffraction analysis.

### References

1. SIZIKOV, Ye.A. *Provisions for generation and distribution of hydrocarbon systems and outlooks for discovery of oil and gas deposits in the north-eastern part of the Sakhalin shelf* [Usloviya formirovaniya i razmeshcheniya uglevodorodnykh system i perspektivy poiskov zalezhey nefi i gaza v severovostochnoy chasti prisakhalinskogo shelfa]: synopsis of candidate thesis (geology and mineralogy). M.I. Gubkin Russian State University of Oil and Gas. Moscow, 2016. (Russ.).
2. STOROZHEVA, Ye.A. *Perfection of a hydrodynamic model of Kirinsk field to improve efficacy of its development in the situation of geological uncertainty* [Sovershenstvovaniye gedroinamicheskoy modeli Kirinskogo mestorozhdeniya dlya povysheniya effektivnosti razrabotki v usloviyakh geologicheskoy neopredelennosti]: synopsis of candidate thesis (engineering). M.I. Gubkin Russian State University of Oil and Gas. Moscow, 2018. (Russ.).
3. NIKITIN, B.A., A.D. DZYUBLO, V.V. SIDOROV et al. Accumulation potential of the Dagi-horizon productive deposits within Kirinsk and South-Kirinsk offshore fields nearby the Sakhalin Island [Kollektorskiy potentsial produktivnykh zalezhey daginskogo gorizonta Kirinskogo ili Yuzhno-Kirinskogo gazokondensatnykh mestorozhdeniy ostrova Sakhalin]. In: *Proc. Of the XI International conference "Geoinformatics: theoretical and applied aspects"*. Kiyev, 2012. (Russ.).
4. GUGGENHEIM, S., J.M. ADAMS, D.C. BAIN and al. Summary of recommendations of nomenclature committees relevant to clay mineralogy: report of the Association Internationale pour l'Etude des Argiles (AIPEA) Nomenclature Committee for 2006. *Clays and Clay minerals*. 2006, vol. 54, no. 6, pp. 761–772. ISSN 0009-8604.
5. OSIPOV, V.I., V.N. SOKOLOV, V.V. YEREMEYEV. *Argillaceous caps of oil and gas fields* [Glinistyye pokryshki neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy]. Moscow: Nauka, 2001. (Russ.).
6. GOLDBERG, V.M., N.P. SKVORTSOV. *Permeability and filtration in clays* [Pronitsayemost i filtratsiya v glinakh]. Moscow: Nedra, 1986. (Russ.).

УДК 550.8.05:553.98

## Динамика физических свойств коллекторов при разработке месторождений нефти и газа

В.С. Жуков<sup>1\*</sup>, Е.О. Семёнов<sup>1</sup>, Ю.О. Кузьмин<sup>2</sup>

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

<sup>2</sup> Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, Российская Федерация, 123242, г. Москва, Б. Грузинская ул., д. 10, стр. 1

\* E-mail: V\_Zhukov@vniigaz.gazprom.ru

**Ключевые слова:** петрофизика, разработка месторождений, пластовые условия, современная геодинамика, напряженное состояние.

**Тезисы.** При разработке месторождений происходят значительные изменения гидродинамического режима и напряженно-деформированного состояния, что влияет на физико-механические свойства горных пород, которые определяют эксплуатационные характеристики пластов-коллекторов. Дополнительные воздействия изменяют состояние горных пород и могут вызывать как уплотнение, так и разуплотнение коллекторов и покрышек, что необходимо учитывать при выборе оптимальных способов воздействия на пласт, таких как законтурное заводнение и гидроразрыв. С изменениями напряженно-деформационного состояния пласта в процессе разработки связаны и такие явления, как обширные просадки земной поверхности, техногенные землетрясения на нефтегазовых месторождениях, подвижки по разломам, прогнозирование которых является актуальной задачей.

Петрофизика определяет физические свойства образцов горных пород в нормальных (атмосферных) условиях и в условиях, моделирующих пластовые. Вариации физических свойств образцов одной и той же горной породы петрофизика обычно объясняет изменениями их общего минерального и химического состава и структурно-текстурными особенностями. В то же время структурные изменения в горных породах возникают и при силовом воздействии (снижении пластового давления), что является предметом исследований динамической петрофизики.

Кроме изменения давления пластового флюида к характерным процессам, сопровождающим разработку месторождений, относятся изменение температуры при интенсификации добычи и обводнение пласта. Изменения физических свойств в основном исследуют путем определения физических свойств (фильтрационно-емкостных, упругих, электрических, деформационно-прочностных) в стандартных (атмосферных) условиях и при физическом моделировании пластовых условий и процессов. Показано, что снижение пластового давления на 10 МПа может изменить значения различных петрофизических параметров от 0,1 (плотность породы) до 80 % (удельное электрическое сопротивление), что необходимо учитывать в проектах разработки месторождений и при интерпретации повторных или мониторинговых геофизических исследований скважин.

Развиваются новые направления исследования физических свойств: определение трещинной пористости горных пород; оценка влияния трещинной пустотности на физические свойства горных пород; оценка изменений физических свойств коллекторов при моделировании процесса разработки месторождений углеводородов со снижением пластового давления; моделирование условий разрушения призабойной зоны скважин в процессе снижения пластового давления; определение водонасыщенности и трещиноватости коллекторов по затуханию амплитуды упругих волн.

При разработке месторождений существенно меняются гидродинамический режим и напряженно-деформированное состояние горных пород, что влияет на их физико-механические свойства, определяющие эксплуатационные характеристики пластов-коллекторов. Любые дополнительные воздействия на геологическую среду приводят к изменениям состояния горных пород, которые могут сопровождаться как уплотнением, так и разуплотнением коллекторов и покрышек, что обязательно следует учитывать при выборе оптимальных условий воздействия. Знание этих изменений особенно необходимо в случае применения таких методов интенсификации, как законтурное заводнение и гидроразрыв пласта. С изменениями напряженно-деформационного состояния в процессе разработки связаны и такие явления, как обширные просадки земной поверхности и техногенные землетрясения на нефтегазовых месторождениях, подвижки по разломам, прогнозирование которых также является немаловажной задачей.

В процессе добычи нефти и газа зачастую отмечается снижение пластового давления не только в продуктивных пластах, но и в подстилающих их водоносных пластах. Обычно исследуют только процессы, происходящие в продуктивной части пласта при снижении пластового давления [1–17], поэтому основные факторы, влияющие на изменения физических свойств горных пород при разработке месторождений углеводородов (УВ) [18], недостаточно полно рассмотрены и проанализированы.

Физические свойства горных пород, т.е. присущие им характерные качества – пористость, плотность, упругость, электропроводность, проницаемость, радиоактивность и др., являются предметом исследований петрофизики. Обычно петрофизика занимается определением физических свойств образцов горных пород, находящихся в нормальных (комнатных) условиях. Однако для интерпретации геофизических данных при исследовании коллекторов месторождений УВ физические свойства горных пород изучаются в условиях, моделирующих пластовые (всестороннее и поровое давление, температура).

Вариации физических свойств образцов одной и той же горной породы петрофизика обычно объясняет изменениями их общего минерального и химического состава и структурно-текстурными особенностями. В то же время структурные изменения в горных породах могут возникать и при силовом воздействии на них. В этом заключается одна из основных предпосылок возникновения динамической петрофизики как раздела общей петрофизики.

Предметом исследований динамической петрофизики служат физические свойства горных пород и модельных материалов, а объектом исследований являются процессы их изменения во времени и пространстве. Применительно к разработке месторождений это процессы длительностью до нескольких десятков лет и с пространственным масштабом в десятки километров, а в лабораторных условиях процесс реализуется в течение нескольких минут или часов на образцах характерным размером в несколько сантиметров.

Изменения физических свойств образцов горных пород во времени зависят от характера силового воздействия на них. Основным методом изучения влияния силового воздействия является физическое моделирование имеющегося силового воздействия на пласт, включая

моделирование всестороннего и порового давления, температуры, осевого сжатия, фильтрации флюидов.

Корпоративный центр исследования пластовых систем (керна и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в основном развивает такое направление динамической петрофизики, как исследование изменений физических свойств горных пород при техногенных воздействиях. Сюда относятся исследования динамики физических свойств коллекторов при разработке месторождений нефти и газа, включая и методы повышения их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕЭС).

**Основные причины изменения физических свойств коллекторов при разработке месторождений УВ.** При разработке месторождений газа, как правило, происходит снижение пластового давления, и так как горное давление вышележащих пород остается без изменений, то растет эффективное давление, и ту часть нагрузки, которую принимал флюид, содержащийся в порах горных пород, будет воспринимать уже скелет породы, ее твердая матрица. В результате снижаются пористость и проницаемость пласта, могут деформироваться обсадные колонны. Характерны также изменение температуры при интенсификации добычи (закатке вытесняющих жидкостей и др.) и обводнение пласта-коллектора, существенно меняющее его физические свойства и провоцирующее вытеснение нефти. Изменения температуры коллектора в прискважинной зоне, приводящие к повышению пластичности горных пород и снижению вязкости флюидов, могут быть вызваны либо дроссельным эффектом при резком снижении пластового давления, либо термическим воздействием на пласт для увеличения его углеводородоотдачи.

Каждый из факторов изменения физических свойств горных пород необходимо учитывать при подготовке проектов разработки месторождений УВ. Применяемые в настоящее время методы геофизических исследований скважин (ГИС) не позволяют напрямую изучать весь комплекс процессов (включая деформационные), происходящих в пласте при разработке месторождений. Поэтому остается актуальным физическое моделирование этих процессов в лабораторных условиях.

**К основным методам исследования изменений физических свойств** относятся:

1) определение широкого комплекса физических свойств в стандартных (атмосферных)

условиях. Без этих массовых определений невозможно достоверно и надежно оценить состав и свойства пласта по всему разрезу и площади распространения;

2) экспериментальное определение физических свойств горных пород в условиях, моделирующих пластовые. Имеет большое значение как для подсчета запасов и интерпретации данных ГИС, так и для подготовки проектов разработки месторождений УВ. Исследование процессов изменения физических свойств при создании контролируемых термобарических условий позволяет не только достоверно определять их, но и оценить динамику их изменений в зависимости от того или иного термобарического состояния (значений всестороннего, порового давлений, температуры). Возможно прямое моделирование процесса разработки месторождения со снижением пластового давления и получение надежных зависимостей изменений физических свойств от эффективного давления.

Практикуют два подхода к моделированию процесса разработки месторождения со снижением пластового давления: снижение пластового давления и повышение всестороннего давления; в обоих случаях происходит рост эффективного давления.

Под эффективным давлением  $P_{эф}$  понимается разница между геостатическим, или всесторонним, давлением ( $P_{вс}$ ) и поровым (пластовым) давлением ( $P_{пл}$ ):

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

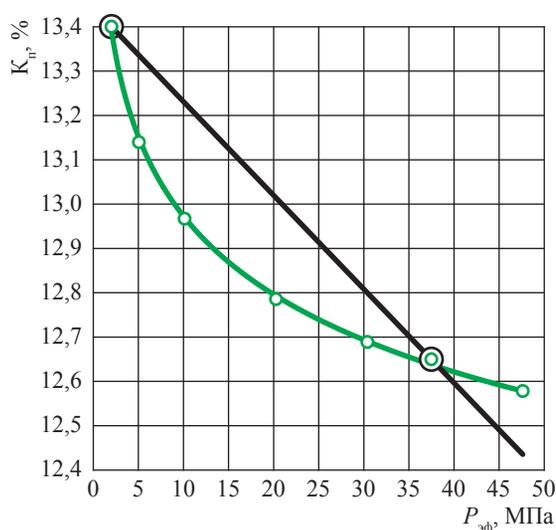
где  $n$  – коэффициент, зависящий от свойств скелета породы и слагающих ее минералов (обычно  $n = 1$ );

3) определение деформационно-прочностных свойств (прочности, статических упругих модулей, пластичности, изменения деформации во времени при постоянной нагрузке) в атмосферных условиях и при моделировании пластовых условий. Помогает прогнозировать изменение прочности коллектора и его разрушение (пескообразование, гидроразрыв, «георыхление»). Необходимо определять зависимости деформационно-прочностных и упругих свойств от вида напряженного состояния: одноосного сжатия / растяжения; осевого сжатия при радиальном обжатии цилиндрических образцов; трехосного неравномерного сжатия.

### Оценка изменений ФЕС и физических свойств коллекторов при моделировании процесса разработки месторождений УВ

Процесс разработки месторождения (на примере Тас-Юряхского нефтегазоконденсатного) моделировался путем увеличения  $P_{эф}$  с начального значения до значения, наблюдающегося после снижения  $P_{пл}$  на 10,0 МПа. Для каждого физического свойства по ядерным данным построены зависимости от  $P_{эф}$ , затем из массива полученных значений выделялись максимальные и минимальные и рассчитывались средние. Это показано на рис. 1, 2 на примере коэффициента пористости ( $K_n$ ).

Также для средних значений исследуемых физических свойств рассчитаны зависимости от изменения  $P_{эф}$  и оценены относительные изменения (таблица, рис. 3). Принципы построения всех графиков аналогичны, однако зависимости для каждого физического свойства уникальны. Максимальный рост отмечается у электрических параметров – удельного электрического сопротивления ( $УЭС$ ) и параметра пористости, а максимальное снижение – для сжимаемости порового пространства. Минимальные изменения наблюдались для объемного веса и  $K_n$ .



Аппроксимация:  
 $y = -0,0212x + 13,443$ ;  $R^2 = 1$ ;  
 в абсолютном выражении  $\Delta K_n = 0,203$  %;  
 в относительном выражении  $\Delta K_n = 0,161$  %  
 $y = 13,579x^{-0,02}$ ;  $R^2 = 0,9992$ ;  
 в абсолютном выражении  $\Delta K_n = 0,072$  %;  
 в относительном выражении  $\Delta K_n = 0,057$  %

Рис. 1. Изменение коэффициента пористости ( $\Delta K_n$ ) с ростом  $P_{эф}$ ;  
 $R$  – достоверность аппроксимации

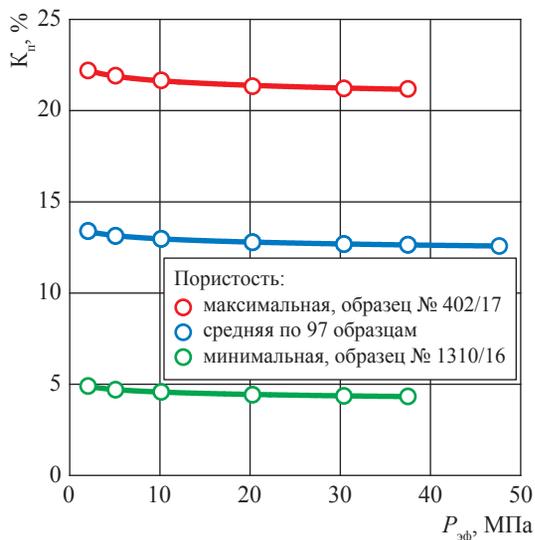


Рис. 2. Изменения максимального, минимального и среднего  $K_p$  при росте  $P_{эф}$

### Оценка геодинамических последствий разработки месторождений

Основные формы негативных геодинамических последствий длительной разработки месторождений УВ можно разделить на четыре группы [19, 20]: обширные просадки территории месторождения, техногенная сейсмичность, техногенно-индуцированная сейсмичность, а также активизация разломных зон, контролирующих месторождение (рис. 4).

Кроме явно заметных негативных последствий длительного освоения месторождений УВ (загрязнения нефтепродуктами гидросферы и почв, загрязнения атмосферы продуктами сгорания попутного газа, разрывов нефте-, газо- и продуктопроводов) в последнее время внимание ученых, промышленников, экологов стали привлекать геодинамические последствия

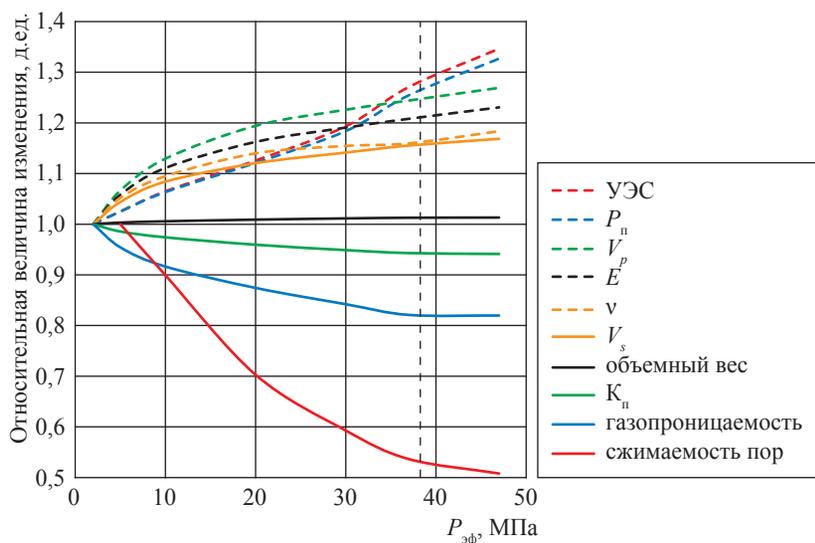
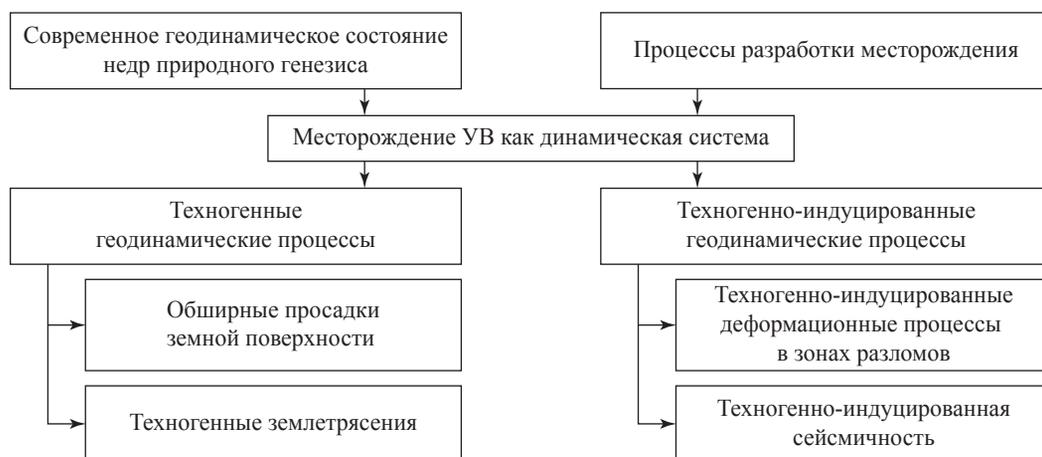


Рис. 3. Относительные изменения комплекса петрофизических параметров при росте  $P_{эф}$

### Абсолютные и относительные изменения комплекса петрофизических параметров при росте эффективного давления

Параметр	Падение (↓) / рост (↑)	Изменение в абсолютном выражении	Изменение в относительном выражении, %
$K_n$	↓	0,038 %	0,18
Объемная масса	↑	0,0017 г/м <sup>3</sup>	0,083
Сжимаемость порового пространства	↓	$8,27 \cdot 10^{-6}$ 1/атм	5,3
УЭС	↑	0,128 Ом·м	5,93
Параметр пористости ( $P_n$ )	↑	1,053	5,754
Скорость продольной волны ( $V_p$ )	↑	0,070 км/с	2,02
Скорость поперечной волны ( $V_s$ )	↑	0,0205 км/с	1,143
Модуль Юнга ( $E$ )	↑	0,1826 ГПа	1,86
Коэффициент Пуассона ( $v$ )	↑	0,0066	2,064
Газопровицаемость	↓	0,24	0,14



**Рис. 4. Схема формирования аномальных сейсмических и деформационных последствий разработки месторождений УВ**

освоения месторождений, такие как аномальные деформации (просадки) земной поверхности и проявление сейсмической активности в районах разрабатываемых месторождений УВ и подземных хранилищ газов (ПХГ) [19–26]. Хорошо известны случаи аномальных (более метра) деформаций (просадок) земной поверхности на длительно разрабатываемых нефтяных и газовых месторождениях в США, Венесуэле, на Северном море и в других регионах, которые связывают с добычей нефти и газа и снижением пластового давления.

Современная аномальная геодинамика недр – это деформационные и сейсмические процессы, которые формируются под воздействием суперпозиции природных и техногенных факторов и реализуются в наиболее аномальной форме в зонах разломов [19]. В последнее время стало очевидно, что современное аномальное геодинамическое состояние разломных зон возникает под воздействием малых природных и/или техногенных процессов. Оказалось, что современная аномальная геодинамика разломов относится к существенно нелинейным, индуцированным явлениям [19, 24, 25].

Взаимосвязь деформационных и сейсмических процессов можно представить как две стороны проявления современной геодинамики региона при разработке месторождений УВ. Тектоническая энергия выделяется либо в виде деформационных процессов при возможности перемещений по имеющимся нарушениям сплошности среды (разломам), либо в виде сейсмического процесса при отсутствии такой возможности [19, 20, 26].

Общеизвестно, что процессы разработки газовых и нефтяных месторождений и эксплуатации ПХГ сопровождаются и деформационными процессами. Наиболее привычны два сценария развития этих процессов. Первый: просадки земной поверхности отсутствуют. Скорее всего, это означает, что напряжения накапливаются в массиве прочных горных пород (как правило, карбонатных), слагающих объект. А после достижения определенного порога – это может быть либо предел длительной прочности, либо предел усталостной малоцикловой прочности какой-либо из пород разреза – произойдет разрядка накопленных напряжений в виде одного или нескольких землетрясений со всеми сопутствующими деформационными и социально-экономическими последствиями.

При втором сценарии деформационные процессы на поверхности имеют место (обычно в случае рыхлых терригенных коллекторов), и их амплитуда достаточно мала (первые десятки сантиметров) для того, чтобы вызвать существенные экологические последствия, связанные с изменением рельефа земной поверхности. В этом случае сохраняется негативное влияние концентрации напряжений вблизи скважин, приводящих время от времени к утечкам и прорывам газа за пределы обсадных колонн.

Также следует иметь в виду и возможную активизацию разломных зон на территории разрабатываемых месторождений, обусловленную изменениями напряженного состояния пластов-коллекторов и покрывающих их пластов. В этом случае выделение тектонической

энергии может пройти как в виде деформационных процессов (подвижек) зон разломов, так и в виде активизации сейсмической активности этих зон.

### Новые направления исследований физических свойств коллекторов нефти и газа

**Определение трещинной пористости горных пород.** Как известно, пористость является одним из основных параметров нефтегазоносного пласта, который необходимо определить при подсчете запасов или при подготовке проекта разработки месторождения УВ. В частности, программы гидродинамического моделирования процессов разработки месторождений, такие как Eclipse, VIP Landmark и др., предусматривают наличие данных о трещинной пористости, представляя общую пористость как сумму двух компонент: межзерновой и трещинной пористости. Но зачастую основное внимание уделяется определению только межзерновой, или гранулярной, пористости, а другим видам пустотности (трещинной, кавернозной) уделяется мало внимания.

Свойства породы без пор, трещин и других неоднородностей зависят только от свойств составляющих ее минералов. Рассматривая изотропные или слабо анизотропные породы, сложенные определенным комплексом изотропных минералов с пространственно случайной ориентировкой зерен, можно рассчитать скорость упругой волны по формуле

$$V_{p, \text{расч}} = V_{p1} C_1 + V_{p2} C_2 + \dots + V_{pn} C_n, \quad (2)$$

где  $V_{p1}, V_{p2}, \dots, V_{pn}$  – скорости продольных волн в породообразующих минералах 1, 2, ..., n, км/с;  $C_1, C_2, \dots, C_n$  – содержание соответствующего минерала в породе, д.ед.

В этом случае получим расчетное значение скорости продольной волны в горной породе, сложенной породообразующими минералами без нарушений сплошности, т.е. без пор и трещин. Процентное отношение измеренных на образцах горных пород значений скоростей продольных волн ( $V_{p, \text{изм}}$ ) к расчетным, называемое добротностью горной породы  $Q$  [27], будет характеризовать интегральное воздействие пор и трещин на породу:

$$Q = 100 (V_{p, \text{изм}} / V_{p, \text{расч}}). \quad (3)$$

В горной породе поры и трещины вместе создают общую пористость:

$$K_{п.о} = K_{п.мз} + K_{п.тр}, \quad (4)$$

где  $K_{п.о}$  – коэффициент общей открытой пористости;  $K_{п.мз}$  – коэффициент межзерновой пористости;  $K_{п.тр}$  – коэффициент трещинной пустотности (пористости).

Ряд исследователей [27–30] получили зависимость добротности от пористости и трещинной пустотности в виде:

$$Q = 100 - 1,6K_{п.мз}, \quad (5)$$

$$Q = 100 - 22K_{п.тр}. \quad (6)$$

Влияние наличия пор и трещин на скорости распространения упругих волн различно. Для каждого конкретного образца или горных пород одного типа в первом приближении нужно знать, какая доля общей пористости  $K_{п.о}$  приходится на поры ( $K_{п.мз}$ ), а какая на трещины ( $K_{п.тр}$ ). Использование понятия добротности и значений пористости горных пород позволяет проводить такое разделение [27].

С учетом предположения одновременно наличия пор и трещин в породе и уравнения (3) можно получить зависимость добротности от общей пористости в виде, аналогичном тому, который приведен К. Туранком и др. [27]:

$$Q = 100 - 1,6K_{п.мз} - 22K_{п.тр}. \quad (7)$$

В повседневной практике точный минералогический состав горных пород зачастую неизвестен, так как его обычно определяют только для ограниченного числа образцов и на небольшом объеме материала этих образцов. Но фактические данные о скорости распространения упругих волн в образцах, имеющих достаточно широкий диапазон пористости, позволяют аналитически определить скорость продольной волны в образцах с нулевой пористостью – так называемую скорость продольной волны в минеральном скелете (рис. 5).

Подставляя в формулу (3) вместо  $V_{p, \text{расч}}$  для основных породообразующих минералов значение скорости продольной волны в скелете горной породы, определенное при давлениях, действующих в пласте, получим оценку значения  $Q$ , наиболее близко отвечающую смыслу этого параметра (рис. 6) [31].

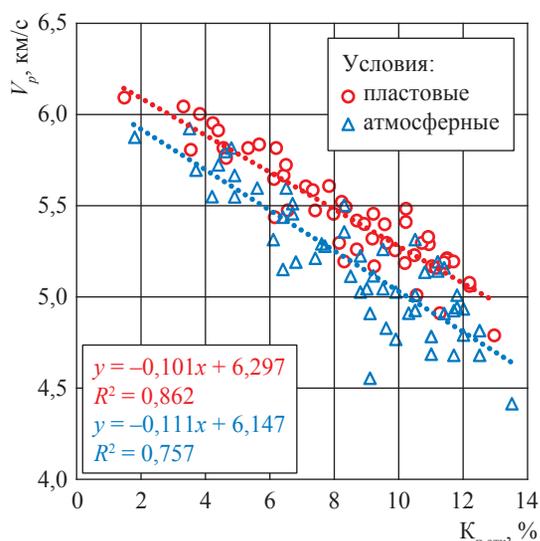


Рис. 5. Зависимость скорости продольных волн от коэффициента общей пористости

**Влияние трещинной пустотности на физические свойства горных пород.** Физической основой применения методов электрического каротажа для определения  $K_n$  гранулярных коллекторов является зависимость параметра пористости породы, насыщенной электропроводящим флюидом, от  $K_n$  и структуры порового пространства<sup>1</sup>.

Существуют несколько подходов к определению УЭС и  $P_n$  пород с двойной пористостью. Так, приводится уравнение, связывающее параметр пористости  $P_n$  породы, имеющей двойную пористость, с ее суммарной (общей) пористостью  $K_{n,о}$  [32, 33]. При этом предполагается, что порода содержит две параллельные системы (межзерновые поры и трещины), проводящие электрический ток,

$$P_n = \frac{\left( \frac{\rho_w \rho_0}{v K_{n,о} \rho_0 + \rho_w (1 - v)} \right)}{\rho_w}, \quad (8)$$

где  $\rho_0$  – УЭС породы, Ом·м;  $\rho_w$  – УЭС электропроводящего раствора, заполняющего поровое пространство, Ом·м;  $v = K_{n,тр} / K_{n,о}$  д.ед.

При отсутствии трещин  $v = 0$  и уравнение (8) преобразуется к обычному виду:

$$P_n = \rho_0 / \rho_w. \quad (9)$$

<sup>1</sup> См. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / под ред. В.И. Петерилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – М.: ВНИГНИ; Тверь: Тверьгеофизика, 2003. – 259 с.

В случае чисто трещинных коллекторов, когда отсутствует межзерновая (гранулярная) пористость,  $v = 1$  и уравнение (8) приобретает вид:

$$P_n = 1 / K_{n,тр}. \quad (10)$$

С учетом полученных значений общей и трещинной пористости для исследованной коллекции горных пород параметры пористости рассчитаны по Р. Агилере (см. формулу (8) [33]) и по фактическим данным, полученным при моделировании пластовых условий (рис. 7):

$$P_n = 1,14 K_{n,о}^{-1,83} \text{ – по Агилера;} \quad (11)$$

$$P_n = 1,37 K_{n,о}^{-1,72} \text{ – по фактическим данным 37 образцов;} \quad (12)$$

$$P_n = 1,00 K_{n,о}^{-2,36} \text{ – для межзерновой пористости;} \quad (13)$$

$$P_n = 1,00 K_{n,о}^{-1,00} \text{ – для трещинной пористости 1-го типа;} \quad (14)$$

$$P_n = 3118,13 K_{n,о}^{-0,64} \text{ – для фактической трещинной пористости.} \quad (15)$$

Сопоставление расчетных и фактических значений  $P_n$  (см. рис. 7) показало их хорошую сходимость.

На рис. 7 приведены и зависимость (10), и полученные расчетным путем значения  $P_n$  (см. формулы (13), (14)). Сопоставление  $P_n$  для трещин 1-го типа (трещины открыты и взаимосвязаны, см. формулу (14)) и рассчитанного авторами (см. формулу (15)) говорит о том, что выявленная авторами трещинная пористость весьма далека от предельного случая взаимосвязанных трещин. Параметр трещинной пористости при этом не имеет явно выраженной и надежной статической зависимости от  $K_{n,тр}$ .

**Оценка изменений физических свойств коллекторов при моделировании процесса разработки месторождений УВ со снижением пластового давления.** Наиболее интересной представляется разработка подхода к прогнозированию изменения структуры порового пространства – изменения  $K_{n,мз}$  и  $K_{n,тр}$  – с увеличением  $P_{эф}$ . Обусловлено это практически потребностями учета таких изменений,

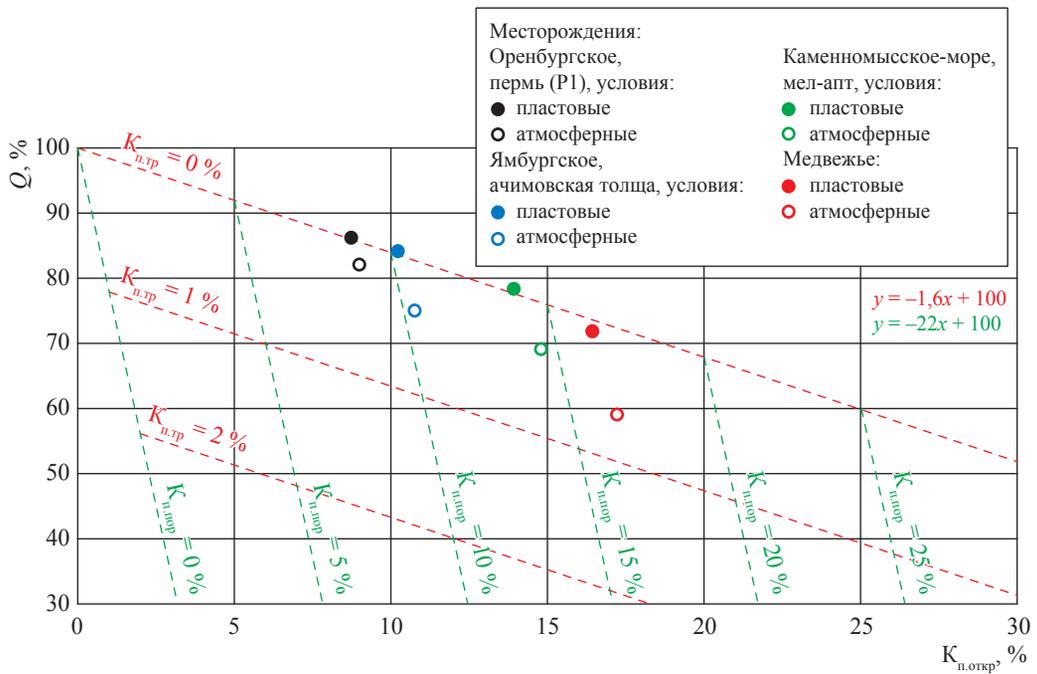


Рис. 6. Средние значения  $Q$  в зависимости от среднего значения  $K_{p,о}$  по ряду месторождений Западной Сибири

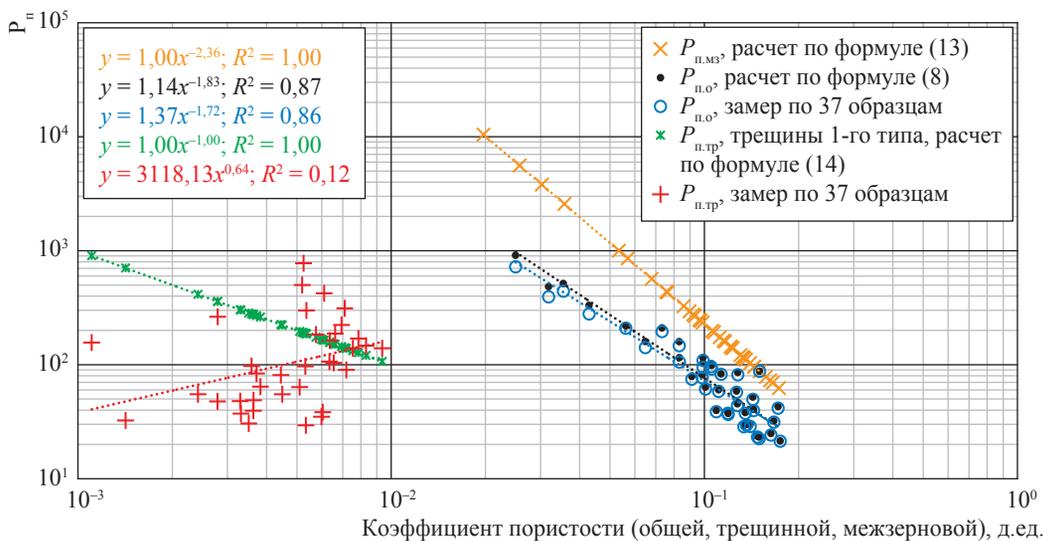


Рис. 7. Зависимость параметра пористости от пористости образцов горных пород с двойной пористостью

сопровождающих процессы разработки истощенных месторождений УВ или при снижении пластового давления.

Исследованы образцы коллектора талахского горизонта вендского возраста Восточной Сибири, представленные песчаниками мелко-, средне-, крупнозернистыми, слоистыми, с  $K_{п.о} = 4,5...12,1$  % в атмосферных условиях и газопроницаемостью от 1,6 до 19,1 мД. Изменения структуры порового пространства этих образцов при переходе от атмосферных

условий к пластовым можно представить в виде зависимости добротности от пористости (рис. 8) [34, 35].

Результаты исследований пяти образцов талахского горизонта показали (см. рис. 9), что угловой коэффициент линейной функции изменения пористости образца № 551 равен  $-21,68$  и наиболее близок к угловому коэффициенту функции изменения трещинной пористости  $(-22,0)$ . Очевидно, что наибольшие изменения трещинной пористости происходили

в образце № 551. Также видно, что наименьшие изменения трещинной пористости отмечены в образце № 582, для которого угловой коэффициент линейной зависимости добротности от пористости составляет  $-7,69$ . В случае изменения только межзерновой пористости угловой коэффициент был бы равен  $-1,6$ . Гистограммы, построенные для каждого их образцов, отражают изменение пористости каждого из них и вклад в это изменение каждого из видов пористости (межзерновой и трещинной).

Аналогичные исследования при моделировании роста  $P_{эф}$  выполнены и на образцах горных пород дагинского горизонта [35]. По данным о пористости и  $V_p$  определены значения

$K_{п.мз}$  и  $K_{п.тр}$  в атмосферных условиях и в условиях, моделирующих пластовые. Представленное на рис. 9 распределение показывает, что в атмосферных условиях  $K_{п.мз}$  образцов варьирует от 2,8 до 28 % (в среднем 21,5 %),  $K_{п.тр}$  – от 0,145 до 1,067 % (в среднем 0,752 %). В условиях, моделирующих пластовые, диапазоны распределения и той, и другой компоненты пористости смещаются в сторону уменьшения.

Так, среднее значение  $K_{п.мз}$  в пластовых условиях составило 20,7 %, т.е. уменьшилось на 0,78 % в абсолютном выражении или на 3,63 % относительно аналогичного значения в атмосферных условиях. В пластовых условиях  $K_{п.тр}$  в среднем составил 0,26 %,

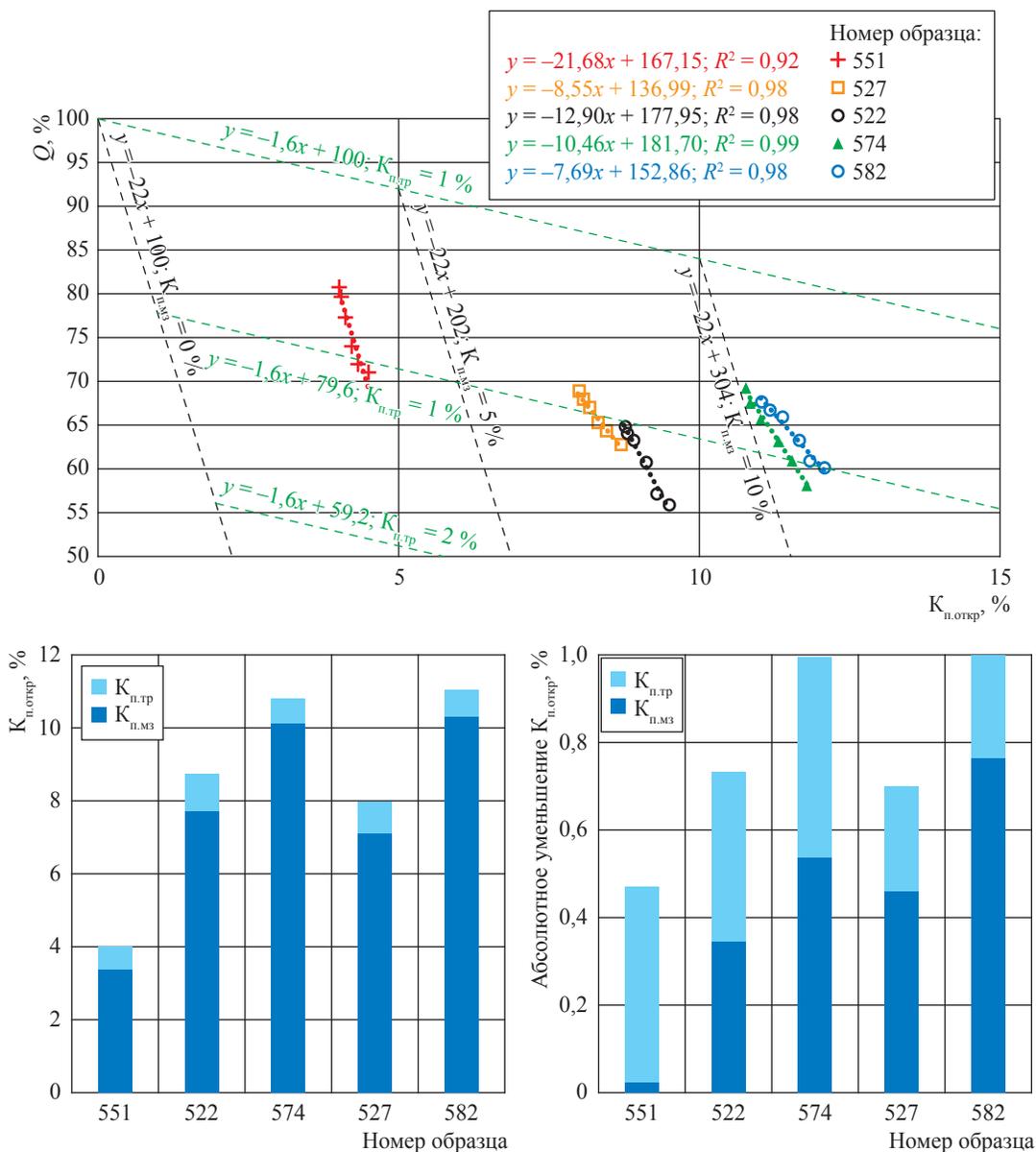


Рис. 8. Изменение структуры порового пространства образцов талахского горизонта при переходе от атмосферных условий к пластовым при  $P_{эф} = 37,0$  МПа

т.е. уменьшился на 0,493 % в абсолютном выражении или на 65,5 % относительно собственного значения в атмосферных условиях.

С ростом  $P_{эф}$  снижение пористости для различных образцов варьирует от 0,254 до 2,164 % в абсолютном выражении, в среднем оно составило 1,28 % (рис. 10). Значения обеих компонент пористости – межзерновой и трещинной – тоже уменьшились, но уже в разной степени. Видно (см. рис. 9), что в структуре пористости преобладает межзерновая пористость, доля трещинной пористости составляет в среднем

3,53 % в атмосферных условиях и 1,33 % в условиях, моделирующих пластовые.

Более подробный анализ изменений пористости и добротности (рис. 11) показал следующее. Зависимости добротности от пористости имеют вид:

$$Q = 100 - 2,27K_{пв} \text{ в атмосферных условиях;} \quad (16)$$

$$Q = 100 - 1,84K_{пв} \text{ при моделировании пластовых условий.} \quad (17)$$

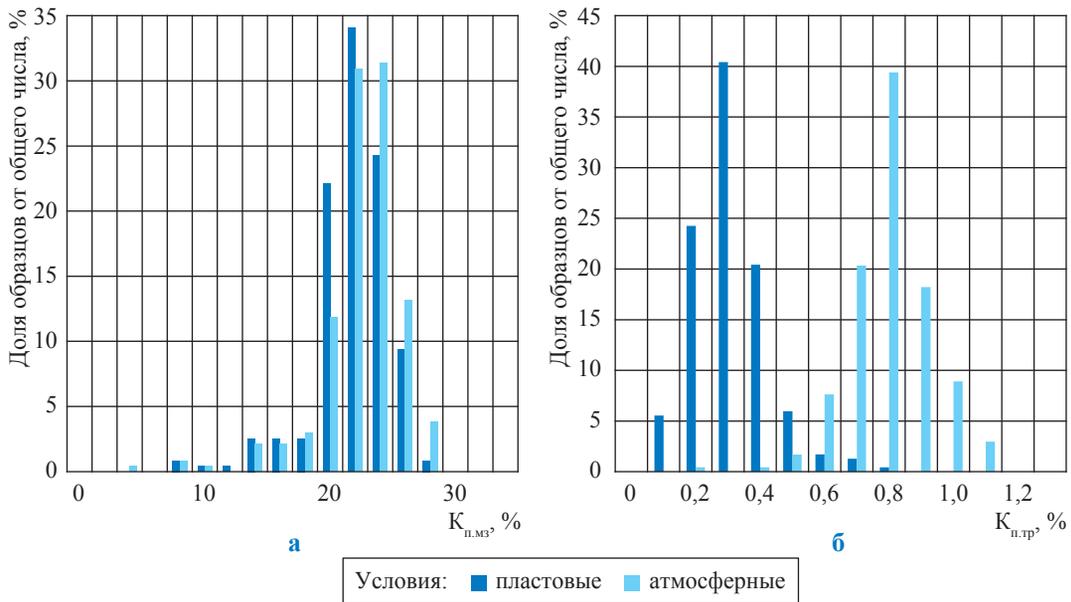


Рис. 9. Распределения межзерновой (а) и трещинной (б) пористости исследованных образцов горных пород (236 шт.) по диапазонам пористости в атмосферных условиях и при моделировании пластовых условий

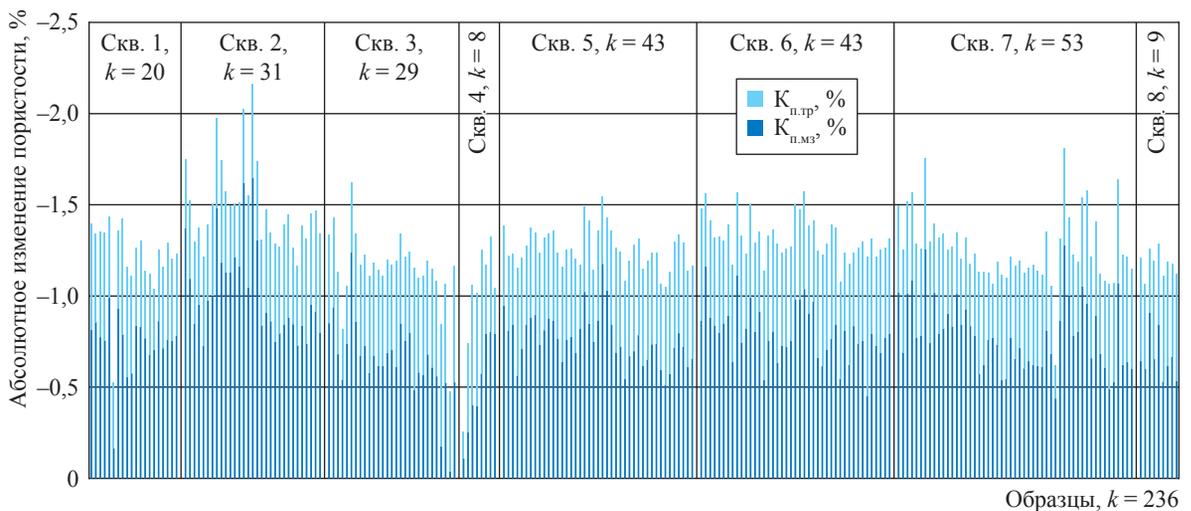


Рис. 10. Изменения  $K_{п.откр}$ ,  $K_{п.мз}$ ,  $K_{п.тр}$  с ростом  $P_{эф}$ , сопровождающим переход к пластовым условиям:  $k$  – количество образцов

Преобладающим (основным) фактором изменения общей пористости в пластовых условиях является  $K_{п.мз}$ , так как угловой коэффициент в уравнении (17) равен  $-1,84$ , а если он равен  $-1,6$ , трещинная пористость отсутствует полностью. Обусловлено это тем, что микро-трещины, имеющиеся в образцах исследованных горных пород при атмосферных условиях, в основном закрываются при переходе к условиям, моделирующим пластовые. Доля трещинной пористости в открытой пористости при атмосферных условиях несколько выше, чем при пластовых условиях: угловой коэффициент уравнения (16) равен  $-2,27$ .

Показанная красным пунктиром на рис. 11 зависимость изменения добротности от пористости при переходе от атмосферных условий к пластовым

$$Q = -9,35K_{п} + 257,16 \quad (18)$$

подтверждает высказанное выше предположение о том, что с ростом  $P_{эф}$  уменьшается объем как микро-трещин, так и межзерновых пор. В уравнении (18) угловой коэффициент равен  $-9,35$ . Отметим, что если он равен  $-22,0$ , межзерновая пористость не изменяется, а все изменения происходят только за счет трещинной пористости.

Результаты исследований при моделировании пластовых условий позволили выявить соотношение двух компонент (межзерновой

и трещинной) пористости и показать изменение структуры пористости при переходе к пластовым условиям. Показана доминирующая роль межзерновой компоненты общей пористости как в атмосферных условиях, так и в условиях, моделирующих пластовые. Установлено, что трещинная пористость в пластовых условиях частично сохраняется, несмотря на ее значительное снижение (на 65,4 %) при росте  $P_{эф}$  при моделировании пластовых условий. Оценено влияние  $P_{эф}$  на  $K_{п.мз}$  и  $K_{п.тр}$ , получены оценки распределения двух компонент пористости (межзерновой и трещинной) как в атмосферных условиях, так и в условиях, моделирующих пластовые условия, которые могут быть использованы при подсчете запасов и при подготовке проектов разработки месторождений.

**Моделирование условий разрушения призабойной зоны скважин в процессе снижения пластового давления.** Главной задачей динамической петрофизики в области разработки месторождений нефти и газа является создание в исследуемых образцах коллекторов и покрышек напряженного состояния, адекватного действующему в пласте, и определение изменений физических свойств, соответствующих этому состоянию [36].

Академику С.А. Христиановичу принадлежит идея метода георыхления. В дальнейшем специалисты и ученые компании «Перфолинк ГЕО» и Института проблем механики РАН разработали метод направленной разгрузки

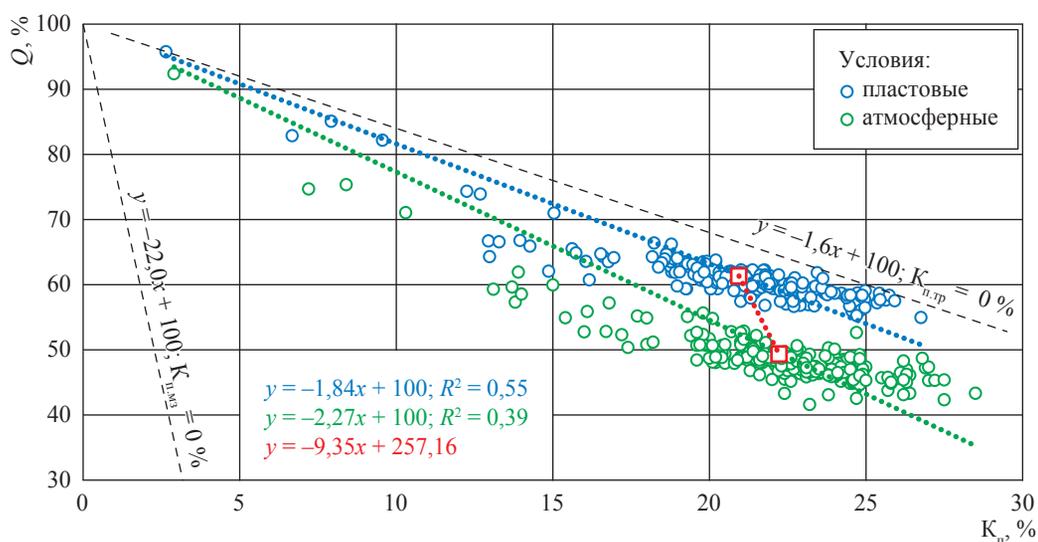


Рис. 11. Зависимости добротности исследованных образцов горных пород дагинского горизонта Южно-Киринского месторождения ( $k = 236$ ) от пористости при атмосферных и пластовых условиях

пласта (НРП), в основе которого лежит увеличение проницаемости призабойной зоны пласта за счет создания в ней необходимых напряжений [37].

Идея метода НРП состоит в том, что надо не восстанавливать проницаемость естественных фильтрационных каналов, засоренных в процессе бурения и эксплуатации скважины, а дополнительно создавать в породе новую систему трещин – фильтрационных каналов. При этом проницаемость этих каналов может превосходить естественную проницаемость в десятки и даже сотни раз.

При гидроразрыве пласта (ГРП) в него закачивается жидкость под большим давлением, в результате чего на кончике трещины образуются высокие напряжения отрыва и она прорастает дальше. Метод НРП предполагает неравномерную разгрузку породы от сжимающих ее напряжений в разных направлениях, и при этом возникают сдвиговые напряжения. При достаточной величине этих напряжений порода начинает растрескиваться. Но в отличие от ГРП, когда зачастую образуются одна или несколько протяженных трещин, при НРП в призабойной зоне пласта появляется большое количество трещин. Растрескивание и разрыхление породы осуществляется за счет высвобождения запасенной в ней упругой энергии сжатия горным давлением.

Для определения уровня напряжений, которые необходимы для инициации процесса трещинообразования, испытаны цилиндрические образцы двух видов – сплошные и полые (с отверстием в центре цилиндра, рис. 12, 13), изготовленные из керна алевролита песчанистого пористостью 12,8 %, проницаемостью 0,34 мД и плотностью 2,35 г/см<sup>3</sup>. Испытания образцов проводились на установке всестороннего сжатия ПУМА-650 [38]. Поскольку давление на образец по осевой составляющей равно всестороннему давлению обжима, то обычно разрушения материала образцов, изготовленных в форме целого цилиндра, не происходит. При испытаниях образцов в форме полого цилиндра возникает дополнительная нагрузка вдоль оси цилиндра за счет уменьшения площади поперечного сечения образца, на которую действует давление всестороннего сжатия:

$$\sigma_{\text{ос}} = \sigma_{\text{вс}} \frac{R^2}{R^2 - r^2}, \quad (19)$$

где  $\sigma_{\text{ос}}$ ,  $\sigma_{\text{вс}}$  – осевое и боковое (всестороннее) давление на образец соответственно;  $R$  и  $r$  – внешний и внутренний радиусы образца соответственно.

Результаты измерений  $V_p$  и  $V_s$  в целом и полом цилиндрах при увеличении  $P_{\text{эф}}$  приведены на рис. 14. Видно, что зависимости скоростей упругих волн для полого и целого цилиндров несколько отличаются. Так, при достижении  $P_{\text{эф}} = 350$  атм в полом цилиндре скорость  $V_p$  начала снижаться, в то время как в сплошном цилиндре ее рост продолжался; скорость  $V_s$  в сплошном цилиндре продолжала увеличиваться, а в полом – оставалась на одном уровне.

В связи с тем что значения  $V_s$  и  $V_p$  напрямую не зависят от объема вытесненной жидкости, авторы сначала получили достоверную оценку связи динамического коэффициента Пуассона  $\nu$  и изменений объема порового пространства, а затем – зависимость изменений объема пор от изменений  $\nu$  для сплошного цилиндра, по которой рассчитали изменение объема пор в полом цилиндре, зная изменение в нем  $\nu$ .

Анализируя рис. 15, можно сделать вывод о том, что на начальном этапе роста  $P_{\text{эф}}$  объем пор уменьшился на 0,57 см<sup>3</sup>, а в дальнейшем, при растрескивании материала образца вокруг внутреннего отверстия, объем увеличился в этой локальной зоне как минимум на 0,18 см<sup>3</sup>. Для сравнения: объем порового пространства сплошного цилиндра в аналогичных условиях уменьшился почти в два раза меньше – на 0,25 см<sup>3</sup>.

С целью улучшения ФЕС коллекторов при разработке месторождений выполнены экспериментальные исследования на полых



**Рис. 12. Внешний вид образца № 1 с внутренним отверстием до (справа) и после (слева) испытаний при увеличении  $P_{\text{эф}}$**



Рис. 13. Внешний вид образца № 3 с внутренним отверстием после испытаний при увеличении  $P_{эф}$

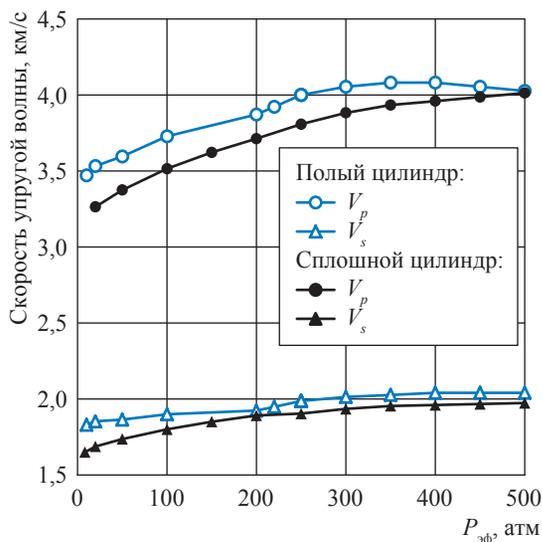


Рис. 14. Скорость распространения упругих продольных и поперечных волн при росте  $P_{эф}$

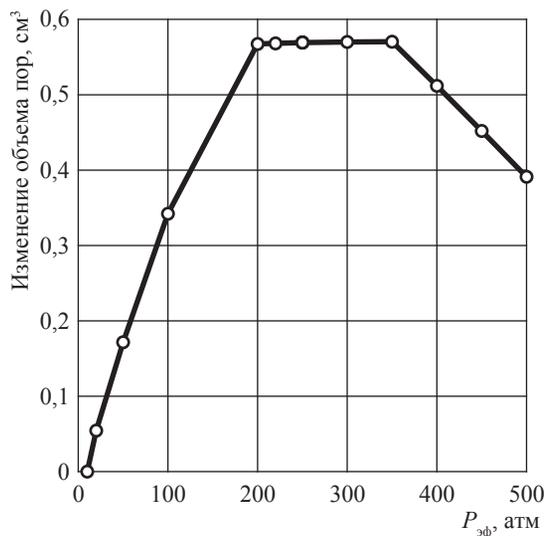


Рис. 15. Изменение объема пор полого цилиндра, рассчитанное по данным об изменениях  $v$  сплошного цилиндра, при увеличении  $P_{эф}$

цилиндрических образцах горных пород, позволившие дополнительно создать в породе новую систему трещин – фильтрационных каналов – путем создания неравномерного сжатия и высвобождения упругой энергии сжатия всестороннего давления. Выявлены характерные изменения физических свойств, сопровождающие образование трещин в локальной зоне вокруг внутреннего отверстия в образце: снижение скорости продольных упругих волн и динамического коэффициента Пуассона.

**Определение водонасыщенности и трещиноватости коллекторов по затуханию**

**амплитуды упругих волн.** Амплитуда  $A$  упругих колебаний связана с пройденным волной расстоянием  $L$  экспоненциально:

$$A = A_0 e^{-\alpha_{AK} L}, \quad (20)$$

где  $A_0$  – амплитуда упругих колебаний вблизи источника;  $\alpha_{AK}$  – коэффициент поглощения упругих волн.

Величина  $\alpha_{AK}$  в горных породах зависит от монолитности их скелета, пористости, трещиноватости, вещественного состава заполнителя пор и других параметров и вместе

со скоростью широко используется при изучении пород. Поглощающие свойства пород связаны с литологией еще более тесно, чем скорость распространения упругих волн. Интенсивность поглощения породой упругих колебаний зависит также от характера жидкости, заполняющей поровое пространство. В слабосцементированных нефтеносных и газоносных породах с хорошей пористостью затухание колебаний происходит более интенсивно, чем в таких же породах, но водоносных. Это особенно заметно в газоносных породах из-за большой разницы скоростей распространения упругих волн в минеральном скелете породы и заполняющем поровое пространство газе. Наибольшее затухание претерпевают упругие волны в трещиноватых и кавернозных породах.

### Список литературы

1. Антипов В.И. Модель напряженного состояния горных пород над продуктивным пластом / В.И. Антипов, Б.И. Медведев, В.Б. Нагаев и др. // Газовая промышленность. – 1997. – № 4. – С. 40–44.
2. Гаттенбергер Ю.П. Причины и прогноз проседаний земной поверхности в районах разрабатываемых нефтяных и газовых месторождений / Ю.П. Гаттенбергер // Бюллетень Московского общества испытателей природы. Отделение геологии. – 1984. – Т. 59. – Вып. 1. – С. 108–118.
3. Механика горных пород применительно к проблемам разведки и добычи нефти: сб. ст. / под ред. В. Мори и Д. Фурментро; пер. с фр. и англ. – М.: Мир: ЭльфАкитен, 1994. – 416 с.
4. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа / В.М. Добрынин. – М.: Недра, 1970. – 239 с.
5. Ентов В.М. Об изменении напряженно-деформированного состояния горных пород при изменении давления в насыщенном жидкостью пласте / В.М. Ентов, Т.А. Малахова // Известия АН СССР. Механика твердого тела. – 1974. – № 6. – С. 53–65.
6. Желтов Ю.П. Прогнозирование деформации массива горных пород при разработке месторождений / Ю.П. Желтов, В.С. Анциферов // Нефтяное хозяйство. – 1990. – № 1. – С. 37–42.
7. Жуков В.С. Оценка процессов проседания земной поверхности при разработке газовых месторождений (на примере Северо-Ставропольского месторождения) / В.С. Жуков, Ю.О. Кузьмин, Г.А. Полоудин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2002. – № 7. – С. 54–60.
8. Мазницкий А.С. Влияние параметров упругости пород на уплотнение коллектора и оседание земной поверхности при разработке нефтяных месторождений / А.С. Мазницкий, Л.М. Середницкий // Нефтяное хозяйство. – 1991. – № 6. – С. 14–16.
9. Петренко В.И. О механизме просадки земной поверхности при добыче жидких и газообразных полезных ископаемых / В.И. Петренко, Л.А. Ильченко, В.Ф. Канащук // Советская геология. – 1983. – № 7. – С. 109–115.
10. Терновой Ю.В. О деформации земной поверхности на разрабатываемом Северо-Ставропольском месторождении газа / Ю.В. Терновой, В.Н. Сергеев, В.Г. Гниловской // ДАН СССР. – 1965. – Т. 164. – № 4. – С. 885–888.
11. Черных В.А. Гидрогеомеханика нефтегазодобычи / В.А. Черных. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2001. – 249 с.
12. Гончаров В.С. Оценка влияния депрессионных воронок в водонапорных системах разрабатываемых газовых и газоконденсатных месторождений на проседание земной поверхности / В.С. Гончаров, В.С. Жуков, С.П. Перепеличенко и др. // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазоносные системы осадочных бассейнов: м-лы 8-й международной конференции. – М.: Геос, 2005. – С. 116–118.
13. Жуков В.С. Оценка геодинамических факторов при разработке месторождений нефти и газа без поддержания пластового давления / В.С. Жуков, Ю.О. Кузьмин // Разработка месторождений углеводородов: сб. ст. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2008. – С. 242–255.
14. Abdurraheem A. A finite element model for Ekofisk field subsidence / A. Abdurraheem, M. Zaman, J-C. Roegiers // Journal of petroleum science and engineering. – 1994. – № 10. – С. 299–310.
15. Geertsma J. Land subsidence above compacting oil and gas reservoir / J. Geertsma // Journal of petroleum technology. – 1973. – № 6. – С. 734–744.

16. Kovach R. Source mechanisms for Wilmington oil field, California, subsidence earthquakes / R. Kovach // *Bull. Seismol. Soc. of Amer.* – 1974. – Т. 64. – № 3. – С. 699–711.
17. Segall P. Stress and subsidence from subsurface fluid withdrawal in the epicenter region of the 1983 Coalinga earthquake // *Journal of geophysical research.* – 1985. – Т. 90. – С. 6801–6815.
18. Жуков В.С. Основные причины изменения комплекса физических свойств коллекторов при разработке месторождений УВ / В.С. Жуков // *Вести газовой науки: Проблемы разработки газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений.* – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 4 (20). – С. 174–183.
19. Кузьмин Ю.О. Современная геодинамика и оценка геодинамического риска при недропользовании / Ю.О. Кузьмин. – М.: Агентство экономических новостей, 1999. – 220 с.
20. Кузьмин Ю.О. Современная геодинамика и вариации физических свойств горных пород / Ю.О. Кузьмин, В.С. Жуков. – М.: Горная книга, 2004. – 256 с.
21. Касьянова Н.А. Современная аномальная геодинамика недр и ее влияние на объекты нефтегазового комплекса / Н.А. Касьянова, Ю.О. Кузьмин. – М.: Геоинформмарк, 1996. – 56 с.
22. Сидоров В.А. Концепция «Геодинамическая безопасность освоения углеводородного потенциала недр России» / В.А. Сидоров, Ю.О. Кузьмин, А.М. Хитров. – М.: ИГиРГИ, 2000. – 56 с.
23. Сидоров В.А. Природно-техногенные геодинамические явления, индуцированные разработкой месторождений нефти и газа / В.А. Сидоров // *Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности.* – М.: Наука, 2000. – С. 334–344.
24. Кузьмин Ю.О. Современные суперинтенсивные деформации земной поверхности в зонах платформенных разломов / Ю.О. Кузьмин // *Геологическое изучение и использование недр.* – М.: Геоинформмарк, 1996. – Вып. 4. – С. 43–53.
25. Кузьмин Ю.О. Современное геодинамическое состояние недр / Ю.О. Кузьмин // *Горный информационно-аналитический бюллетень.* – М.: МГТУ, 2000. – № 6. – С. 55–65.
26. Кузьмин Ю.О. Геодинамическая природа аварийности скважин и трубопроводных систем / Ю.О. Кузьмин, А.И. Никонов // *Перспективы развития экологического страхования в газовой промышленности: сб. ст.* М.: Газпром ВНИИГАЗ, 1998. – С. 315–328.
27. Туранк К. Распространение волн и границы раздела в породах / К. Туранк, Д. Фурментро, А. Денни // *Механика горных пород применительно к проблемам разведки и добычи нефти: сб. ст. / пер. с англ. и фр. под ред. В. Мори и Д. Фурментро.* – М.: Мир, 1994. – С. 176–184.
28. Walsh J.B. The effect of cracks on the compressibility of rocks / J.B. Walsh // *Journal of geophysical research.* – 1965. – Т. 70. – № 2. – С. 381–411.
29. Walsh J.B. Cracks and pores in rocks / J.B. Walsh, W.F. Brace // *1-er Congres int. de mecanique des roches, Lisbonne. 25.09–01.10.1966.* – Т. 1. – С. 643–646.
30. Willie M.R.J. Studies of elastic wave attenuation in porous media / M.R.J. Willie, G.H.F. Gardner, A.R. Gregory // *Geophysics.* – 1962. – Т. XXVII. – №. 5. – С. 569–589.
31. Жуков В.С. Оценка трещиноватости коллекторов по скорости распространения упругих волн / В.С. Жуков // *Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.: сб. ст.* – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 148–152.
32. Тиаб Дж. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов / Дж. Тиаб, Э.Ч. Дональдсон; пер. с англ. – М.: Премиум инжиниринг, 2011. – 868 с.
33. Aguilera R. Analysis of naturally fractured reservoirs from conventional well log / R. Aguilera // *Journal of petroleum technology.* – 1976. – SPE-5342-PA. – С. 764–772.
34. Жуков В.С. Изменения структуры порового пространства коллекторов талахского горизонта при переходе от атмосферных условий к пластовым / В.С. Жуков, В.В. Моторыгин, Ю.Г. Пименов и др. // *Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов.* – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 2 (30). – С. 83–92.
35. Жуков В.С. Изменения структуры порового пространства коллекторов дагинского горизонта при моделировании пластовых условий / В.С. Жуков, Ю.М. Чуриков, В.В. Моторыгин // *Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России.* – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 3 (31). – С. 238–246.

36. Жуков В.С. Динамика физико-механических свойств горных пород (динамическая петрофизика) / В.С. Жуков // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2002. – № 9. – С. 59–63.
37. Христианович С.А. Увеличение продуктивности нефтяных скважин с помощью метода георыхления / С.А. Христианович, В.И. Карев, Ю.Ф. Коваленко и др. // Проблемы теории пластичности и геомеханики: к 100-летию со дня рождения акад. С.А. Христиановича. – М.: Институт проблем механики им. А.Ю. Ишлинского: Наука, 2008. – С. 381–386.
38. Жуков В.С. Физическое моделирование разрушения призабойной зоны скважин при неравномерном сжатии образцов горных пород / В.С. Жуков, О.В. Иселидзе // Материалы 3-й Всероссийской конференции «Современная геодинамика недр и эколого-промышленная безопасность объектов нефтегазового комплекса», Москва, 25–29 ноября 2013 г. – М.: Отделение наук о Земле РАН: ИПНГ РАН: ИФЗ РАН: ООО «ТиРу», 2013. – С. 69–75.

## Dynamics of physical properties of reservoirs at development of oil and gas fields

V.S. Zhukov<sup>1\*</sup>, Ye.O. Semenov<sup>1</sup>, Yu.O. Kuzmin<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

<sup>2</sup> O.Yu. Schmidt Institute of Physics of the Earth of RAS, Bld. 1, Est. 10, Bolshaya Gruzinskaya street, Moscow, 123242, Russian Federation

\* E-mail: V\_Zhukov@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** When deposits are being developed, their hydrodynamic regime and stress-strain behavior of rocks considerably change, thus affecting the physical-mechanical properties of rocks which determine the working characteristics of reservoirs. Additional exposures also change the state of rocks, and can cause either packing, or deconsolidation of reservoirs and caps. So, it must be considered when the optimal methods of intensification are selected, namely waterflooding, or hydrofracturing. Changing of bed's stress-strain behavior can also rouse such phenomena as the vast subsidence of the Earth's surface, the manmade earthquakes nearby the hydrocarbon fields, crustal movements along the faults. Forecasting of the listed phenomena is a topical challenge.

Petrophysics is to find out physical properties of rock samples in normal (atmospheric) and modelled in-situ conditions. Variations of such properties for different samples of the same rock are usually explained by changes in their general mineral and chemical compositions, and by their special structural-textural features. At the same time, structural transformations of rocks can be induced by a force impact (for example, by reduction of the pore pressure). This is an object of dynamical petrophysics.

Besides changing of pore fluid pressure, field development is often accompanied with temperature changes during stimulation of wells, and waterflooding of a bed. Transformation of physical properties (porosity and permeability, elasticity, electric and structural behavior) is mainly studied by measuring these properties in standard (atmospheric) conditions and in the modelled in-situ conditions. It is shown that reduction of porous pressure in 10 MPa can change values of various petrophysical parameters from 0,1 (rock density) to 80 % (specific electrical resistance), and this fact must be taken into consideration in the projects of field development and while interpreting repeated or real-time well logs.

There are some new trends in studying physical properties, namely: determination of rock fracture porosity and estimation of its impact to the physical behavior of rocks; estimation of changes of the reservoir's physical properties in case of pore pressure reduction; modelling of conditions favorable for destruction of wellbottom zone; determination of water saturation and fracturing of reservoirs by attenuation of elastic waves.

**Keywords:** petrophysics, development of fields, in-situ conditions, recent geodynamics, stress.

### References

1. ANTIPOV, V.I., B.I. MEDVEDEV, V.B. NAGAYEV et al. A model of stress condition of rocks over a productive layer [Model napryazhennogo sostoyaniya gornyx porod nad produktivnym plastom]. *Gazovaya Promyshlennost*. 1997, no. 4, pp. 40–44. ISSN 0016-5581. (Russ.).
2. GATTENBERGER, Yu.P. Reasons for and prediction of Earth surface subsidence in the regions of the oil and gas fields under development [Prichiny i prognoz prosedaniy zemnoy poverkhnosti v rayonakh razrabatyvayemykh neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy]. *Byulleten Moskovskogo Obshchestva Ispytateley Prirody. Otdel Geologicheskoy*. 1984, vol. 59, is. 1, pp. 108–118. (Russ.).

3. MORI, V., FURMENTRO D. (eds.). *Rock mechanics in respect of issues in oil exploration and production* [Mekhanika gornykh porod primenitelno k problemem razvedki i dobychi nefiti]: collected papers. Translated from English and French. Moscow: Mir: ElfAkiten, 1994. (Russ.).
4. DOBRYNIN, V.M. *Deformations and changes of physical properties of oil and gas reservoirs* [Deformatsii i izmeneniya fizicheskikh svoystv kollektorov nefi i gaza]. Moscow: Nedra, 1970. (Russ.).
5. YENTOV, V.M., T.A. MALAKHOVA. On changing of the stressed-deformed state of rocks at changing of pressure in a liquid-saturated bed [Ob izmenenii napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya gornykh porod pri izmenenii davleniya v nasyshchennom zhidkostyu plaste]. *Izvestiya Akademii Nauk SSSR. Mekhanika Tverdogo Tela*. 1974, no. 6, pp. 53–65. (Russ.).
6. ZHELTOV, Yu.P., V.S. ANTSIFEROV. Prognostication of rock mass deformation during development of fields [Prognozirovaniye deformatsii massiva gornykh porod pri razrabotke mestorozhdeniy]. *Neftyanoye Khozyaystvo*. 1990, no. 1, pp. 37–42. ISSN 0028-2448. (Russ.).
7. ZHUKOV, V.S., Yu.O. KUZMIN, G.A. POLOUDIN. Estimation of Earth surface subsidence processes during development of gas fields (on example of Severo-Stavropolskoye field). [Otsenka processov prosedaniya zemnoy poverkhnosti pri razrabotke gazovykh mestorozhdeniy (na promere Severo-Stavropolskogo mestorozhdeniya)]. *Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftnykh i Gazovykh Mestorozhdeniy*. 2002, no. 7, pp. 54–60. ISSN 2413-5011. (Russ.).
8. MAZNITSKIY, A.S., L.M. SEREDNITSKIY. Effect of rock elasticity parameters on settlement of a reservoir and subsidence of the Earth surface during development of oil fields [Vliyaniye parametrov uprugosti porod na uplotneniye kollektora i osedaniye zemnoy poverkhnosti pri razrabotke neftnykh mestorozhdeniy]. *Neftyanoye Khozyaystvo*. 1991, no. 6, pp. 14–16. ISSN 0028-2448. (Russ.).
9. PETRENKO, V.I., L.A. ILCHENKO, V.F. KANASHCHUK. About a mechanism for subsidence of the Earth's surface during production of liquid and gaseous minerals [O mekhanizme prosadki zemnoy poverkhnosti pri dobyche zhidkikh i gazoobraznykh poleznykh iskopayemykh]. *Sovetskaya Geologiya*. 1983, no. 7, pp. 109–115. (Russ.).
10. TERNOVOY, Yu.V., V.N. SERGEYEV, V.G. GNILOVSKOY. About deformation of the Earth surface at the Severo-Stavropolskoye gas field being under development [O deformatsii zemnoy poverkhnosti na razrabatyvayemom Severo-Stavropolskom mestorozhdenii gaza]. *Doklady AN SSSR*. 1965, vol. 164, no. 4, pp. 885–888. (Russ.).
11. CHERNYKH, V.A. *Hydromechanics of oil-gas production* [Gidromekhanika neftegazodobychi]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2001. (Russ.).
12. GONCHAROV, V.S., V.S. ZHUKOV, S.P. PEREPELICHENKO et al. Evaluation of the influence of depression pits in the water-driven systems of gas and gas-condensate fields under development on the subsidence of the Earth's surface [Otsenka vliyaniya depressionnykh voronok v vodonapornykh sistemakh gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy na prosedaniye zemnoy poverkhnosti]. In: *New ideas in the petroleum geology and geochemistry. Oil-gas-bearing systems of sedimentary basins* [Novyye idei v geologii i geokhimii nefi i gaza. Neftegazonosnyye sistemy osadochnykh basseynov]: proc. Of the 8<sup>th</sup> International conference. Moscow: Geos, 2005, pp. 116–118. (Russ.).
13. ZHUKOV, V.S., Yu.O. KUZMIN. Estimation of geodynamic factors at development of the oil-and-gas fields without maintenance of pore pressure [Otsenka geodinamicheskikh faktorov pri razrabotke mestorozhdeniy nefi i gaza bez podderzhaniya plastovogo davleniya]. In: *Development of hydrocarbon fields* [Razrabotka mestorozhdeniy uglevodorodov]: collected papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2008, pp. 242–255. (Russ.).
14. ABDULRAHEEM, A., M. ZAMAN, J-C. ROEGIERS. A finite element model for Ekofisk field subsidence. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 1994, no. 10, pp. 299–310. ISSN 0920-4105.
15. GEERTSMA, J. Land subsidence above compacting oil and gas reservoir. *Journal of Petroleum Technology*. 1973, no. 6, pp. 734–744. ISSN 0149-2136.
16. KOVACH, R. Source mechanisms for Wilmington oil field, California, subsidence earthquakes. *Bull. Seismol. Soc. of Amer.* 1974, vol. 64, no. 3, pp. 699–711. ISSN 0037-1106.
17. SEGALL, P. Stress and subsidence from subsurface fluid withdrawal in the epicenter region of the 1983 Coalinga earthquake. *Journal of Geophysical Research*. 1985, vol. 90, pp. 6801–6815. ISSN 0148-0227.
18. ZHUKOV, V.S. Principal causes of change of a complex of physical properties of producing formation by oil and gas fields development [Osnovnyye prichiny izmeneniya kompleksa fizicheskikh svoystv kollektorov pri razrabotke mestorozhdeniy uglevodorodov]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2014, no. 4 (20): Problems of development of gas, gas condensate and oil/gas/condensate fields, pp. 174–183. ISSN 2306-8949. (Russ.).
19. KUZMIN, Yu.O. *Modern geodynamics and estimation of geodynamical risk during subsoil management* [Sovremennaya geodinamika i otsenka geodinamicheskogo riska pri nedropolzovanii]. Moscow: Agentstvo ekonomicheskikh novostey, 1999. (Russ.).
20. KUZMIN, Yu.O., V.S. ZHUKOV. *Recent geodynamics and variations of rocks' physical properties* [Sovremennaya geodinamika i variatsii fizicheskikh svoystv gornykh porod]. Moscow: Gornaya kniga, 2004. (Russ.).
21. KASYANOVA, N.A., Yu.O. KUZMIN. *Abnormal contemporary subsoil geodynamics and its impact to the oil-gas facilities* [Sovremennaya anomalnaya geodinamika nedr i eye vliyaniye na obyekty neftegazovogo kompleksa]. Moscow: Geoinformmark, 1996. (Russ.).

22. SIDOROV, V.A., Yu.O. KUZMIN, A.M. KHITROV. *A concept "Geodynamical security of development of Russian subsoil hydrocarbon potential"* [Kontseptsiya "Geodinamicheskaya bezopasnost osvoyeniya uglevodородного potentsiala nedr Rossii"]. Moscow: Institute for geology and development of fossil fuels (IGiRGI), 2000. (Russ.).
23. SIDOROV, V.A. Natural-and-man-caused geodynamical phenomena induced by oil and gas production [Prirodno-tekhnogennyye geodinamicheskiye yavleniya, indutsirovannyye razrabotkoy mestorozhdeniy nefi i gaza]. In: *Foundation of new technologies in the petroleum-and-gas industry* [Fundamentalnyy basis novykh tekhnologiy nefyanoy i gazovoy promyshlennosti]. Moscow: Nauka, 2000, pp. 334–344. (Russ.).
24. KUZMIN, Yu.O. Modern superintensive deformations of the Earth's surface in the zones of the platform faults [Sovremennyye superintensivnyye deformatsii zemnoy poverkhnosti v zonakh platformennykh razlomov]. *Geologicheskoye Izucheniye i Ispolzovaniye Nedr*. Moscow: Geoinmmark, 1996, is. 4, pp. 43–53. ISSN 0868-4502. (Russ.).
25. KUZMIN, Yu.O. *Contemporary geodynamic state of subsoil* [Sovremennoye geodinamicheskoye sostoyaniye nedr]. Moscow: Lomonosov Moscow State University, 2000, no. 6, pp. 55–65. ISSN 0236-1493. (Russ.).
26. KUZMIN, Yu.O., A.I. NIKONOV. Geodynamic nature of wells' and pipelines' failure rate [Geodinamicheskaya priroda avariynosti skvazhin i truboprovodnykh system]. In: *Outlooks for development of ecological insurance in the gas industry* [Perspektivy razvitiya ekologicheskogo strakhovaniya v gazovoy promyshlennosti]: collected papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 1998, pp. 315–328. (Russ.).
27. TURANK, K., D. FURMENTRO and A. DENNY. Propagation of waves and demarcation line in rocks [Rasprostraneniye voln i granits razdela v prodakh] In: MORI, V., FURMENTRO D. (eds.). *Rock mechanics in respect of issues in oil exploration and production* [Mekhanika gornykh porod primenitelno k problemem razvedki i dobychi nefi]: collected papers. Translated from English and French. Moscow: Mir, 1994, pp. 176–184. (Russ.).
28. WALSH, J.B. The effect of cracks on the compressibility of rocks. *Journal of Geophysical Research*. 1965, vol. 70, no. 2, pp. 381–411. ISSN 0148-0227.
29. WALSH, J.B., W.F. BRACE. Cracks and pores in rocks. In: *1-er Congres int. de mecanique des roches, Lisbonne*. 25.09–01.10.1966, vol. 1, pp. 643–646.
30. WILLIE, M.R.J., G.H.F. GARDNER, A.R. GREGORY. Studies of elastic wave attenuation in porous media. *Geophysics*. 1962, vol. XXVII, no. 5, pp. 569–589. ISSN 0016-8033.
31. ZHUKOV, V.S. Estimation of reservoir fracture pattern by elastic wave propagation velocity [Otsenka treshchinovatosti kollektora po skorosti rasprostraneniya uprugikh voln]. In: *Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030*: collected sc. articles. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2012, pp. 148–152. (Russ.).
32. TIAB, Dj. and Erle C. DONALDSON. *Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. Translated from English. 2<sup>nd</sup> ed. Moscow: Premium inzhiniring, 2011. (Russ.).
33. AGUILERA, R. Analysis of naturally fractured reservoirs from conventional well log. *Journal of Petroleum Technology*. 1976. SPE-5342-PA, pp. 764-772. ISSN 0149-2136.
34. ZHUKOV, V.S., V.V. MOTORYGIN, Yu.G. PIMENOV et al. Changes of porous space structure in reservoirs of Tala horizon at transition from atmospheric conditions to in-situ ones [Izmeneniya struktury porovogo prostranstva kollektorov talakhsogo gorizonta pri perekhode ot atmosferykh usloviy k plastovym]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2017, no. 2 (30): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 83–92. ISSN 2306-8949. (Russ.).
35. ZHUKOV, V.S., Yu.M. CHURIKOV, V.V. MOTORYGIN. Modification of porous space structure in reservoirs of Dagi horizon at transition from atmospheric conditions to in-situ ones [Izmeneniya struktury porovogo prostranstva kollektorov daginskogo gorizonta pri modelirovaniy plastovykh usloviy]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2017, no. 3 (31): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 238–246. ISSN 2306-9849. (Russ.).
36. ZHUKOV, V.S. Dynamics of physical-mechanical properties of rocks (dynamical petrophysics) [Dinamika fiziko-mekhanicheskikh svoystv gornykh porod (dinamicheskaya petrofizika)]. *Gornyy Informatsionno-Analiticheskiy Bulletin*. 2002, no. 9, pp. 59–63. ISSN 0236-1493. (Russ.).
37. KHRISTIANOVICH, S.A., V.I. KARAYEV, Yu.F. KOVALENKO et al. To increase productivity of oil wells by means of a georipping method [Uvelicheniye produktivnosti nefyanykh skvazhin s pomoshchyu metoda georykhleniya]. In: *Challenges of the plasticity theory and geomechanics* [Problemy teorii plastichnosti i geomekhniki]: to the centenary of the birth of academician S.A. Khristianovich. Moscow: A.Yu. Ishlinskiy Institute for Problems in Mechanics: Nauka, 2008, pp. 381–386. (Russ.).
38. ZHUKOV, V.S., O.V. ISELIDZE. Physical modelling of destruction of wellbottom zones with non-uniform compression of rock samples [Fizicheskoye modelirovaniye razrusheniya prizaboynoy zony skvazhin pri neravnomernom szhatii obraztsov gornykh porod]. In: Proc. of the 3<sup>rd</sup> All-Russia conference "Modern geodynamics of subsoil and environmental-industrial safety of the oil-gas facilities" [Sovremennaya geodinamika nedr i ekologo-promyshlennaya bezopasnost obyektov neftegazovogo kompleksa], Moscow, November 25–29, 2013. Moscow: Department of Earth sciences of RAS: Institute of oil and gas problems of RAS: Institute of Physics of the Earth of RAS: TiRu LLC, 2013, pp. 69–75. (Russ.).

УДК 622.691.24

## Потенциал нижнетриасовых резервуаров Астраханского свода в качестве подземного хранилища кислых газов сепарации

**Е.О. Семёнов<sup>1</sup>, В.А. Захарчук<sup>2</sup>, О.Г. Михалкина<sup>1</sup>, Д.А. Пушкарёва<sup>1\*</sup>**

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 141717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

<sup>2</sup> ООО «Газпром добыча Астрахань», Российская Федерация, 414000, г. Астрахань, ул. Ленина, д. 30

\* E-mail: D\_Pushkareva@vniigaz.gazprom.ru

### Ключевые слова:

Астраханское месторождение, подземное хранилище кислых газов сепарации, надсолевой комплекс, комплексные исследования кернового материала, рентгенофазовый анализ.

**Тезисы.** На данный момент на Астраханском газоконденсатном месторождении сильно снижены темпы добычи в связи с экологическими ограничениями, обусловленными присутствием во флюиде высокотоксичных кислых газов. Увеличить добычу возможно лишь при условии закачки отсепарированных газов в надсолевой непродуктивный комплекс месторождения, что требует его целенаправленного изучения для поиска наиболее герметичных резервуаров.

В статье приводятся новые данные комплексных литолого-минералогических и петрофизических исследований кернового материала нижнетриасовых отложений центральной части Астраханского свода, рассматриваемых в качестве перспективного резервуара для хранения кислых газов сепарации. Исследуемой скважиной вскрыт интервал преимущественно терригенных отложений общей мощностью 157 м, относящийся к нижней части междиапировой мульдовой толщи надсолевого осадочного комплекса. В нижней части интервала вскрыты песчаники мощностью 33 м с высокими фильтрационно-емкостными свойствами, в верхней – толща карбонатно-глинистых отложений мощностью 115 м, представленная чередованием глин карбонатных хрупких с глинами разбухающими. Установлено, что поинтервальная комбинация качественного (глины разбухающие) и мощного (глины карбонатные) флюидоупора позволит удерживать потенциальный флюид в песчаной толще с хорошими фильтрационно-емкостными показателями. Перспективы резервуаров также косвенно подтверждаются притоками из одновозрастных отложений в пределах Сарпинского прогиба, являющегося тектоническим элементом, смежным с более погруженным по сравнению с Астраханским сводом осадочным чехлом.

Уникальное по величине запасов Астраханское газоконденсатное месторождение (АГКМ) является одним из самых крупных не только в европейской части России, но и на всем пространстве Европейского континента. При темпах разработки, присутствующих месторождениям Западной Сибири, оно могло бы обеспечивать ежегодную добычу в объеме 60 млрд м<sup>3</sup> газа, однако фактически реализуется лишь пятая часть этого объема [1]. Основной сдерживающий фактор – экологические ограничения добычи, обусловленные присутствием в пластовом газе высокотоксичных неуглеводородных газов H<sub>2</sub>S и CO<sub>2</sub>, суммарное содержание которых может превышать 50 %.

Увеличение добычи возможно лишь при условии закачки отсепарированных кислых газов в подземные емкости, которыми могут стать либо подсолевые газоносные пласты, либо надсолевые отложения. С экологической точки зрения предпочтительна закачка кислых газов в подсолевой комплекс, однако непреодолимые трудности технического характера (низкие фильтрационно-емкостные свойства и, как следствие, низкая приемистость пласта, аномально высокое пластовое давление и др. факторы) препятствуют развитию данного направления.

Закачка в надсолевой комплекс проще с технической точки зрения, однако требует поиска герметичных подземных емкостей для создания хранилища кислых газов. Поскольку последние 40 лет основной упор при разведке и разработке был сделан на уникальную по запасам и сложности геологического строения базовую башкирскую залежь, строение надсолевого комплекса изучено достаточно слабо. В связи с поставленной задачей утилизации кислых газов принято решение о целенаправленном изучении надсолевого комплекса с отбором керна при бурении глубоких скважин на АГКМ.

В статье приводятся новые данные анализа kernового материала, отобранного из триасовых отложений при бурении в 2016 г. глубокой скважины в пределах левобережной части АГКМ.

### **Геологическое строение юго-западной части Прикаспийской впадины**

Прикаспийская впадина является юго-восточной окраиной докембрийской Восточно-Европейской платформы. Это крупнейшая надпорядковая отрицательная структура, характеризующаяся устойчивым и длительным прогибанием земной коры и мощным осадочным чехлом. Развитие бассейна складывалось в несколько геологических этапов: формирования кристаллического фундамента, накопления терригенно-карбонатного подсолевого палеозойского комплекса, нижнепермской соленосной толщи и верхнепермско-мезо-кайнозойского карбонатно-терригенного надсолевого комплекса. Многочисленные мезо-кайнозойские геотектонические колебания и активный эпикунгурской галокинез обеспечили характерное ячеистое распределение надсолевого комплекса по площади и разрезу (рис. 1). Большая часть верхнепермско-палеогеновых отложений сосредоточена в центральной части региона в мульдах между грядами соляных диапиров, перекрытых плащеобразно залегающими неоген-четвертичными отложениями. Наиболее интенсивно галокинез проявился в районе Сарпинского, Заволжского прогибов и Астраханского свода, где мощность надсолевых отложений достигает 3 км (см. рис. 1а).

Соляная тектоника активно повлияла на формирование залежей в пределах мульдового комплекса. Неоднородность соляных штоков обусловила появление соляных карнизов, козырьков, крутых углов бортов и заливообразных участков, являющихся подходящими структурными элементами для формирования ловушек углеводородов [2, 3]. В то же время под действием диапиризма триасовые отложения испытали растрескивание, увеличивающее проницаемость коллектора и тектонические деформации, сформировавшие разрывные структуры и приуроченные к ним тектонические и экранированные солью ловушки. Разрывные нарушения играют особую роль в формировании нефтегазоносного комплекса: с одной стороны, они обуславливают формирование

залежей, являясь активными проводящими каналами, с другой – влияют на их переформирование и разрушение (см. рис. 1б–г) [3, 4].

Немногочисленные залежи в пределах мезозойских нефтегазовых систем с большой вероятностью сформированы в результате миграции углеводородов из подсолевого комплекса по разрывным нарушениям или бессолевым «окнам». Нефтегазоносность нижнетриасового комплекса, подтвержденная промышленными притоками в Сарпинском прогибе (Шаджинское, Чапаевское, Совхозное и др. месторождения), указывает на герметичность потенциальных резервуаров нижнего триаса в юго-западной части Прикаспийской впадины.

### **Осадконакопление и стратиграфическое деление нижнетриасовых толщ**

Подошвенная часть мульдового комплекса, выполненная верхнепермско-нижнетриасовыми отложениями, сформировалась в континентальных условиях в результате переотложения верхнепермских пород. Осадкообразование происходило в неравномерно минерализованном преимущественно пресноводном бассейне в окислительно-восстановительных условиях. Накопленные отложения четко делятся на два комплекса: повсеместно распространенный красноцветный терригенный континентальный (ершовский и баскунчакский горизонты) и локальный сероцветный известняково-глинистый морской (баскунчакский горизонт). Общая мощность нижнего триаса составляет приблизительно 2000 м, увеличиваясь в северном и северо-западном направлениях [3, 6, 7].

Ершовский горизонт (нижневетлужская серия, индский ярус) сложен циклическими красно-бурыми мелко- и среднезернистыми полимиктовыми песчаниками с линзами конгломератов и прослоями коричневых глин в основании. Переотложенность толщи подтверждается сходством минерального и литологического составов верхнепермских и нижнетриасовых отложений, а также их седиментологической и минералогической зрелостью. Средняя мощность горизонта  $\approx 500$  м [7].

Баскунчакский горизонт (верхневетлужская серия, оленекский ярус) развит шире, чем ершовский, и сложен красновато-бурыми глинами с прослоями полимиктовых среднезернистых песчаников в нижней части. Общая мощность горизонта  $\approx 120$  м. Ближе к юго-западной части Прикаспийской впадины

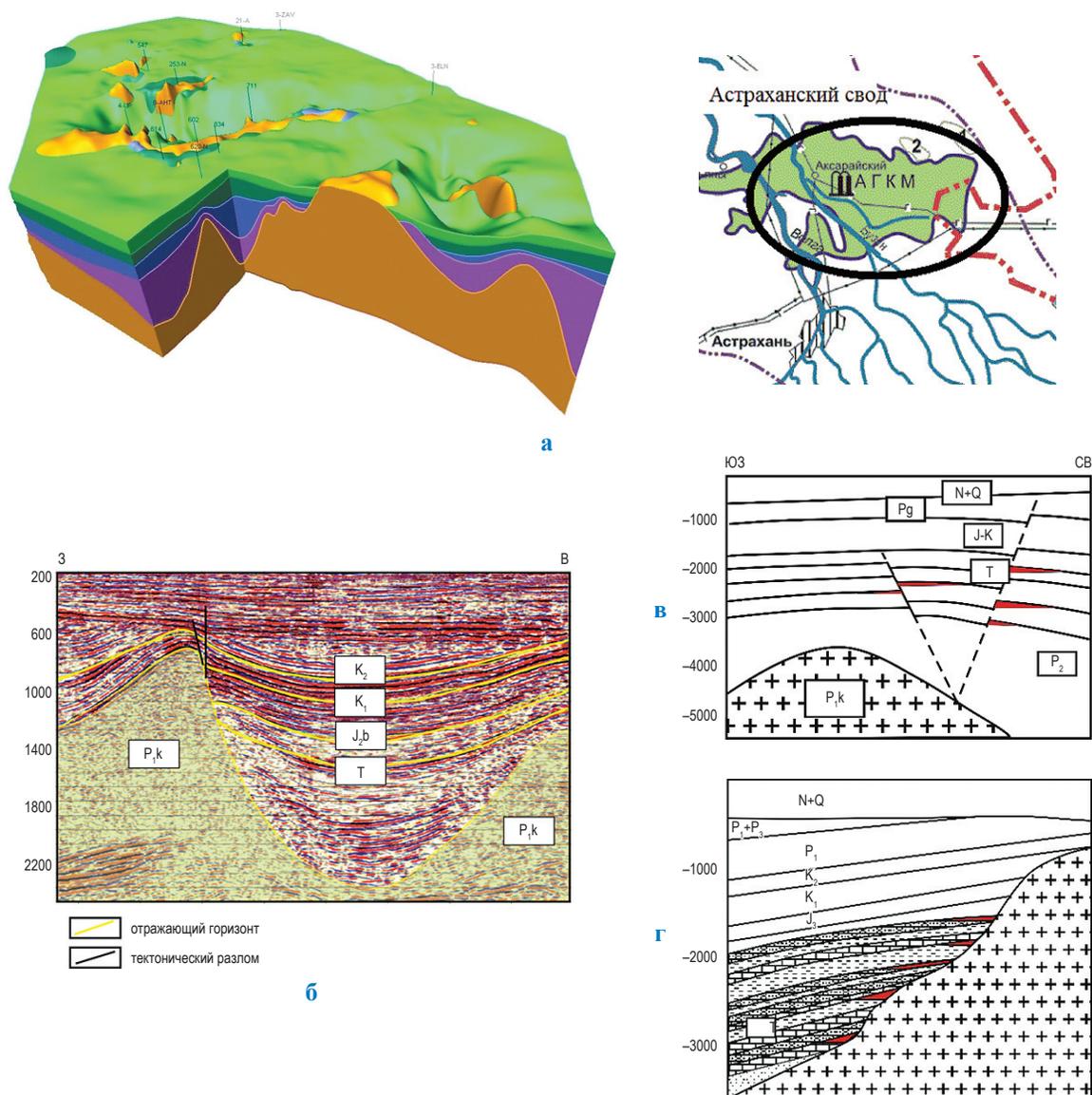


Рис. 1. Общее строение надсолевого комплекса юго-западной части Прикаспийской впадины с примерами ловушек углеводородов для различных тектонических элементов: а – структурные поверхности отложений надсолевого комплекса (Астраханский свод) [2]; б – фрагмент временного разреза Сероглазовской мульды северной части Пойменной площади (Астраханский свод) [5]; в – экранированные соляными диапирами ловушки Воропаевской структуры (Усишинский участок) [4]; г – тектонически экранированные ловушки Бугринского месторождения [4]

в баскунчакском горизонте появляются известково-глинистые отложения, связанные с кратковременной ингрессией моря с юга в середине оленекского века [7].

Потенциал отложений индского и оленекского ярусов в качестве герметичного резервуара подтверждается открытыми месторождениями и притоками нефти и газа из данных отложений в Сарпинском прогибе, что определило выбор рассматриваемого интервала в качестве основного объекта исследования.

### Результаты исследований

По данным геофизических исследований скважин (ГИС), вскрытый разрез четко дифференцируется на два интервала: верхний глинистый (1144,0...1268,0 м) и нижний песчаный (1268,0...1301,0 м), из которых керном охарактеризованы 18 и 6,5 м соответственно. Исследования кернового материала проводились в лабораторных условиях на современном оборудовании с использованием актуальных методик комплекса физико-химических

методов анализа. По результатам исследований глинистый интервал дополнительно разделен на две группы: глины карбонатные в верхней части изученного разреза, глины – в нижней части (рис. 2).

Первая группа карбонатных глин (7,4 м) буровато-красного и зеленоватого оттенка, полиминерального состава, с высоким содержанием криптокристаллического доломита и кальцита. Все отложения зеленовато-бурые

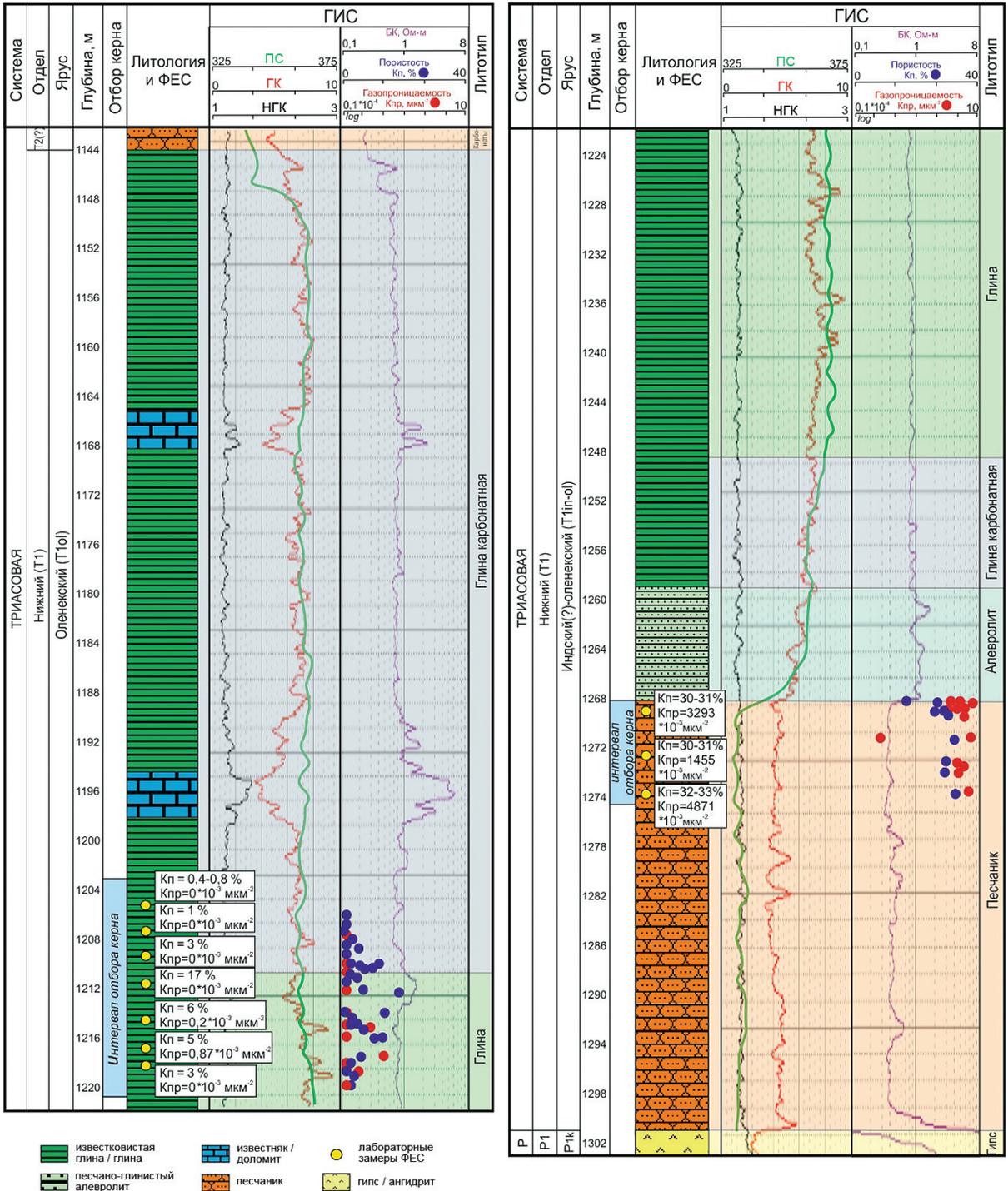


Рис. 2. Литостратиграфическая колонка нижнетриасовых отложений в пределах левобережной части АГКМ с данными ГИС и результатами лабораторных петрофизических исследований:

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;  $K_{п}$  – коэффициент пористости;  $K_{гп}$  – коэффициент газопроницаемости; БК – боковой каротаж; ПС – каротаж потенциала собственной поляризации; ГК – гамма-каротаж; НГК – нейтронный гамма-каротаж

за счет наличия в составе хлорита и местами красновато-бурые за счет послойной примеси гематита. Структура глин пелитовая и алевропелитовая, микротекстура горизонтально и волнисто слоистая, линзовидная, реже массивная и комковато-брекчевидная.

Изучение минералого-петрографического состава пород в тонких петрографических шлифах проводилось оптическим методом на поляризационном микроскопе Olympus BX-51 с анализатором «Керн-С7». По данным микроописания, основная масса породы представлена мелкошешуйчатым глинистым веществом преимущественно гидрослюдисто-хлоритового состава с единичными угловатыми обломками зерен и округлыми выделениями микрокристаллического карбоната размером менее 0,1 мм. Обломки, в процентном отношении составляющие 15...35 %, сложены плохо сортированными и слабо окатанными зернами кварца и полевых шпатов тонкой песчаной и алевроитовой размерности с единичными обломками эффузивных и кремнистых пород, стяжениями пирита и чешуйками мусковита (рис. 3).

Определение общего минерального состава и исследование глинистых минералов проводилось методом рентгеновской дифракции на дифрактометре ARL X'TRA (CuK $\alpha$ -излучение, полупроводниковый Si(Li) детектор). Количественное содержание минералов рассчитывалось в программном комплексе Siroquant v.3 методом Ритвельда, исследование глинистых минералов проводилось согласно ГОСТ 21216-2014<sup>1</sup> [8, 9]. По данным рентгенофазового анализа, суммарное содержание глинистых минералов в образцах карбонатных глин варьируется от 17 до 32,4 % и в среднем составляет 25,2 %. Среднее содержание карбонатных минералов – 40,8 % (29,1 % кальцита и 11,7 % доломита), кварца – 18,8 %, полевых шпатов – 14,3 % (11,1 % альбита и 3,2 % ортоклаза) (рис. 3).

По результатам детального исследования ориентированных препаратов образцов карбонатных глин отмечается наличие каолинита, иллитов, хлорита и смешанослойных минералов иллит-сметкитового ряда (ССМ). Основными глинистыми минералами являются иллиты и ССМ средним содержанием 11,8 и 8,5 % соответственно (см. рис. 3). Иллиты представлены

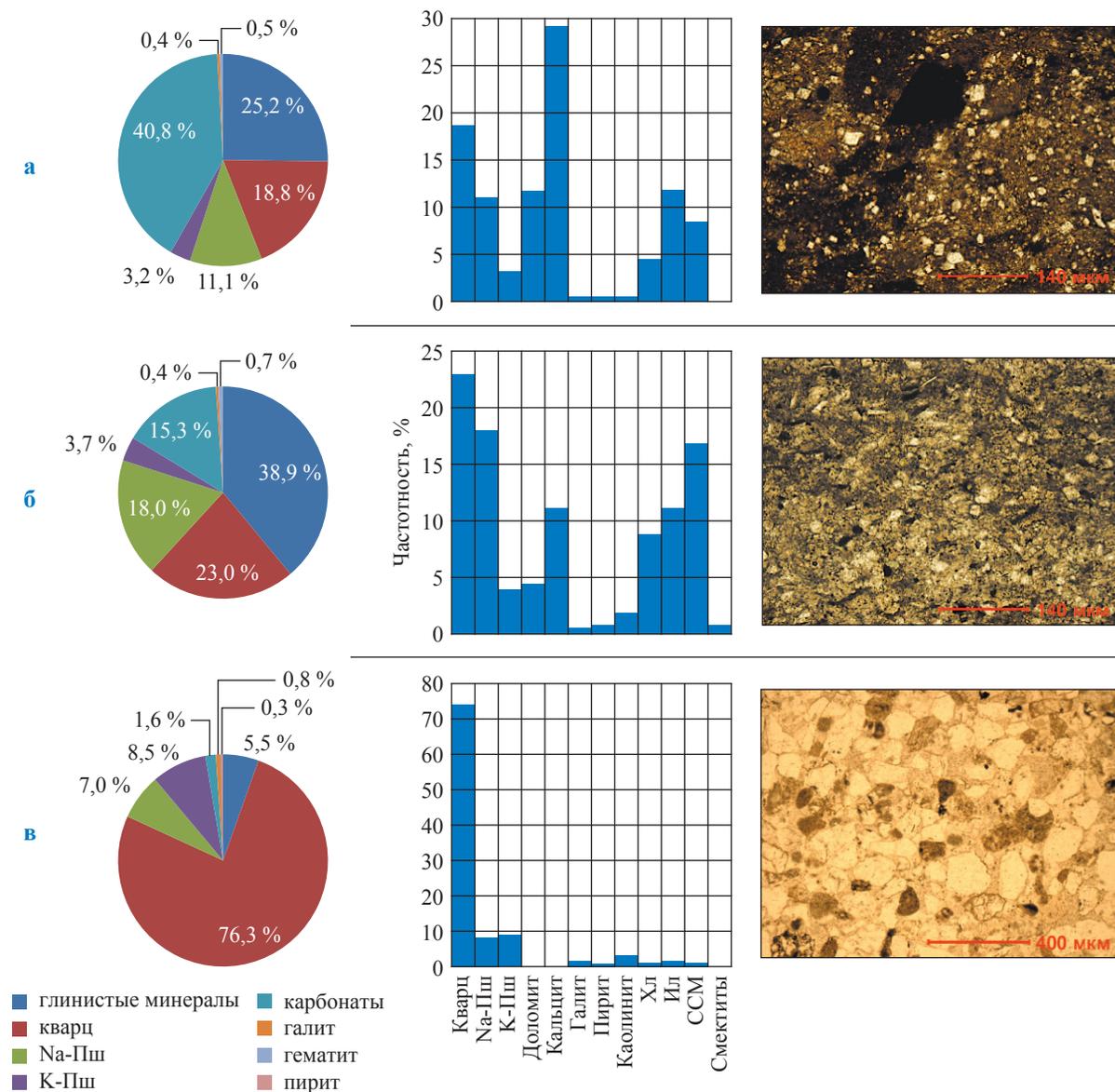
мелкошешуйчатыми слюдами с дефицитом межслоевых катионов, имеют высокую степень преобразованности кристаллической структуры и многочисленные структурные и краевые дефекты. В следовых количествах фиксируются истинные слюды – мусковит. ССМ характеризуются явным преобладанием иллитовых пакетов в кристаллической структуре и не обладают способностью к набуханию (на дифрактограммах насыщенного глицерином и воздушно-сухого препаратов не происходит изменения профиля пика ССМ (рис. 4)). Хлорит представлен магнезиально-железистой формой (при термической обработке препарата первый пик становится больше, в то время как все остальные пропадают) со средним содержанием в породе 4,5 %. Открытая пористость составляет 0,2...11 % (в среднем  $K_{п} = 2\%$ ), проницаемость –  $(0,01...0,25) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (в среднем  $K_{пр} = 10^{-5}$  мкм<sup>2</sup>).

По данным микрофаунистического анализа, проведенного Е.М. Тесаковой, в породе присутствуют остракоды, харофиты, другие палеонтологические остатки, указывающие на принадлежность глин к верхнеолленекскому ярусу нижнего триаса. По минеральному составу и текстурным особенностям интервал глин карбонатных может быть отнесен к терригенной и карбонатно-терригенной сериям бакунчакского горизонта.

Вторая группа глин (10,6 м) характеризуется в основном зеленоватым (за счет наличия в составе хлорита) и местами буровато-красным (за счет послойной примеси гематита) оттенками, полиминеральным составом, горизонтальной, волнистой и линзовидной слоистостью, местами глины брекчированные и биотурбированные. По сравнению с вышележащим слоем в глинах уменьшается содержание карбонатных и увеличивается содержание глинистых минералов, а также изменяется состав глин.

По данным микроописания в шлифах, основная масса породы представлена мелкошешуйчатым глинистым веществом гидрослюдисто-хлоритового состава с единичными угловатыми обломками зерен и округлыми выделениями микрокристаллического карбоната размером менее 0,1 мм. Обломки, составляющие 20...40 %, сложены плохо сортированными и слабо окатанными зернами кварца и полевых шпатов тонкой песчаной и алевроитовой размерности с единичными обломками эффузивных

<sup>1</sup> См. ГОСТ 21216-2014. Сырье глинистое. Методы испытаний. – М.: Стандартинформ, 2015.

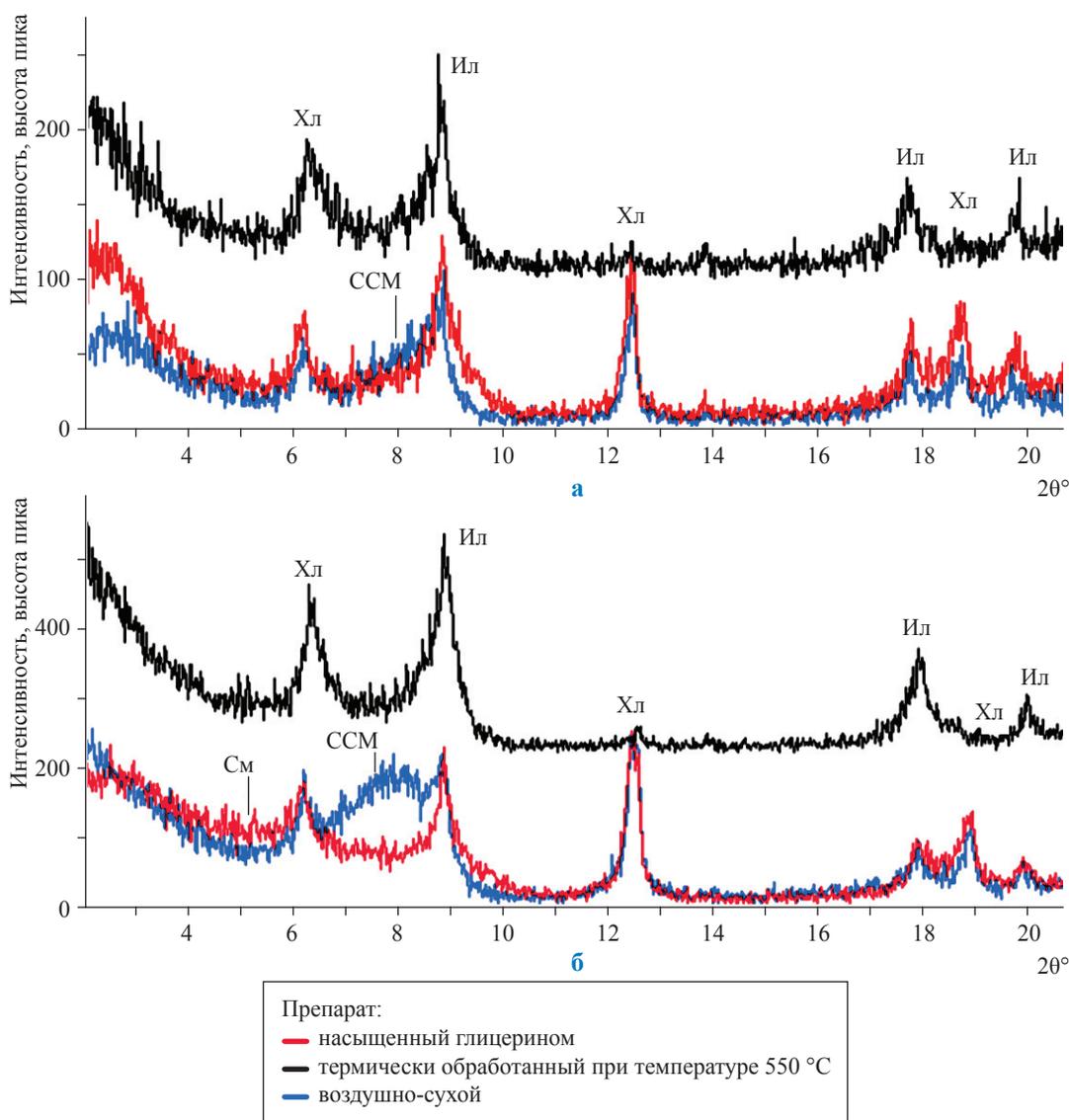


**Рис. 3. Минеральный состав и микрофотографии основных литотипов пород нижнетриасовых отложений в пределах левобережной части АГКМ: а – глины карбонатные,  $n = 6$ , на фото шлиф красновато-бурой алевритисто-карбонатной полиминеральной глины, глубина залегания 1205,8 м; б – глины,  $n = 9$ , на фото шлиф зеленовато-серой глины хлорит-иллит-смешанослойного состава, глубина залегания 1215,8 м; в – песчаники,  $n = 15$ , на фото шлиф серого грауваккового средне-крупнозернистого песчаника, глубина залегания 1268,7 м ( $n$  – количество образцов; Na-Пш – плагиоклазы; К-Пш – калиевые полевые шпаты; Хл – хлорит; Ил – иллиты)**

и кремнистых пород, стяжениями пирита и чешуйками мусковита (см. рис. 3).

По данным рентгенофазового анализа, суммарное содержание глинистых минералов в образцах находится в диапазоне 31,2...49,3 % и в среднем составляет 38,9 %. Среднее суммарное содержание карбонатных минералов – 15,3 % (11 % кальцита и 4,3 % доломита), кварца – 23 %, полевых шпатов – 21,7 % (18 % альбита и 3,7 % ортоклаза) (см. рис. 3).

В результате исследования ориентированных препаратов отмечается наличие каолинита, иллитов, хлорита, смектитов и ССМ. Среди глинистых минералов преобладают неупорядоченные ССМ иллит-смектитового состава (16,7 %) с явным преобладанием смектитовых пакетов в кристаллической структуре, характеризующихся высокой способностью к набуханию. В образцах также присутствуют смектиты (монтмориллонит), содержание



**Рис. 4. Дифрактограммы ориентированных препаратов глинистых минералов (а – глины карбонатные; б – глины), выделенные из образцов ядра (фракция 0,01 мм): СМ – смектиты;  $\theta$  – угол отражения**

которых в среднем для пород составляет 0,7 % (см. рис. 3). На дифрактограммах после насыщения воздушно-сухого препарата глицерином пропадает рефлекс ССМ, что указывает на внедрение в межслоевой промежуток глицерина и набухание кристаллической структуры с разрушением структуры для ССМ и появлением рефлекса для смектитов (см. рис. 4). Иллиты и магнезиально-железистый хлорит имеют кристаллическую структуру с низкой степенью совершенства (мелкокристаллические), их среднее содержание составляет 11,0 и 8,8 % соответственно. Открытая пористость составляет 0,5...18 % (в среднем 5 %), прони-

цаемость – от  $10^{-5}$  до  $0,9 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (в среднем  $0,3 \cdot 10^{-4}$  мкм<sup>2</sup>).

По результатам микрофаунистического анализа, глины относятся к верхнеолленекскому ярусу нижнего триаса. По минеральному составу и текстурным особенностям глины, предположительно, соответствуют терригенной серии баскунчакского горизонта.

Песчаники нижней части рассматриваемого интервала (6,5 м) гравийные, светло-серые и серые, высокопористые, слабоглинистые, слабо консолидированные. Структура – от среднеспаммитовой до мелкоцефитовой, преобладают средне-крупнопсаммитовые разности.

Для песчаников характерны разнонаправленные косослоистые текстуры временных потоков с градацией обломочного материала внутри серий.

По данным микроскопического исследования, песчаники относятся к группе граувакковых аркоз и полевошпат-кварц-граувакковых пород. Основные породообразующие минералы сложены нерегенерированным кварцем (50...65 %), полевыми шпатами (12...20 %) и обломками пород (25...30 %) – яшм, кварцитов, кремней, слюдисто-кремнистых сланцев, реже эффузивных пород. Зерна плохой и средней сортировки, средней степени окатанности. Цементирующая часть составляет в среднем 5 % от общей площади шлифа, в некоторых интервалах достигая 20 %. Преобладает неравномерный поровый и порово-пленочный глинистый цемент (2...5 %), реже встречается островной точечный мозаичный карбонатный цемент (1...2 %).

Среди глинистых минералов присутствуют каолинит, иллит, хлорит и ССМ. Основным компонентом глинистого цемента является мелкокристаллический каолинит, имеющий среднюю степень совершенства кристаллической структуры. Иллиты мелкокристаллические, представлены слюдами с дефицитом межслоевых катионов, демонстрируют высокую степень преобразованности кристаллической структуры. ССМ в породе находятся в следовых количествах: в кристаллической структуре преобладают иллитовые пакеты, не имеющие способности к набуханию. В песчаниках не зафиксировано наличия смектитов (см. рис. 3).

Песчаники имеют хорошо развитую связанную поровую систему с крупными, равномерно распределенными межзерновыми порами неправильной формы диаметром от 0,03 до 0,3 мм, в среднем 0,05...0,1 мм. Открытая пористость составляет 16...33 % (в среднем 25 %), проницаемость – от 0,5 до 11,3 мкм<sup>2</sup> (в среднем 3 мкм<sup>2</sup>).

По результатам микрофаунистического анализа однозначно сделать заключение о возрасте песчаников затруднительно, поскольку остракоды рассматриваемого интервала переотложены и трудноопределимы. Отложения нижнетриасовые, предположительно относятся к оленекскому ярусу и соответствуют баскунчакскому горизонту.

## Результаты исследований

Оценка качества нижнетриасовых резервуаров проводилась комплексно с учетом литолого-минералогических и петрофизических характеристик отложений. Высокие ФЕС песчаников обусловлены преобладанием нерегенерированных зерен кварца, незначительным количеством карбонатно-глинистого цемента и присутствием неразбухающих глин в его составе, что приводит к сохранению хороших ФЕС при контакте цемента с флюидом. Учитывая комплексные данные ГИС, результаты лабораторных исследований и данные, опубликованные другими исследователями, можно экстраполировать параметры изученного коллектора на все песчаные отложения, вскрытые рассматриваемой скважиной АГКМ. Таким образом, общая мощность перспективного раннетриасового коллектора составляет 33 м.

Согласно лабораторным исследованиям в глинистых породах выделяются два отдельных литотипа, характеристики которых также можно экстраполировать на весь глинистый разрез общей мощностью 115 м. Учитывая характерное изменение данных ГИС, можно предположить, что глинистая толща будет состоять из двух интервалов глин карбонатных и одного интервала глин, разбухающих между ними (см. рис. 2). По данным ГИС, глинистые отложения отделяются от песчаников переходной алевролитовой толщей с тонкими прослоями песчаников и глин общей мощностью 9 м.

Доломит-кальцитовая примесь в глинах первого литотипа объясняется небольшой удаленностью рассматриваемой области осадконакопления от южных участков с активной ингрессией моря в среднеоленекское время. Особенностью глинистых пород второго литотипа является явно выраженная способность к набуханию глинистых минералов при взаимодействии с флюидом за счет значительного содержания разбухающих ССМ и наличия смектитов, что указывает на раннюю стадию процесса иллитизации смектитов. Смектиты и набухающие ССМ обладают не только высокой емкостью катионного обмена, но и способностью увеличения объема минерала (внутрикристаллическое набухание структуры) за счет внедрения в межслоевую промежуток гидратированных катионов. Это приводит не только к образованию диффузного слоя на поверхности частиц, но и к заполнению пустотного пространства, что делает породу

пластичной и непроницаемой для флюида [10]. Чередование названных литотипов позволяет считать баскунчакские глины надежной покрышкой, определяемой поинтервальной комбинацией качественного (глины) и мощного (глины карбонатные) флюидоупора.

\*\*\*

Комплексные лабораторные и геофизические данные указывают на перспективность нижнетриасовых отложений в качестве резервуара для подземного хранения газов сепарации. Песчаные коллекторы АГКМ имеют хорошие ФЕС, позволяющие вмещать и удерживать флюид под мощной, местами разбухающей глинистой покрышкой в пределах пластовых тектонически экранированных ловушек. Данные о ФЕС резервуара косвенно подтверждаются промышленными притоками из нижнетриасовых отложений Сарпинского прогиба, поскольку Астраханский свод и Сарпинский прогиб являются смежными тектоническими элементами, сформировавшимися в пределах единого осадочного бассейна. Однако Сарпинский прогиб отличается большей глубиной залегания триасовых отложений ( $\approx 6$  км), что делает резервуары в этом регионе непригодными объектами для утилизации кислых газов.

Полученные данные в дальнейшем могут обеспечить рост объемов добычи газа на АГКМ в случае выявления надежно изолированных ловушек большой емкости в надсолевом комплексе за счет использования технологии закачки кислых газов. Помимо этого, новые комплексные исследования кернового материала из непродуктивного разреза могут быть использованы при создании геологического наряда при бурении новых эксплуатационных скважин. Оперативная оценка геологической ситуации при бурении и оптимизация параметров бурового раствора позволит избежать значительных материальных затрат при ликвидации осложнений и простое скважины.

## Список литературы

1. Барсуков Ю. Астраханская нефтяная платформа: обз. инф. / Ю. Барсуков // Guide (Астраханская область). Приложение № 42 от 30.09.2014. – С. 7.
2. Фёдорова Н.Ф. Надсолевой комплекс юго-западной части Прикаспийской впадины – перспективный объект поисков углеводородов / Н.Ф. Фёдорова, А.Н. Бармин, И.В. Быстрова // Известия Уральского государственного горного университета. – 2016. – № 2. – С. 19–24.
3. Калягин С.М. Особенности геологического строения и нефтегазоносность юго-западной части Прикаспийской впадины / С.М. Калягин. – Астрахань: АГТУ, 2004.
4. Мишанин С.И. Типы ловушек надсолевого комплекса Астраханского Прикаспия / С.И. Мишанин // Вестник Астраханского государственного технического университета (АГТУ). – Астрахань: АГТУ, 2008. – № 6 (47). – С. 102–107.
5. Дуванова М.Е. Особенности геологического строения и нефтегазоносность надсолевого комплекса центральной части Астраханского свода / М.Е. Дуванова, М.В. Фадеев // Геология, география и глобальная энергия. – 2013. – № 1. – С. 89–97.
6. Дмитриевский А.Н. Системный литолого-генетический анализ нефтегазоносных осадочных бассейнов / А.Н. Дмитриевский. – М.: Наука, 1982. – 230 с.
7. Яночкина З.А. Палеогеография и условия осадконакопления Каспийского бассейна седиментации в триасовый период / З.А. Яночкина, В.В. Липатова. – Саратов, 1991. – Деп. ВИНТИ 25.01.1991.
8. Номенклатура слюд: заключительный доклад подкомитета по слюдам Комиссии по новым минералам и названиям минералов // Записки Российского минералогического общества. – 1998. – № 5. – С. 55–65.
9. Guggenheim S. Summary of recommendations of nomenclature committees relevant to clay mineralogy: report of the Association internationale pour l'étude des argiles (aipea) Nomenclature committee for 2006 / S. Guggenheim, J.M. Adams, D.C. Bain et al. // Clays and clay minerals. – 2006. – Т. 54. – № 6. – С. 761–772.
10. Осипов В.И. Глинистые покрывки нефтяных и газовых месторождений / В.И. Осипов, В.Н. Соколов, В.В. Еремеев. – М.: Наука, 2001. – 238 с.

## Potential of the Lower-Triassic reservoirs of Astrakhan anticlinal fold as an underground storage for acid separator gases

Ye.O. Semenov<sup>1</sup>, V.A. Zakharchuk<sup>2</sup>, O.G. Mikhalkina<sup>1</sup>, D.A. Pushkareva<sup>1\*</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

<sup>2</sup> Gazprom Dobycha Astrakhan, Bld. 30, Lenina street, Astrakhan, 414000, Russian Federation

\* E-mail: D\_Pushkareva@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** Nowadays, the gas production at Astrakhan gas-condensate field is considerably reined due to the environmental limitations substantiated by presence of highly toxic acid gases in its fluid. Increase of production is possible only in case of pumping of the separator gases into the suprasalt not-productive sequence of the field, which requires targeted studies to select the most hermetic reservoirs.

The article reveals the new results of the complex lithologic-mineralogical and petrophysical research of the Lower-Triassic cores from the central part of Astrakhan anticlinal fold. The cognominal sediments are supposed to be a promising storage for the acid separator gases. A studied well has broached an interval of primarily terrigenous 157 m thick sediments, belonging to a lower part of an inter-diapiric corrie series of a suprasalt sequence. In a lower part of the interval the 33 m thick highly porous and well permeable sandstones have been found, and in its upper part there has been a 115 m thick limestone-clay series represented by rotation of limestone and swelling clays. It is stated that an interval combination of a qualitative fluid seal (swelling clays) and a bold fluid seal (limestone clays) will make a potential fluid stay in a sandy series with good porosity-permeability rates. Potential of these reservoirs is also implicitly confirmed by the inflows from the coeval rocks within the framework of the Sarpinskiy's downfold contiguous to a sedimentary cover which is submerged deeper than Astrakhan anticlinal fold.

**Keywords:** Astrakhan gas-condensate field, underground storage of acid separator gases, suprasalt sequence, complex studies of cores, X-ray diffraction analysis.

### References

1. BARSUKOV, Yu. Astrakhan oil platform [Astrakhanskaya neftyanaya platforma]: review. *Guide (Astrakhan Region)*. Supplement no. 42 dated 30.09.2014, p. 7. (Russ.).
2. FEDOROVA, N.F., A.N. BARMIN, I.V. BYSTROVA. Suprasalt sequence at the south-western part of Peri-Caspian Depression as a promising hydrocarbon-bearing object [Nadsolevoy kompleks yugo-zapadnoy chasti Prikaspiyskoy vpadiny – perspektivnyy obyekt poiskov uglevodorodov]. *Izvestiya Uralskogo Gosudarstvennogo Gornogo Universiteta*. 2016, no. 2, pp. 19–24. ISSN 2307-2091. (Russ.).
3. KALYAGIN, S.M. Special geological structure and the oil-gas-bearing capacity of the south-western part of Peri-Caspian Depression [Osobennosti geologicheskogo stroeniya i neftegazonosnost yugo-zapadnoy chasti Prikaspiyskoy vpadiny]. Astrakhan: Astrakhan State Technical University, 2004. (Russ.).
4. MISHANIN, S.I. Types of the suprasalt sequence's traps at the Peri-Astrakhan part of the Caspian Sea Region [Tipy lovyshchek nadsolevogo kompleksa Astrakhanskogo Prikaspiya]. *Vestnik Astrakhanskogo Gosudarstvennogo Tekhnicheskogo Universiteta*. 2008, no. 6 (47), pp. 102–107. ISSN 1812-9498. (Russ.).
5. DUVANOVA, M.Ye., M.V. FADEYEV. Special geological structure and the oil-gas-bearing capacity of the suprasalt sequence in the central part of the Astrakhan anticlinal fold [Osobennosti geologicheskogo stroeniya i neftegazonosnost nadsolevogo kompleksa tsentralnoy chasti Astrakhanskogo svoda]. *Geologiya, Geografiya i Globalnaya Energiya*. 2013, no. 1, pp. 89–97. ISSN 2077-6322. (Russ.).
6. DMITRIYEVSKIY, A.N. *Lithologic-genetic systems analysis of oil-gas bearing sedimentary basins* [Sistemnyy litologo-geneticheskiy analiz neftegazonosnykh osadochnykh basseynov]. Moscow: Nauka, 1982. (Russ.).
7. YANOCHKINA, Z.A., V.V. LIPATOVA. *Paleogeography and provisions for sedimentation in the Caspian sedimentary basin during Triassic period* [Paleografiya i usloviya osadkonakopleniya Kaspiyskogo basseyna sedimentatsii v triasovyy period]. Saratov, 1991. Deposited in the All-Russia Institute of Scientific and Technical Information, 25 Jan. 1991, no. 505-B91. (Russ.).
8. Nomenclature of micas: final report of the subcommittee on micas of the Commission on new minerals and mineral names [Nomenklatura slyud: zaklyuchitelnyy doklad podkomiteta po slyudam Komissii po novym mineralam i nazvaniyam mineralov]. *Zapiski Rossiyskogo Mineralogicheskogo Obshchestva*. 1998, no. 5, pp. 55–65. ISSN 0869-6055. (Russ.).
9. GUGGENHEIM, S., J.M. ADAMS, D.C. BAIN et al. Summary of recommendations of nomenclature committees relevant to clay mineralogy: report of the Association internationale pour l'étude des argiles (aiepa) Nomenclature committee for 2006. *Clays and Clay Minerals*. 2006, vol. 54, no. 6, pp. 761–772. ISSN 0009-8604.
10. OSIPOV, V.I., V.N. SOKOLOV, V.V. YEREMEYEV. Clayish caps of oil and gas fields [Glinistyye pokryshki neftnykh i gazovykh mestorozhdeniy]. Moscow: Nauka, 2001. (Russ.).

УДК 622.257.122

## Сравнительный анализ свойств тампонажного камня, сформированного различными способами из портландцемента ПЦТ I-G-CC1

**А.Ф. Соколов<sup>1\*</sup>, В.С. Жуков<sup>1</sup>, С.Г. Рассохин<sup>1</sup>, В.М. Троицкий<sup>1</sup>, А.В. Мизин<sup>1</sup>, В.П. Ваньков<sup>1</sup>, А.Е. Алеманов<sup>1</sup>, О.М. Монахова<sup>1</sup>, Е.О. Семёнов<sup>1</sup>, О.В. Иселидзе<sup>1</sup>, О.Г. Михалкина<sup>1</sup>, В.А. Коновалов<sup>1</sup>, Т.А. Перунова<sup>1</sup>**

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

\* E-mail: AF\_Sokolov@vniigaz.gazprom.ru

### Ключевые слова:

тампонажный камень, компьютерная томография, эффективная проницаемость, ртутная порометрия, рентгенофазовый анализ, деформационно-прочностные свойства.

**Тезисы.** Работа посвящена результатам комплексных сравнительных исследований свойств стандартизованных образцов тампонажного камня, сформированных из портландцемента ПЦТ I-G-CC1 в атмосферных условиях и в условиях, моделирующих пластовые, на основе существующих стандартов. Свойства созданных образцов исследованы различными методами, а именно: ртутной порометрии (распределение пор по размерам), рентгеновской дифракции (фазовый состав исходного цемента и образцов тампонажного камня), одноосного сжатия и растяжения (изучение динамики деформационно-прочностных свойств образцов тампонажного камня и сопоставление их с прочностью пород продуктивных горизонтов), компьютерной томографии (визуализация внутреннего строения и определение плотностных характеристик материала тампонажного камня).

Комплекс сравнительных исследований позволяет тестировать различные предлагаемые составы тампонажных растворов перед использованием в реальных горно-геологических условиях месторождений углеводородов с целью повышения качества цементирования скважин на заключительном этапе строительства.

В целях увеличения добычи нефти и газа необходимо повышать качество строительства нефтяных и газовых скважин. Цементирование, одна из операций крепления скважин на заключительном этапе их заканчивания, решает следующие задачи: изоляции проницаемых горизонтов; предотвращения заколонных перетоков пластовых флюидов; удержания обсадной колонны в подвешенном состоянии; создания разобщающих экранов, препятствующих обводнению продуктивных горизонтов; создания высокопрочных мостов в скважине; изоляции поглощающих горизонтов; упрочнения стенок скважины в осыпавшихся породах.

Для решения задач повышения качества цементирования скважин с учетом геологических условий применения необходимо проводить лабораторные исследования, моделирующие цементирование как продуктивных, так и вышележащих пластов, с целью изучения свойств тампонажного камня в зависимости от условий его формирования.

Объектом исследования выбран портландцемент ПЦТ I-G-CC-1<sup>1</sup> – тампонажный, высокой сульфатостойкости, для низких и нормальных (15...50 °С) температур, бездобавочный, с нормированными требованиями при водоцементном отношении 0,44. Технологические свойства тампонажного раствора, приготовленного из марки цемента ПЦТ-I-G-CC-1, должны соответствовать ГОСТ 26798.2-96. Цементное тесто приготавливалось с использованием дистиллированной воды<sup>2</sup> по методике, изложенной

<sup>1</sup> См. ГОСТ 1581-96. Портландцементы тампонажные. Технические условия; СТО Газпром 7.3-013-2014. Документы нормативные для строительства скважин. Тампонажные растворы. Методы испытаний; ГОСТ 26798.1-96. Цементы тампонажные типов I-G и I-H. Методы испытаний; ГОСТ 26798.2-96. Цементы тампонажные типов I-G и I-H. Методы испытаний.

<sup>2</sup> См. ГОСТ 6709-72. Вода дистиллированная. Технические условия.

в СТО Газпром 7.3-013-2014. Далее формировали тампонажный камень следующими шестью способами:

- в атмосферных условиях без контакта с породой пласта:

- 1) по методике ООО «Газпром ВНИИГАЗ» – твердение на воздухе;

- 2) согласно СТО Газпром 7.3-042-2016<sup>3</sup> – влажное твердение;

- в пластовых условиях по методикам ООО «Газпром ВНИИГАЗ»:

- 3) без контакта с породой пласта – твердение на воздухе;

- 4) без контакта с породой пласта – влажное твердение;

- 5) в контакте с породой пласта – твердение на воздухе;

- 6) в контакте с породой пласта – влажное твердение.

По истечении  $30 \pm 2$  ч с момента затворения тампонажного раствора образцы-цилиндры извлекали из формы и оставшееся время (до  $48 \pm 2$  ч) хранили либо на воздухе (твердение на воздухе), либо в эксикаторе, заполненном водой (влажное твердение). Исследования полученных образцов проводились при комнатной температуре. Исследовались:

- структура образцов (компьютерная рентгеновская томография);
- эффективная проницаемость образцов для газа азота;
- структура порового пространства (ртутная порометрия);
- минералогический состав (рентгенофазовый анализ);
- деформационно-прочностные свойства (изменения во времени в процессе твердения).

### Томографические исследования структуры образцов тампонажного камня

Методом компьютерной рентгеновской томографии на компьютерном томографе керна РКТ-225 ПЛ проведены скрининговые исследования сформированных разными способами образцов тампонажного камня (рис. 1–3). С помощью качественного и количественного анализов сделаны выводы об относительной плотности материала образцов, а также

наличии и размерах каверн (остаточных пузырей) в структуре образцов.

Образцы тампонажного камня, сформированные в атмосферных и пластовых условиях без контакта с породой пласта (см. рис. 1 и 2), имеют каверны диаметром от 0,2...0,5

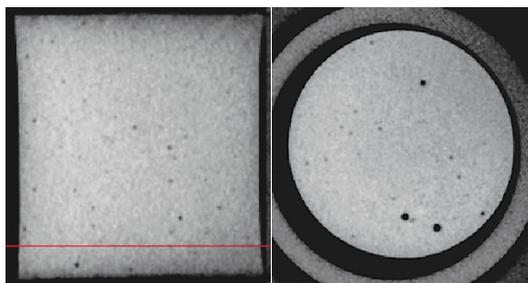


Рис. 1. Томограммы продольного (слева) и поперечного (справа) сечений образца тампонажного камня, сформированного в атмосферных условиях без контакта с породой пласта (твердение на воздухе)

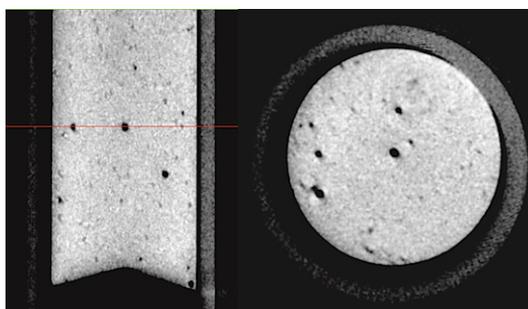


Рис. 2. Томограммы продольного (слева) и поперечного (справа) сечений образца тампонажного камня, сформированного в пластовых условиях без контакта с породой пласта (твердение на воздухе)

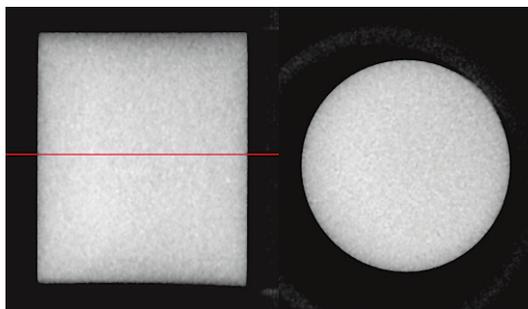


Рис. 3. Томограммы продольного (слева) и поперечного (справа) сечений образца тампонажного камня, сформированного в пластовых условиях в контакте с породой пласта (твердение на воздухе)

<sup>3</sup> См. СТО Газпром 7.3-042-2016. Документы нормативные для строительства скважин. Тампонажные растворы. Методика определения газопроницаемости тампонажного камня.

до 1,5 мм. Образец тампонажного камня, сформированный в пластовых условиях в контакте с породой пласта (см. рис. 3), имеет однородную структуру.

### Эффективная проницаемость образцов тампонажного камня для газа азота

Из образцов тампонажного камня (рис. 4), сформированных различными способами, изготовлены стандартные образцы длиной ( $L$ ) и диаметром ( $D$ ) приблизительно по 30 мм. Измерения эффективной проницаемости стандартных образцов для азота проводились на фильтрационной установке при эффективном давлении 19 МПа (перепад давления на образце составил 250 кПа). Измерения первого образца начаты спустя 48 ч после затворения цемента водой. За время измерений изменились его геометрические размеры (табл. 1): боковая поверхность приняла форму однополостного гиперболоида (рис. 5). В дальнейшем все измерения эффективной проницаемости образцов проводили по истечении не менее 7 сут с момента затворения цемента.

Результаты измерения эффективной проницаемости образцов тампонажного камня для

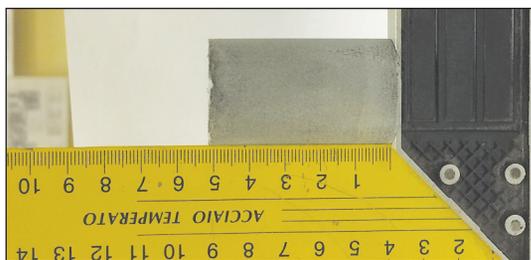


Рис. 4. Образец тампонажного камня после извлечения из формы через 48 ч с момента затворения цемента

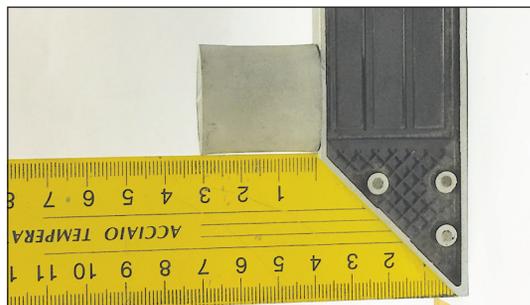


Рис. 5. Стандартный образец тампонажного камня после измерения эффективной проницаемости при эффективном давлении 19 МПа

азота представлены в табл. 2. Образцы, сформированные при пластовых условиях в контакте с породой пласта (при влажном твердении и на воздухе), непроницаемы для азота при существующих на нефтегазоконденсатных месторождениях градиентах давления.

Таблица 1

#### Изменение параметров образца тампонажного камня при измерении фазовой проницаемости для азота при эффективном давлении

Параметр	Исходное значение	Конечное значение
$L$ , мм	32,05	31,20
$D$ , мм	29,05	29,00 (торцы образца); 28,20 (середина образца)
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,8282	1,9742

Таблица 2

#### Изменение во времени эффективной проницаемости образцов тампонажного камня для азота

Способ формирования тампонажного камня (см. ранее)	Время с момента затворения цемента, сут	Эффективная проницаемость для азота, мД
1	9	2,0280
	16	2,0690
	21	2,0370
	28	2,0290
	41	1,9210
2	10	0,2930
	15	0,3830
	22	0,4070
	29	0,4950
	37	1,4440
3	51	1,6880
	8	0,0360
	16	0,2530
	23	0,1440
	29	0,1640
4	37	0,1730
	49	0,1800
	11	0,0000
	18	0,0380
	25	0,0026
5	32	0,0640
	40	0,1950
	53	0,1170
	7	0,0008
	14	0,0007
6	21	0,0007
	28	0,0006
	7	0,0000
	14	0,0000
	21	0,0000
6	28	0,0000

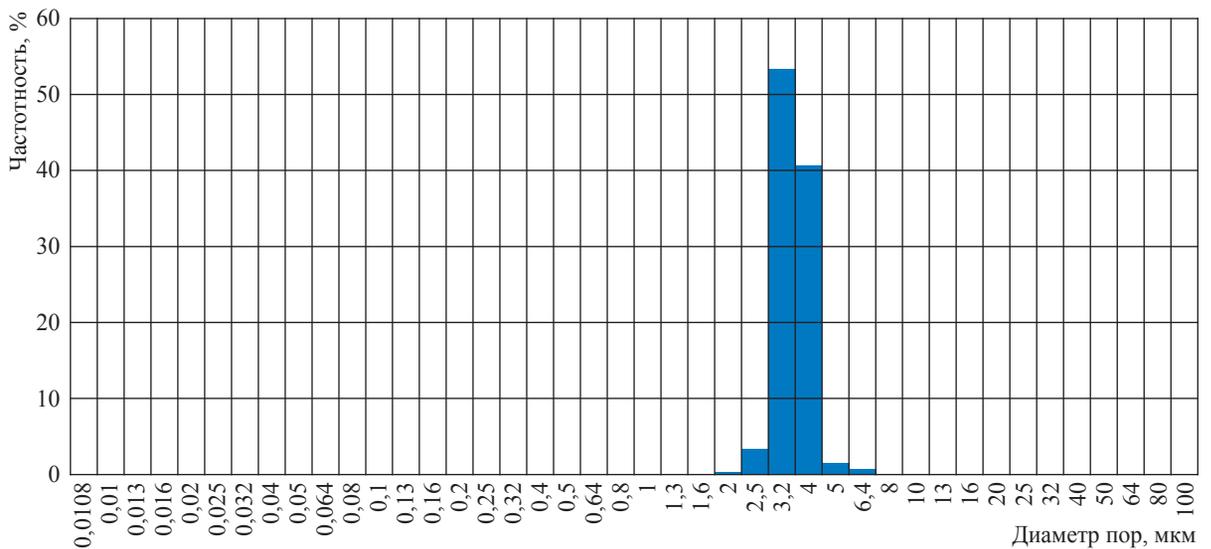
**Структура порового пространства образцов тампонажного камня**

Структура порового пространства образцов тампонажного камня исследовалась методом ртутной порометрии на ртутном порометре AutoPore IV с рабочим давлением 60 тыс. psi (414 МПа), позволяющем определять объем пор в твердых материалах и распределение пор по размерам в диапазоне 360...0,003 мкм с помощью вдавливания ртути в поры образца под давлением.

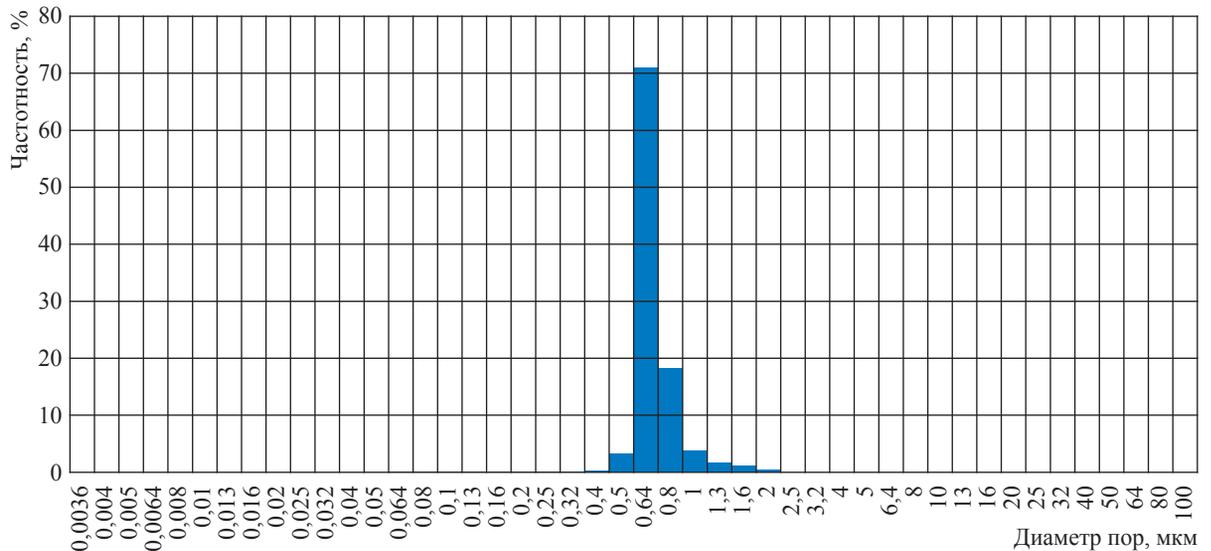
Результаты экспериментального изучения пяти образцов тампонажного камня,

сформированного в различных условиях, представлены на рис. 6–10 и в табл. 3. Исследование показало, что в целом все образцы обладают довольно высокой пористостью от 10,6 до 11,8 % и характеризуются однородным тонкопоровым строением.

Образцы, сформированные 1-м и 2-м способами, (см. табл. 3) обладают однородной структурой. При этом образец, сформированный в условиях влажного твердения (2-й способ), характеризуется более тонкопоровым строением. Средневзвешенный по объему пустотного пространства размер пор для условий



**Рис. 6. Распределение пор по размерам в образце тампонажного камня, сформированного 1-м способом (см. ранее)**



**Рис. 7. Распределение пор по размерам в образце тампонажного камня, сформированного 2-м способом (см. ранее)**

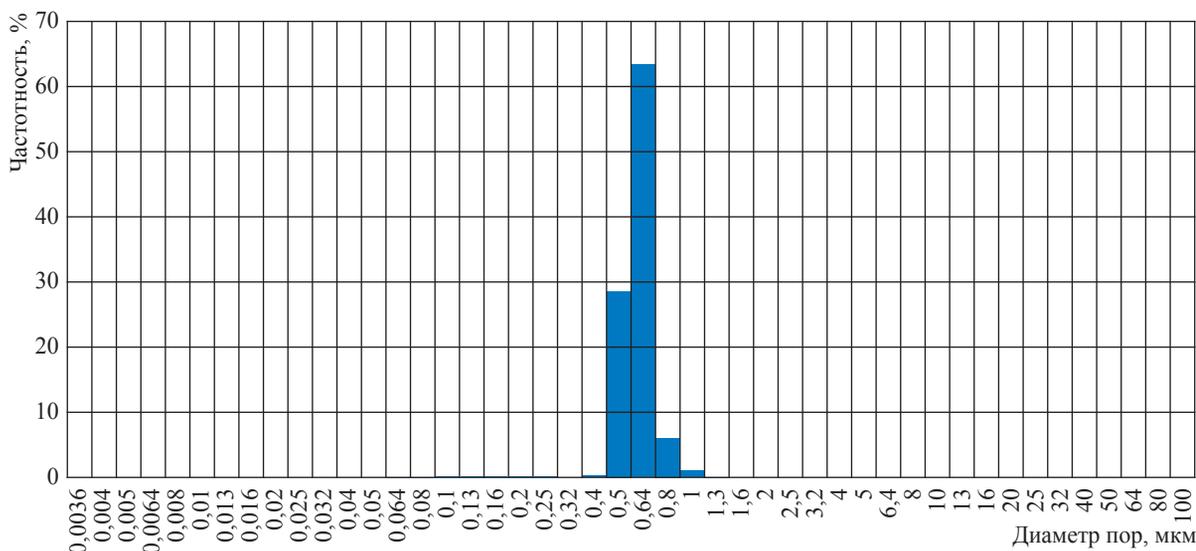


Рис. 8. Распределение пор по размерам в образце тампонажного камня, сформированного 3-м способом (см. ранее)

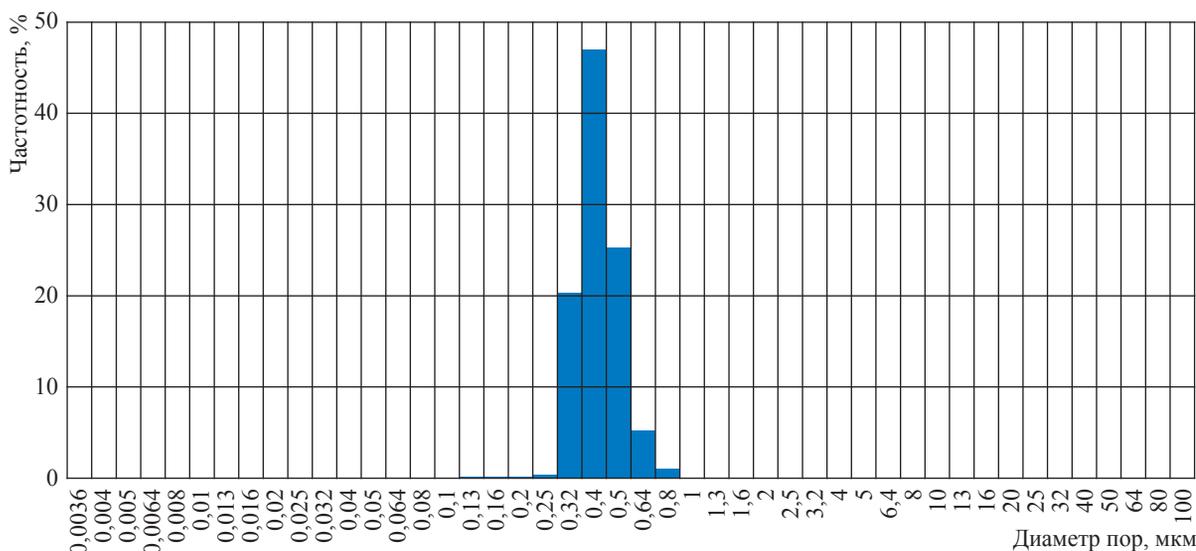


Рис. 9. Распределение пор по размерам в образце тампонажного камня, сформированного 4-м способом (см. ранее)

влажного твердения составляет 0,7 мкм, для условий твердения на воздухе – 3,54 мкм.

Образцы, сформированные в пластовых условиях (всесторонний обжим) без контакта с породой пласта (3-й, 4-й способы) обладают однородной структурой (см. табл. 3). При этом образец, сформированный в условиях влажного твердения (4-й способ), имеет более тонкопоровое строение. Средневзвешенный по объему пустотного пространства размер пор для условий влажного твердения составляет 0,42 мкм, для условий твердения на воздухе – 0,6 мкм.

Образец тампонажного камня, сформированный в пластовых условиях в непосред-

ственном контакте с керновым материалом и в условиях твердения на воздухе (5-й способ), обладает наиболее тонкопоровым строением (см. табл. 3). В поровом пространстве данного образца тампонажного камня содержится значительная группа ультратонких пор размером менее 0,32 мкм, составляющая 40 % от всего объема пор. В поровом пространстве других исследованных образцов поры размером менее 0,32 мкм отсутствуют.

Таким образом, изучение строения пустотного пространства образцов тампонажного камня, сформированных в различных условиях, показало, что наиболее тонкопоровым

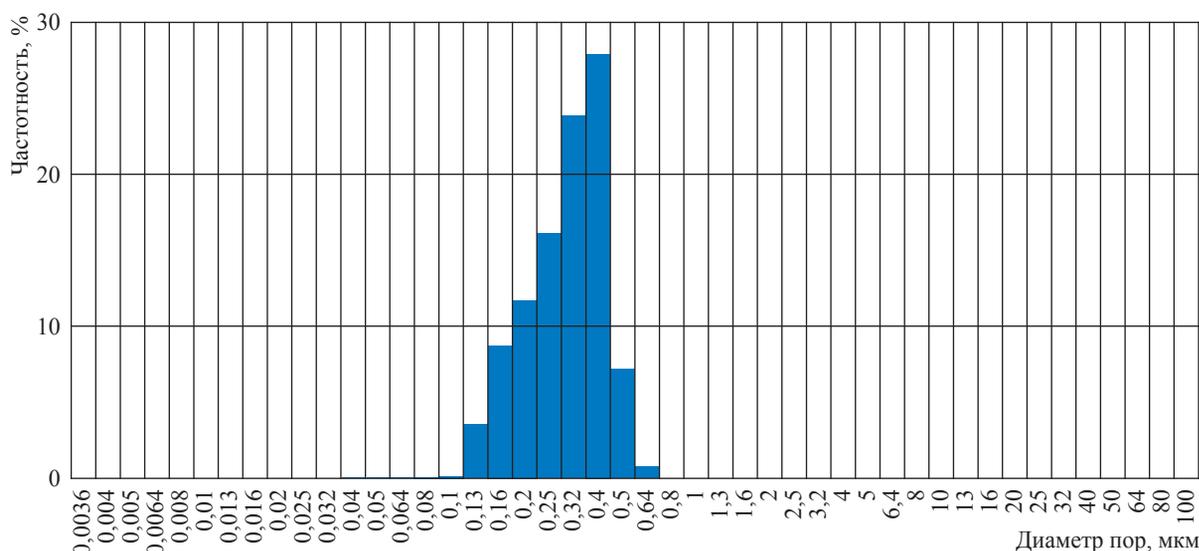


Рис. 10. Распределение пор по размерам в образце тампонажного камня, сформированного 5-м способом (см. ранее)

Таблица 3

Результаты исследования структуры порового пространства образцов тампонажного камня

Способ формирования тампонажного камня (см. ранее)	Пористость, %	Диапазон изменения размеров пор, мкм	Модальный размер пор, мкм	Средневзвешенный по объему пустотного пространства размер пор, мкм
1	11,8	6,4...2,0	3,20	3,54
2	10,6	1,6...0,5	0,64	0,7
3	11,1	1,0...0,5	0,64	0,6
4	10,8	0,64...0,32	0,40	0,42
5	10,1	0,5...0,13	0,40	0,31

строением обладает образец, находившийся в процессе формирования в пластовых условиях в контакте с керновым материалом.

### Фазовый состав цемента и образцов тампонажного камня

Фазовый состав портландцемента и образцов тампонажного камня определялся методом рентгеновской дифракции на дифрактометре ARL X'TRA (CuK $\alpha$ -излучение, полупроводниковый Si (Li) детектор) согласно ASTM C1365-06<sup>4</sup>. Содержание кристаллических фаз рассчитывалось в программном комплексе Siroquant 3.0 методом Ритвельда путем моделирования экспериментальной дифрактограммы с наилучшим приближением «теория – эксперимент». Соотношение кристаллических и аморфных фаз в образцах оценивалось

по сумме интегральных интенсивностей кристаллических фаз и аморфной составляющей, в качестве стандарта истинного фона использовалась дифрактограмма исходного негидратированного портландцемента.

Методом рентгеновской дифракции определен минеральный состав используемого портландцемента тампонажного марки ПЦТ I-G-CC1 (бездобавочный, с нормированными требованиями, водоцементное отношение 0,44, высокосульфатостойкий) (табл. 4). По минералогическому составу сульфатостойкий тампонажный цемент ПЦТ I-G-CC1 соответствует требованиям ГОСТ 1581-96.

В химии цемента термин «гидратация» означает все те изменения, которые происходят, когда безводный цемент или одну из составляющих его фаз смешивают с водой. Происходящие при этом химические реакции обычно более сложны, чем простые превращения безводных соединений в соответствующие гидраты [1].

<sup>4</sup> См. ASTM C1365-06. Standard test method for determination of the proportion of phases in Portland cement and Portland-cement clinker using X-Ray powder diffraction analysis.



можно объяснить нарушением водоцементного отношения из-за присутствия породы пласта.

По данным рентгенофазового анализа можно сделать заключение, что при формировании образцов тампонажного камня в барических и атмосферных условиях, а также в контакте и без контакта с породой пласта состав продуктов гидратации не меняется. Присутствие породы пласта исключает процессы карбонатизации тампонажного камня. Контакт с породой пласта в процессе формирования тампонажного камня в основном влияет на глубину гидратации цемента вследствие нарушения водоцементного соотношения и на процессы кристаллизации при твердении тампонажного камня. Вероятно, при кристаллизации в барических условиях в контакте с породой пласта формируется более прочная пространственная структура за счет увеличения числа контактов между частичками. Для объяснения кинетики процесса гидратации и формирования свойств тампонажного камня в пластовых условиях в контакте с породой пласта необходимо провести дополнительные исследования.

### Деформационно-прочностные характеристики образцов тампонажного камня

Основная задача данных экспериментальных исследований – сравнить динамику деформационно-прочностных свойств различных (см. ранее) образцов тампонажного камня. Испытания образцов на определение предела прочности на сжатие, модуля Юнга, коэффициента Пуассона и пластичности проводились в соответствии с ГОСТ 28985-91<sup>5</sup>; определение их предела прочности на растяжение проводилось в соответствии с ГОСТ 21153.3-85<sup>6</sup> на модернизированном испытательном прессе ИП 6011-500-01 с наибольшей предельной нагрузкой 500 кН (50 т) и номинальной ценой единицы наименьшего разряда при индикации нагрузки 0,01 кН.

Пределы допускаемой погрешности при измерении нагрузки составляли  $\pm 1$  % от измеряемой нагрузки. Номинальная цена единицы наименьшего разряда при измерении

перемещения – 0,001 мм, пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении перемещения –  $\pm 0,002$  мм при перемещениях до 12 мм. Измерения поперечной и продольной деформаций образцов проводились с помощью датчиков часового типа производства фирмы Mitutoyo с ценой деления 0,001 мм.

По каждой из перечисленных выше методик одновременно изготавливались партии из пяти-шести образцов. Поскольку 70 % прочности тампонажный камень достигает на 28-е сутки после затворения цемента водой, испытания образцов проводились в этот период, а именно: один образец из партии испытывался на 3-тй сутки после затворения, а последующие – на 7-е, 14-е, 21-е и 28-е сутки после затворения. На рис. 11, 12 представлены графические результаты деформационно-прочностных испытаний образцов тампонажного камня, сформированных в атмосферных и пластовых условиях (влажное твердение и твердение на воздухе) без контакта с породой пласта, с образцами, сформированными в пластовых условиях в контакте с породой пласта (твердение на воздухе).

Образцы, сформированные в атмосферных условиях при твердении на воздухе и в присутствии влаги, достигали максимальной прочности на сжатие соответственно на 21-е и 14-е сутки, на растяжение – на 14-е и 21-е сутки с момента затворения портландцемента водой (см. рис. 11, 12). Дальнейшего повышения прочности на сжатие при влажном твердении не отмечено и, начиная с четырнадцатых-пятнадцатых суток с момента затворения портландцемента водой, образцы имели близкие значения прочности (25...30 МПа). Аналогичное сопоставление изменений во времени прочности на растяжение (см. рис. 12) подтвердило эти выводы: значения прочности на растяжение образцов, сформированных в условиях влажного твердения и твердения на воздухе, достигают максимальных значений (около 4 МПа) и близки на четырнадцатые-пятнадцатые сутки.

Испытания партии образцов, сформированных в условиях, моделирующих пластовые, без контакта с породой пласта при твердении на воздухе и в условиях влажного твердения, показали, что в этом случае максимальной прочности на сжатие и растяжение образцы, сформированные при твердении на воздухе, достигали на 14-е сутки с момента затворения портландцемента водой (см. рис. 11, 12).

<sup>5</sup> См. ГОСТ 28985-91. Породы горные. Метод определения деформационных характеристик при одноосном сжатии.

<sup>6</sup> См. ГОСТ 21153.3-85. Породы горные. Метод определения предела прочности при одноосном растяжении.

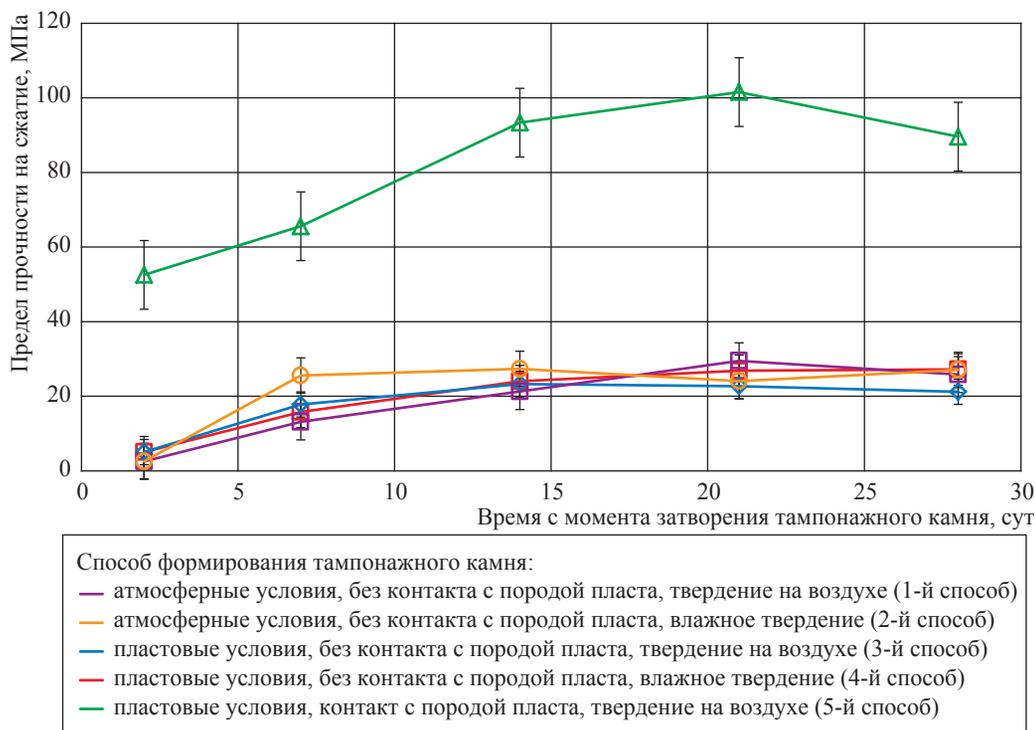


Рис. 11. Сравнительный анализ изменений во времени прочности на сжатие образцов тампонажного камня, сформированных разными способами (см. ранее)

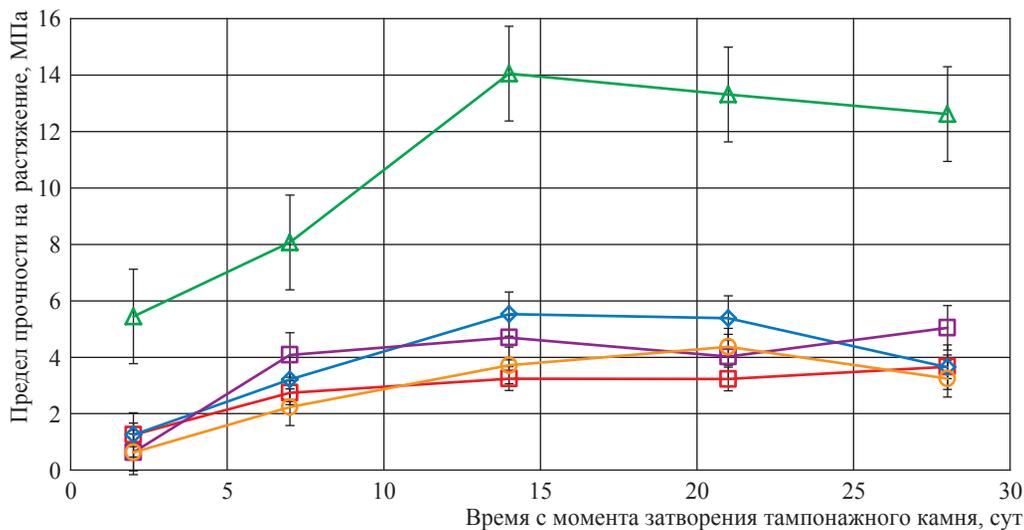


Рис. 12. Сравнительный анализ изменений во времени прочности на растяжение образцов тампонажного камня, сформированных разными способами: см. экспликацию к рис. 11

Причем твердение на воздухе приводило к снижению прочности после 14 сут, а при влажном твердении прочность продолжала расти вплоть до 28-х суток и, возможно, далее.

Начиная с четырнадцатых-пятнадцатых суток после затворения портландцемента водой, дальнейшего повышения прочности на сжатие не было отмечено для образцов, сформированных в пластовых условиях

и в условиях влажного твердения без контакта с породой пласта, и образцы имели близкие значения (25...30 МПа) прочности (см. рис. 11). Значения прочности на растяжение образцов, сформированных в условиях влажного твердения и твердения на воздухе, оказались близкими ( $\approx 4$  МПа) уже на четырнадцатые-пятнадцатые сутки (см. рис. 12).

При формировании образцов тампонажно-го камня в пластовых условиях в контакте с породой пласта в период застывания цемента отмечено увеличение их прочности на сжатие с 20...25 до 100 МПа; прочность на растяжение возросла с 3...5 до 14 МПа.

Графики корреляции деформации и напряжения позволили рассчитать изменения модуля Юнга, коэффициента Пуассона (определен статическим способом) и коэффициента пластичности в зависимости от времени с момента затворения цемента водой для образцов, сформированных в пластовых условиях в контакте с горной породой (рис. 13). Пластичность увеличивается со временем, достигая значения 2,5 на 21-е сутки, а затем начинает снижаться. Следует отметить, что в целом пластичность тампонажного камня невысокая, так как чисто хрупкое разрушение образцов происходит, когда коэффициент пластичности равен единице. Аналогичным образом изменяются модуль Юнга и коэффициент Пуассона: они растут вплоть до 21-х суток с момента затворения цемента, а затем отмечается снижение их значений. Значения коэффициентов Пуассона в диапазоне 0,1...0,15 характерны для хрупких материалов.

Таким образом, сопоставление результатов испытаний на прочность образцов тампонажного камня, сформированных в различных условиях, показывает, что только при формировании тампонажного камня в условиях,

моделирующих пластовые, и в контакте с горной породой в условиях твердения на воздухе образцы тампонажного камня достигают наибольшей прочности приблизительно 100 МПа.

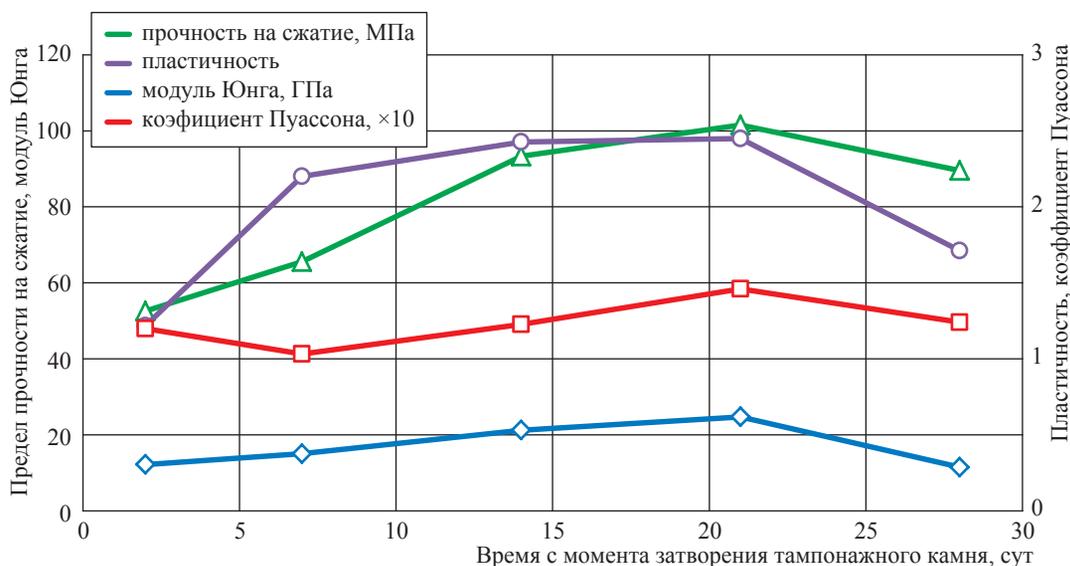
На основании комплексных экспериментальных исследований и сравнительного анализа свойств образцов тампонажного камня, сформированных различными способами из портландцемента ПЦТ I-G-CC1, сделаны некоторые выводы.

1. Результаты скрининговых исследований образцов тампонажного камня методом компьютерной рентгеновской томографии (томограф РКТ-225 ПЛ) позволяют сделать вывод об относительной плотности материала образцов, наличии и размерах каверн в структуре образцов.

2. При существующих градиентах давления на нефтегазоконденсатных месторождениях образцы тампонажного камня, сформированные при пластовых условиях в контакте с породой пласта (при влажном твердении и на воздухе), непроницаемы для газа азота.

3. Изучение строения пустотного пространства образцов тампонажного камня, сформированных в различных условиях, показало, что наиболее тонкопоровым строением обладает образец, сформированный в пластовых условиях в контакте с породой пласта (твердение на воздухе).

4. По результатам изучения фазового состава исходного цемента и образцов



**Рис. 13. Изменения во времени прочности на сжатие, упругих модулей и пластичности образцов, сформированных при моделировании пластовых условий в контакте с горной породой**

тампонажного камня методом рентгеновской дифракции на дифрактометре ARL X'TRA:

- определен фазовый состав исходного цемента и образцов тампонажного камня;
- выявлены новообразованные фазы в виде кальцита и портландита (СН) в тампонажных камнях, сформированных в атмосферных и пластовых условиях без контакта с породой пласта. В образцах тампонажного камня, сформированных в пластовых условиях в контакте с породой пласта, кальцит отсутствует, что свидетельствует о высоком качестве тампонажного камня;

- определена степень гидратации кристаллических фаз в образцах тампонажного камня: 54...60 % для образцов, сформированных в пластовых условиях в контакте с породой пласта, против 66...78 % для остальных образцов;
- для объяснения кинетики процесса гидратации и формирования свойств тампонажного камня в пластовых условиях в контакте с породой пласта вследствие нарушения водоцементного соотношения необходимо провести дополнительные исследования.

5. Сравнение изменений во времени деформационно-прочностных свойств различных образцов тампонажного камня показало, что:

- образцы, сформированные в атмосферных и пластовых условиях (твердение влажное

на воздухе) без контакта с породой пласта, достигают максимальных значений прочности (25...30 МПа) на 14-е...15-е сутки и в дальнейшем меняются лишь незначительно, имея близкие значения прочности;

- значения прочности на растяжение образцов, сформированных в условиях влажного твердения и твердения на воздухе, почти сравниваются уже на 14-е...15-е сутки ( $\approx 4$  МПа) и в дальнейшем также слабо меняются;

- только при формировании тампонажного камня в условиях, моделирующих пластовые, в контакте с породой пласта с последующим твердением на воздухе он достигает наибольшей прочности  $\approx 100$  МПа. Время роста прочности составляет от 14 до 21 сут;

- полученные значения коэффициента Пуассона 0,10...0,15 характерны для хрупких материалов, пластичность тампонажного камня невысокая, коэффициент пластичности не превышает 2,5.

6. Для обоснования технических решений при строительстве скважин в различных горно-геологических условиях целесообразно учитывать весь комплекс проведенных исследований.

### Список литературы

1. Тейлор Х. Химия цемента / Х. Тейлор; пер. с англ. – М.: Мир, 1996. – 560 с.

## Comparative analysis of properties of the grout samples formed in various ways from the I-G-CC1 portland cement

A.F. Sokolov<sup>1</sup>\*, V.S. Zhukov<sup>1</sup>, S.G. Rassokhin<sup>1</sup>, V.M. Troitskiy<sup>1</sup>, A.V. Mizin<sup>1</sup>, V.P. Vankov<sup>1</sup>, A.Ye. Alemanov<sup>1</sup>, O.M. Monakhova<sup>1</sup>, Ye.O. Semenov<sup>1</sup>, O.V. Iselidze<sup>1</sup>, O.G. Mikhalkina<sup>1</sup>, V.A. Kononov<sup>1</sup>, T.A. Perunova<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: AF\_Sokolov@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** The article reveals the results of the complex comparative tests of the standardized grout samples made of the portland cement I-G-CC1. Behavior of the prepared grout samples has been tested both in the atmospheric and in the modelled in-situ conditions in accordance with the legal standards of various measurement techniques, namely: mercury injection (pore size distribution); X-ray diffraction analysis (phase composition of the initial cement and the grout-stone samples); monoaxial compression and extension (dynamics of the stress-strain behavior of the grout and its referencing with the real properties of rocks from the productive horizons); computer tomography (visualization of the inner structure of the grout material and determination of its density).

Theses complex measurements enable testing of different suggested grouting mortars before they are applied for real geological conditions of hydrocarbon fields, and are aimed at improving of well completion quality.

**Keywords:** grouting mortar, computer tomography, efficient permeability, mercury injection porosimetry, X-ray diffraction analysis, stress-strain behavior.

### References

1. TAYLOR, H.F.W. *Cement chemistry* [Khimiya tsementa]. Translated from English. Moscow: Mir, 1996. (Russ.).

УДК 552.5:53

## Влияние водонасыщенности на изменение физических свойств коллектора

**В.С. Жуков<sup>1\*</sup>, И.В. Плешков<sup>1</sup>**

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

\* E-mail: V\_Zhukov@vniigaz.gazprom.ru

**Тезисы.** Экспериментальное определение физических свойств горных пород в условиях, моделирующих пластовые, имеет большое значение как для подсчета запасов и интерпретации данных геофизических исследований скважин, так и для подготовки проектов разработки месторождений углеводородов. Исследование в контролируемых условиях процессов изменения физических свойств коллектора позволяет не только достоверно определять их, но и оценить динамику этих изменений в зависимости от термобарических условий в пласте и водонасыщенности горных пород.

Данная работа посвящена оценке зависимости физических свойств коллекторов дагинского горизонта шельфа Сахалина от их водонасыщенности путем создания в горной породе остаточной водонасыщенности и сопоставления свойств этой породы в состоянии остаточной и полной водонасыщенности. Исследованы изменения петрофизических параметров частично водонасыщенных горных пород в процессе роста эффективного давления и получены оценки этих изменений.

Исследовались 280 образцов песчаников и алевролитов дагинского горизонта, залегающих на глубинах от 2742 до 2900 м: 240 шт. – с полным или частичным насыщением моделью пластовой воды, 40 шт. – сухих, для измерения проницаемости по газу. Диапазон изменений в атмосферных условиях для пористости составлял от 2,9 до 33,4 %, для проницаемости по газу – от 2,91 до 1557 мД.

На основании проведенных исследований можно сделать вывод о том, что в условиях, моделирующих пластовые, с ростом средних значений остаточной водонасыщенности с 0,25 до 1,00 среднее удельное электрическое сопротивление снижается с 19,6 до 2,24 Ом·м (88,6 %), а скорости распространения продольных и поперечных волн растут – с 3,21 до 3,42 км/с (6,54 %) и с 1,68 до 2,08 км/с (23,8 %) соответственно. При росте остаточной водонасыщенности снижается эффективная проницаемость как в атмосферных, так и в пластовых условиях. Необходимо провести дополнительные экспериментальные испытания образцов в термобарических условиях, моделирующих пластовые, для уточнения изменений, которые описываются степенными или экспоненциальными уравнениями. Эти данные могут быть использованы как для оценки изменений пластовых условий в процессе разработки месторождения по данным каротажа, так и для оценки степени изменения продуктивных горизонтов.

В процессе разработки месторождений нефти и газа зачастую увеличивается содержание воды в пласте-коллекторе, что приводит к изменению его физических свойств. Для оценки влияния водонасыщенности на физические свойства коллектора проведены сопоставления физических свойств образцов дагинского горизонта, в которых поровое пространство полностью насыщено моделью пластовой жидкости, и образцов с остаточной водонасыщенностью.

Исследовались образцы (280 шт.) песчаников и алевролитов дагинского горизонта, залегающего на глубинах от 2742 до 2900 м. Диапазон изменений в атмосферных условиях для пористости составил от 2,9 до 33,4 %, для проницаемости по газу – от 2,91 до 1557 мД. Двести сорок образцов насыщали моделью пластовой воды, на 40 образцах измерялась проницаемость по газу.

Коэффициент остаточного водонасыщения породы  $K_{во}$ , определенный прямым способом (по керну, отобранному при бурении с раствором на безводной основе) или косвенными методами (центрифугированием, с полупроницаемыми мембранами и т.д.), должен быть откорректирован с учетом пластовых условий. Если принять, что основное изменение  $K_{во}$  происходит из-за деформации порового пространства

**Ключевые слова:**

горная порода, пористость, проницаемость, остаточная водонасыщенность, скорость продольных волн, удельное электрическое сопротивление.

породы при выбуривании керна за счет снятия эффективного напряжения, то можно записать:

$$K_{\text{во.пл}} = K_{\text{во.атм}} (K_{\text{п.атм}}/K_{\text{п.пл}}), \quad (1)$$

где  $K_{\text{во.пл}}$  – коэффициент остаточной (неснижаемой) водонасыщенности, соответствующий пластовым условиям;  $K_{\text{во.атм}}$  – та же величина, определенная прямым или одним из косвенных методов в атмосферных (лабораторных) условиях;  $K_{\text{п.атм}}$ ,  $K_{\text{п.пл}}$  – коэффициенты пористости породы соответственно в атмосферных условиях и с учетом эффективного давления на глубине залегания.

Остаточная водонасыщенность создавалась в образцах с помощью центрифугирования. В основе метода центрифугирования лежит действие на образец центробежных сил, возникающих при вращении образца керна в центрифуге. Вначале с увеличением числа оборотов ротора центрифуги вода вытесняется из крупных пор. При дальнейшем увеличении частоты вращения ротора вода вытесняется из пор меньшего размера. С некоторого момента повышение числа оборотов перестает влиять на количество воды, остающейся в порах. Эту воду и считают остаточной.

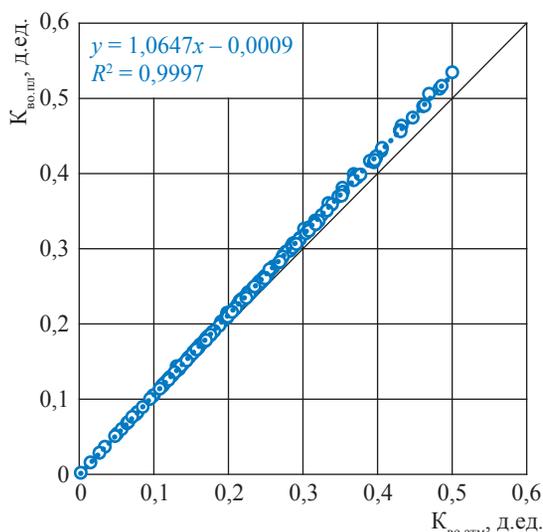
Методики определения физических свойств образцов горных пород в атмосферных условиях и при моделировании пластовых условий подробно описаны в ГОСТах<sup>1</sup> и научной литературе [1, 2]. По этим методикам определяли изменения объема порового пространства, сжимаемости порового пространства, коэффициента пористости при моделировании пластовых условий, объемного веса (плотности) при моделировании пластовых условий, скорости прохождения упругих волн, электрического сопротивления, параметра насыщения.

**Результаты экспериментальных исследований.** Измеренные и рассчитанные данные, а именно коэффициент пористости, объемная плотность, удельное электрическое сопротивление ( $УЭС$ ), параметр насыщения,

скорости распространения упругих волн, а также  $K_{\text{во}}$  образцов, были собраны в сводную таблицу по скважинам в соответствии с условиями измерения (пластовые и атмосферные). Поскольку первичные значения  $K_{\text{во}}$  получены в атмосферных условиях, появилась необходимость их пересчета для пластовых условий (рис. 1) в соответствии с формулой (1). Пересчет основан на том, что объем воды в поровом пространстве не изменяется, а пористость при переходе от атмосферных к пластовым условиям немного уменьшается [3–5].

Известно, что  $УЭС$  сильно зависит от содержания в поровом пространстве воды. Природные растворы, заполняющие поры и трещины, проводят ток значительно лучше, чем минеральный скелет горных пород, поэтому по мере роста увлажненности электрическое сопротивление уменьшается в разы [6, 7]. Рис. 2 свидетельствует о логичном снижении  $УЭС$  с ростом водонасыщенности: достоверность аппроксимации для пластовых условий ( $R^2 = 0,71$ ) выше, чем для атмосферных ( $R^2 = 0,46$ ), возможно, по причине закрытия части трещин и повышения роли межзерновой пористости [8]. Значения  $R^2$  для пластовых условий достаточно высокие. Таким образом, видно, что процесс обводнения пласта (повышения  $K_{\text{во}}$ ) даже при сохраняющемся эффективном давлении приводит к снижению  $УЭС$ .

Авторами также проведено сопоставление зависимости  $УЭС$  при остаточной и 100%-ной



**Рис. 1. Взаимосвязь коэффициентов остаточной водонасыщенности в атмосферных и пластовых условиях:**  
 $R$  – достоверность аппроксимации

<sup>1</sup> См. ГОСТ 26450.1-85. Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением; ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации; ГОСТ 25494-82. Породы горные. Метод определения удельного электрического сопротивления; ГОСТ 21153.7-75. Породы горные. Метод определения скоростей распространения упругих продольных и поперечных волн.

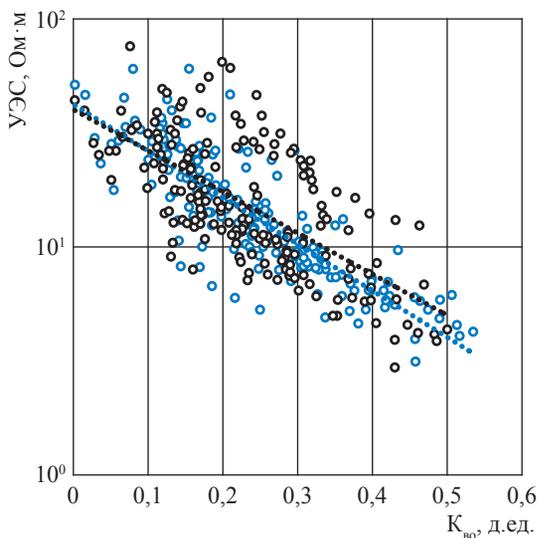
водонасыщенности от пористости в пластовых условиях (рис. 3). В данном случае хорошая достоверность аппроксимации ( $R^2 = 0,90$ ) отмечена только для УЭС образцов со 100%-ной водонасыщенностью, а для УЭС образцов с частичной водонасыщенностью достоверность аппроксимации низкая ( $R^2 = 0,09$ ). Это связано с неполным заполнением порового пространства водой и сложной структурой токопроводящих каналов. Рис. 3 еще раз подтверждает высказанное выше предположение о том, что процесс обводнения пласта (повышения  $K_{во}$ ) даже при сохраняющемся эффективном давлении приводит к снижению УЭС. Проведенные исследования показывают, что в условиях, моделирующих пластовые, с ростом средних значений водонасыщенности с остаточной (25,0) до полной (1,00) среднее значение УЭС снижается с 19,6 до 2,24 Ом·м (88,6 %).

Порода, содержащая нефть и/или газ, будет иметь более высокое удельное сопротивление, чем та же самая порода, насыщенная только пластовой водой, и чем выше насыщенность пор водой, тем ниже удельное сопротивление породы. Данная связь удельного сопротивления

породы с ее водонасыщенностью, выражаемая параметром насыщения, широко используется для выделения зон, содержащих углеводороды.

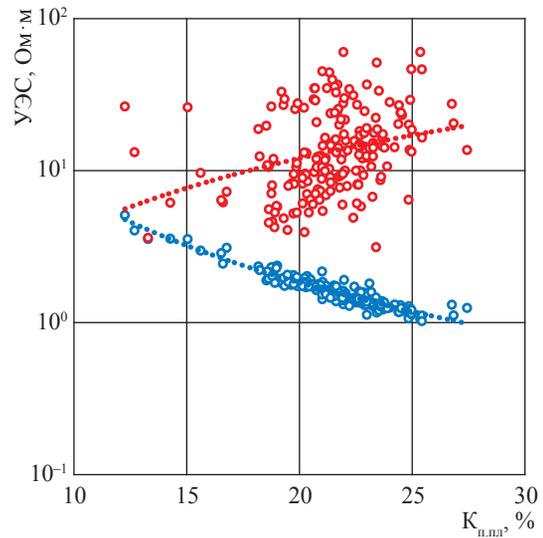
На рис. 4 показано влияние остаточной водонасыщенности на параметр насыщения в атмосферных и пластовых условиях. Параметр насыщения, предложенный В.Н. Дахновым [6], показывает, во сколько раз возрастает величина удельного сопротивления частично водонасыщенной породы, по сравнению с ее УЭС при полном насыщении водой объема пор. А поскольку при переходе от атмосферных условий к пластовым объем воды в порах образцов горных пород не изменяется, то и зависимости параметра насыщения от водонасыщенности в данном случае оказались близки друг другу. Незначительное расхождение обусловлено изменением структуры порового пространства при воздействии пластовых условий.

Рассмотрим также влияние водонасыщенности на скорости распространения упругих продольных и поперечных волн (рис. 5, 6). Частичное наличие в поровом пространстве пластовой воды должно привести к тому, что скорость продольной волны в образце горной



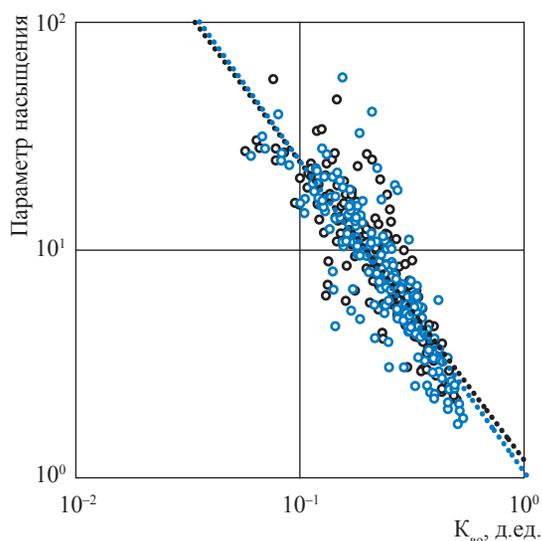
Пластовые условия:  
 ○ замеры,  $n = 184$   
 ●●● аппроксимация:  $y = 42,16e^{-4,7x}$ ,  $R^2 = 0,71$   
 Атмосферные условия:  
 ○ замеры,  $n = 184$   
 ●●● аппроксимация:  $y = 40,04e^{-4,15x}$ ,  $R^2 = 0,46$

**Рис. 2. Влияние остаточной водонасыщенности на УЭС в атмосферных и пластовых условиях:**  $n$  – количество образцов



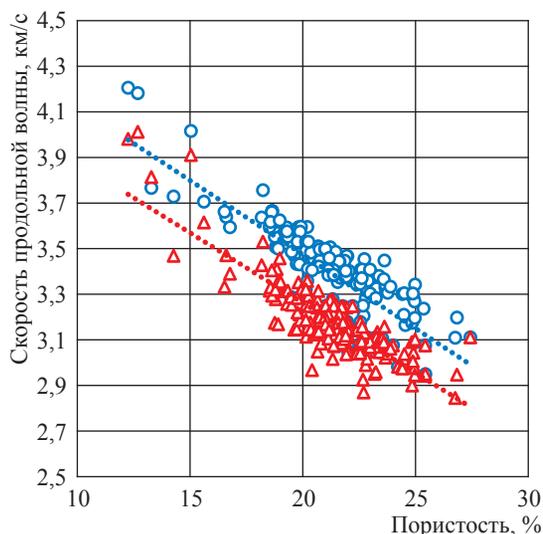
Остаточная водонасыщенность:  
 ○ замеры,  $n = 184$   
 ●●● аппроксимация:  $y = 0,11x^{1,57}$ ,  $R^2 = 0,09$   
 100%-ная водонасыщенность:  
 ○ замеры,  $n = 184$   
 ●●● аппроксимация:  $y = 641,53x^{-1,96}$ ,  $R^2 = 0,90$

**Рис. 3. Зависимость УЭС в пластовых условиях от пористости при 100%-ной и частичной насыщенности водой**



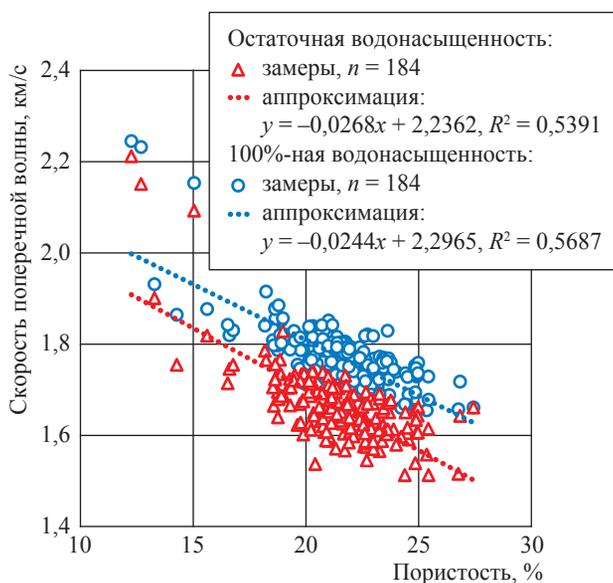
Пластовые условия:  
 ○ замеры,  $n = 184$   
 ●●● аппроксимация:  $y = 1,06x^{-1,36}$ ,  $R^2 = 0,73$   
 Атмосферные условия:  
 ○ замеры,  $n = 184$   
 ●●● аппроксимация:  $y = 1,20x^{-1,31}$ ,  $R^2 = 0,75$

**Рис. 4. Влияние остаточной водонасыщенности на параметр насыщения в атмосферных и пластовых условиях**



Остаточная водонасыщенность:  
 ▲ замеры,  $n = 184$   
 ●●● аппроксимация:  
 $y = -0,0614x + 4,4911$ ,  $R^2 = 0,7424$   
 100%-ная водонасыщенность:  
 ○ замеры,  $n = 184$   
 ●●● аппроксимация:  
 $y = -0,065x + 4,7735$ ,  $R^2 = 0,6383$

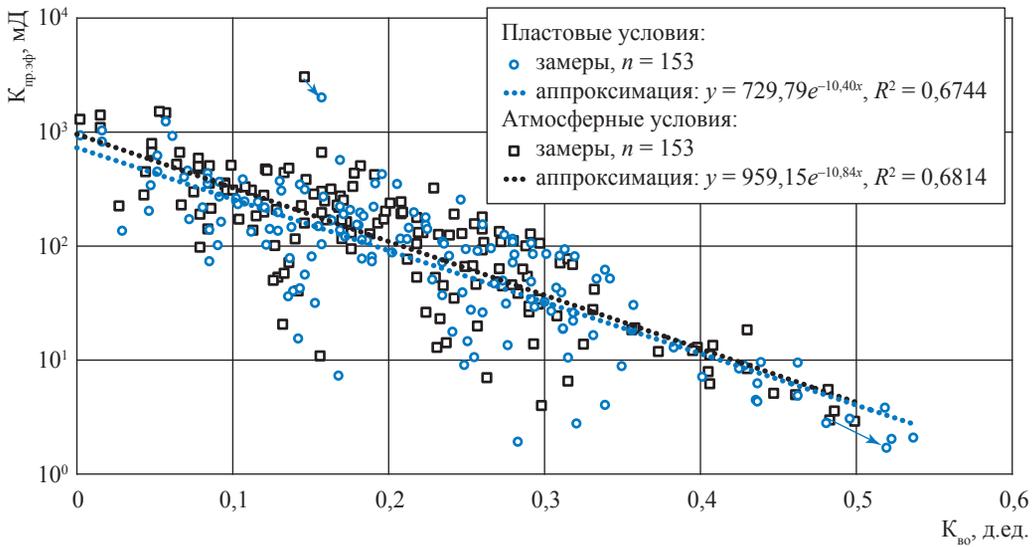
**Рис. 5. Зависимость скорости распространения продольной волны от пористости при остаточной и 100%-ной насыщенности водой образцов горных пород в условиях, моделирующих пластовые**



**Рис. 6. Зависимость скорости распространения поперечной волны от пористости при остаточной и 100%-ной насыщенности водой образцов горных пород в условиях, моделирующих пластовые**

породы с остаточной водонасыщенностью будет меньше, чем в этом же образце, но с поровым пространством, полностью насыщенным пластовой водой (см. рис. 5). На рис. 5 видно, что скорость продольной волны как при остаточной, так и при 100%-ной водонасыщенности снижается с увеличением пористости образцов. График изменения скорости продольной волны в образцах с остаточной водонасыщенностью лежит на координатной плоскости чуть ниже, и обусловлено это тем, что часть порового пространства заполнена воздухом, а, как известно, скорость распространения упругих волн в воздухе ниже, чем в воде.

Скорость распространения поперечной волны в пластовых условиях, так же как и в случае продольной волны, выше, чем в атмосферных условиях. Но достоверность аппроксимации линейной зависимостью (см. рис. 6) существенно ниже, чем для продольной волны (см. рис. 5). Связано это, возможно, с тем, что поперечные волны в жидкости не распространяются,



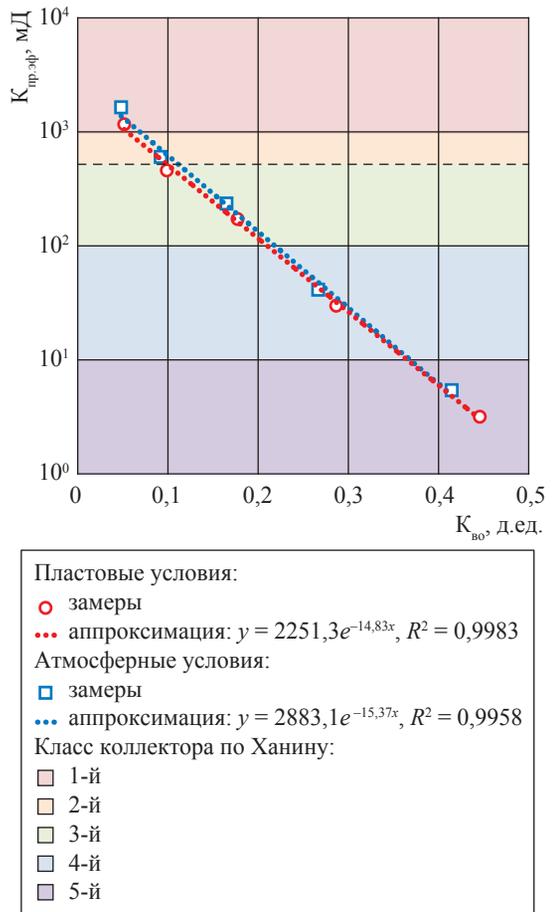
**Рис. 7. Зависимость эффективной проницаемости образцов от их остаточной водонасыщенности в атмосферных и пластовых условиях**

а наличие в образцах горных пород частичной водонасыщенности усложняет пути (вероятно, из-за разбухания глинистой компоненты) распространения поперечных волн по сравнению с путями в образцах со 100%-ной водонасыщенностью.

Проведенные исследования показали, что в условиях, моделирующих пластовые, с ростом средних значений водонасыщенности с остаточного уровня 0,25 до 1,00 растут скорости продольных и поперечных волн соответственно с 3,21 до 3,42 км/с (6,54 %) и с 1,68 до 2,08 км/с (23,8 %). Рис. 5 и 6 дают возможность высказать предположение о том, что процесс обводнения пласта (повышения  $K_{во}$ ) даже при сохраняющемся эффективном давлении приводит к снижению скоростей распространения упругих продольных и поперечных волн.

Наиболее интересно исследовать влияние  $K_{во}$  на эффективную проницаемость образцов горных пород, которая непосредственно влияет на дебиты скважин. На рис. 7 показана зависимость эффективной<sup>2</sup> проницаемости ( $K_{пр.эф}$ ) от  $K_{во}$  в пластовых и атмосферных условиях для всех образцов без разделения на классы.

Далее коллекторы были сгруппированы по классам (с 1-го по 5-й по Ханину) согласно средним значениям эффективной проницаемости по газу, и построена зависимость, позволяющая предсказать изменение эффективной проницаемости по классам (рис. 8). Анализируя

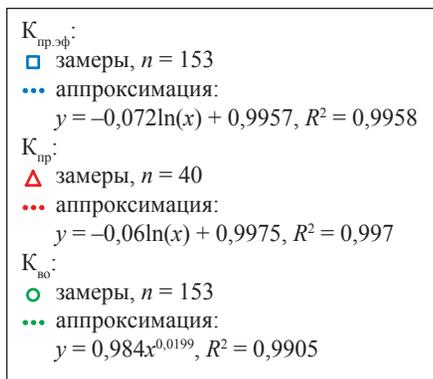
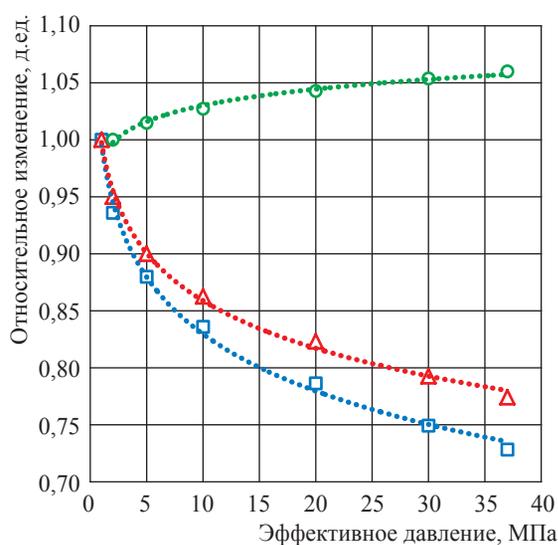


**Рис. 8. Влияние остаточной водонасыщенности коллекторов на их проницаемость**

<sup>2</sup> Эффективной называется проницаемость образцов с частичной водонасыщенностью порового пространства.

рис. 8, можно сделать вывод о том, что с увеличением водонасыщенности образцов горных пород от 0 до 54,0 % снижается их эффективная проницаемость по газу как в атмосферных, так и в пластовых условиях, и, следовательно, будет происходить переход от более высоких классов проницаемости по Ханину к более низким. Справедливости ради нужно отметить, что данный график отражает влияние на проницаемость не только остаточной водонасыщенности, но также пористости и структуры порового пространства.

Рассмотрим изменения проницаемости сухих образцов ( $K_{пр}$ ) и образцов с частичной водонасыщенностью ( $K_{пр.эф}$ ) относительно их проницаемости в атмосферных условиях ( $K_{пр} = 1$ ) в процессе увеличения эффективного давления, а также проследим изменение  $K_{во}$ . Графики на рис. 9 показывают, что при увеличении эффективного давления проницаемость породы ощутимо снижается, что является



**Рис. 9. Изменение проницаемости и остаточной водонасыщенности при увеличении эффективного давления**

логичным. Также видно, что  $K_{пр.эф}$  по газу частично водонасыщенных образцов снижается сильнее, чем  $K_{пр.эф}$  сухих образцов. При максимальном эффективном давлении проницаемость снижается в среднем на 23 и 27 % соответственно на сухих и частично насыщенных образцах. Снижение происходит равномерно даже при различных значениях проницаемости.  $K_{во}$  при этом увеличивается, что обусловлено уменьшением объема порового пространства с ростом эффективного давления.

\*\*\*

Создание контролируемых условий позволило не только достоверно определить физические свойства коллекторов дагинского горизонта, но и оценить динамику их изменений в зависимости от термобарических условий в пласте и водонасыщенности горных пород. Так, сопоставление петрофизических параметров образцов, исследованных в условиях, моделирующих пластовые, показало, что с ростом средних значений  $K_{во}$  от остаточной 25,0%-ной водонасыщенности до полной 100%-ной среднее значение УЭС снижается с 19,6 до 2,24 Ом·м (88,6 %), а скорости продольных и поперечных волн растут с 3,21 до 3,42 км/с (6,54 %) и с 1,68 до 2,08 км/с (23,8 %) соответственно.

Результаты исследования изменений петрофизических параметров частично водонасыщенных горных пород в процессе роста эффективного давления от атмосферного до пластового показали, что с увеличением эффективного давления  $K_{во}$  растет в среднем на 6 % относительно атмосферных условий. Это сопровождается ростом скорости продольных (в среднем на 51,9 %) и поперечных волн (в среднем на 37,1 %). Уменьшается проницаемость по газу как сухих образцов (в среднем на 23 %), так и образцов с остаточной водонасыщенностью (эффективная проницаемость в среднем снижается на 27 %). Эти данные могут быть использованы при проектировании разработки месторождения как для оценки изменений пластовых условий коллектора, так и для оценки степени изменения продуктивных горизонтов.

Экспериментальное определение физических свойств горных пород в условиях, моделирующих пластовые, имеет большое значение с точки зрения подсчета запасов и интерпретации данных геофизических исследований скважин, а также при подготовке проектов разработки месторождений углеводородов. Следует

отметить необходимость дополнительных экспериментальных исследований образцов в термобарических условиях, моделирующих

пластовые, для уточнения изменений, которые описываются степенными или экспоненциальными уравнениями.

### Список литературы

1. Жуков В.С. Определение фильтрационно-емкостных и упругих свойств и электрических параметров образцов горных пород при моделировании пластовых условий: уч.-метод. пособие / В.С. Жуков, Д.В. Люгай. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – 56 с.
2. ГСССД МЭ 257. Методика экспериментального исследования значений некоторых характеристик образцов горных пород, получаемых при поиске углеводородов, в диапазоне температур 0...100 °С и давлений до 85 МПа / В.С. Жуков, О.В. Иселидзе, Е.Б. Григорьев. – М.: Государственная служба стандартных справочных данных, 2016. – 31 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. Жуков В.С. Оценка влияния пластовых условий на пористость при подсчете запасов свободного газа / В.С. Жуков // Материалы Международной конференции «Петрофизика: современное состояние, проблемы, перспективы» 27–28 мая 2010 г. – М.: РАЕН: Российский университет нефти и газа им. И.М. Губкина, 2010. – С. 30–33.
5. Жуков В.С. Оценка изменений физических свойств коллекторов, вызванных разработкой месторождений нефти и газа / В.С. Жуков // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2010. – № 6. – С. 341–349.
6. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности горных пород / В.Н. Дахнов. – М.: Недра, 1975. – 334 с.
7. Магид М.Ш. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (петрофизика). Справочник геофизика / М.Ш. Магид, Г.М. Авчян, Н.Б. Дортман и др.; под ред. Н.Б. Дортман, – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1984. – 455 с.
8. Жуков В.С. Изменения структуры порового пространства коллекторов дагинского горизонта при моделировании пластовых условий / В.С. Жуков, Ю.М. Чуриков, В.В. Моторыгин // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 3 (31). – С. 238–246.

---

## Water saturation impact to changing of physical properties of a reservoir

V.S. Zhukov<sup>1\*</sup>, I.V. Pleshkov<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: V\_Zhukov@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** Tests of physical properties of rocks in modeled in-situ conditions are very important in cases of reserves calculation, interpretation of well logs, and preparation of design projects aimed at development of hydrocarbon fields. Studying changes of reservoir's physical properties, which have occurred within known and controlled situation, enables both valid determination of these changes, and estimation of their dynamics depending on the thermobaric conditions and water saturation of rocks.

This paper deals with estimation of a dependency between the physical properties of Dagi reservoirs at the Sakhalin shelf and their water saturation by creating residual water saturation in rock samples and comparison of rocks' characteristics for cases of partial and full water saturation. Authors have studied and estimated the changes of the petrophysical parameters of the partially water-saturated rock samples when the effective pressure has been growing.

The test array has included 280 samples of Dagi-horizon sandstones and siltstones occurring at depths of 2742...2900 m, whereof 240 samples have been charged with modeled in-situ water, 40 samples have been applied for measurements of permeability to gas. Measurement ranges in the atmospheric conditions have constituted from 2,9 to 33,4 % in respect to porosity, and from 2,91 to 1557 mD in respect to permeability to gas.

According to the test results it can be concluded that in modeled in-situ conditions, when the residual water saturation rises from 0,25 to 1,00, an average value of specific electric resistance drops from 19,6 to 2,24 Ω·m (88,6%), and P-wave and S-wave velocities increase from 3,21 to 3,42 km/s (6,54%) and from 1,68 to 2,08 km/s

(23,8%) correspondingly. If the residual water saturation increases, the efficient permeability decreases both in atmospheric and in-situ conditions. To define more accurately the changes being described with power and exponential functions, it is necessary to carry out additional tests of samples in the modeled in-situ thermobaric conditions. These data could help either to estimate by well logs the real in-situ conditions during development of fields, or assess the changes of productive horizons.

**Keywords:** rock, porosity, permeability, residual water saturation, velocity of p-waves, specific electrical resistance.

### References

1. ZHUKOV, V.S., D.V. LYUGAY. *Determination of the filtration-volumetric and electric characteristics of rock samples while modelling the in-situ conditions* [Opredeleniye filtratsionno-yemkostnykh i uprugikh svoystv i electriceskikh parametrov obraztsov gornykh porod pri modelirovaniy platovykh usloviy]: learning guide. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. (Russ.).
2. STATE SERVICE OF STANDARD REFERENCE DATA. GSSSD ME 257. *Test procedure for studying several characteristics of hydrocarbon-promising rock samples within the temperature range of 0–100 °C and under pressures up to 85 MPa* [Metodika eksperimentalnogo issledovaniya znacheniy nekotorykh kharakteristik obraztsov gornykh porod, poluchayemykh pri poiske uglevodorodov, v diapazone temperatur 0...100 °C i davleniy do 85 MPa]. Authors: V.S. ZHUKOV, O.V. ISELIDZE, Ye.B. GRIGORYEV. Moscow: All-Russia Scientific Research Institute of Metrological Service (VNIIMS), 2016. (Russ.).
3. ZHUKOV, V.S. Laboratory modelling of the pore pressure decrease at development of oil and gas fields [Laboratornoye modelirovaniye snizheniya plastovogo davleniya pri razrabotke mestorozhdeniy nefi i gaza]. *Burennye i Neft*. 2006, no. 1, pp. 8–9. ISSN 2072-4799. (Russ.).
4. ZHUKOV, V.S. Estimating porosity impact of in-situ conditions at calculating free gas reserves [Otsenka vliyaniya plastovykh usloviy na poristost pri podschete zapasov svobodnogo gaza]. In: *Proc. Of the International conf. "Petrophysics: contemporary state, challenges, outlooks" May 27–28, 2010*. Moscow: Russian Academy of Natural Sciences, I.M. Gubkin Russian University of Oil and Gas, 2010, pp. 30–33. (Russ.).
5. ZHUKOV, V.S. Estimating changes of reservoirs' physical properties due to development of the oil and gas fields [Otsenka izmeneniy fizicheskikh svoystv kollektorov, vyzvannykh razrabotkoy mestorozhdeniy nefi i gaza]. *Gornyy Informatsionno-Analiticheskiy Byulleten*. 2010, no. 6, pp. 341–349. ISSN 0236-1493. (Russ.).
6. DAKHNOV, V.N. Geophysical methods for determination of reservoir quality and oil-gas-bearing capacity of rocks [Geofizicheskiye metody opredeleniya kollektorskiykh svoystv i neftegazonasyshchennosti gornykh porod]. Moscow: Nedra, 1975. (Russ.).
7. MAGID, M.Sh., G.M. AVCHYAN, N.B. DORTMAN (ed.) et al. *Physical properties of rocks and mineral deposits (petrophysics). Reference book of a geophysicist* [Fizicheskiye svoystva gornykh porod i poleznykh iskopyemykh. Spravochnik geofizika]. 2<sup>nd</sup> ed., revised. Moscow: Nedra, 1984. (Russ.).
8. ZHUKOV, V.S., Yu.M. CHURIKOV, V.V. MOTORYGIN. Modification of porous space structure in reservoirs of Dagi horizon at transition from atmospheric conditions to in-situ ones [Izmeneniya struktury porovogo prostranstva kollektorov daginskogo gorizonta pri modelirovaniy platovykh usloviy]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017, no. 3 (31): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 238–246. ISSN 2306-9849. (Russ.).

УДК 536.21:592:621

## Экспериментальные и теоретические исследования коэффициента эффективной теплопроводности горных пород в условиях высоких давлений и температур

С.Н. Эмиров<sup>1\*</sup>, А.Э. Рамазанова<sup>1</sup>, Д.К. Джаватов<sup>1</sup>, В.Д. Бейбалаев<sup>2</sup>, А.А. Амирова<sup>3</sup>, И.А. Давудов<sup>4</sup>, А.А. Аливердиев<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Институт проблем геотермии Дагестанского научного центра РАН, Российская Федерация, 367030, Республика Дагестан, г. Махачкала, пр-т Имама Шамиля, д. 39а

<sup>2</sup> Дагестанский государственный университет, Российская Федерация, 367000, Республика Дагестан, г. Махачкала, ул. Гаджиева, д. 43-а

<sup>3</sup> Институт физики им. Х.И. Амирханова Дагестанского научного центра РАН, Российская Федерация, 367015, Республика Дагестан, г. Махачкала, ул. М. Ярагского, д. 94

<sup>4</sup> Дагестанский государственный технический университет, Российская Федерация, 367026, Республика Дагестан, г. Махачкала, пр-т Имама Шамиля, д. 70

\* E-mail: wemirov@mail.ru

**Тезисы.** Представлены экспериментальные результаты определения эффективной теплопроводности горных пород андезитбазальта и амфиболита. Измерения проводили абсолютным стационарным методом в температурном диапазоне 273...523 К и при гидростатическом давлении до 400 МПа. Установлено, что температурная зависимость теплопроводности существенно зависит от степени кристаллизации породообразующих веществ.

**Ключевые слова:** горная порода, теплопроводность, температура, давление, тепловой поток.

Нефтегазовая отрасль имеет принципиальное значение в развитии общества XXI в. Роль энергоресурсов, предлагаемых данной промышленностью, трудно переоценить. Однако одной из задач рациональной и безопасной деятельности на всех этапах производственного цикла в нефтегазовой промышленности является постоянный мониторинг параметров системы «скважина – пласт», и в том числе температуры в призабойной зоне скважины.

Оценка и мониторинг температуры в призабойной зоне пласта имеют принципиальное значение на всех этапах работ – от бурения до промышленной эксплуатации. В частности, применительно к бурению данные о температуре играют определяющую роль в выборе промывочной жидкости. Температура оказывает существенное влияние на фильтрационные и реологические свойства бурового раствора и его вязкостные характеристики.

Для оценки температуры и таких теплофизических параметров, как эффективная теплопроводность горной породы ( $\lambda_{эф}$ ), плотность теплового потока ( $q$ ), скорость продольных ультразвуковых волн на различных глубинах земной коры ( $v$ ), градиент температуры в призабойной зоне скважины ( $grad T$ ) и т.д., в основном пользуются уравнениями Фурье

$$q = -\lambda_{эф} grad T \quad (1)$$

и Дагдела – Макдональда [1]

$$\lambda_{эф}(T) = \frac{1}{3} \frac{av}{\chi \gamma^2 T}, \quad (2)$$

где  $a$  – температуропроводность;  $\chi = -V dP/dV$  – сжимаемость, или изотермический модуль сжимаемости ( $V$  – объем,  $P$  – гидростатическое давление);  $\gamma$  – параметр Грюнейзена. Формулы (1), (2) показывают, что между  $v$  и  $\lambda_{эф}$  существует прямая корреляционная связь.

Результаты экспериментальных измерений, проведенных абсолютным стационарным методом плоских пластин [2] в условиях высоких гидростатических давлений до 400 МПа и температур (273...523 К), свидетельствуют, что  $\lambda_{эф}$  является чувствительным параметром, зависящим не только от давления и температуры, но и от степени кристаллизации породообразующих минералов. Так, процесс переноса тепла в твердых диэлектриках и горных породах с упорядоченной кристаллической структурой, имеющей дальние трансляционные межатомные связи, имеет волновую природу, и  $\lambda_{эф}$  описывается моделями Эйкана [3] и Дебая [4]:  $\lambda_{эф}(T) \approx T^{-1}$ . Процесс переноса тепла в твердых телах с аморфной структурой имеет активационный характер и  $\lambda_{эф}(T) \approx T^{0,5}$ . В горных породах, имеющих разную степень кристаллизации породообразующих минералов, теплоперенос носит смешанный характер, и температурная зависимость в этом случае находится в пределах от  $\lambda_{эф}(T) \approx T^{-0,5}$  до  $\lambda_{эф}(T) \approx T^{0,5}$  [5, 6].

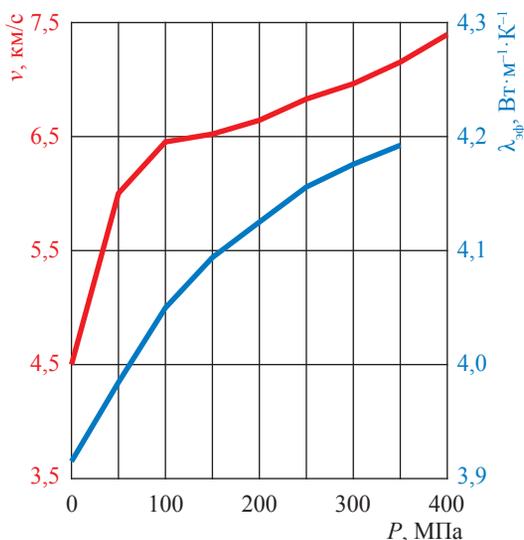
В статье представлены результаты экспериментальных измерений влияния высоких гидростатических давлений и температур на эффективную теплопроводность образцов следующих горных пород:

- кальцинированного окварцованного андезитбазальта из Саатлинской скважины (глубина залегания – 6240 м, пористость  $\approx 1\%$ , плотность –  $2,54 \cdot 10^3$  кг/м<sup>3</sup>);
- амфиболита из Кольской сверхглубокой скважины (глубина залегания – 10000 м, пористость  $\approx 1\%$ , плотность –  $2,61 \cdot 10^3$  кг/м<sup>3</sup>).

Результаты экспериментальных измерений влияния гидростатического давления до 400 МПа в области температур 273...523 К на эффективную теплопроводность образцов

андезитбазальта представлены в табл. 1 и на рисунке. По данным эксперимента, температура при  $P = 0,1$  МПа слабо влияет на  $\lambda_{эф}$  образцов и может быть описана как  $\lambda_{эф}(T) \approx T^{0,05}$ , что указывает на содержание в исследованных образцах в большом количестве пород с аморфной структурой. Существует ряд горных пород, не зависящих от температуры [7–9].

Гидростатическое давление приводит к нелинейному росту  $\lambda_{эф}$  (см. рисунок, табл. 1), при этом ее наиболее интенсивный рост происходит в области давлений до 100...150 МПа, а далее ослабевает. При повышении давления до 350 МПа и последующем уменьшении до 0,1 МПа в измерениях  $\lambda_{эф}$  гистерезиса не возникает.



**Зависимость эффективной теплопроводности андезитбазальта и скорости распространения продольных ультразвуковых волн в нем от давления**

Таблица 1

**Теплопроводность, Вт·м<sup>-1</sup>·К<sup>-1</sup>, образцов окварцованного андезитбазальта:**  
 $\lambda_{350}, \lambda_0$  – теплопроводность материала при  $T = 350$  °С и  $T = 0$  °С соответственно

		P, МПа							
		0,1	50	100	150	200	250	300	350
T, К; $\frac{\lambda_{350}}{\lambda_0}$	273; 1,07	3,90	3,97	4,03	4,08	4,11	4,14	4,16	4,17
	323; 1,07	3,93	4,00	4,07	4,11	4,14	4,17	4,19	4,21
	373; 1,09	3,96	4,03	4,11	4,14	4,17	4,20	4,23	4,25
	423; 1,07	3,99	4,05	4,14	4,17	4,20	4,23	4,26	4,28
	473; 1,08	4,01	4,07	4,17	4,19	4,22	4,25	4,28	4,31
	523; 1,08	4,03	4,09	4,19	4,21	4,24	4,27	4,31	4,33
Показатель степени температуры n		0,052	0,045	0,06	0,05	0,05	0,048	0,054	0,059
Коэффициент C, Вт·м <sup>-1</sup>		2,91	3,07	2,85	3,08	3,11	3,14	3,07	2,99

Таблица 2

**Скорость распространения продольных ультразвуковых волн в образцах окварцованного андезитобазальта, км/с, при  $T = 300$  К [10]**

P, МПа								
0,1	50	100	150	200	250	300	350	400
5,00	5,75	5,98	6,01	6,07	6,17	6,23	6,32	6,45

Таблица 3

**Зависимость теплопроводности, Вт·м<sup>-1</sup>·К<sup>-1</sup>, образцов амфиболита от гидростатического давления и температуры**

		P, МПа								
		0,1	50	100	150	200	250	300	350	400
T, К	275	3,52	3,78	3,89	3,91	3,93	3,95	3,97	3,99	4,01
	323	3,02	3,29	3,39	3,4	3,42	3,44	3,46	3,48	3,5
	373	2,63	2,91	3,04	3,06	3,08	3,1	3,12	3,14	3,14
	423	2,35	2,58	2,7	2,75	2,78	2,81	2,83	2,85	2,85
	473	2,1	2,38	2,5	2,55	2,62	2,66	2,7	2,68	2,64
	523	1,89	2,23	2,34	2,4	2,45	2,5	2,5	2,5	2,5
n		0,95	0,81	0,78	0,75	0,72	0,7	0,71	0,71	0,72
C, Вт·м <sup>-1</sup>		753	359	312	264	232	205	215	225	236

Учитывая, что между  $\lambda_{эф}$  и  $\nu$  существует прямая корреляционная связь (формула (2)), в табл. 2 (см. также рисунок) приведены результаты измерения скорости распространения продольных ультразвуковых волн  $\nu(P, T)$  в образцах окварцованного андезитобазальта [10].

Результаты экспериментальных изменений влияния гидростатического давления до 400 МПа и температуры в диапазоне 273...523 К на  $\lambda_{эф}$  образцов горной породы амфиболита (табл. 3) показывают следующее:

1) давление приводит к нелинейному росту  $\lambda_{эф}$  амфиболита на 14...15 %, при этом наиболее интенсивный рост происходит в области давлений до 100 МПа, а далее ослабевает;

2) давление влияет на характер температурной зависимости  $\lambda_{эф}$  образцов амфиболита. Так, если  $\lambda_{эф}(T) \approx T^{-0,95}$  при  $P = 0,1$  МПа, то при  $P = 400$  МПа  $\lambda_{эф}(T) \approx T^{-0,72}$  (см. табл. 3);

3) зависимость эффективной теплопроводности амфиболита от давления и температуры описывается равенством  $\lambda_{эф}(P, T) = C(P)T^{-n-\beta P}$ , где  $\beta = dn/dP$  – барический коэффициент показателя степени температуры. Полученное значение  $n = 0,95$  указывает на то, что образец амфиболита представляет полностью окристаллизованную горную породу;

4) при повышении и понижении давления гистерезис отсутствует.

*Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ, грант № 18-08-00059а.*

### Список литературы

- Dugdale J.S. Lattice thermal conductivity / J.S. Dugdale, D.K. MacDonald // Phys. Rev. – 1955. – Т. 98. – № 6. – С. 1751–1752.
- Эмиров С.Н. Экспериментальные исследования теплопроводности полупроводников и горных пород при высоких давлениях и температурах: дис. ... д-ра тех. наук: 01.04.14 / С.Н. Эмиров; Ин-т проблем геотермии ДНЦ РАН. – Москва: МЭИ, 1997. – 39 с.: ил. – РГБ ОД, 9 98-2/2001-5.
- Eucken A. Über die Temperaturabhängigkeit der Wärmeleitfähigkeit fester Nichtmetalle / A. Eucken // Ann. Phys. – 1911. – Т. 34. – № 2. – С. 13–45; электронная версия: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/andp.19113390202>, Т. 339, № 2, С. 185–221.
- Debye P. Zur Theorie der spezifischen Warmen / P. Debye // Ann. Phys. – 1912. – Т. 344. – № 14. – С. 789–839. – <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/andp.19123441404>
- Klemens P.G. Decay of high-frequency longitudinal phonons / P.G. Klemens // J. Appl. Phys. – 1967. – № 38. – С. 4573.
- Рамазанова А.Э. Влияние давления и температуры на теплопроводность алевролита и доломита / А.Э. Рамазанова, С.Н. Эмиров // Известия РАН. Серия физическая. – 2012. – Т. 76. – № 1. – С. 144–146.
- Horai K. The effect of pressure on the thermal conductivity of silicate rocks up to 12 kbar / K. Horai, G. Susaki // Physics of the Earth and Planetary Interiors. – 1989. – № 55. – С. 292.

8. Кларк С., мл. Справочник физических констант горных пород / С. Кларк мл. – М.: Мир, 1969. – 543 с.
9. Эмиров С.Н. Экспериментальные исследования процессов теплопереноса на границах зерен в упорядоченных и неупорядоченных средах / С.Н. Эмиров, А.Э. Рамазанова // Известия РАН. Серия физическая. – 2013. – № 71. – С. 317.
10. Efimova G.A. Spectral approach to determination of longitudinal elastic wave attenuation in rock at pressures up to 1.5 GPa / G.A. Efimova, J.V. Zhukov, V.A. Kalinin // High Pressure Investigations in Geosciences. – Berlin: Akademie-Verlag, 1989. – С. 9–14.

## Experimental and theoretical studies of the effective thermal conductivity of rocks in conditions of high pressures and temperatures

S.N. Emirov<sup>1\*</sup>, A.E. Ramazanova<sup>1</sup>, D.K. Dzhavatov<sup>1</sup>, V.D. Beybalayev<sup>2</sup>, A.A. Amirova<sup>3</sup>, I.A. Davudov<sup>4</sup>, A.A. Aliverdiyev<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Institute for Geothermal Problems, Dagestan Scientific Center of RAS, Bld. 39a, Prospect Imama Shamilya, Makhachkala, Republic of Dagestan, 367030, Russian Federation

<sup>2</sup> Dagestan State University, Bld. 43-a, Gadzhiev street, Makhachkala, Republic of Dagestan, 367000, Russian Federation

<sup>3</sup> Amirkhanov Institute of Physics, Dagestan Scientific Center of RAS, Bld. 94, M. Yaragskogo street, Makhachkala, Republic of Dagestan, 367015, Russian Federation

<sup>4</sup> Dagestan State Technical University, Bld. 70, Prospect Imama Shamilya, Makhachkala, Republic of Dagestan, 367026, Russian Federation

\* E-mail: wemirov@mail.ru

**Abstract.** The paper reveals absolute stationary measurements of thermal conductivity for andesite-basalt and amphibolite rocks conducted in the temperature range of 273–523 K and under the hydrostatic pressure up to 400 MPa. It was found that the temperature-conductivity correlation considerably depended on the crystallinity of a rock-building matter.

**Keywords:** rock, thermal conductivity, temperature, pressure, heat flow.

### References

1. DUGDALE, J.S., D.K. MACDONALD. Lattice thermal conductivity. *Phys. Rev.* 1955, vol. 98, no. 6, pp. 1751–1752.
2. EMIROV, S.N. *Experimental research of semiconductors and rock heat conductivity under high pressures and temperatures* [Eksperimentalnyye issledovaniya teploprovodnosti poluprovodnikov i gornyx porod pri vysokikh davleniyakh i temperaturakh]: Dr. thesis (engineering). Institute for Geothermal Research of the Dagestan Scientific Center of RAS. Moscow, 1997. (Russ.).
3. EUCKEN, A. Über die Temperaturabhängigkeit der Wärmeleitfähigkeit fester Nichtmetalle. *Ann. Phys.* 1911, vol. 34, no. 2, pp. 13–45. ISSN 0003-3804. (Germ.). Available from online archive: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/andp.19113390202> (vol. 339, is. 2, pp. 185–221).
4. DEBYE, P. Zur Theorie der spezifischen Warmen. *Ann. Phys.* 1912, vol. 344, no. 14, p. 789. ISSN 0003-3804. (Germ.). Available from online archive: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/andp.19123441404>
5. KLEMENS, P.G. Decay of high-frequency longitudinal phonons. *J. Appl. Phys.* 1967, no. 38, pp. 4573. ISSN 0021-8979.
6. RAMAZANOVA, A.E., S.N. EMIROV. Impact of pressure and temperature to thermal conductivity of siltstones and dolomites [Vliyaniye davleniya i temperatury na teploprovodnost alevrolita i dolomita]. *Izvestiya Rossiyskoy Akademii Nauk. Seriya Fizicheskaya*. 2012, vol. 76, no. 1, pp. 144–146. ISSN 0367-6765. (Russ.).
7. HORAI, K., G. SUSAKI. The effect of pressure on the thermal conductivity of silicate rocks up to 12 kbar. *Physics of the Earth and Planetary Interiors*. 1989, no. 55, pp. 292. ISSN 0031-9201.
8. CLARK, S.P., jr. *Handbook of physical constant* [Spravochnik fizicheskikh constant gornyx porod]. Translated from English. Moscow: Mir, 1969. (Russ.).
9. EMIROV, S.N., A.E. RAMAZANOVA. Experimental studies of heat transfer processes at the grain margins in patterned and not-patterned environments [Eksperimentalnyye issledovaniya protsessov teploperenosa na granitsakh zeren v uporyadochennykh i neuporyadochennykh sredakh]. *Izvestiya Rossiyskoy Akademii Nauk. Seriya Fizicheskaya*. 2013, no. 71, pp. 317. ISSN 0367-6765. (Russ.).
10. EFIMOVA, G.A., J.V. ZHUKOV, V.A. KALININ. Spectral approach to determination of longitudinal elastic wave attenuation in rock at pressures up to 1.5 GPa. In: *High Pressure Investigations in Geosciences*. Berlin: Akademie-Verlag, 1989, pp. 9–14.

УДК 622.279

## Рекомендации по экспресс-оценке технологических коэффициентов извлечения газа, конденсата для месторождений на стадии разведки и пробной эксплуатации

С.Г. Солдатов<sup>1</sup>, И.Ю. Левинский<sup>1\*</sup>, Р.Ф. Шарафутдинов<sup>1</sup>, А.С. Гушинец<sup>1</sup>, Е.Ф. Лычева<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром геологоразведка», Российская Федерация, 625000, г. Тюмень, ул. Герцена, д. 70

\* E-mail: i.levinskiy@ggr.gazprom.ru

**Тезисы.** Согласно Временным методическим рекомендациям по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья, утвержденным распоряжением Минприроды России от 18.05.2016 № 12-р, для месторождений, находящихся в разведке, геологические запасы (категорий  $C_1$  и  $C_2$ ) утверждаются на основании государственной экспертизы оперативного изменения состояния запасов. При этом извлекаемые запасы углеводородного сырья и, соответственно, коэффициенты извлечения газа (КИГ), конденсата (КИК) утверждаются в части обоснования технико-экономических расчетов по рекомендуемому варианту разработки, рассчитанному в период пробной эксплуатации (ППЭ) месторождений (залежей), на основе экспертных оценок одним из упрощенных статистических способов: эмпирическим, покоэффициентным методами либо методом аналогий. Рассчитанные при помощи гидродинамических моделей КИГ и КИК не являются приоритетными, а рассматриваются как дополнительный инструмент обоснования в рамках ППЭ.

В этой связи разработаны рекомендации по экспресс-оценке технологических КИГ и КИК для разведываемых газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, с целью чего проведен обзор основных существующих моделей прогнозирования процессов разработки газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей, выполнен анализ материалов лабораторных исследований образцов керна Западной, Восточной Сибири, а также подготовлены исходные данные, сформирован методический подход к оценке технологических коэффициентов извлечения углеводородов для разведываемых месторождений.

С введением в действие новой Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов впервые появилась возможность утверждать и ставить на государственный баланс обоснованные величины коэффициентов извлечения газа (КИГ) и газового конденсата (КИК). Вместе с тем методическая основа обоснования коэффициентов извлечения на данный момент недостаточно проработана, особенно для месторождений, находящихся на стадии разведки. Согласно действующим методическим рекомендациям<sup>1</sup> КИГ и КИК в отношении месторождений, находящихся на стадии разведки, должны утверждаться на основе экспертных оценок одним из упрощенных способов – эмпирическим методом, покоэффициентным методом или методом аналогий.

Применение метода аналогий для оценки технологических КИГ и КИК на сегодняшний день невозможно, поскольку до 2016 г. коэффициенты извлечений в проектных документах принимались при условии достижения конечным пластовым давлением значения 1 атм. Новые правила проектирования предусматривают определение КИГ и КИК исходя из технологических ограничений в работе скважин давлением забрасывания.

Покоэффициентный метод расчета коэффициентов извлечения применяется только для нефтяных залежей, а для газовых и газоконденсатных он неприемлем. В этой связи разработка методики оценки технологических КИГ и КИК для разведываемых месторождений является актуальным вопросом.

<sup>1</sup> См. Временные методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья / утв. распоряжением Минприроды России от 18.05.2016 № 12-р.

**Ключевые слова:** коэффициент извлечения газа, коэффициент извлечения конденсата, газосборная сеть, пробная эксплуатация, углеводородное сырье.

### Методика определения извлекаемых запасов газа

На рис. 1 схематично отображены основные элементы процесса расчета конечных технологических КИГ и КИК. Экспресс-оценка состоит из пяти основных этапов.

**Этап 1** (см. рис. 1). В настоящее время для разрабатываемых месторождений используются несколько типовых схем подготовки пластового газа: с применением низкотемпературной сепарации; абсорбционная; адсорбционная. При использовании низкотемпературной сепарационной установки подготовки газа давление на выходе из нее в среднем на 3 МПа ниже входного ( $P_{\text{УКПГ}}^{\text{вход}}$ ). В адсорбционных и абсорбционных установках давление снижается гораздо меньше – приблизительно на 0,4 МПа.

Для оценки освоения месторождения предлагается упрощенная схема обустройства газового (газоконденсатного) месторождения (рис. 2). Газ или газоконденсатная смесь с кустов подается по шлейфам ГСС на мощности для подготовки газа, которые включают две очереди дожимной компрессорной станции (ДКС),

УКПГ, а также ДКС, обеспечивающую подачу газа в межпромысловый коллектор (МПК).

Алгоритм обоснования давления на входе в УКПГ приведен на рис. 3, расчет самого давления производится в соответствии с формулой

$$P_{\text{УКПГ}}^{\text{вход}} = \frac{P_{\text{МПК}}}{\xi}, \quad (1)$$

где  $\xi$  – общая степень сжатия, которая на завершающей стадии разработки месторождений для типовых схем подготовки как сухого, так и конденсатосодержащего газа с учетом потерь давления при подготовке газа в среднем составляет 4,8.

При наличии в районе рассматриваемого объекта разрабатываемых месторождений рекомендуется минимальные входные давления на УКПГ принимать исходя из действующих ограничений в данном районе и применять индивидуальный вариант подготовки газа (см. левую ветвь на рис. 3). Индивидуальный вариант подготовки газа, кроме того, возможен при близком расположении потребителя газа

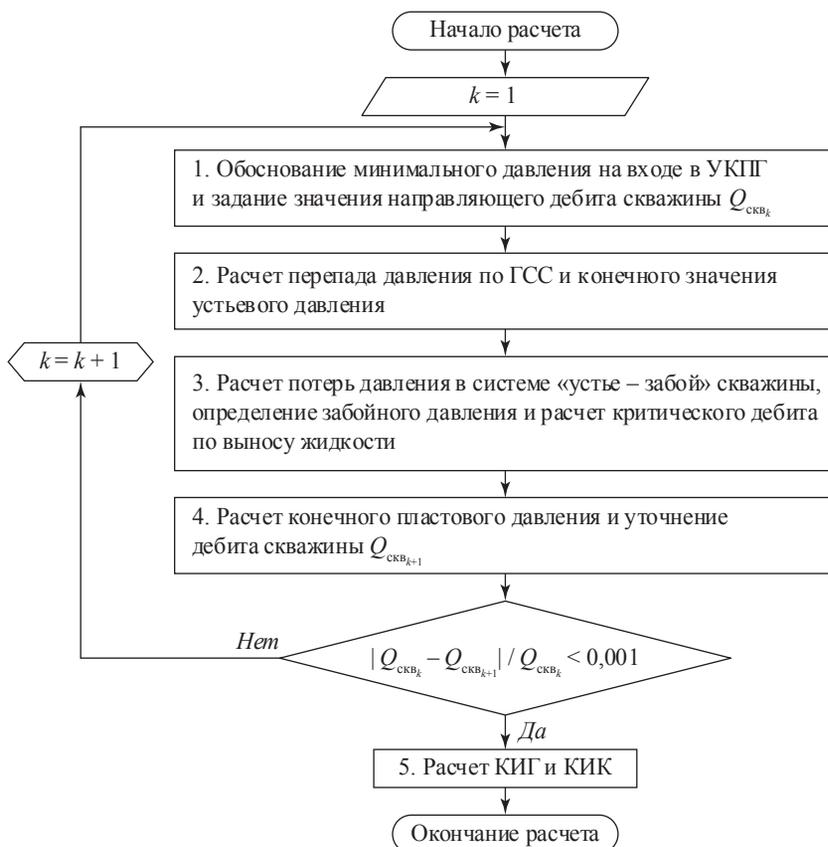
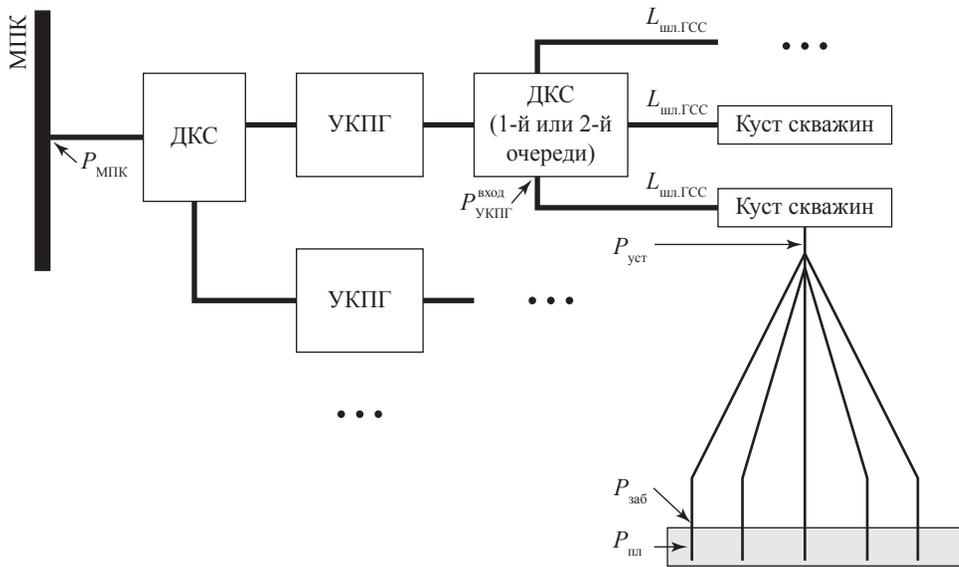


Рис. 1. Блок-схема расчета КИГ и КИК: УКПГ – установка комплексной подготовки газа; ГСС – газосборная сеть (внутрипромысловая)



**Рис. 2. Упрощенная схема обустройства газового (газоконденсатного) месторождения:**  
 $L_{шл.ГСС}$  – протяженность шлейфа ГСС;  $P_{шл}$ ,  $P_{уст}$ ,  $P_{заб}$ ,  $P_{МПК}$  – давление соответственно пластовое, устьевое, забойное, в межпромысловом коллекторе

и отсутствии необходимости дальнего транспорта газа. В первом приближении начальный направляющий дебит  $Q_1$  (см. рис. 1) принимается произвольно.

**Этап 2** (см. рис. 1). Для оценки перепада давления по ГСС следует определить необходимое число скважин  $n$  в одном эксплуатационном кусте (в общем случае можно принять  $n = 5$ ).

Далее средняя протяженность шлейфа куста ГСС находится с помощью формулы

$$\bar{L}_{шл.ГСС} = \sqrt{\frac{S_{газ}}{2\pi N}}, \text{ м}, \quad (2)$$

где  $S_{газ}$  – площадь газоносности,  $\text{м}^2$ ;  $N$  – количество необходимых УКПГ, ед. При этом значение  $\bar{L}_{шл.ГСС}$  рассчитывается исходя из условия равномерного расположения кустовых площадок на площади газоносности месторождения. Рекомендуется  $\bar{L}_{шл.ГСС} \leq 10$  км. При превышении этого значения необходимо предусмотреть дополнительную УКПГ, что позволит уменьшить  $\bar{L}_{шл.ГСС}$ .

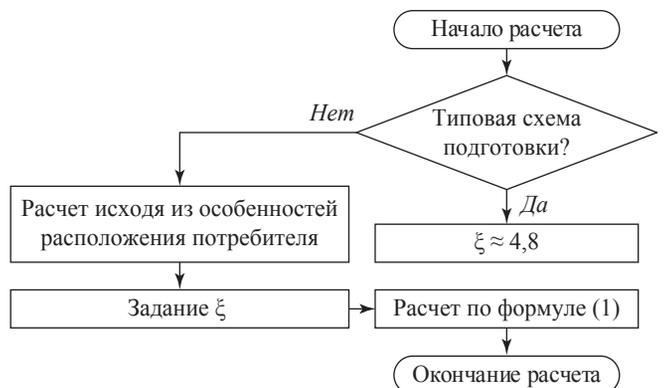
Исходя из принятого на предыдущем этапе начального направляющего дебита  $Q_{газ} = Q_k$  (см. рис. 1), в первом приближении находят потери давления в шлейфах ГСС и значение конечного устьевого давления  $P_{уст}^{кон}$ . При этом потери давления находят для всей протяженности шлейфа путем интегрирования по длине шлейфа:

$$P_{уст}^{кон} = P_{УКПГ}^{вход} + \sum_{i=1}^N l_i \frac{dp_i}{dl_i}, \quad (3)$$

где  $\frac{dp_i}{dl_i}$  – перепад давления на  $i$ -м участке шлейфа ГСС, Па/м;  $l_i$  – длина  $i$ -го участка шлейфа ГСС, м;  $N$  – количество участков шлейфа ГСС.

$$\frac{dp_i}{dl_i} = \frac{f \rho_{газ} v_{шл.ГСС,i}^2}{2d_{шл.ГСС}} + 9,81 \rho_{газ} \frac{H}{\bar{L}_{шл.ГСС}}, \quad (4)$$

где  $\rho_{газ}$  – абсолютная плотность газа,  $\text{кг/м}^3$ ;  $v_{шл.ГСС}$  – скорость газа на  $i$ -м участке шлейфа ГСС, м/с;  $d_{шл.ГСС}$  – проходной диаметр трубы шлейфа ГСС, м;  $H$  – средний перепад высот



**Рис. 3. Блок-схема расчета минимального давления на входе шлейфов ГСС в УКПГ**

между кустовой площадкой и точкой входа шлейфа ГСС в УКПГ, м.

Коэффициент трения  $f$  находят итерационно:

$$f_{j+1} = \left[ 1,74 - 2 \log \left( \frac{2\varepsilon}{d_{\text{шл.ГСС}}} + \frac{18,7}{\text{Re} \sqrt{f_j}} \right) \right]^{-2}, \quad (5)$$

где  $\varepsilon$  – коэффициент шероховатости трубы, м;  $\text{Re}$  – число Рейнольдса. В первом приближении принимаем  $f = 0,001$ .

$$\text{Re} = \frac{\rho_{\text{газ}} v_{\text{шл.ГСС}_i} d_{\text{шл.ГСС}}}{\mu_{\text{шл.ГСС}_i}}, \quad (6)$$

где  $\mu_{\text{шл.ГСС}_i}$  – динамическая вязкость газа на  $i$ -м участке шлейфа ГСС, Па·с.

$$v_{\text{шл.ГСС}_i} = \frac{n Q_{\text{скв}}}{\pi \frac{d_{\text{шл.ГСС}}^2}{4}}, \quad (7)$$

где  $Q_{\text{скв}}$  – дебит газа одной скважины в поверхностных условиях, тыс. м<sup>3</sup>/сут;  $B_{\text{газ}}$  – объемный коэффициент газа, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Для построения кривых градиента давления рекомендуется  $\varepsilon = 0,46$  мкм [1]. Стоит отметить, что значение  $d_{\text{шл.ГСС}}$  подбирается путем последовательного расчета  $v_{\text{шл.ГСС}_i}$  и изменения в случае выхода значения  $v_{\text{шл.ГСС}_i}$  из диапазона 2...6 м/с.

**Этап 3** (см. рис. 1). Аналогично предыдущему этапу на данном шаге с учетом

гидростатической составляющей производится расчет потерь давления в лифтовых трубах скважины и значения  $P_{\text{заб}}$  (рис. 4). Расчеты выполняются по формулам

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{уст}}^{\text{конт}} + \sum_{i=1}^N l_{\text{НКТ}_i} \frac{dp_i}{dl_{\text{НКТ}_i}}; \quad (8)$$

$$\frac{dp_i}{dl_{\text{НКТ}_i}} = \left( \frac{f \rho_{\text{газ}} v_{\text{НКТ}_i}^2}{2d_{\text{НКТ}}} + 9,81 \rho_{\text{газ}} \right); \quad (9)$$

$$f_{i+1} = \left[ 1,74 - 2 \log \left( \frac{2\varepsilon}{d_{\text{НКТ}}} + \frac{18,7}{\text{Re} \sqrt{f_i}} \right) \right]^{-2}; \quad (10)$$

$$\text{Re} = \frac{\rho_{\text{газ}} v_{\text{НКТ}_i} d_{\text{НКТ}}}{\mu_{\text{НКТ}_i}}; \quad (11)$$

$$v_{\text{НКТ}_i} = \frac{Q_{\text{скв}}}{\pi \frac{d_{\text{НКТ}}^2}{4}}, \quad (12)$$

где  $\frac{dp_i}{dl_{\text{НКТ}_i}}$  – перепад давления на  $i$ -м участке

НКТ, Па/м;  $d_{\text{НКТ}}$  – внутренний диаметр НКТ, м;  $v_{\text{НКТ}_i}$  – скорость газа на  $i$ -м участке НКТ, м/с;  $dl_{\text{НКТ}_i}$  – длина  $i$ -го участка НКТ, м;  $\mu_{\text{НКТ}_i}$  – динамическая вязкость газа на  $i$ -м участке НКТ, Па·с.

Распределение температуры в стволе скважины, необходимое для определения свойств

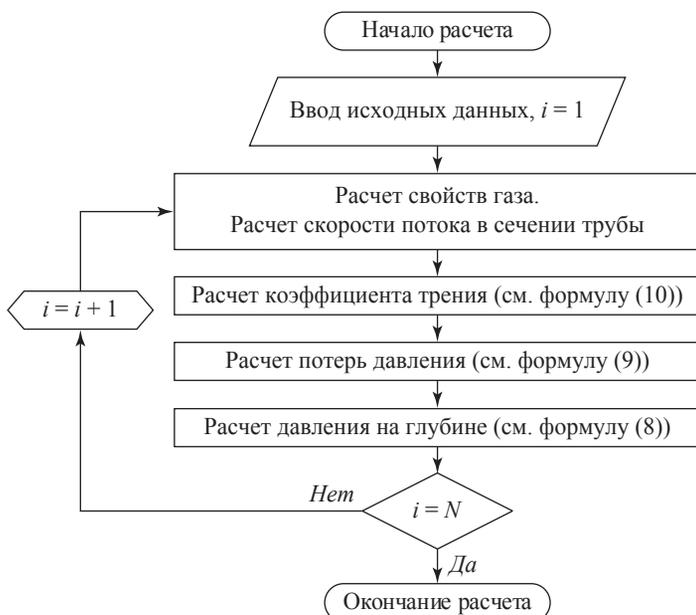


Рис. 4. Блок-схема расчета потерь давления в системе «устье – забой» скважины

газа, с достаточно точным для практики приближением можно аппроксимировать линейной функцией<sup>2</sup>

$$T_x = T_{пл} - \frac{T_{пл} - T_y}{L_{НКТ}} L_x, \quad (13)$$

где  $T_y$  – температура либо на устье скважины, либо нейтрального слоя, К;  $T_{пл}$  – пластовая температура, К;  $L_x$  – расстояние от забоя скважины до той точки ствола скважины, в которой вычисляется значение температуры  $T_x$ , м;  $L_{НКТ}$  – расстояние от забоя скважины до ее устья (принимается равным глубине вертикальной скважины), м.

Расчет критического значения дебита при экспресс-оценке конечных КИГ и КИК предлагается осуществлять по методике [2], согласно которой минимальный необходимый (допустимый) в поверхностных условиях суточный дебит скважины  $Q_{min}$  вычисляется исходя из следующей эмпирической зависимости:

$$Q_{min} = 0,0602 d_{скв}^{2,5} \sqrt{\frac{P_{заб} T_y}{\rho_{газ}^{отн} T_{пл} Z}}, \quad \text{тыс. м}^3/\text{сут}, \quad (14)$$

где  $P_{заб}$ , кгс/см<sup>2</sup>;  $\rho_{газ}^{отн}$  – относительная плотность газа по воздуху;  $Z$  – коэффициент сверхсжимаемости;  $d_{скв}$  – внутренний диаметр скважины, см.

**Этап 4** (см. рис. 1). Приток пластового флюида для газовых и газоконденсатных залежей зачастую характеризуется отклонением от линейного закона Дарси. В инженерной практике для учета указанных отклонений в уравнение притока вносят поправочные коэффициенты  $S$  (скин-фактор) и  $D$ , сут/м<sup>3</sup>, учитывающий нелинейное отклонение от закона Дарси ( $D$ -фактор). Ввод в «классическое» уравнение притока к забою газовой скважины  $D$ -фактора обуславливает необходимость модификации уравнения:

$$Q_{скв_{k+1}} = \frac{\pi K_{пр.газ} H_{пл}^{\text{эф}} \left( \frac{P_{пл}^2}{\bar{\mu} \bar{Z}} - \frac{P_{заб}^2}{\bar{\mu} \bar{Z}} \right)}{\ln \left( \frac{R_{к/п.скв}}{r_{скв}} \right) - 0,75 + S + 86400 D Q_{скв_k}} \cdot \frac{T_{ст.у}}{P_{ст.у} T_{пл}}, \quad (15)$$

где  $\bar{\mu}$  – средняя динамическая вязкость газа, Па·с;  $\bar{Z}$  – средний коэффициент сверхсжимаемости газа;  $K_{пр.газ}$  – фазовая проницаемость по газу, м<sup>2</sup>;  $H_{пл}^{\text{эф}}$  – эффективная мощность пласта, м;  $R_{к/п.скв}$  – радиус контура питания скважины, м;  $r_{скв}$  – радиус скважины, м;  $T_{ст.у}$  – температура, соответствующая стандартным условиям, К;  $P_{ст.у}$  – давление, соответствующее стандартным условиям, Па;  $P_{пл}$ , Па;  $P_{заб}$ , Па.

Решая уравнение относительно  $Q_{скв}$ , получаем:

$$Q_{скв} = \frac{- \left( \ln \left( \frac{R_{к/п.скв}}{r_{скв}} \right) - 0,75 + S \right) + \sqrt{\left[ \left( \ln \left( \frac{R_{к/п.скв}}{r_{скв}} \right) - 0,75 + S \right) \right]^2 + 4 \frac{86400 D}{a}}}{2 \frac{86400 D}{a}}, \quad (16)$$

где  $a = \pi K_{пр.газ} H_{пл}^{\text{эф}} \left( \frac{P_{пл}^2}{\bar{\mu} \bar{Z}} - \frac{P_{заб}^2}{\bar{\mu} \bar{Z}} \right) \frac{T_{ст.у}}{P_{ст.у} T_{пл}}$ .

При этом  $R_{к/п.скв}$  принимается равным половине расстояния между двумя ближайшими скважинами, а факторы  $S$  и  $D$  могут быть определены в результате газодинамических исследований (ГДИ) – приняты по месторождениям-аналогам.

<sup>2</sup> См. Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин: в 2 ч. – М.: Газпром экспо, 2010.

При отсутствии данных ГДИ оценку ожидаемого  $D$ -фактора возможно производить исходя из следующей корреляционной зависимости [3, 4]:

$$D = 2,1955 \cdot 10^{-4} \beta \frac{K_{\text{пр.газ}} \rho_{\text{газ}}^{\text{отн}}}{H_{\text{пл}}^{\text{эф}} r_{\text{скв}} \bar{\mu}}; \quad (17)$$

где  $2,1955 \cdot 10^{-4}$  – переводной коэффициент;  $\beta = 1,82 \cdot 10^8 (10^{15} K_{\text{пр.газ}})^{-5/4} (m)^{-3/4}$  – коэффициент отклонения потока от закона Дарси, см<sup>-1</sup>;  $m$  – пористость, д.ед.

При наличии данных ГДИ на стационарных режимах фильтрации по рассматриваемому месторождению или месторождениям-аналогам с близкими фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов и эффективными газонасыщенными толщами считается допустимым<sup>2</sup> использовать для определения дебита работающей скважины формулу

$$Q_{\text{газ}} = \frac{\sqrt{a^2 + 4b(P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2)} - a}{2b}, \quad (18)$$

где  $a$  – линейный фильтрационный коэффициент двучленной формулы притока, МПа<sup>2</sup>/тыс. м<sup>3</sup>/сут;  $b$  – квадратичный фильтрационный коэффициент двучленной формулы притока, МПа<sup>2</sup>/(тыс. м<sup>3</sup>/сут)<sup>2</sup>.

С использованием формул (16) или (18) итерационно вычисляется конечное значение пластового давления  $P_{\text{пл}}^{\text{кон}}$  до достижения условия  $Q_{\text{мин}} \approx Q_{\text{скв}}$ .

Согласно блок-схеме, представленной на рис. 1, с учетом полученного значения  $Q_{\text{скв}}$  уточняются потери давления по шлейфам ГСС и значения  $P_y$ ,  $P_{\text{заб}}$ ,  $Q_{\text{мин}}$  либо происходит переход на этап 5.

**Этап 5** (см. рис. 1). Исходя из значения  $P_{\text{пл}}^{\text{кон}}$  рассчитывают извлекаемые запасы газа  $Q_{\text{извл.газ}}$ , млрд м<sup>3</sup>, и конечный (технологический) КИГ:

$$Q_{\text{извл.газ}} = Q_{\text{зап.газ}} - \frac{\frac{P_{\text{пл}}^{\text{кон}}}{Z_{\text{пл}}^{\text{кон}}} - \frac{P_{\text{ст.у}}}{Z_{\text{ст.у}}}}{\frac{P_{\text{пл}}^{\text{нач}}}{Z_{\text{пл}}^{\text{нач}}} - \frac{P_{\text{ст.у}}}{Z_{\text{ст.у}}}} Q_{\text{зап.газ}}, \quad (19)$$

где  $Q_{\text{зап.газ}}$  – объем геологических запасов газа, млрд м<sup>3</sup>;  $P_{\text{пл}}^{\text{нач}}$  – начальное пластовое давление, МПа;  $Z_{\text{ст.у}}$ ,  $Z_{\text{пл}}^{\text{нач}}$ ,  $Z_{\text{пл}}^{\text{кон}}$  – коэффициенты сверхсжимаемости газа в стандартных условиях, при  $P_{\text{пл}}^{\text{нач}}$  и при  $P_{\text{пл}}^{\text{кон}}$  соответственно;

$$\text{КИГ} = \frac{Q_{\text{извл.газ}}}{Q_{\text{зап.газ}}}. \quad (20)$$

Извлекаемые запасы конденсата ( $Q_{\text{извл.конд}}$ ) находятся путем численного интегрирования кривой потенциального содержания конденсата относительно пластового давления:

$$Q_{\text{извл.конд}} = \int_{P_{\text{пл}}^{\text{кон}}}^{P_{\text{пл}}^{\text{нач}}} \Pi_{C_{5+}}^{P_{\text{пл}} - dP_{\text{пл}}} Q_{\text{извл.газ}}^{P_{\text{пл}} - dP_{\text{пл}}} dP_{\text{пл}}, \quad (21)$$

$$\text{где } Q_{\text{извл.газ}}^{P_{\text{пл}} - dP_{\text{пл}}} = \frac{\frac{P_{\text{пл}} - dP_{\text{пл}}}{Z_{P_{\text{пл}} - dP_{\text{пл}}}} - \frac{P_{\text{ст.у}}}{Z_{\text{ст.у}}}}{\frac{P_{\text{пл}}^{\text{нач}}}{Z_{\text{пл}}^{\text{нач}}} - \frac{P_{\text{ст.у}}}{Z_{\text{ст.у}}}} Q_{\text{зап.газ}} - \text{объем из-}$$

влеченного газа при снижении пластового давления на величину  $dP_{\text{пл}}$ , м<sup>3</sup>;  $Z_{P_{\text{пл}} - dP_{\text{пл}}}$  – коэффициент сверхсжимаемости при давлении, равном  $P_{\text{пл}} - dP_{\text{пл}}$ ;  $\Pi_{C_{5+}}^{P_{\text{пл}} - dP_{\text{пл}}}$  – потенциальное содержание конденсата в газе, г/м<sup>3</sup>, при давлении, равном  $P_{\text{пл}} - dP_{\text{пл}}$ .

Технологический коэффициент извлечения конденсата

$$\text{КИК} = \frac{Q_{\text{извл.конд}}}{Q_{\text{зап.конд}}}, \quad (22)$$

где  $Q_{\text{зап.конд}}$  – объем геологических запасов конденсата.

При этом данные о составе пластового газа, его потенциальном содержании предлагается получать путем комплексных PVT<sup>3</sup>-исследований, в то же время при отсутствии информации о составе пластового флюида возможно использование данных о составе пластового газа на месторождениях-аналогах.

\*\*\*

В основу разработанной методики оценки технологических коэффициентов извлечения газа и конденсата из месторождений, находящихся на стадии разведки, положены общеизвестные в инженерной практике упрощенные принципы проектирования разработки газовых и газоконденсатных объектов. Предложенный алгоритм позволяет выполнить экспресс-оценку технологических КИГ и КИК в условиях минимального объема исходных данных, характерного для стадий открытия и разведки месторождений.

<sup>3</sup> PVT – акроним от англ. pressure, volume, temperature (давление, объем, температура).

## Список литературы

1. Джеймс П.Б. Многофазный поток в скважинах / П.Б. Джеймс, Х. Мукерджи. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006.
2. Ахмедов Б.Г. Эксплуатация газовых скважин на поздней стадии разработки: обз. / Б.Г. Ахмедов, С.Н. Бузинов // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – 1980. – Вып. 10. – 37 с.
3. Ahmed T. *Advanced reservoir engineering* / T. Ahmed, P.D. McKinney. – Gulf Publishing Co., 2005. – 415 с.
4. Janicek J.D. *Applications of unsteady state gas flow calculations* / J.D. Janicek, D.L. Katz. – Ann Arbor, MI, USA: University of Michigan, 1955. – 43 с.

---

## Recommendations for express evaluation of the technological gas recovery and condensate recovery factors for fields at the stage of exploration and trial operation

S.G. Soldatov<sup>1</sup>, I.Yu. Levinskiy<sup>1\*</sup>, R.F. Sharafutdinov<sup>1</sup>, A.S. Grushinets<sup>1</sup>, Ye.F. Lycheva<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom Geologorazvedka LLC, Bld. 70, Gertsena street, Tyumen, 625000, Russian Federation

\* E-mail: i.levinskiy@ggr.gazprom.ru

**Abstract.** According to the «Temporary methodological recommendations for the preparation of technical projects for the development of hydrocarbon deposits» approved by the order of the Ministry of Natural Resources of Russia № 12-р on May 18, 2016, geological reserves (categories C<sub>1</sub> and C<sub>2</sub>) for explored fields are to be approved on the basis of the state expertise of operational changes of the state of reserves. In contrast, the recoverable hydrocarbon reserves, and correspondingly gas recovery and condensate recovery factors should be approved in terms of a feasibility study according to the recommended option of field development, determined during a period of trial field operation, on the basis of expert assessments and by means of the simplified statistical methods for determining recovery factors, namely: empirical, coefficient and analogue ones. Recovery factors calculated using hydrodynamic models are not priorities, but are considered as an additional tool for justification during the period of trial operation. In this regard, this article presents recommendations for express evaluation of technological gas and condensate recovery factors for gas, gas-condensate and oil-and-gas-condensate fields under exploration. To achieve this goal, the authors reviewed the main existing models aimed at predicting development of gas, gas-condensate and oil-and-gas-condensate deposits, analyzed the laboratory research materials on core samples from Western and Eastern Siberia, and prepared the initial data together with a methodical approach to assess the technological hydrocarbon recovery factor of fields under exploration.

**Key words:** gas recovery factor, condensate recovery factor, gas-collecting system, trial operation, hydrocarbon resources.

### References

1. BRILL, J.P., H. MUKHERDJEE. *Multiphase flow in wells* [Mnogofaznyy potok v skvazhinakh]. Moscow; Izhevsk: Institute of computer research, 2006. (Russ.).
2. AKHMEDOV, B.G., S.N. BUZINOV. Operation of gas wells at late stage of development [Ekspluatatsiya gazovykh skvazhin na pozdnye stadia razrabotki]: review. *Development and operation of gas and gas-condensate fields*. Moscow: VNIIEgazprom, 1980, is. 10. (Russ.).
3. AHMED, T., P.D. MCKINNEY. *Advanced reservoir engineering*. Gulf Publishing Co., 2005.
4. JANICEK, J.D., D.L. KATZ. *Applications of unsteady state gas flow calculations*. Ann Arbor, MI, USA: University of Michigan, 1955.

УДК 622.276.3

## Применение методов физического и математического моделирования для оценки эффективности использования технологии водогазового воздействия на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении

В.М. Троицкий<sup>1\*</sup>, Б.А. Григорьев<sup>1</sup>, С.Г. Рассохин<sup>1</sup>, А.Ф. Соколов<sup>1</sup>, А.Л. Ковалёв<sup>1</sup>,  
И.Ю. Корчажкина<sup>1</sup>, Е.Л. Фомин<sup>1</sup>, А.В. Мизин<sup>1</sup>, В.П. Ваньков<sup>1</sup>

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

\* E-mail: V\_Troitskiy@vniigaz.gazprom.ru

**Ключевые слова:** нефтяное месторождение, коэффициент извлечения нефти, обоснование эффективности водогазового воздействия, гидродинамическое моделирование, керновая модель, математический эксперимент, Чаяндинское месторождение.

**Тезисы.** Для эффективной разработки нефтяных месторождений уже на стадии проектирования важно правильно подобрать необходимую технологию извлечения максимально возможного количества нефти, содержащейся в пласте. В настоящее время в промысловой практике для повышения коэффициента нефтеотдачи наиболее широко используют технологию водогазового воздействия (ВГВ). При этом еще нет полной ясности, каким образом проводить вытеснение для достижения максимального коэффициента извлечения нефти (КИН).

В этой связи изучение процессов фильтрации при использовании метода ВГВ на моделях пласта с последующей разработкой цифровых гидродинамических моделей и их апробацией на конкретных участках продуктивной залежи представляет несомненный научный и практический интерес.

Настоящая статья посвящена обоснованию эффективности ВГВ при разработке нефтяной оторочки Чаяндинского НГКМ по результатам синергии лабораторных исследований на керновых моделях пласта и математических экспериментов на конкретных полигонах месторождения.

### Методика экспериментальных исследований

На моделях пласта (МП), составленных из кернового материала ботубинского горизонта Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), с помощью прецизионной установки двухфазной фильтрации<sup>1</sup> [1] выполнены 18 фильтрационных экспериментов. В ходе исследований полностью воспроизводились пластовые условия месторождения: пластовое давление  $P_{пл} = 13,2$  МПа; пластовая температура  $t_{пл} = 11$  °С; горное давление  $P_{гор} = 35$  МПа. В качестве флюидов использовались рекомбинированная проба нефти (РПН), натурная вода минерализацией 397 г/л, азот, углекислый газ, газ сепарации. Составные МП трех типов (табл. 1) испытаны циклично чередующимися водогазовыми воздействиями (ВГВ) (применялись два цикла<sup>2</sup> закачки:  $Z = 0,1$  и  $Z = 0,25$ ) с участием различных агентов вытеснения (азота, углекислого газа, газа сепарации). Вода и газ закачивались попеременно в каждом цикле в равных объемах. После каждого опыта МП разбирались, керн экстрагировался, и далее МП вновь формировалась для определения коэффициента вытеснения нефти ( $K_{выт}$ ) последующим агентом.

Остаточная водонасыщенность  $S_{в,о}$  моделей не создавалась по следующим соображениям: во-первых,  $S_{в,о}$  коллектора ботубинского горизонта Чаяндинского НГКМ редко превышает 10 % (обычно  $S_{в,о} = 4...7$  % [2]); во-вторых, неоднократно отмечалось [2, 3], что создание  $S_{в,о}$  в образцах керна Чаяндинского НГКМ приводит к изменению структуры порового пространства за счет растворения галлита; в-третьих,

<sup>1</sup> См. Relative permeability coreflooding system with data acquisition and control system: operating and instruction manual. – Tulsa: Temco Inc., 1995.

<sup>2</sup> Под коэффициентом цикличности  $Z$  будем в дальнейшем понимать отношение объема порции

закачиваемого агента (например, газа) до замены его на воду к полному поровому объему:  $Z = \frac{V_{ат}}{V_{пор}}$ .

сравнение характеристик двухфазной фильтрации в образцах керна Чайядинского НГКМ (относящихся к одной литологической группе), полученных в присутствии и в отсутствии остаточной воды, не подтверждает влияния  $S_{в.о}$  на фильтрационные характеристики [2, 3].

РПН, использовавшаяся в качестве нефти, получена синтезом разгазированной нефти Чайядинского НГКМ и модельного газа, состав которого определялся результатами стандартной сепарации нефти на скважинах. В табл. 2 приведены составы натурального газа

Таблица 1

### Характеристики составных МП для измерения $K_{\text{выт}}$ при ВГВ

Лаб. номер образца	Проницаемость по азоту, мД	$V_{\text{пор}}$ , см <sup>3</sup>	Длина, см	Диаметр, см	Пористость, %
Тип «200 мД»					
728/10	275,50	3,1447	2,958	3,041	14,64
719/10	265,90	2,4644	2,881	3,048	11,72
695	174,80	1,6786	3,36	2,97	7,21
701/10х-4 (2)	172,76	2,7483	2,77	2,972	14,30
729/10	160,07	3,3040	2,97	3,05	15,23
701/10 х-4 (1)	131,59	2,2817	2,86	2,977	11,46
МП	196,6	15,6216	17,80	3,009	12,30
Тип «700 мД»					
9	961,90	6,8887	4,932	2,972	20,13
705	775,51	2,2735	4,875	2,975	6,71
726/10	673,40	3,7028	2,856	3,035	17,92
713А	671,00	2,9376	4,52	2,975	9,35
698	512,99	3,0550	4,615	2,977	9,51
МП	727,1	18,8576	21,80	2,983	12,36
Тип «1650 мД»					
2	1987,40	6,1486	4,099	2,972	21,62
7	1972,50	6,7093	4,597	2,944	21,44
779/9 х-41	1722,10	6,4225	4,377	2,97	21,18
8	1707,70	6,3482	4,474	2,973	20,44
6	1484,20	7,1408	4,651	2,994	21,81
1	1363,80	6,3271	4,198	2,98	21,61
3	1316,40	4,8222	3,51	2,986	19,62
МП	1659,89	43,92	29,91	2,974	21,14

Таблица 2

### Составы натурального и модельного газов Чайядинского НГКМ, используемых для проведения фильтрационных экспериментов

Компонент	Содержание, % мол.	
	натурный газ	модельный газ
CO <sub>2</sub>	0,016	0,016
N <sub>2</sub>	3,338	3,338
He	0,066	0,066
H <sub>2</sub>	0,010	0,010
CH <sub>4</sub>	68,998	68,889
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	12,106	12,199
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	7,397	7,395
iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1,224	0,000
nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	3,268	4,492
iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,898	0,000
nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	1,206	2,114
C <sub>6+</sub>	1,473	1,481
Σ	100,000	100,000

Таблица 3

**Свойства азота и диоксида углерода,  
рассчитанные для пластовых условий  
Чаяндинского НГКМ**

Флюид	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Вязкость, мПа·с
N <sub>2</sub>	155,81	0,020486
CO <sub>2</sub>	938,12	0,10196

и модельного нефтяного газа, созданного для синтеза РПН Чаяндинского НГКМ. Видно, что составы натурального и модельного газов полностью идентичны.

**Физико-химические свойства агентов вытеснения.** В качестве агентов вытеснения использовались газообразный азот, сжиженный при пластовых условиях Чаяндинского НГКМ диоксид углерода и газ сепарации. Для опытов выбирались азот особой чистоты согласно ГОСТ 9293-74 и двуокись углерода высшего сорта по ГОСТ 8050-85<sup>3</sup>.

В табл. 3 приводятся расчетные данные о плотности и вязкости азота и диоксида углерода, полученные с помощью симулятора NIST REFPROP (по уравнению состояния Гельмгольца для CO<sub>2</sub> [4] и N<sub>2</sub> [5] в редакции Р. Спана и В. Вагнера), моделирующего термодинамические свойства чистых веществ и смесей [6, 7]. Отметим, что вязкости и плотности для азота и диоксида углерода при пластовых условиях Чаяндинского НГКМ различаются приблизительно в пять-шесть раз.

Подготовленные флюиды для вытеснения нефти с помощью насосов подавали в соответствующие аккумуляторы фильтрационной установки, где выдерживали при давлении и температуре опыта не менее суток.

**Подготовка эксперимента по определению  $K_{\text{выт}}$**  (при  $S_{\text{в.о}} = 0$ ) включала следующие этапы:

- вакуумирование МП и подводящих трубок;
- насыщение МП керосином (фильтрацией керосина через МП в количестве пяти поровых объемов) при  $P_{\text{пл}}$  и комнатной температуре;
- термостатирование системы при  $t_{\text{пл}}$  в течение 6...8 ч;

- замещение керосина на РПН путем фильтрации не менее 5 поровых объемов нефти через МП при  $P_{\text{пл}}$ .

После указанных процедур начинался основной эксперимент по определению коэффициента вытеснения нефти агентами. Расчеты  $K_{\text{выт}}$  производились в соответствии с ОСТ 39-195-86<sup>4</sup> по формуле

$$K_{\text{выт}} = \frac{V_{\text{выт}}}{V_{\text{нач}}}, \quad (1)$$

где объемы нефти  $V_{\text{выт}}$  вытесненной из МП после длительной закачки вытесняющего агента, и начальное содержание нефти  $V_{\text{нач}}$  в МП приводятся к пластовым условиям.

**Основной эксперимент** проводился при термобарических условиях, соответствующих пластовым условиям ботубинского горизонта Чаяндинского НГКМ (см. ранее). Для корректного моделирования процессов вытеснения в продуктивном пласте важно следовать критериям подобия: необходимо соблюдать подобие модельных условий фильтрации натурным при пластовых условиях.

В выполненных экспериментах перепад давления на составной МП устанавливался больше 5 кПа, а длины МП превышали минимально необходимое для соблюдения автомодельности значение [8, 9]. Таким образом, критерии подобия натуральных процессов фильтрации в пласте и фильтрации в моделях пласта полностью соблюдались.

Эффективность агентов вытеснения, как правило, оценивается по результатам фильтрационного эксперимента – определения коэффициента вытеснения нефти различными флюидами. Очень важно при этом, чтобы для всех экспериментов вытеснения параметры флюидално-коллекторной системы были одинаковыми, а именно: во всех экспериментах совершенно идентичными должны быть фильтрационно-емкостные свойства МП, физико-химические свойства нефти и модели воды. Указанные требования выполнялись в настоящих исследованиях строгим поддержанием пластовых условий, соответствующих ботубинскому горизонту Чаяндинского НГКМ, а также использованием во всех экспериментах одних и тех же МП.

<sup>3</sup> См. ГОСТ 9293-74. Азот газообразный и жидкий. Технические условия; ГОСТ 8050-85. Двуокись углерода газообразная и жидкая. Технические условия.

<sup>4</sup> См. ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – М.: Миннефтепром, 1986 г.

## Результаты измерения $K_{\text{выт}}$ при ВГВ

При разработке нефтяных залежей в последнее время широкое применение получила технология ВГВ [10–12]. Указано, что с помощью ВГВ удается вытеснить до 97 % нефти [10]. Показано также, что эффективность ВГВ сильно зависит от скорости смены агентов вытеснения или от коэффициента цикличности  $Z$  (см. ранее), при этом  $K_{\text{выт}}$  значительно превосходит значения, полученные в результате использования индивидуальных агентов: азота, газа сепарации и воды. На рис. 1 показана схема циклической закачки газа и воды при  $Z = 0,1$  и  $Z = 0,25$ .

В ходе описываемых экспериментов по вытеснению нефти с помощью технологии ВГВ испытаны два режима чередующейся закачки агента (см. ранее) и пластовой воды:  $Z = 0,1$  и  $Z = 0,25$ . Далее на рис. 2–7 и в табл. 4–9 представлены зависимости  $K_{\text{выт}}$  от закачанного объема различных агентов для всех исследованных МП ботубинского горизонта Чаиндинского НГКМ и двух режимов закачки.

**ВГВ «азот + пластовая вода»,  $Z = 0,1$**  (см. рис. 2, табл. 4).

Сравнивая результаты вытеснения нефти при попеременной закачке азота и пластовой воды, легко заметить большую эффективность технологии ВГВ. Для МП «1650 мД»  $K_{\text{выт}}$  при попеременной закачке азотом и пластовой водой составляет порядка 72 % при прокачке семи поровых объемов водогазовой смеси и имеет тенденцию к росту при дальнейшей закачке водогазового агента.

**ВГВ «азот + пластовая вода»,  $Z = 0,25$**  (см. рис. 3, табл. 5).

Видно, что при  $Z = 0,25$  наилучшие характеристики по вытеснению нефти можно также получить на МП «1650 мД»: при указанном режиме цикличности закачки из МП «1650 мД» можно вытеснить до 74 % нефти.

**ВГВ «диоксид углерода + пластовая вода»,  $Z = 0,1$**  (см. рис. 4, табл. 6).

В данном случае отмечается высокая эффективность технологии ВГВ. Так, для МП «700 мД» при попеременной закачке углекислотой и пластовой водой  $K_{\text{выт}}$  составил около 78 % при прокачке 4,8 поровых объемов водогазовой смеси и имеет тенденцию к дальнейшему росту. Заметим также, что в случае попеременной закачки углекислоты и пластовой воды явной зависимости  $K_{\text{выт}}$  от абсолютной проницаемости МП не наблюдается.

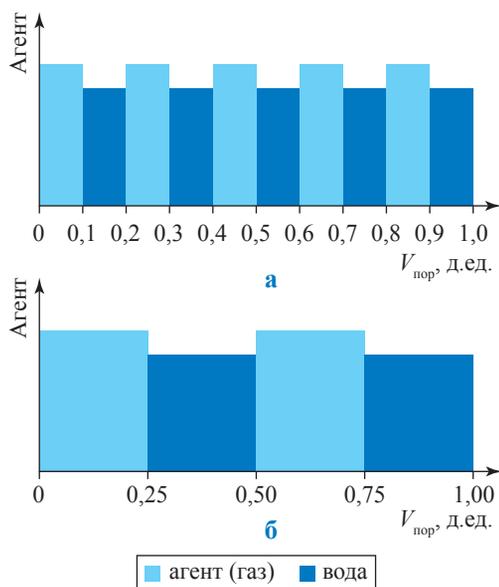


Рис. 1. Схема циклической закачки газа и воды в МП при  $Z = 0,1$  (а) и  $Z = 0,25$  (б)

**ВГВ «диоксид углерода + пластовая вода»,  $Z = 0,25$**  (см. рис. 5, табл. 7).

Видно, что при указанном режиме закачки наилучшие характеристики по вытеснению нефти можно получить на МП «700 мД»: из нее можно вытеснить свыше 75 % нефти. При этом режиме ВГВ конечное значение  $K_{\text{выт}}$  практически не зависит от абсолютной проницаемости МП.

**ВГВ «газ сепарации + пластовая вода»,  $Z = 0,1$**  (см. рис. 6, табл. 8).

Видно, при указанном режиме цикличности закачки можно вытеснить более 69 % нефти из МП «1650 мД».

**ВГВ «газ сепарации + пластовая вода»,  $Z = 0,25$**  (см. рис. 7, табл. 9).

Видно, что при  $Z = 0,25$  явная зависимость  $K_{\text{выт}}$  от абсолютной проницаемости МП отсутствует. Максимальное значение  $K_{\text{выт}} = 0,8212$  характерно для МП «700 мД».

## Выбор характеристик адаптированной гидродинамической модели

Для оценки эффективности различных воздействий в масштабе участка залежи необходимо использовать компьютерные модели, применяемые для определения технологических показателей разработки нефтегазовых месторождений. Особенности процессов вытеснения нефти в этих моделях отражаются формой функций относительных фазовых проницаемостей (ОФП) и капиллярных давлений.

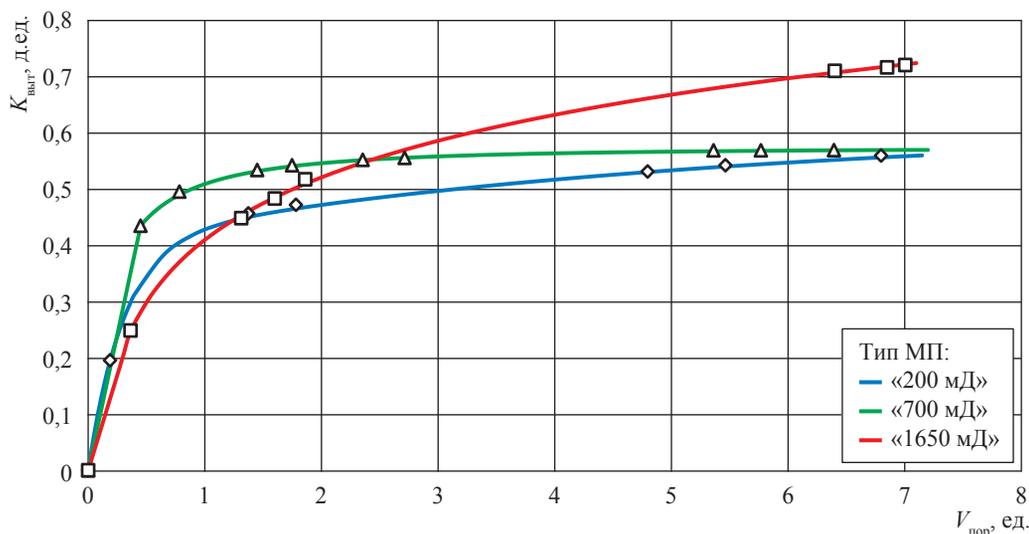


Рис. 2. Динамика  $K_{выт}$  для ботубинского горизонта Чайядинского НГКМ при попеременной закачке азота и пластовой воды порциями 0,1 объема пор для МП различных групп проницаемостей

Таблица 4

Результаты вытеснения нефти из МП Чайядинского НГКМ при циклической закачке азота и пластовой воды ( $Z = 0,1$ )

МП «200 мД»		МП «700 мД»		МП «1650 мД»	
Объем закачанных флюидов, ед. $V_{пор}$	$K_{выт}$ , д. ед.	Объем закачанных флюидов, ед. $V_{пор}$	$K_{выт}$ , д. ед.	Объем закачанных флюидов, ед. $V_{пор}$	$K_{выт}$ , д. ед.
0	0	0	0	0	0
0,1875	0,1958	0,4504	0,4353	0,3642	0,2491
1,3743	0,4574	0,7828	0,4963	1,3122	0,4488
1,7812	0,4726	1,4489	0,5346	1,6004	0,4838
4,7971	0,5319	1,7482	0,5430	1,8607	0,5180
5,4634	0,5433	2,3538	0,5529	6,4016	0,7114
6,7985	0,5605	2,7131	0,5561	6,8511	0,7174
—	—	5,3621	0,5698	7,0061	0,7216
—	—	5,7689	0,5698	—	—
—	—	6,3940	0,5700	—	—

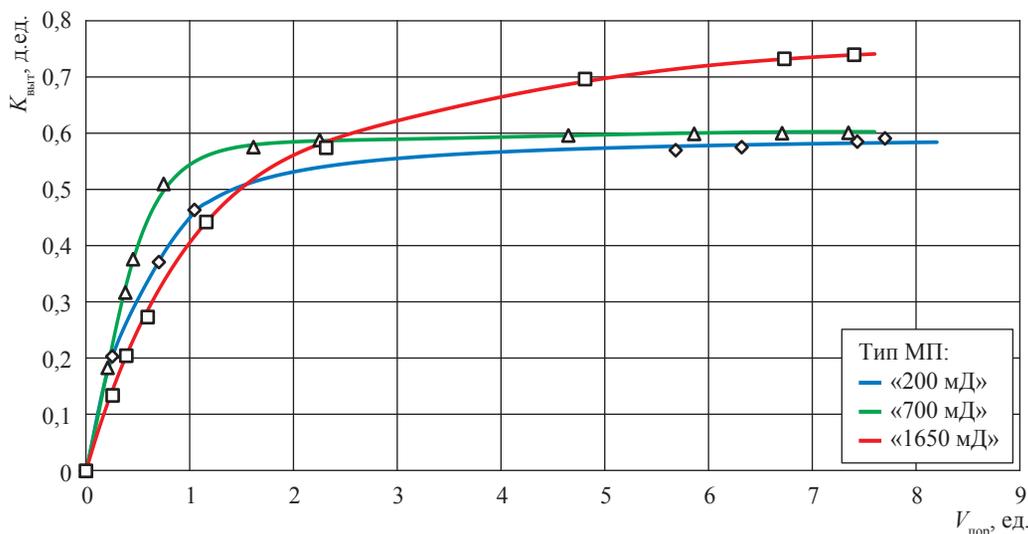
Источником информации об этих функциях служат экспериментальные исследования на керне. Определение функций производится путем сопоставления измеренных в лабораторном эксперименте значений величин (давлений, расходов, насыщенностей) и значений этих же величин, полученных при математическом моделировании процессов.

**Методы интерпретации.** Для определения функций ОФП решается обратная задача теории фильтрации. Применяемые при этом методы можно разделить на две группы — прямые и непрямые. В прямых методах используются аналитические решения, позволяющие непосредственно выразить искомым параметр через измеренные величины

с помощью простой вычислительной процедуры. Примером может служить вычисление ОФП по измерениям давлений и расходов на стационарных режимах фильтрации в соответствии с ОСТ 39-235-89<sup>5</sup>. Известны также методы обработки нестационарных режимов (опытов по вытеснению) на основе модели Бакли – Леверетта.

В непрямых методах с помощью математической модели многократно имитируют процесс фильтрации на лабораторной установке и с помощью итерационной процедуры подбирают функции, обеспечивающие наилучшее

<sup>5</sup> См. ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. — М.: Миннефтепром, 1989.



**Рис. 3. Динамика  $K_{\text{выт}}^{\text{д. ед.}}$  для ботубинского горизонта Чайядинского НГКМ при попеременной закачке азота и пластовой воды порциями 0,25 объема пор для МП различных групп проницаемостей**

Таблица 5

**Результаты вытеснения нефти из МП Чайядинского НГКМ при циклической закачке азота и пластовой воды ( $Z = 0,25$ )**

МП «200 мД»		МП «700 мД»		МП «1650 мД»	
Объем закачанных флюидов, ед. $V_{\text{пор}}$	$K_{\text{выт}}^{\text{д. ед.}}$	Объем закачанных флюидов, ед. $V_{\text{пор}}$	$K_{\text{выт}}^{\text{д. ед.}}$	Объем закачанных флюидов, ед. $V_{\text{пор}}$	$K_{\text{выт}}^{\text{д. ед.}}$
0	0	0	0	0	0
0,2553	0,2039	0,2095	0,1833	0,2579	0,1343
0,7028	0,3714	0,3811	0,3171	0,3907	0,2050
1,0465	0,4644	0,4544	0,3768	0,5952	0,2737
5,6836	0,5704	0,7489	0,5106	1,1606	0,4427
6,3185	0,5761	1,6156	0,5760	2,3153	0,5749
7,4340	0,5858	2,2533	0,5887	4,8106	0,6971
7,7007	0,5915	4,6501	0,5968	6,7301	0,7330
–	–	5,8624	0,5995	7,4034	0,7403
–	–	6,7091	0,6009	–	–

воспроизведение измеряемых в опыте величин [13, 14]. В большинстве настоящих экспериментов использована математическая модель одномерной фильтрации двух несмешивающихся несжимаемых жидкостей в недеформируемой пористой среде. Корректность использования одномерной модели проверялась в отдельных случаях на полной трехмерной модели с учетом гравитации.

Для имитации физического процесса фильтрации в лабораторной установке использована модель Рапорта – Лиса [15], включающая уравнения неразрывности фаз и обобщенный закон Дарси:

$$\frac{\partial(mAs_i)}{\partial t} + \frac{\partial q_i}{\partial l} = 0; \tag{2}$$

$$q_i = -KA \frac{k_{ri}}{\mu_i} \frac{\partial p_i}{\partial l}; \tag{3}$$

$$p_{12} = p_2 - p_1, p_{23} = p_3 - p_2, \tag{4}$$

где  $i = 1, \dots, n$ ;  $n = 2$  и  $n = 3$  для двух- и трехфазной фильтрации соответственно;  $m$  – средняя по сечению пористость;  $K$  – проницаемость МП;  $q_i, p_i, s_i$  – объемный расход, давление и насыщенность фаз соответственно;  $\mu_i, k_{ri}$  – вязкость фазы и ОФП соответственно;  $p_{12}, p_{23}$  – капиллярные давления;  $A$  – площадь поперечного сечения физической модели.

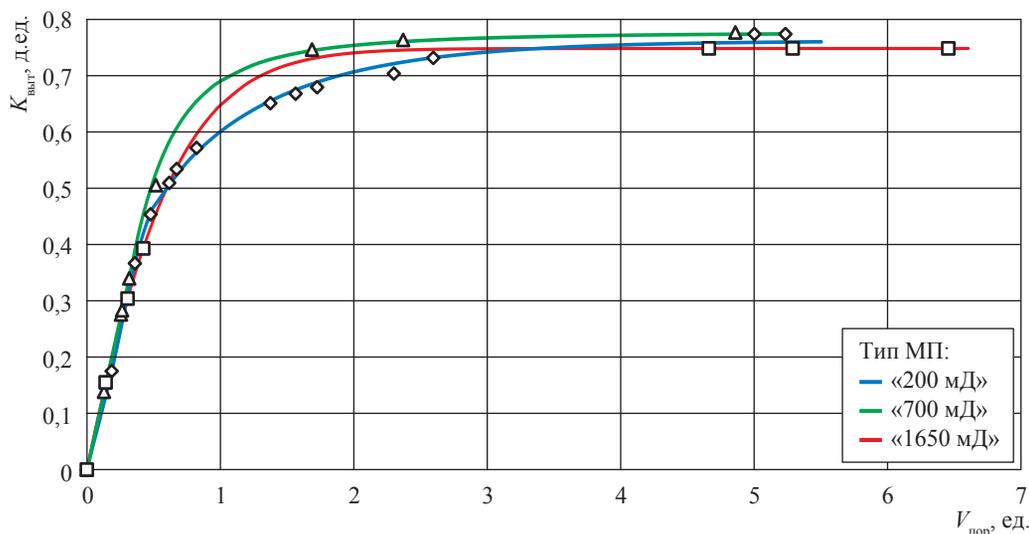


Рис. 4. Динамика  $K_{\text{выт}}$  для ботубинского горизонта Чайдинского НГКМ при попеременной закачке диоксида углерода и пластовой воды порциями 0,1 объема пор для МП различных групп проницаемостей

Таблица 6

Результаты вытеснения нефти из МП Чайдинского НГКМ при циклической закачке диоксида углерода и пластовой воды ( $Z = 0,1$ )

МП «200 мД»		МП «700 мД»		МП «1650 мД»	
Объем закачанных флюидов, ед. $V_{\text{пор}}$	$K_{\text{выт}}$ , д. ед.	Объем закачанных флюидов, ед. $V_{\text{пор}}$	$K_{\text{выт}}$ , д. ед.	Объем закачанных флюидов, ед. $V_{\text{пор}}$	$K_{\text{выт}}$ , д. ед.
0	0	0	0	0	0
0,1858	0,1752	0,1278	0,1381	0,1412	0,1550
0,3591	0,3670	0,2556	0,2757	0,3051	0,3043
0,4774	0,4539	0,2635	0,2832	0,4226	0,3935
0,6168	0,5100	0,3171	0,3401	4,6591	0,7493
0,6733	0,5345	0,5170	0,5061	5,2862	0,7493
0,8214	0,5722	1,6867	0,7469	6,4523	0,7493
1,3740	0,6519	2,3683	0,7643	–	–
1,5634	0,6685	4,8568	0,7776	–	–
1,7252	0,6799	–	–	–	–
2,2995	0,7044	–	–	–	–
2,5946	0,7325	–	–	–	–
4,9997	0,7745	–	–	–	–
5,2320	0,7745	–	–	–	–

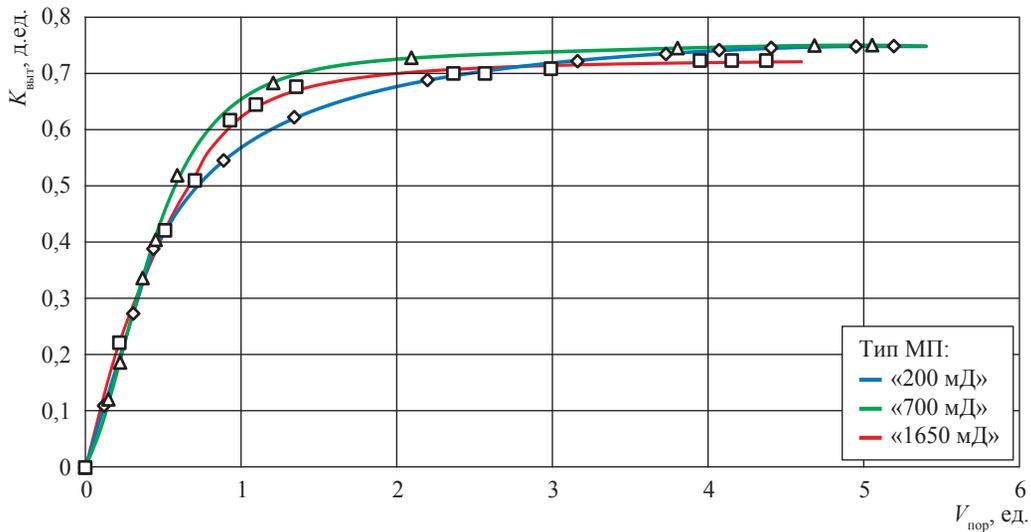
Система уравнений (2)–(4) сводится к дифференциальному уравнению Рапопорта – Лиса:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( f_1 q + K A f_1 \varphi_2 \frac{dp_{12}}{ds_b} \frac{\partial s}{\partial x} \right) = -A m \frac{\partial s_b}{\partial t}, \quad (5)$$

где  $s_b$  – водонасыщенность;  $\varphi_i, f_i$  – соответственно подвижность и пронормированная подвижность  $i$ -й фазы

$$\varphi_i = \frac{k_i^r}{\mu_i}; \quad \varphi = \sum_{i=1}^n \varphi_i; \quad f_i = \frac{\varphi_i}{\varphi}. \quad (6)$$

Физическому процессу сопоставлялась начально-краевая задача для системы (2)–(4). В экспериментах по вытеснению нефти различными агентами начальные значения насыщенности и давления соответствовали начальным пластовым термобарическим условиям. Граничное условие во входном сечении воспроизводило график закачки агентов, а в выходном сечении имитировался концевой эффект, если учитывались капиллярные давления. В тех случаях, когда при интерпретации использовалась модель Бакли – Леверетта, получающаяся



**Рис. 5. Динамика  $K_{\text{выт}}$  для ботубинского горизонта Чайядинского НГКМ при попеременной закачке диоксида углерода и пластовой воды порциями 0,25 объема пор для МП различных групп проницаемостей**

Таблица 7

**Результаты вытеснения нефти из МП Чайядинского НГКМ при циклической закачке диоксида углерода и пластовой воды ( $Z = 0,25$ )**

МП «200 мД»		Модель «700 мД»		Модель «1650 мД»	
Объем закачанных флюидов, ед. $V_{\text{пор}}$	$K_{\text{выт}}$ , д. ед.	Объем закачанных флюидов, ед. $V_{\text{пор}}$	$K_{\text{выт}}$ , д. ед.	Объем закачанных флюидов, ед. $V_{\text{пор}}$	$K_{\text{выт}}$ , д. ед.
0	0	0	0	0	0
0,1207	0,1098	0,1491	0,1212	0,1412	0,1550
0,3081	0,2734	0,2233	0,1867	0,3051	0,3043
0,4376	0,3885	0,3684	0,3364	0,4226	0,3935
0,8889	0,5457	0,4526	0,4045	4,6591	0,7493
1,3423	0,6224	0,5909	0,5191	5,2862	0,7493
2,1979	0,6888	1,2075	0,6832	6,4523	0,7493
3,1619	0,7219	2,0954	0,7279	–	–
3,7293	0,7346	3,8044	0,7452	–	–
4,0721	0,7417	4,6837	0,7500	–	–
4,4055	0,7457	5,0542	0,7505	–	–
4,9511	0,7480	–	–	–	–
5,1931	0,7488	–	–	–	–

из уравнений (2)–(4) при нулевом капиллярном давлении, граничное условие в выходном сечении не требуется. В ходе эксперимента обычно измеряют разность давлений на входе и выходе, среднюю насыщенность и накопленный объем вытесненных из МП флюидов.

В настоящей работе выбрана параметризация ОФП в виде степенных зависимостей от  $s_B$  по модели Кори<sup>6</sup>:

$$k_B^{\text{отн}} = (s_B^*)^{n_B} k_B^{\text{отн.max}} \text{ при } s_B^{\text{кр}} < s_B < s_B^{\text{max}};$$

$$k_B^{\text{отн}} = 0 \text{ при } s_B^{\text{min}} \leq s_B \leq s_B^{\text{кр}};$$

$$k_H^{\text{отн}} = (1 - s_B^*)^{n_H} k_H^{\text{отн.max}} \text{ при } s_B^{\text{min}} < s_B < 1 - s_H^{\text{кр}};$$

$$k_H^{\text{отн}} = 0 \text{ при } 1 - s_H^{\text{кр}} \leq s_B < s_B^{\text{max}};$$

$$s_B^* = \frac{s_B - s_B^{\text{кр}}}{1 - s_H^{\text{кр}} - s_B^{\text{кр}}},$$

где  $k_B^{\text{отн}}$  и  $k_H^{\text{отн}}$  – значения ОФП для воды и нефти соответственно;  $k_B^{\text{отн.max}}$  – значения ОФП для воды при максимальной водонасыщенности  $s_B^{\text{max}}$ ;  $k_H^{\text{отн.max}}$  – значения ОФП для нефти при минимальной водонасыщенности  $s_B^{\text{min}}$ ;  $s_B^{\text{кр}}$  и  $s_H^{\text{кр}}$  – критические водо- и нефтенасыщенность;

<sup>6</sup> См. Sendra-2012: user guide / Weatherford Petroleum Consultants AS Trondheim. – 2012.

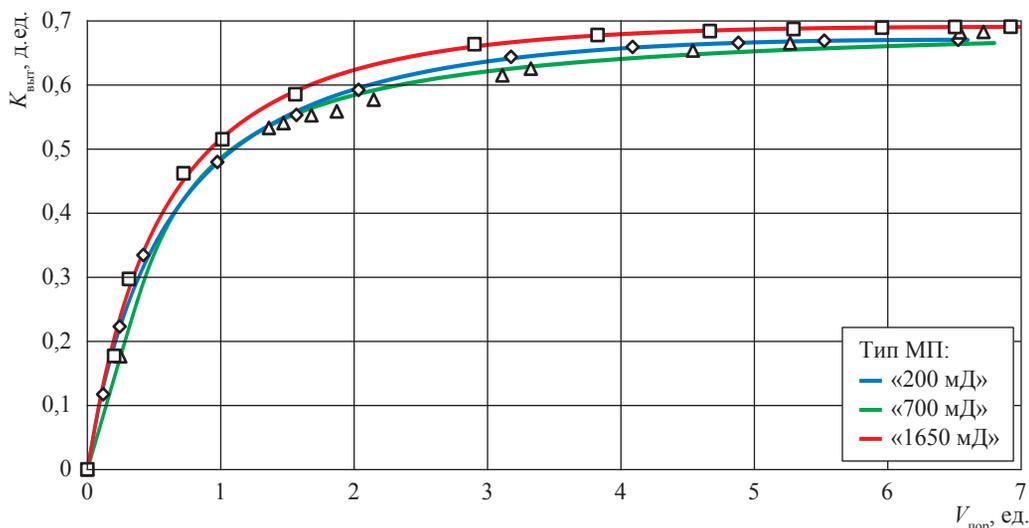


Рис. 6. Динамика  $K_{\text{выт}}$  для ботубинского горизонта Чайдинского НГКМ при попеременной закачке газа сепарации и пластовой воды порциями 0,1 объема пор для МП различных групп проницаемостей

Таблица 8

Результаты вытеснения нефти из МП Чайдинского НГКМ при циклической закачке газа сепарации и пластовой воды ( $Z = 0,1$ )

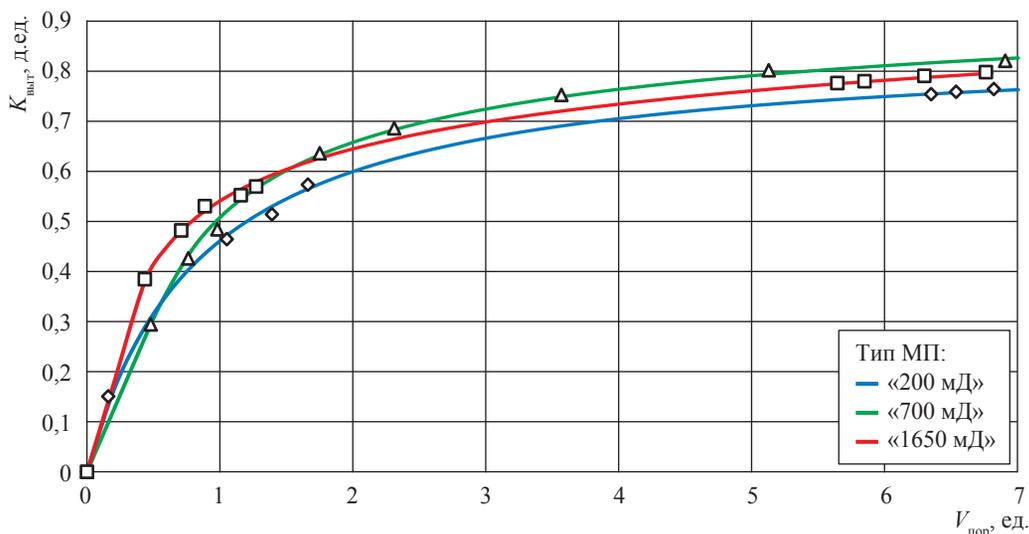
МП «200 мД»		МП «700 мД»		МП «1650 мД»	
Объем закачанного флюида, ед. $V_{\text{пор}}$	$K_{\text{выт}}$ , д. ед.	Объем закачанного флюида, ед. $V_{\text{пор}}$	$K_{\text{выт}}$ , д. ед.	Объем закачанного флюида, ед. $V_{\text{пор}}$	$K_{\text{выт}}$ , д. ед.
0	0	0	0	0	0
0,1189	0,1171	0,2473	0,1765	0,2012	0,1773
0,2422	0,2229	1,3612	0,5326	0,3114	0,2971
0,4199	0,3344	1,4706	0,5402	0,7213	0,4619
0,9745	0,4798	1,6807	0,5522	1,0129	0,5150
1,5681	0,5533	1,8703	0,5585	1,5596	0,5853
2,0333	0,5921	2,1466	0,5767	2,9031	0,6634
3,1769	0,6438	3,1115	0,6146	3,8252	0,6777
4,0872	0,6591	3,3247	0,6253	4,6671	0,6838
4,8809	0,6656	4,5403	0,6534	5,2947	0,6873
5,5251	0,6688	5,2680	0,6650	5,9568	0,6894
6,5287	0,6704	6,5405	0,6820	6,5046	0,6905
–	–	6,7181	0,6824	6,9217	0,6908

$n_v$  и  $n_n$  – показатели степени для воды и нефти соответственно;  $s_v^*$  – нормализованная водонасыщенность.

Решение обратной задачи сводится к определению параметров ОФП:  $k_v^{\text{отн. max}}$ ,  $k_n^{\text{отн. max}}$ ,  $s_v^{\text{кр}}$  и  $s_n^{\text{кр}}$ ,  $n_v$  и  $n_n$ , минимизирующих функционал невязки  $J(\vec{\beta})$ , выражающий отклонение расчетных данных от экспериментальных:

$$J(\vec{\beta}) = \sqrt{\sum \left( \frac{[\Delta p_{n,j}^{\text{ex}} - \Delta p_{n,j}^{\text{mod}}(\vec{\beta})]^2}{(\Delta p_{n,av}^{\text{ex}})^2} + \frac{[s_{n,j}^{\text{ex}} - s_{n,j}^{\text{mod}}(\vec{\beta})]^2}{(s_{n,av}^{\text{ex}})^2} + \frac{[V_{n,j}^{\text{ex}} - V_{n,j}^{\text{mod}}(\vec{\beta})]^2}{(V_{n,av}^{\text{ex}})^2} \right)}. \quad (7)$$

Здесь измеренные (экспериментальные) данные на  $j$ -й момент времени обозначены индексом «ex»; расчетные значения, соответствующие значениям искомым параметров  $\vec{\beta}$ , – индексом «mod». В вычислительном эксперименте воспроизводятся



**Рис. 7. Динамика  $K_{выт}$  для ботубинского горизонта Чайдинского НГКМ при попеременной закачке газа сепарации и пластовой воды порциями 0,25 объема пор для МП различных групп проницаемостей**

Таблица 9

**Результаты вытеснения нефти из МП Чайдинского НГКМ при циклической закачке газа сепарации и пластовой воды ( $Z = 0,25$ )**

МП «200 мД»		МП «700 мД»		МП «1650 мД»	
Объем закачанных флюидов, ед. $V_{пор}$	$K_{выт}$ , д. ед.	Объем закачанных флюидов, ед. $V_{пор}$	$K_{выт}$ , д. ед.	Объем закачанных флюидов, ед. $V_{пор}$	$K_{выт}$ , д. ед.
0	0	0	0	0	0
0,1600	0,1506	0,4795	0,2944	0,4360	0,3849
1,0521	0,4648	0,7619	0,4263	0,7099	0,4823
1,3919	0,5144	0,9805	0,4844	0,8877	0,5309
1,6612	0,5738	1,7501	0,6365	1,1567	0,5527
6,3477	0,7545	2,3106	0,6863	1,2725	0,5702
6,5355	0,7594	3,5684	0,7532	5,6415	0,7768
6,8189	0,7651	5,1256	0,8025	5,8460	0,7805
–	–	6,9041	0,8212	6,2954	0,7913
–	–	–	–	6,7583	0,7986

средняя нефтенасыщенность  $s_n$ , объем добытой нефти в пластовых условиях  $V_n$  и перепад давлений в несмачивающей фазе  $\Delta p_n$ . Поиск минимума функционала осуществляется итерационно с применением методов оптимизации.

С помощью описанного выше метода обработаны эксперименты по вытеснению нефти водой и получены реалистичные значения ОФП. Результаты интерпретации эксперимента на керновой модели типа «1650 мД» представлены на рис. 8, ОФП – на рис. 9.

**Математическое моделирование процессов разработки**

Для оценки эффективности различных вытесняющих агентов методом математического

моделирования целесообразно перейти к классическим методам оценки коэффициента извлечения нефти (КИН). Эти методы могут быть реализованы двумя способами. В первом случае рассчитывается разработка всей залежи, для чего вся ее площадь покрывается соответствующей сеткой эксплуатационных скважин – добывающих и нагнетательных. Во втором случае исходя из принятой сетки размещения скважин из залежи «вырезается» элемент с минимальным числом скважин, границы которого по условиям симметрии потока можно считать непроницаемыми.

Второй подход, очевидно, менее строгий, но обеспечивает существенную экономию затрат времени на вычисления. В нашем случае,

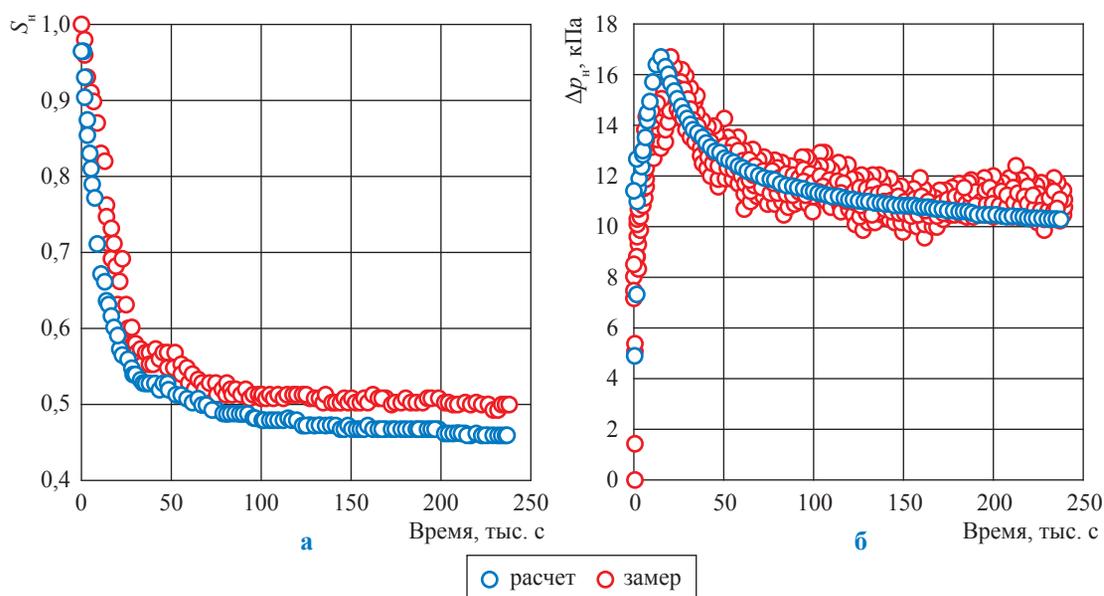


Рис. 8. Сравнение расчетных и фактических значений  $s_w$  (а) и  $\Delta p_w$  (б) в эксперименте по вытеснению нефти водой на МП типа «1650 мД»

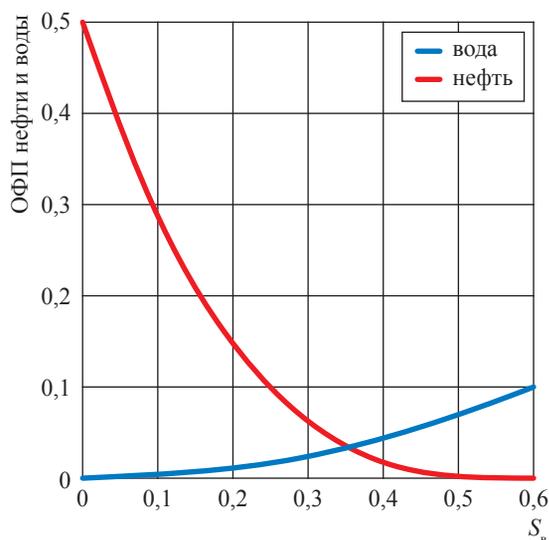


Рис. 9. ОФП нефти и воды в зависимости от водонасыщенности, определенные из эксперимента по вытеснению нефти водой на МП типа «1650 мД»

где задачей является качественная оценка эффективности различных вытесняющих агентов, а не точное обоснование КИН, такой подход представляется предпочтительным.

Оба подхода позволяют исключить внешний приток нефти, и, следовательно, суммарная добыча нефти с точностью до постоянного коэффициента, обратного начальным запасам, будет совпадать с КИН.

**Расчет на элементе полигона.** Расчеты эффективности агентов вытеснения проведены на элементе продуктивного пласта ботубинского горизонта Чайдинского НГКМ. Элемент включает три эксплуатационные скважины с длиной горизонтального ствола 300 м. В центре элемента расположен ствол нагнетательной скважины, по сторонам от которого на расстоянии 200 м проведены стволы двух добывающих скважин. Непроницаемые границы элемента на каждом из направлений отстоят от стволов скважин на 100 м. Таким образом, в плане размеры элемента составляют 600×500 м.

Сетка скважин, по которой «вырезан» элемент, принята значительно более плотной, чем будет в итоге реализована на практике. Такая плотность не противоречит задаче качественного сравнения эффективности различных вытесняющих агентов и сокращает период разработки, а значит, и затраты времени на вычисления.

Поскольку площадь нефтеносности ботубинского горизонта подразделяется на существенно разные по условиям разработки зоны – водонефтяную (полигон 1) и подгазовую (полигон 2), в каждой из них предполагается «вырезать» по элементу. Начальные запасы нефти элемента, «вырезанного» из полигона 1, примерно в 2 раза больше аналогичных запасов элемента полигона 2. Для итогового сравнения результаты расчетов на элементах проинтегрированы по площадям соответствующих зон.

В соответствии с проектным режимом работы для всех ВГВ на скважинах были заданы следующие условия:

- начальный дебит нефти добывающих скважин – 55 т/сут;
- дебит нагнетательной скважины определяется из условия 100%-ной компенсации  $P_{пл}$ ;
- предельная обводненность – 0,98;
- максимальный газовый фактор – 2900 м<sup>3</sup>/т;
- минимальный дебит нефти – 1 т/сут;
- допустимое забойное давление в добывающих скважинах – 10,5 МПа;
- допустимое забойное давление в нагнетательной скважине – 20,0 МПа;
- допустимая депрессия на пласт – 3,0 МПа;
- коэффициент эксплуатации скважин – 0,9.

При расчетах разработки также использовались результаты физических экспериментов по вытеснению нефти чистыми азотом и углекислым газом, а также раствором полиакриламида (ПАА) в концентрации 2 кг/м<sup>3</sup> в пластовой воде.

Горизонтальные стволы добывающих скважин были проведены примерно на одном уровне – вблизи водонефтяного контакта. Положение ствола нагнетательной скважины для чисто газовых воздействий (закачка газа сепарации и азота) рассматривалось на одном уровне с добывающими. Для остальных воздействий в целях увеличения охвата вытеснением ствол нагнетательной скважины был поднят ближе к газонефтяному контакту.

**Сравнительные расчеты эффективности агентов вытеснения на полигоне 1.** Расчеты производились для двух значений коэффициента анизотропии:  $K_v/K_h = 0,1$  и  $K_v/K_h = 0,6$  ( $K_v$ ,  $K_h$  – проницаемость коллектора в вертикальном и горизонтальном направлениях соответственно).

На рис. 10 представлены построенные для  $K_v/K_h = 0,1$  расчетные зависимости КИН от времени и суммарной закачки агентов. На рис. 10а видно, что наилучшим вытесняющим агентом с точки зрения КИН является диоксид углерода. Его применение позволяет достичь КИН = 0,53 за очень короткий срок (примерно за 15 лет). Однако достигается такой результат прокачкой громадных (в сравнении с другими вытесняющими агентами) объемов CO<sub>2</sub> (см. рис. 10б). Возможность закачки столь больших объемов

углекислого газа обеспечивается высокой приемистостью нагнетательной скважины по этому агенту, представляющему собой жидкость с довольно низкой вязкостью при пластовых условиях месторождения. Очевидно, технология, требующая столь высоких объемов закачки CO<sub>2</sub>, вряд ли сможет быть реализована на промысле с достаточной экономической эффективностью.

Среди других способов воздействия на пласт наилучший результат показывают обычное и полимерное заводнение (КИН ≈ 0,36...0,38). При этом обычное заводнение выглядит даже предпочтительнее, поскольку позволяет получить КИН, близкий к конечному, в существенно более сжатые сроки, чем полимерное заводнение.

Аналогичные расчеты, проведенные на адаптированной модели при  $K_v/K_h = 0,6$ , показали, что ранжирование агентов воздействия по эффективности сохраняется при общей тенденции уменьшения КИН при возрастании анизотропии проницаемости.

**Расчеты на полигоне 2.** На рис. 11 представлены зависимости КИН от времени разработки, полученные на полигоне 2 для различных агентов воздействия и коэффициентов анизотропии с помощью расчета по адаптированной гидродинамической модели в пластовых условиях.

Здесь так же, как и в расчетах на полигоне 1, наилучшим по КИН является воздействие закачкой CO<sub>2</sub>, которое позволяет довести этот показатель до 0,53 (при  $K_v/K_h = 0,1$ ) или до 0,45 (при  $K_v/K_h = 0,6$ ). Однако и в этом случае результат достигается прокачкой колоссальных объемов диоксида углерода.

Анализируя варианты расчетов с коэффициентом анизотропии 0,1, можно заметить, что для остальных рассмотренных агентов наилучший результат с точки зрения эффективности характерен для технологии ВГВ (КИН ≈ 0,27), затем – для обычного заводнения (КИН ≈ 0,2). Применение полимерного заводнения обеспечивает КИН немногим более 0,17 и должно прекратиться к исходу 38-го года из-за выхода за минимальный предел экономически оправданного дебита.

Из рис. 11б также видно, что при увеличении коэффициента анизотропии для 2-го полигона изменилось ранжирование агентов вытеснения по эффективности: наилучший результат дает по-прежнему закачка CO<sub>2</sub>, за ним следуют

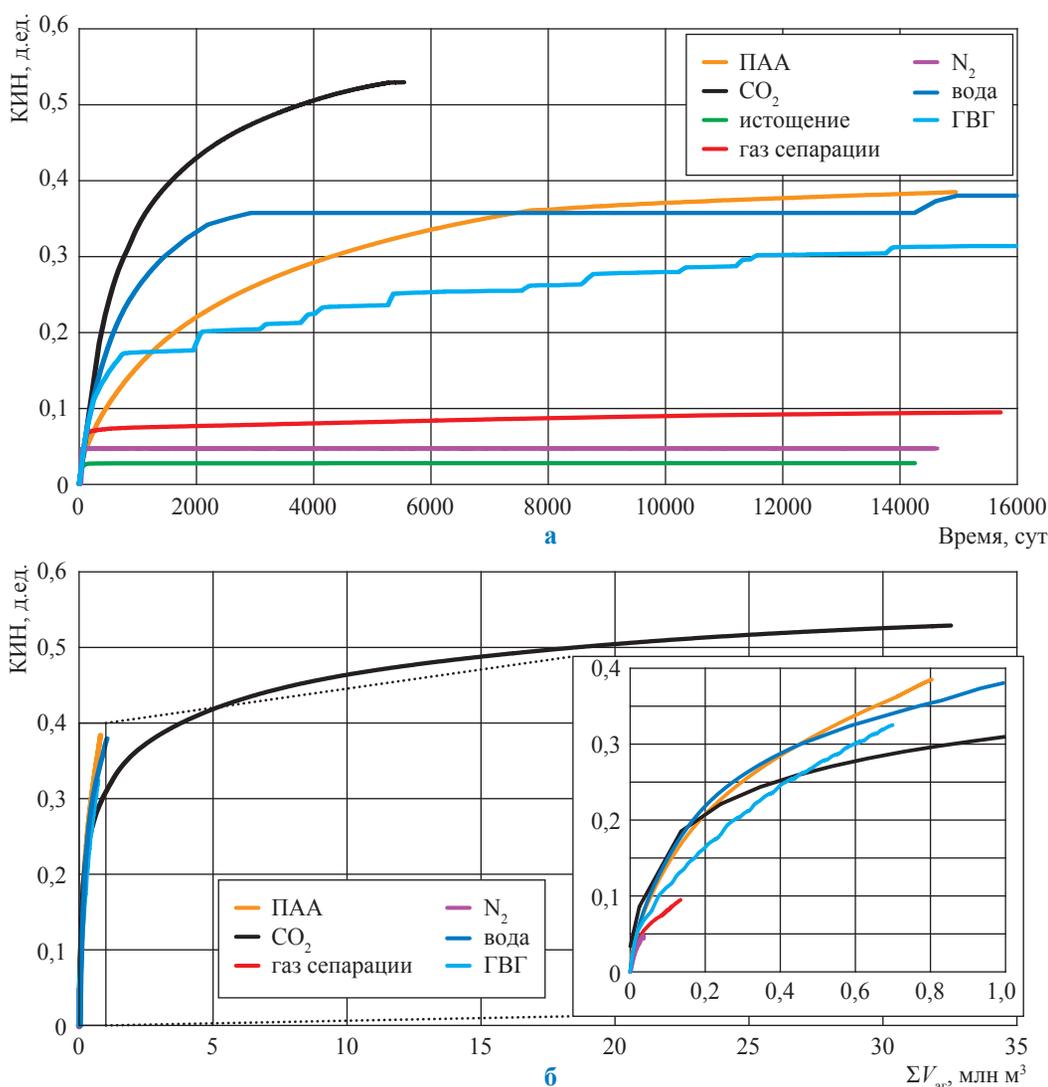


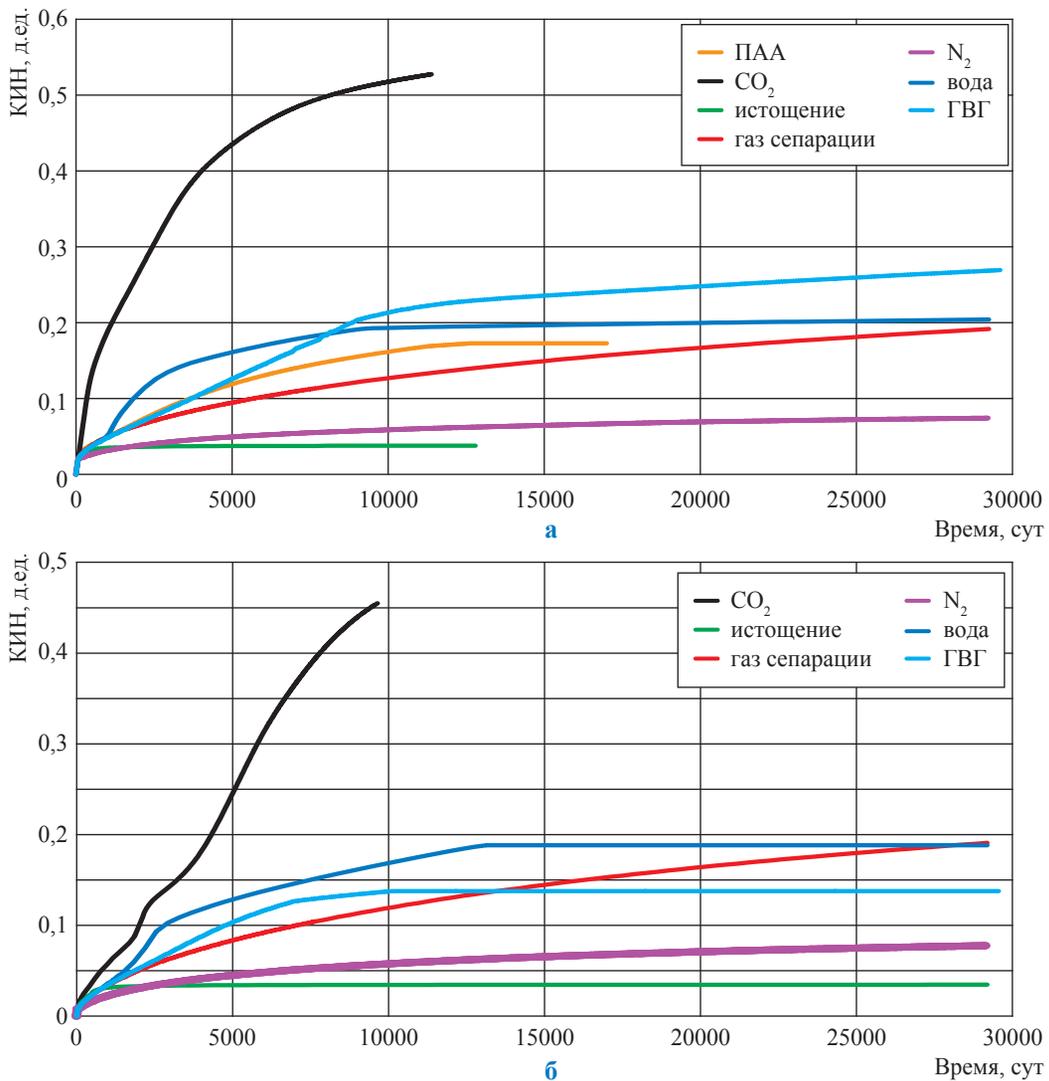
Рис. 10. Зависимость КИН элемента полигона 1 (адаптированная модель  $K_v/K_h = 0,1$ ) при различных агентах воздействия от времени разработки (а) и объема суммарной закачки агента в пластовых условиях(б)

очаговое заводнение (КИН  $\approx 0,189$ ), закачка газа сепарации (КИН  $\approx 0,19$ ) и технология ВГВ (КИН  $\approx 0,138$ ).

Вместе с тем полученные результаты нельзя рассматривать как окончательные, поскольку коэффициент анизотропии задавался одинаковым для всего продуктивного разреза. Включение тонких низкопроницаемых прослоев, не учтенных явным образом в используемой модели, способно существенно понизить среднее значение коэффициента анизотропии для разреза в целом, а точечными определениями анизотропии проницаемости на керновом материале трудно охарактеризовать весь продуктивный интервал коллектора.

Учитывая, что потенциально технология ВГВ (при успешной реализации) может обеспечить больший эффект в сравнении с другими агентами, целесообразно рекомендовать ее использование при разработке подгазовой зоны ботубинского горизонта (полигон 2).

Таким образом, исходя из расчетов процессов разработки на адаптированной гидродинамической модели можно сделать следующий вывод: при разработке водонефтяной зоны ботубинского горизонта (полигона 1) следует применять обычное заводнение, а подгазовой зоны (полигона 2) – ВГВ. При этом общий КИН из нефтяной оторочки можно оценить значениями  $0,3 \dots 0,33$ . Такая оценка КИН, по-видимому, является завышенной в силу



**Рис. 11. Зависимость КИН элемента полигона 2 (адаптированная модель) при различных агентах воздействия от времени разработки при коэффициентах анизотропии 0,1 (а) и 0,6 (б)**

очень плотной сетки скважин, использованной в расчетах, однако она существенно ближе к реальности, чем оценки по гидродинамической модели действующего проекта разработки Чайнинского НГКМ.

\*\*\*

Таким образом, выполнены экспериментальные исследования процессов фильтрации пластовых флюидов в керновых моделях пласта Чайнинского НГКМ. Получены значения ОФП по нефти, воде и газу для моделей пласта ботубинского горизонта, а также коэффициентов вытеснения нефти различными агентами (водой, азотом, диоксидом углерода, газом сепарации, раствором ПАА),

а также при ВГВ в различной модификации. Разработана цифровая гидродинамическая модель Чайнинского НГКМ, адаптированная по результатам экспериментальных исследований. Проведены многовариантные расчеты технологических показателей разработки двух участков нефтяной оторочки с применением различных агентов вытеснения, способов воздействия на пласт и результатов физического моделирования.

На основании анализа эффективности вытеснения нефти различными агентами предлагается для водонефтяной зоны ботубинского горизонта использовать обычное заводнение, а для подгазовой зоны – водогазовое воздействие.

## Список литературы

1. Тер-Саркисов Р.М. Компьютеризированные установки многофазной фильтрации и их применение при разработке методов повышения конденсатоотдачи / Р.М. Тер-Саркисов, В.А. Николаев, С.Г. Рассохин и др. // Повышение углеводородоотдачи пласта газоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 1998. – С. 27–38.
2. Григорьев Б.А. Особенности фильтрационного течения через нестационарные дисперсные среды, представленные засоленными терригенными породами-коллекторами / Б.А. Григорьев, А.Е. Рыжов, Д.М. Орлов и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 2 (18). – С. 90–97.
3. 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), 2014, September 17–19, Copenhagen, Denmark.
4. Span R. A new equation of state for carbon dioxide covering the fluid region from the triple-point temperature to 1100 K at pressures up to 800 MPa / R. Span, W. Wagner // J. Phys. Chem. Ref. Data. – 1996. – Т. 25. – № 6. – С. 1509–1596.
5. Span R. A reference quality thermodynamic property formulation for nitrogen / R. Span, E.W. Lemmon, R.T.J. Jacobsen et al. // J. Phys. Chem. Ref. Data. – 2000. – № 29(6). – С. 1361–1433; см. также Int. J. Thermophys. – 1998. – № 14 (4). – С. 1121–1132.
6. Feghhour A. The viscosity of carbon dioxide / A. Feghhour, W.A. Wakeham, V. Vesovic // J. Phys. Chem. Ref. Data. – 1998. – Т. 27. – С. 31–44.
7. Lemmon E.W. Viscosity and thermal conductivity equations for nitrogen, oxygen, argon, and air / E.W. Lemmon, R.T. Jacobsen // Int. J. Thermophys. – 2004. – № 25. – С. 21–69.
8. Эфрос Д.А. Определение фазовых проницаемостей и функций распределения при вытеснении нефти водой / Д.А. Эфрос // ДАН СССР. – 1956. – № 5. – С. 110.
9. Эфрос Д.А. Моделирование вытеснения нефти водой / Д.А. Эфрос, В.П. Оноприенко // Труды ВНИИ. – М.: Гостоптехиздат, 1958. – Вып. 12. – С. 331–360.
10. 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.
11. Дроздов Н.А. Исследование водогазового воздействия на пласт / Н.А. Дроздов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 11. – С. 80–83.
12. Степанова Г.С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты / Г.С. Степанова. – М.: Газойл пресс, 2006. – 199 с.
13. Archer J.S. Use of reservoir simulator to interpret laboratory waterflood data / J.S. Archer, S.W. Wong // Soc. Pet. Eng. J. – 1973. – № 13. – С. 343–347.
14. Watson A.T. A regression-based method for estimation relative permeabilities from displacement experiments / A.T. Watson, P.C. Richmond, P.D. Kerig et al. // SPERE Journal. – 1988. – № 3 (3). – С. 953–958.
15. Rapoport L.A. Properties of linear waterfloods / L.A. Rapoport, W.J. Leas // Trans. AIME. – 1953. – Т. 198. – С. 139–148.

## Application of physical and mathematical simulation to estimate efficacy of the water-gas well stimulation at Chayanda oil-gas-condensate field

V.M. Troitskiy<sup>1</sup>\*, B.A. Grigoryev<sup>1</sup>, S.G. Rassokhin<sup>1</sup>, A.F. Sokolov<sup>1</sup>, A.L. Kovalev<sup>1</sup>, I.Yu. Korchazhkina<sup>1</sup>, Ye.L. Fomin<sup>1</sup>, A.V. Mizin<sup>1</sup>, V.P. Vankov<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: V\_Troitskiy@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** To support efficient development of oil fields it is necessary first to choose a right technology for oil extraction providing maximal possible level of oil recovery. Nowadays, at fields the water-gas well stimulation is often practiced for increasing the oil recovery factor. At that, it is not yet evident which drive technique should be chosen to reach the highest value of this factor.

In this context, studying filtration processes in case of water-gas well stimulation on core models with next development of digital hydrodynamic models, and their testing at the particular sites of a productive deposit are obviously important and interesting from scientific and practical points of view.

This paper substantiates efficacy of water-gas simulation of wells during development of the Chayanda oil rim on the basis of aggregated results of the laboratory tests of Chayanda core models and the mathematical experiments which have been carried out at the real grounds of Chayanda field.

**Keywords:** oil field, oil recovery factor, substantiating efficacy of gas-water well stimulation, hydrodynamic modelling, core model, mathematical experiment, Chayanda field

## References

1. TER-SARKISOV, R.M., V.A. NIKOLAYEV, S.G. RASSOKHIN et al. Computerized installations of multi-phase filtration and their application during development of methods for rising condensate recovery rates [Komputerizirovannyye ustanovki mnogofaznoy filtratsii i ikh primeneniye pri razrabotke metodov povysheniya kondensatootdachi]. In: *Rising hydrocarbon recovery rates at gas-condensate fields* [Povysheniye uglevodorodootdachi plasta gazokondensatnykh mestorozhdeniy]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 1998, pp. 27–38. (Russ.).
2. GRIGORYEV, B.A., A.Ye. RYZHOV, D.M. ORLOV et al. Peculiar features of the filtration flow through nonstationary dispersed media presented by salinated clastic reservoir rocks [Osobennosti filtratsionnogo techeniya cherez nestatsionarnyye dispersnyye sredy, predstavlenyye zasolonennymi terrigennymi porodami-kollektorami]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2014, no. 2(18): Actual problems of research of stratal hydrocarbon systems, pp. 90–97. ISSN 2306-8949. (Russ.).
3. RYZHOV, A.E., B.A. GRIGORIEV, D.M. ORLOV. Improving fluid filtration to saline reservoir rocks. In: *Book of abstracts of International Gas Union Research Conference (IGRC-2014), 2014, September 17–19, Copenhagen, Denmark*.
4. SPAN, R., W. WAGNER. A new equation of state for carbon dioxide covering the fluid region from the triple-point temperature to 1100 K at pressures up to 800 MPa. *J. Phys. Chem. Ref. Data*. 1996, vol. 25, no. 6, pp. 1509–1596. ISSN 0047-2689.
5. SPAN, R., E.W. LEMMON, R.T.J. JACOBSEN et al. A reference quality thermodynamic property formulation for nitrogen. *J. Phys. Chem. Ref. Data*. 2000, vol. 29(6), pp. 1361–1433. ISSN 0047-2689; see also *Int. J. Thermophys.* 1998, no. 14(4), pp. 1121–1132. ISSN 0195-928X.
6. FENGHOUR, A., W.A. WAKEHAM, V. VESOVIC. The viscosity of carbon dioxide. *J. Phys. Chem. Ref. Data*. 1998, vol. 27, pp. 31–44. ISSN 0047-2689.
7. LEMMON, E.W., R.T. JACOBSEN. Viscosity and thermal conductivity equations for nitrogen, oxygen, argon, and air. *Int. J. Thermophys.* 2004, no. 25, pp. 21–69. ISSN 0195-928X.
8. EFROS, D.A. Determination of phase permeability values and distribution laws at oil-water displacement [Opredeleniye fazovykh pronitsayemostey i funktsiy raspredeleniya pri vytesnenii nefi vodoy]. *Doklady Akademii Nauk SSSR*. 1956, no. 5, pp. 110. (Russ.).
9. EFROS, D.A., V.P. ONOPRIYENKO. Modelling oil-water displacement [Modelirovaniye vytesneniya nefi vodoy]. *Trudy VNI*. Moscow: Gostoptekhizdat, 1958, is. 12, pp. 331–360. (Russ.).
10. RASSOKHIN, S.G., V.M. TROITSKIY, A.V. MIZIN et al. Modelling water-gas stimulation of a low-permeable oil bed [Modelirovaniye vodogazovogo vozdeystviya na nizkopronitsayemyy neftyanoy plast]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2009, no. 5, pp. 40–44. ISSN 0016-5581. (Russ.).
11. DROZDOV, N.A. Studying water-gas well stimulation [Issledovaniye vodogazovogo vozdeystviya na plast]. *Neftyanoye Khozyaystvo*. 2011, no. 11, pp. 80–83. ISSN 0028-2448. (Russ.).
12. STEPANOVA, G.S. *Gas and water-gas methods of oil wells stimulation* [Gazovyie i vodogazovyie metody vozdeystviya na neftyanyye plasty]. Moscow: Gazoil Press, 2006. (Russ.).
13. ARCHER, J.S., S.W. WONG. Use of reservoir simulator to interpret laboratory waterflood data. *Soc. Pet. Eng. J.* 1973, no. 13, pp. 343–347. ISSN 0197-7520.
14. WATSON, A.T., P.C. RICHMOND, P.D. KERIG et al. A regression-based method for estimation relative permeabilities from displacement experiments. *SPE Reservoir Engineering*. 1988, no. 3(3), pp. 953–958. ISSN 0885-9248.
15. RAPOPORT, L.A., W.J. LEAS. Properties of linear waterfloods. In: *Trans. AIME*. 1953, vol. 198, pp. 139–148.

УДК 622.279.72

## Задача неустановившейся прямолинейно-параллельной фильтрации смеси метана, пропана, пентана и гептана при наличии предельного градиента давления

В.Н. Сокотущенко<sup>1\*</sup>, Е.Б. Григорьев<sup>1</sup>, А.В. Богданов<sup>1</sup>, А.А. Попов<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 141717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д №5537, вл.15, стр.1

\* E-mail: sokotushenko@mail.ru

**Ключевые слова:**  
фазовые  
равновесия,  
углеводородная  
смесь,  
конденсация  
углеводородов,  
подвижная граница.

**Тезисы.** При разработке и эксплуатации нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений в пластах возникают неустановившиеся процессы, связанные с пуском и остановкой скважин. Особенности этих неустановившихся процессов зависят от упругих свойств пластов и насыщающих их жидкостей. Из практики разработки многих месторождений известны факты необычного поведения пластовых систем, которые можно объяснить появлением неньютоновских свойств флюидов при их фильтрации.

В настоящее время рассмотрение особенностей фильтрации неньютоновских систем приобретает самостоятельное значение, поскольку закачиваемые в продуктивные пласты с целью повышения газоконденсатотдачи вещества, такие как высокомолекулярные соединения, полимеры, не обладают свойствами ньютоновских жидкостей.

В статье рассмотрена одномерная задача неустановившейся прямолинейно-параллельной фильтрации смеси  $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8$ ,  $\text{C}_5\text{H}_{12}$  и  $\text{C}_7\text{H}_{16}$  в пористой среде и получено решение на подвижной границе фильтрации – фронте перемещения жидкости в пласте. Это решение по времени оказывается немонотонным.

Одной из причин колебаний фронта фильтрации может быть неравновесность неустановившегося фильтрационного течения, когда давление до и после фронта не успевает выровняться и относительно подвижной системы координат обнаруживается режим биений (пульсаций).

### Основное уравнение нелинейной теории упругого режима фильтрации

Экспериментально установлено, что в некоторых пористых средах, насыщенных газом и жидкой фазой, фильтрация происходит лишь после создания градиента давления, превышающего некоторое начальное значение, которое изменяется в широких пределах. Заметное влияние на процессы разработки может оказывать начальный градиент давления в пределах  $0,001 \dots 0,01$  МПа/м, который определяется гистерезисом краевого угла смачивания, разницей косинусов отступающего и наступающего краевых углов, т.е. зависит от степени деформации пузырька газа при его фильтрации.

При малых скоростях фильтрации становится существенным силовое взаимодействие деформируемой пористой среды (скелета породы) и фильтрующегося флюида, которое может дать преобладающий вклад в фильтрационное сопротивление. Экспериментально установлено, что при малых скоростях фильтрации сила вязкого трения значительно меньше сил межфазного взаимодействия, последние не зависят от скорости и определяются только свойствами контактирующих фаз [1–4]. В результате такого взаимодействия жидкость, содержащая поверхностно-активные компоненты, при наличии пористой среды образует на ее свободной поверхности растворы, пленки, которые полностью или частично перекрывают поры. Присутствие небольшого количества связанной жидкости приводит к появлению менисков. Чтобы началось фильтрационное движение, необходим определенный перепад давления, способный сообщить жидкости такую скорость, с которой флюид смог бы преодолеть закупорку пор. Это показывает, что флюиды, не проявляющие аномальных свойств вне контакта с пористой средой, при малых скоростях фильтрации могут образовывать неньютоновские системы, взаимодействуя с пористым коллектором. Наличие предельного

градиента давления  $\Delta P_0$ , при достижении которого начинается фильтрация флюидов в пористой среде, обнаружено и сформулировано в виде закона А.Х. Мирзаджанзаде [4]:

$$\begin{aligned} \text{grad}P &= -\frac{\mu}{k}\bar{w} - \Delta P_0 \frac{\bar{w}}{w} \text{ при } w > 0; \\ |\text{grad}P| &\leq \Delta P_0 \text{ при } w = 0, \end{aligned} \quad (1)$$

где  $P$  – давление;  $\bar{w}$  – вектор скорости фильтрации;  $w = |\bar{w}|$ ;  $\mu$  – коэффициент динамической вязкости;  $k$  – проницаемость. Причем параметр  $\Delta P_0$  определяется в лабораторных и промышленных экспериментах.

Используя закон (1), а также уравнение неразрывности рассматриваемого фильтрационного потока и уравнение состояния, примем основное уравнение упругого режима в виде

$$\begin{aligned} \frac{\partial P}{\partial t} &= \aleph \text{div} \left[ \left( 1 - \frac{\Delta P_0}{|\Delta P_0|} \right) \text{grad}P \right], \\ |\text{grad}P| &> \Delta P_0, \quad \aleph = \frac{k}{\mu\beta}, \end{aligned} \quad (2)$$

где  $\beta$  – коэффициент упругости пласта.

### Задача фильтрации

Рассматривается прямолинейно-параллельная фильтрация жидкости при упругом режиме пласта (рис. 1). В начальный момент времени  $t = 0$  на границе пласта  $x = 0$  начинается происходить закачка флюида с заданным начальным массовым расходом  $Q_0$ . При этом в пласте образуются две области: область фильтрации и невозмущенная область, где течение отсутствует. Граница раздела между областями

перемещается со временем по закону  $l(t)$ , причем  $l(0) = 0$ . Вне области фильтрации, т.е. при  $x > l(t)$ ,  $P(x, t) = P_{\text{вых}}$ .

Давление в области фильтрации удовлетворяет уравнению (2). В рассматриваемой задаче уравнение (2) примет вид

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \aleph \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{\partial P}{\partial x} - \Delta P_0 \right), \quad 0 < x < l(t). \quad (3)$$

На границе  $x = l(t)$  выполняются условия

$$P(l, t) = P_{\text{вых}}; \quad \frac{\partial P(l, t)}{\partial x} = \Delta P_0. \quad (4)$$

В области  $0 < x < l(t)$  требуется найти решение уравнения (3), определить расход  $Q(t)$  и закон изменения  $l(t)$  при условиях (4) на подвижной границе фильтрации при следующих начальном и граничном условиях

$$P(x, 0) = P_{\text{вых}}; \quad P(0, t) = P_{\text{вход}}; \quad P_{\text{вых}} < P_{\text{вход}}. \quad (5)$$

Решение уравнения (3), удовлетворяющее условиям (4) и (5), имеет вид

$$\begin{aligned} P(x, t) &= P_{\text{вых}} - \Delta P_0(l - x) + \\ &+ (P_{\text{вход}} - P_{\text{вых}} + \Delta P_0 l) \left( 1 - \frac{x}{l} \right)^2, \end{aligned} \quad (6)$$

при этом расход определяется по формуле

$$\begin{aligned} Q(x, t) &= -\frac{k}{\mu} A \frac{\partial P}{\partial x} = \\ &= -\frac{k}{\mu} A \left[ \Delta P_0 - 2(P_{\text{вход}} - P_{\text{вых}} + \Delta P_0 l) \frac{\left( 1 - \frac{x}{l} \right)}{l} \right], \end{aligned} \quad (7)$$

где  $A$  – площадь поперечного сечения керна.

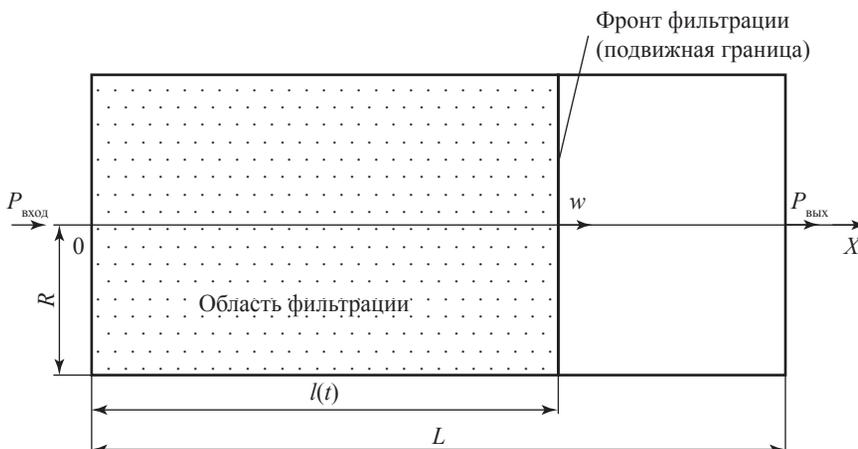


Рис. 1. Схема движения флюида в керне:  $R$  – радиус поперечного сечения керна;  $L$  – длина керна;  $l(t)$  – координата подвижной границы фильтрации смеси в керне

Для определения  $l(t)$  воспользуемся интегральным соотношением, характеризующим условие материального баланса [4]:

$$\int_0^{l(t)} \frac{\partial P}{\partial t} dx = \aleph \left[ \frac{\partial P(x,t)}{\partial x} - \Delta P_0 \right]_{x=0}^{x=l(t)}. \quad (8)$$

С учетом формул (6) и (8), а также условия  $l(0) = 0$  находим трансцендентное уравнение относительно  $l(t)$ :

$$3\aleph t = \left( \frac{P_{\text{вход}} - P_{\text{вых}}}{\Delta P_0} \right)^2 \ln \left( \frac{P_{\text{вход}} - P_{\text{вых}}}{P_{\text{вход}} - P_{\text{вых}} + \Delta P_0 l(t)} \right) + \left( \frac{P_{\text{вход}} - P_{\text{вых}} + \Delta P_0 l(t)}{\Delta P_0} - \frac{l(t)}{4} \right) l(t), \quad (9)$$

корни которого получаем численно на каждом шаге по времени.

### Результаты расчета

В качестве модельной смеси для расчета взята смесь метана, пропана, пентана и гептана в соотношении мольных долей  $\text{CH}_4:\text{C}_3\text{H}_8:\text{C}_5\text{H}_{12}:\text{C}_7\text{H}_{16} = 0,67:0,22:0,08:0,03$ . При этом из термодинамической части задачи находим:

- критическую точку: температура  $T = 336,17$  К;  $P = 14,598$  МПа; плотность  $\rho = 261,19$  кг/м<sup>3</sup>;
- криткондентерм:  $T = 384,84$  К;  $P = 7,8266$  МПа;  $\rho = 89,503$  кг/м<sup>3</sup>;
- криткондентбар:  $T = 331,21$  К;  $P = 14,626$  МПа;  $\rho = 271,73$  кг/м<sup>3</sup>.

Анализ фазовых диаграмм (рис. 2–7) показывает, что спланированный и проведенный при  $T = T_{\text{эксп}} = 347$  К эксперимент по изотермической фильтрации 4-компонентной смеси с заданным мольным составом характеризуется соответствием процесса фильтрации состоянию смеси в двухфазной области (см. рис. 2–7), что позволяет сделать качественные выводы о динамике образования конденсата в данном лабораторном эксперименте и сформулировать некоторые практические рекомендации.

В табл. 1 представлены параметры керны, через который происходит фильтрация 4-компонентной углеводородной смеси при  $T_{\text{эксп}} = 347$  К и рабочих давлениях  $P_{\text{вход}} = 20,4$  МПа,  $P_{\text{вых}} = 0,6$  МПа.

Решение уравнений (3), (9) дает характер изменения  $P$  и  $Q$  на фронте фильтрации в керне за время эксперимента (рис. 8, 9). Ошибка между теоретическими значениями  $P$ , полученными в ходе решения задачи (3)–(9), и экспериментальными данными не превышает 1 % (см. рис. 8). Особенностью полученного решения на подвижном фронте фильтрации является немонотонное изменение расхода (см. рис. 9, табл. 2). При этом решение задачи в неподвижной системе координат, начало которой совпадает с  $x = 0$  (см. рис. 1), дает падение давления, соответствующее известному решению пьезопроводности [2].

При наличии предельного градиента давления фильтрация флюида между двумя точками

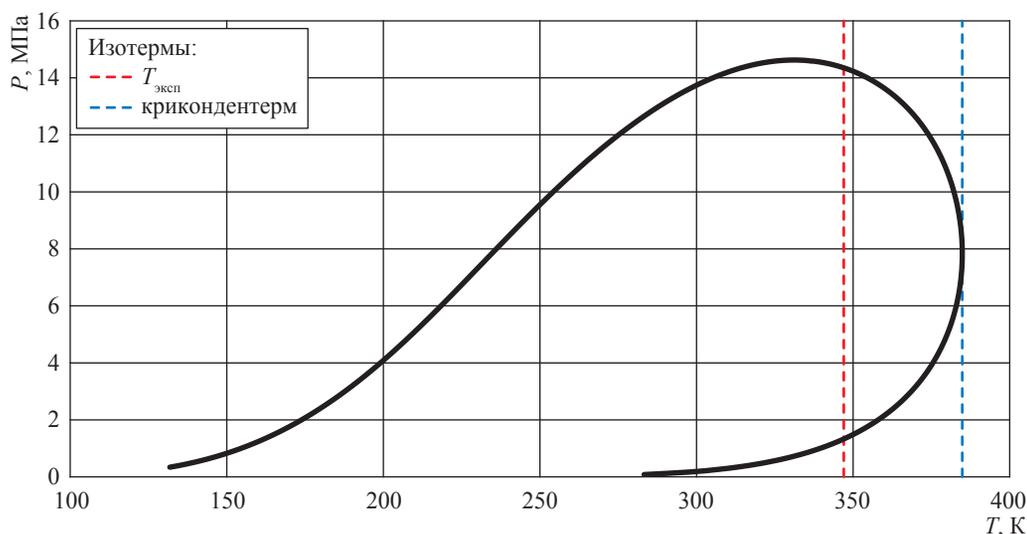


Рис. 2. Фазовая диаграмма «давление – температура» смеси «метан – пропан – пентан – гептан» с заданным мольным составом (см. ранее)

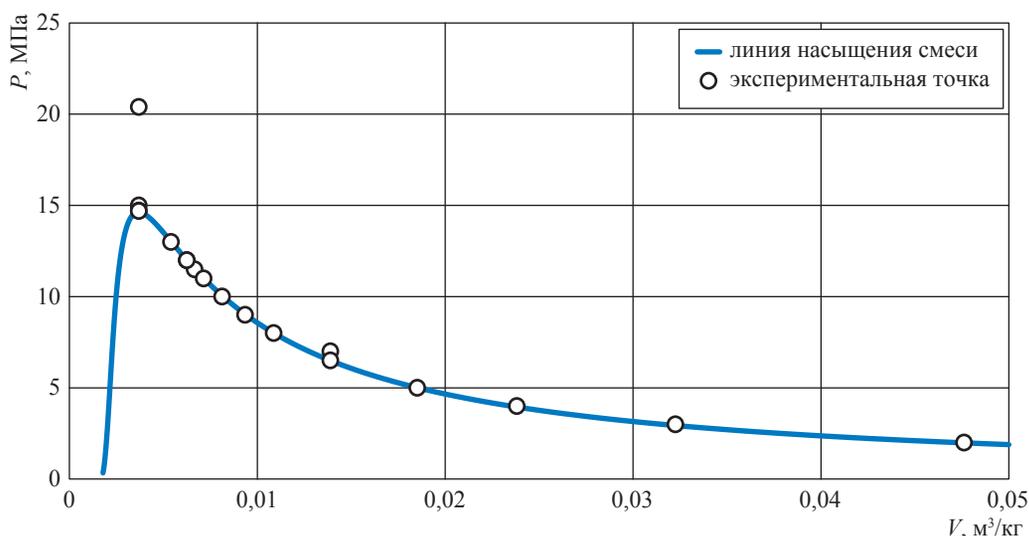


Рис. 3. Фазовая диаграмма «давление – удельный объем» смеси «метан – пропан – пентан – гептан» с заданным мольным составом (см. ранее)

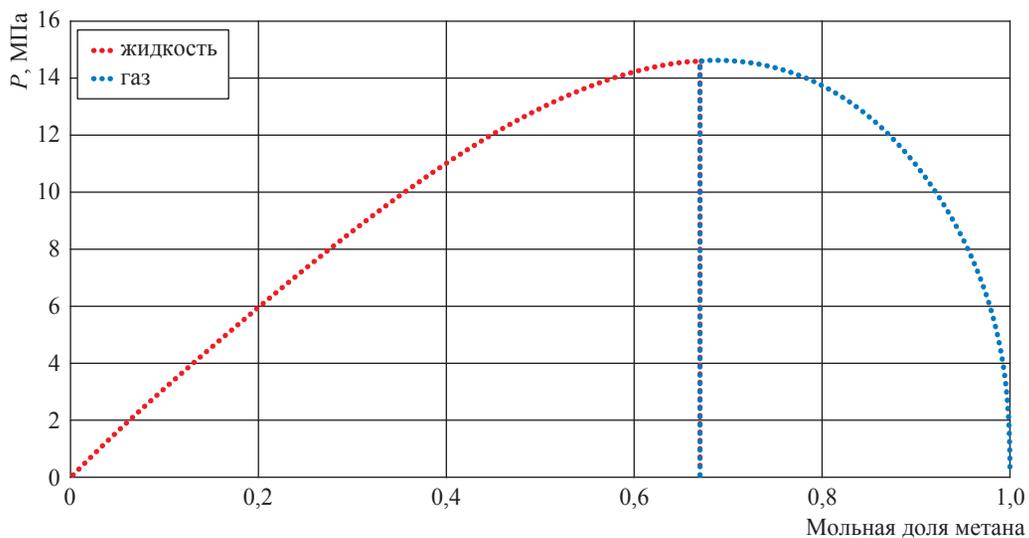


Рис. 4. Фазовые диаграммы «давление – мольная доля метана»

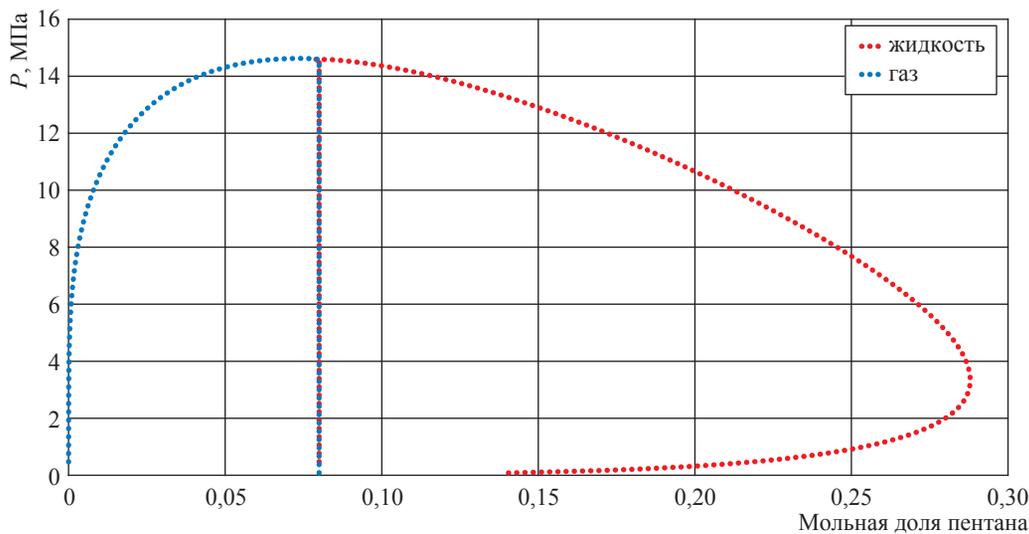


Рис. 5. Фазовые диаграммы «давление – мольная доля пентана»

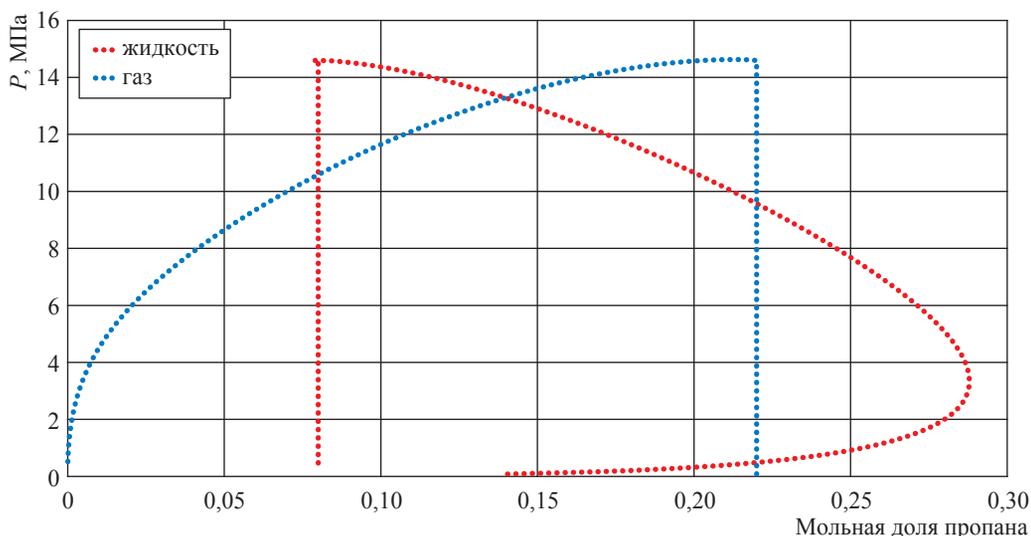


Рис. 6. Фазовые диаграммы «давление – мольная доля пропана»

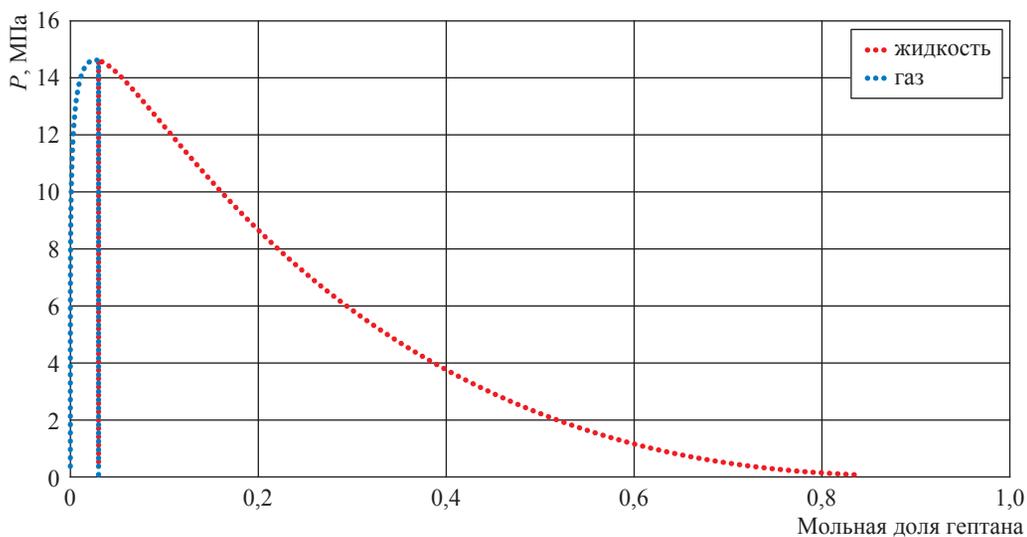


Рис. 7. Фазовые диаграммы «давление – мольная доля гептана»

Таблица 1

Параметры ядра и 4-компонентной смеси  $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8$ ,  $\text{C}_5\text{H}_{12}$ ,  $\text{C}_7\text{H}_{12}$

$L$ , м	0,179
Диаметр поперечного сечения ядра, м	0,03013
Пористость, д. ед.	0,3
$k$ , $\text{м}^2$	$1,478 \cdot 10^{-13}$
Начальная температура, К	347
$P_{\text{вход}}$ , Па	$2,04 \cdot 10^7$
$P_{\text{вых}}$ , Па	$6 \cdot 10^5$
$\beta$ на входе, $\text{Па}^{-1}$	$9,86923 \cdot 10^{-6}$
$\mu$ на входе, $\text{Па} \cdot \text{с}$	$1,00 \cdot 10^{-5}$

пласта отсутствует, если перепад давления между этими точками меньше  $\Delta P_0$ . В связи с этим, если при отборе газа через скважину из пласта, находившегося первоначально под давлением  $P_{\text{вых}}$ , прекратить отбор, то давление

восстановится не до пластового, а до более низкого значения, которое определяется тем, что вблизи скважины распределение давления соответствует достижению  $\Delta P_0$ . Для того чтобы началось фильтрационное движение,

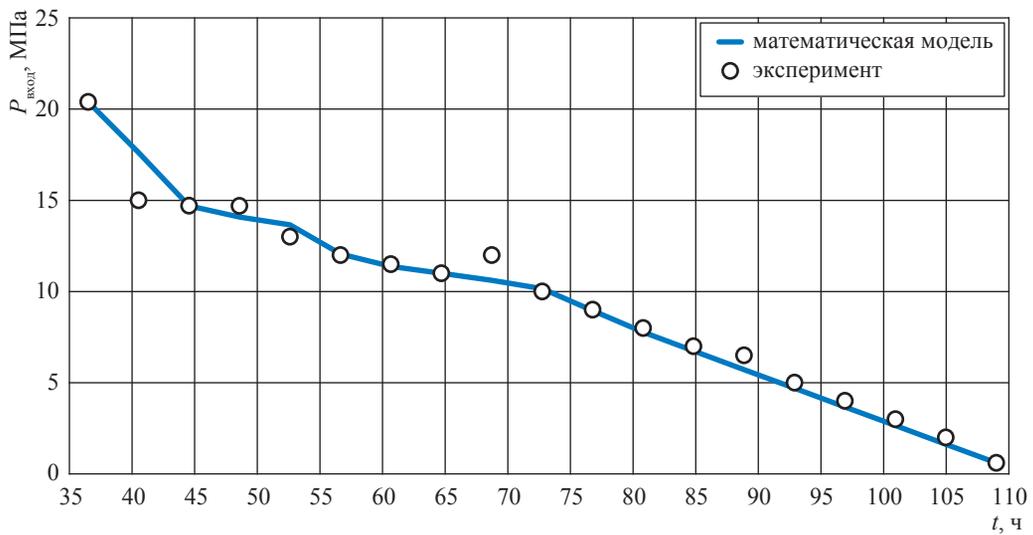


Рис. 8. Давление на фронте фильтрации

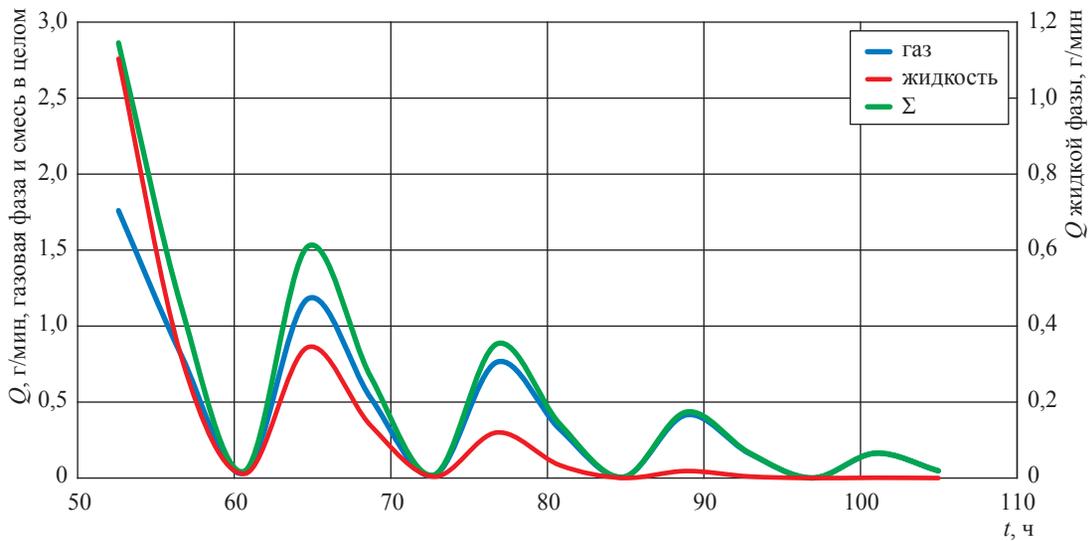


Рис. 9. Расход фаз на движущейся границе фильтрации

Таблица 2

Массовый расход фаз на движущейся границе фильтрации, г/мин

$t, \text{ч}$	Газовая фаза	Жидкая фаза	Суммарный расход
52,6	1,760	1,104	2,863
56,6	0,805	0,317	1,122
60,7	0,035	0,011	0,046
64,7	1,179	0,344	1,523
68,7	0,527	0,138	0,665
72,8	0,017	0,004	0,021
76,8	0,763	0,120	0,883
80,8	0,321	0,034	0,354
84,8	0,006	0,000	0,006
88,9	0,416	0,019	0,434
92,9	0,162	0,004	0,166
96,9	0,001	0,000	0,001
100,9	0,163	0,001	0,164
105,0	0,048	0,000	0,048
109,0	0,048	0,000	0,048

приложенный перепад (на единицу длины образца) должен превысить некоторое критическое значение  $\Delta P_0$ . Время одной прокачки в данной задаче равно времени перемещения подвижной границы (фронта) области фильтрации от  $x = 0$  до  $x = 0,179$  м. При заданных параметрах смеси и режиме подачи смеси в керн время одной прокачки в лабораторном эксперименте составило 1,77 с. Уравнения с учетом подвижной границы, которые были использованы при решении задачи, дают подобные колебания и при  $t > 1,77$  с, т.е. при второй и последующих прокачках смеси через керн.

Таким образом, решение задачи на подвижном фронте фильтрации закачиваемой смеси в керн с учетом  $\Delta P_0$  является немонотонным. Одной из причин колебаний фронта фильтрации может быть неравновесность неустановившегося фильтрационного течения, когда давление до и после фронта не успевает выровняться и относительно подвижной системы координат обнаруживается режим биений (пульсаций).

*Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ, грант № 18-08-00326А.*

## Список литературы

1. Вяхирев Р.И. Разработка и эксплуатация газовых месторождений / Р.И. Вяхирев, А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисов. – М.: Недра, 2002. – 880 с.
2. Сокотущенко В.Н. Особенности неустановившейся фильтрации при наличии предельного градиента давления / В.Н. Сокотущенко, В.М. Зайченко // Известия КГТУ. – 2018. – № 51. – С. 138–147.
3. Григорьев Б.А. Моделирование термодинамических свойств нефтяных и газоконденсатных систем на основе фундаментальных многоконстантных уравнений состояния / Б.А. Григорьев, А.А. Герасимов, И.С. Александров // Газовая промышленность. – 2013. – № 696: спецвыпуск. – С. 98–101.
4. Мирзаджанзаде А.Х. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа / А.Х. Мирзаджанзаде, Г.С. Степанова. – М.: Недра, 1970. – 335 с.

## A problem of transient lineal-parallel filtration of a methane-propane-pentane-heptane mixture in case of extremum pressure gradient

V.N. Sokotushchenko<sup>\*</sup>, Ye.B. Grigoryev<sup>1</sup>, A.V. Bogdanov<sup>1</sup>, A.A. Popov<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

<sup>\*</sup> E-mail: sokotushchenko@mail.ru

**Abstract.** During development and exploitation of oil, gas and gas-condensate fields there are some transient processes inside the beds, which occur due to wells' startups and shutdowns. Features of such transient processes depend on the elastic behavior of reservoirs and fluids saturating them. Practice of field development testifies the facts of strange behavior of bedded systems, which can be explained by non-Newtonian properties of filtrating fluids.

Nowadays, studying filtration of non-Newtonian systems has sovereign importance, as the matters like macromolecular compounds, polymers, being pumped into the productive reservoirs in order to rise gas-condensate recovery, don't have properties of non-Newtonian liquids.

The article discusses a one-dimensional problem of transient lineal-parallel filtration of a CH<sub>4</sub>-C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>-C<sub>5</sub>H<sub>12</sub>-C<sub>7</sub>H<sub>16</sub> mixture in a porous medium, and gives its solution for a mobile frontier of filtration called a front of liquid transfer within a bed. This solution is non-monotonic.

Among the reasons for fluctuations of the filtration front can be disequilibrium of the transient filtration flow when pressures before and after this frontier are late to flatten out, and beating (pulsation) appears relative to the mobile coordinate origin.

**Keywords:** phase equilibria, hydrocarbon mixture, condensation of hydrocarbons, moving frontier.

**References**

1. VYAKHIREV, R.I., A.I. GRITSENKO, R.M. TER-SARKISOV. *Development and operation of gas fields* [Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh mestorozhdeniy]. Moscow: Nedra, 2002. (Russ.).
2. SOKOTUSHCHENKO, V.N., V.M. ZAYCHENKO. Special features of transient flow in case of extremum pressure gradient [Osobennosti neustanovivsheysya filtratsii pri nalichii predelnogo gradiyenta davleniya]. *Izvestiya of Kaliningrad State Technical University*. 2018, no. 51, pp. 138–147. ISSN 1997-3071. (Russ.).
3. GRIGORYEV, B.A., A.A. GERASIMOV, I.S. ALEKSANDROV. Modeling of thermodynamic properties of oil and gas-condensate systems on the basis of fundamental multi-constant equations of state [Modelirovaniye termodinamicheskikh svoystv neftyanykh i gazokondensatnykh system na osnove fundamentalnykh mnogokonstantnykh uravneniy sostoyaniya]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2013, no. 696: spec. is., pp.98–101. ISSN 0016-5581. (Russ.).
4. MIRZADZHANZADE, A.Kh., G.S. STEPANOVA. *Mathematical theory of experiment in oil and gas production* [Matematicheskaya teoriya eksperimenta v dobyche nefi i gaza]. Moscow: Nedra, 1970. (Russ.).

УДК 622.279:532

## Численное моделирование локально-неравновесной фильтрации в газоконденсатных пластах

А.Л. Ковалёв<sup>1</sup>, Е.В. Шеберстов<sup>1\*</sup>

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

\* E-mail: E\_Sheberstov@vniigaz.gazprom.ru

**Ключевые слова:** неравновесная фильтрация, пластовая газоконденсатная система, фазовый переход, локальное равновесие, математическая модель, численная модель.

**Тезисы.** Актуальность вопроса обусловлена тем, что в используемых на практике коммерческих программах гидродинамические расчеты газоконденсатных месторождений выполняются в предположении о локальном равновесии газовой и жидкой фаз. В то же время, согласно экспериментальным данным, переход выведенной из равновесия газоконденсатной системы в равновесное состояние не происходит мгновенно, а требует значительного времени.

В статье рассмотрены опубликованные математические модели, не предполагающие мгновенного фазового перехода и различающиеся видом формулы интенсивности фазового перехода. В выбранной модели интенсивность фазового перехода компонента представлена в форме произведения кинетического коэффициента и разности химических потенциалов в фазах. Полученная система дифференциальных уравнений аппроксимирована полностью неявной конечно-разностной схемой. Создана компьютерная программа, в которой для решения системы нелинейных функциональных уравнений применен метод Ньютона. Программа протестирована на решении задачи равновесной фильтрации, и получено практически полное совпадение с решением коммерческой программы.

Вычислительные эксперименты показали, что неравновесность оказывает влияние на распределение насыщенности жидкой фазы в окрестности газоконденсатных скважин и на фильтрационные сопротивления. Выполнено моделирование предполагаемых экспериментов на керновых моделях, и показана важность измерения насыщенности жидкостью как основного индикатора эффекта неравновесности.

В статье обсуждаются математические и компьютерные модели, учитывающие неравновесность фазовых переходов при фильтрации газоконденсатных систем. Теоретическая и практическая значимость вопроса обусловлена тем, что гидродинамические расчеты фильтрации в газоконденсатных месторождениях выполняются в предположении локального фазового равновесия, в то время как, согласно лабораторным экспериментам, переход выведенной из равновесия системы в равновесное состояние требует определенного времени. Известны, например, результаты специальных исследований [1], показавших зависимость количества отобранного конденсата от темпа снижения давления при отборе газа из ячейки PVT<sup>1</sup>. Реальный темп снижения давления в движущемся к скважине элементе можно оценить, зная дебит, забойное давление, а также толщину продуктивного пласта. Сопоставляя эти данные с результатами упомянутого эксперимента, можно прийти к выводу о возможном влиянии неравновесности и необходимости контроля этого фактора.

*Наибольшие погрешности* «равновесных» моделей, не учитывающих темп снижения давления, ожидаются при их применении к анализу ситуаций в окрестности скважины. В частности, присутствие жидкой фазы, выпавшей вследствие ретроградной конденсации, способно сильно повлиять на результаты стандартных гидродинамических исследований скважин (ГДИС) на стационарных и нестационарных режимах. Этот эффект также сказывается на составе флюида, отбираемого для лабораторного анализа.

**Создание численной модели**, учитывающей неравновесность фазового перехода «газ – жидкость» в движущейся по пористому пласту многокомпонентной смеси, требует в первую очередь обоснования математической модели неравновесного

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

процесса. В линейном приближении, предполагая отклонения от равновесия малыми, воспользуемся моделью неравновесной термодинамики [2] и пренебрежем перекрестными членами [3–5]. Во всех этих работах деление на жидкую и газовую фазы сохраняется и уравнения сохранения компонентов в каждой фазе записываются в предположении, что компоненты (молекулы углеводородов и прочих веществ) находятся в одной из этих фаз:

$$\frac{\partial(mS^G \rho^G Y_i)}{\partial t} + \text{div}(w^G \rho^G Y_i) = \Pi_i^G; \quad (1)$$

$$\frac{\partial(mS^L \rho^L X_i)}{\partial t} + \text{div}(w^L \rho^L X_i) = \Pi_i^L; \quad (2)$$

$$\sum_{i=1}^n X_i = \sum_{i=1}^n Y_i = 1, \quad i = 1, 2, \dots, n, \quad (3)$$

где  $n$  – число компонентов;  $i$  – индекс компонента;  $m$  – пористость;  $\alpha$  – индекс жидкой ( $\alpha = L$ ) либо газовой ( $\alpha = G$ ) фазы;  $S^\alpha$  – насыщенность

фазы;  $\rho^\alpha = \frac{1}{v^\alpha}$  – плотность фазы ( $v^\alpha$  – мольный

объем фазы);  $X_i, Y_i$  – мольная доля компонента в жидкой и в газовой фазах соответственно;  $w^\alpha$  – скорость фильтрации фазы;  $\Pi_i^\alpha$  – интенсивность перехода компонента (конденсации или испарения) в фазу  $\alpha$ .

Диффузия компонентов внутри фаз не учитывается, т.е. предполагается, что все компоненты фазы движутся с одинаковой, средней по полному сечению, скоростью

$$w^\alpha = -K \frac{k^\alpha}{\mu^\alpha} (\text{grad} P^\alpha + \bar{\gamma}^\alpha), \quad (4)$$

где  $\bar{\gamma}^\alpha$  – удельный вес фазы;  $K$  – абсолютная проницаемость;  $k^\alpha, \mu^\alpha$  – относительная фазовая проницаемость и вязкость соответственно;  $P^\alpha$  – фазовое давление. В случае газовых скважин закон Дарси (4) следует заменить на двучленный.

Переход компонентов возможен только из фазы в фазу (адсорбция не учитывается), поэтому справедливо равенство

$$\Pi_i^L + \Pi_i^G = 0. \quad (5)$$

Модель обменного члена, выражающего интенсивность межфазного перехода компонентов, выберем, следуя В.Н. Николаевскому и др., М.Д. Розенбергу и др., В.М. Максимуму [3–5]:

$$\Pi_i^G = -\Pi_i^L = \lambda_i (\mu_i^L - \mu_i^G). \quad (6)$$

Здесь  $\lambda_i$  – кинетический коэффициент;  $\mu_i^\alpha$  – химический потенциал  $i$ -го компонента в фазе  $\alpha$ . Кинетический коэффициент зависит от размеров и формы областей, занятых фазами, и от величины межфазной поверхности. Предполагается, что каждая фаза подчиняется уравнению состояния и справедливы формулы для вычисления химических потенциалов.

Кинетика фазовых переходов исследуется во многих областях науки и техники с применением различных теоретических моделей. Так, процесс ретроградной конденсации начинается с возникновения в газовой фазе достаточно крупных зародышей жидкой фазы. Это так называемый этап нуклеации. Затем происходят слияние зародышей и диффузия компонентов к их границам. Математическая модель такого механизма была использована для анализа экспериментов по отбору газовой фазы из РВТ-сосуда [1]. При прямом испарении, которое начнется после достижения давления максимальной конденсации, скорость перехода компонентов из жидкой фазы в газовую будет определяться скоростью их диффузии к межфазной границе. При использовании уравнения (6) учет деталей фазового перехода можно осуществлять с помощью выбора значений кинетических коэффициентов в зависимости от текущей обстановки.

Несколько иная форма обменного члена принята в модели Л.К. Нгиема, П.Х. Саммона [6]. Он выражен через диффузионные потоки из жидкой и газовой фаз к границе фазового раздела, на которой фазы находятся в термодинамическом равновесии:

$$\Pi_i^G = D_i^L (X_i - X_i^{\text{eq}}) - D_i^G (Y_i - Y_i^{\text{eq}}), \quad (7)$$

где  $X_i^{\text{eq}}, Y_i^{\text{eq}}$  – мольные доли компонентов жидкой и газовой фаз в равновесном состоянии, которое рассчитывается по общему составу смеси в ячейке численной модели. В работе Л.К. Нгиема, П.Х. Саммона [6] даны детальные выражения для определения коэффициентов  $D_i^L, D_i^G$ , куда, в частности, включен геометрический параметр  $A/L$ , характеризующий элементарный процесс диффузионного перехода (где  $A$  – горизонтальная площадь поперечного сечения,  $L$  – вертикальная толщина условного элемента). Учитывается только молекулярная диффузия. Дисперсионная составляющая,

зависящая анизотропным образом от скорости фильтрации, в коэффициенте не учитывается. Похожие формулы обменного члена предложены У. Ву и др. [7], Б.Р.Б. Фернандесом и др. [8].

В работе А.В. Волоховой и др. [9] «скорость переноса  $i$ -го компонента газоконденсатной смеси через межфазную границу пропорциональна отклонению от состояния равновесия». На первый взгляд, модели обменного члена, предложенные различными авторами, схожи. Однако модель (7) имеет определенное преимущество. При ее использовании требуется находить только равновесные составы  $X_i^{eq}$ ,  $Y_i^{eq}$ , в то время как модель (6) предполагает вычисление химических потенциалов для составов  $X_i$ ,  $Y_i$  жидкой и газовой фаз, которые при текущих термобарических условиях могут оказаться в области метастабильных или нестабильных состояний.

Окончательный вид модели неравновесной фильтрации получим подстановкой в формулы (1), (2) уравнения, выражающего скорость фильтрации через давление (4). Полученная система будет содержать  $2n + 2$  уравнений относительно неизвестных  $X_i$ ,  $Y_i$ ,  $P$ ,  $S$ . Здесь под  $S$  понимается насыщенность одной из фаз, через которую очевидным образом выражается насыщенность другой фазы. Полученная замкнутая система может быть решена только численно.

Рассмотрим также приближенную модель, которая получена заменой исходной системы двух балансных уравнений (1), (2) для каждой фазы на два других уравнения [10, 11]. Первое есть сумма двух исходных уравнений, в него не входит обменный член. А в качестве второго уравнения авторы модели предложили релаксационное уравнение для разности химических потенциалов в точке [10, 11]:

$$\frac{d\Delta_i}{dt} = -\lambda_i \Delta_i, \quad (8)$$

где  $\Delta_i = \mu_i^L - \mu_i^G$ . Очевидно, что формула (8) не вытекает строго из формул (1), (2) и, следовательно, предложенную систему нужно рассматривать как приближенный вариант исходной модели. Авторы рекомендуют свою модель для расчета прямого испарения.

*Численная модель* в настоящей работе получена на основании конечно-разностной аппроксимации системы (1)–(3). Использована полностью неявная конечно-разностная схема:

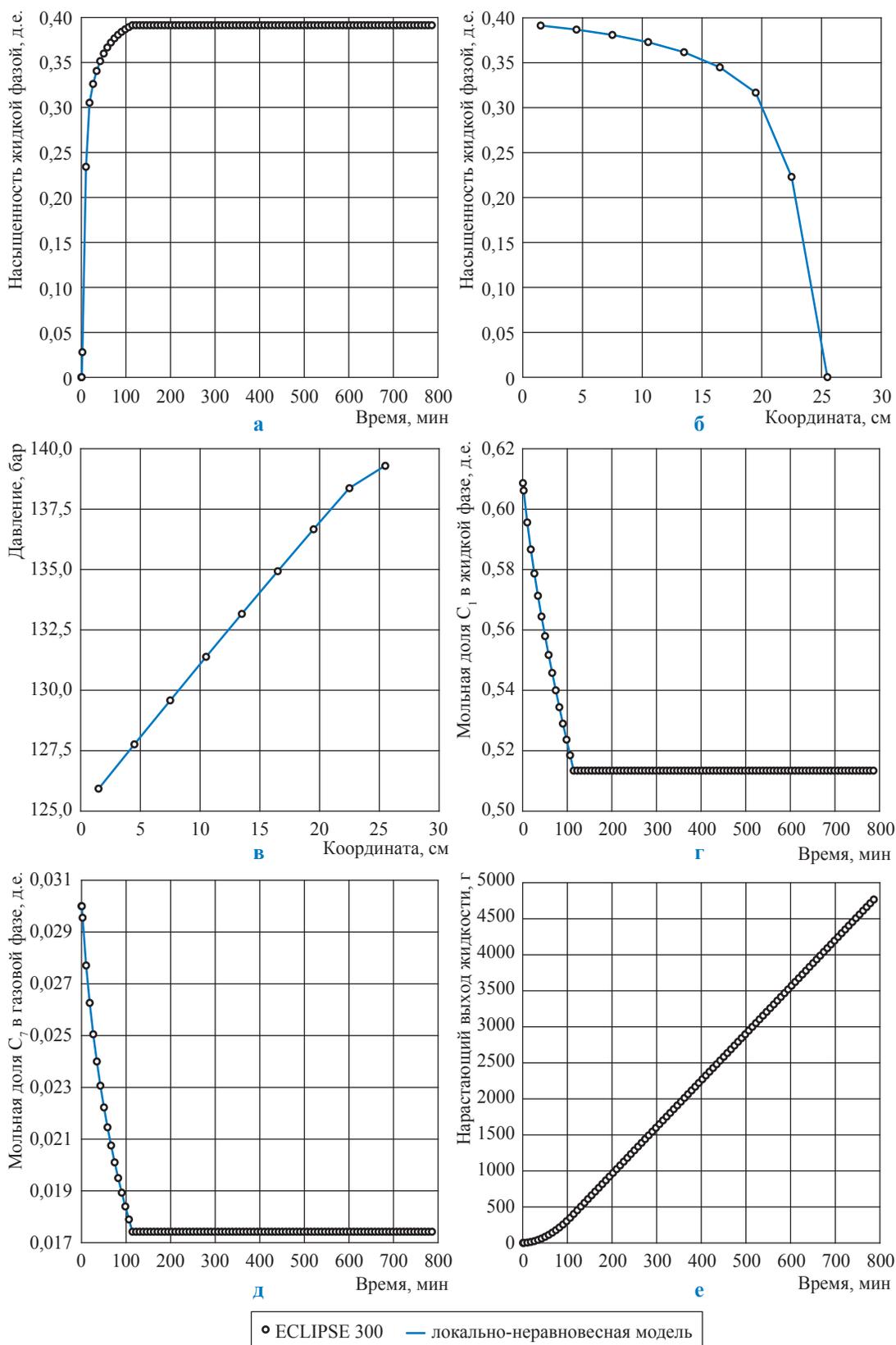
$$\begin{aligned} & \frac{(\Delta V m)_j}{\Delta t^{n+1}} [(S^\alpha \rho^\alpha \theta_i^\alpha)^{n+1} - (S^\alpha \rho^\alpha \theta_i^\alpha)^n] = \\ & = \text{DIV}_j^{n+1} + (\Pi_i^\alpha)_j^{n+1}, \end{aligned} \quad (9.1)$$

$$\text{DIV}_j^{n+1} = \left[ (\rho_i^\alpha w^\alpha)_{j-\frac{1}{2}}^{n+1} - (\rho_i^\alpha w^\alpha)_{j+\frac{1}{2}}^{n+1} \right]. \quad (9.2)$$

Здесь верхним индексом  $n$  показан номер шага по времени; индексом  $j$  отмечен номер ячейки модели;  $\theta_i^\alpha$  – массовая доля  $i$ -го компонента в фазе  $\alpha$ . Скорость через границу блоков выжалась конечно-разностной аппроксимацией закона Дарси, для вычисления летучестей и мольных объемов фаз использовалось уравнение Пенга – Робинсона, вязкость вычислялась по корреляции Лоренца – Брея – Кларка. Для численного решения системы разностных уравнений применялся метод Ньютона.

Заметим, что по сравнению с равновесной моделью в уравнениях появляется новый (обменный) член, что требует уточнения ограничений на размеры шага по времени, который должен быть согласован со скоростью фазового перехода. В противном случае можно ожидать увеличение численной дисперсии в какой-либо форме.

**Результаты моделирования.** Сначала рассмотрим результаты, полученные предшественниками. Так, М.Д. Розенберг и С.А. Кундин приводят два примера численного решения одномерной радиально-симметричной задачи неравновесной фильтрации бинарной системы [4]. В первом рассмотрена установившаяся фильтрация. На контуре пласта задана закачка двух неравновесных фаз, а на забое задано неизменное во времени давление. По условиям примера на всем протяжении потока подвижны обе фазы. Заметим, что более общим является случай, когда на вход поступает смесь в однофазном состоянии, а фазовый переход начинается в некоторой промежуточной точке. Из-за отсутствия данных о кинетических коэффициентах авторы ограничились оценкой максимального влияния неравновесности. С этой целью они сопоставили решения для двух крайних случаев. В первом случае рассматривается равновесная фильтрация (предел решений задачи при  $\lambda_i \rightarrow \infty$ ), а во втором – фильтрация при полном отсутствии межфазного обмена ( $\lambda_i = 0$ ). Сопоставляя результаты расчетов, авторы пришли к выводу, что в рассмотренном примере неравновесность оказывает слабое влияние на распределение давления и сильное на распределение насыщенности.



**Рис. 1. Сопоставление результатов разработанной численной локально-неравновесной модели и модели ECLIPSE 300 для равновесного случая: а – динамика насыщенности в выходном элементе модели; б, в – соответственно профили насыщенности и давления на стационарном режиме; г, д – динамика мольных долей компонентов  $C_1$  и  $C_7$  соответственно в жидкой и газовой фазах в выходном элементе модели; е – динамика накопленного выхода жидкости**

Во второй задаче моделировалось истощение вертикальной скважиной круговой области дренирования. Внешняя граница области непроницаема. Решение отыскивается явным методом конечных разностей при ряде дополнительных предположений. Применительно к рассмотренному примеру авторы ограничились выводом об усилении влияния неравновесности при увеличении темпа отбора. В обоих примерах использованы ранее рассчитанные зависимости характеристик бинарной двухфазной равновесной модели от давления.

Л.К. Нгиемом, Б.Р.Б. Фернандесом и др. [6, 8] также сделаны выводы по результатам вычислительных экспериментов по закачке неравновесного газа в нефтяной пласт. Более интересный случай рассмотрен в работе У. Ву и др. [7]. Приведенные там результаты описывают влияние неравновесности на распределение давления и насыщенности в окрестности добывающей вертикальной скважины.

Авторами настоящей работы выполнены расчеты для линейно расположенной системы девяти ячеек. Граничные условия подобраны так, чтобы моделировать выход системы на стационарный режим. Длина ячеек – 3 см; площадь поперечного сечения – 7 см<sup>2</sup>; пористость всех ячеек за исключением девятой – 0,2; проницаемость – 200 мД. В последней ячейке за счет выбора большого фиктивного значения пористости созданы запасы, обеспечивающие поступление флюида через границу с восьмой ячейкой практически с постоянным давлением. Флюидальная система представлена 4-компонентной смесью CH<sub>4</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>, C<sub>5</sub>H<sub>12</sub>, C<sub>7</sub>H<sub>16</sub>. Начальное содержание компонентов соответственно, %: 67 – 22 – 8 – 3. Потенциальное содержание углеводородов C<sub>5+</sub> составляет 404,1 г/м<sup>3</sup>, Давление начала конденсации – 139,2 бар, давление максимальной конденсации – 123,0 бар, максимальная насыщенность конденсатом – 19,37 %, температура составляет 65 °С.

**Тестирование модели.** Решение протестировано путем сопоставления с равновесной композиционной моделью (ECLIPSE 300). Для этого потребовалось найти решение на предложенной модели с достаточно большим коэффициентом межфазного массообмена. Результаты при кинетическом коэффициенте  $\lambda = 10^{11}$  г·моль/сут показали практически полное совпадение (рис. 1). Модель инициализирована в однофазном газовом состоянии

при давлении 139,3 бар. Далее осуществлялось равномерное снижение давления до 125 бар в течение 114,4 мин, затем оно поддерживалось на этом уровне; расчет выполнен при нулевой критической насыщенности жидкостью.

**Стационарная фильтрация.** Рассчитан вариант перехода из состояния покоя к двухфазной стационарной фильтрации. Модель при этом равновесно инициализирована при давлении 138 бар в двухфазном состоянии. Динамика давления на выходе модели предусматривала равномерное снижение давления до 125 бар в течение 104 мин и поддержание его на этом уровне в дальнейшем. На рис. 2 сопоставлены результаты для локально-равновесной и неравновесной моделей. Для всех компонентов и ячеек последней принят одинаковый кинетический коэффициент  $\lambda = 5000$  г·моль/сут. Видно, что как в равновесном, так и в неравновесном случаях стационарный режим достигается практически сразу после стабилизации давления на выходе модели. «Полка» насыщенности жидкостью в неравновесном случае ниже, что логично для процесса ретроградной конденсации.

Для сравнения этот вариант был рассчитан на релаксационной модели (8), имплементированной в симулятор tNavigator [11]. Расчет выполнен с коэффициентом релаксации 0,001 мин<sup>-1</sup>. Можно видеть (см. рис. 2), что в данном случае стационарный режим достигается существенно позже и этот режим является равновесным. Неизбежность выхода на стационарный режим с равновесным фазовым переходом при достаточно длительной закачке следует из модели (8). Причиной этого, по видимому, служит отсутствие в условии релаксации (8) конвективной составляющей. Более корректным было бы релаксационное уравнение для движущегося элемента:

$$\frac{d\Delta_i}{dt} + w \frac{\partial \Delta_i}{\partial x} = -\lambda_i \Delta_i. \quad (10)$$

Правда, в двухфазном случае остается открытым вопрос о выборе скорости фильтрации в этом уравнении.

**Влияние неравновесности на результаты ГДИС** оценивалось по результатам вычислительных экспериментов на осесимметричной модели, которые показали существенное влияние неравновесности как на время установления стационарного режима, так и на фильтрационное сопротивление в призабойной зоне. На рис. 3 отражена расчетная

динамика линейного сопротивления в вариантах с различной степенью неравновесности.

В другом эксперименте исследовалось влияние неравновесности на извлечение газа и конденсата, для чего были рассчитаны серии вариантов истощения зоны дренирования скважины. Результаты показали, что учет неравновесности приводит к увеличению коэффициентов извлечения, но всего лишь в пределах долей процента.

Предложенная модель локально-неравновесной фильтрации была также применена для расчета фильтрации на стадии прямого

испарения. Как показывают результаты расчетов, влияние неравновесности в этом случае существенно зависит от темпа снижения давления. Однако для формулирования конкретных выводов необходимо расширить численную модель, включив в нее учет гравитационной сегрегации, которая может приводить к пространственному разделению фаз. Влияние этого фактора зависит от геологического строения разреза и подвижности жидкой фазы (в пленочном режиме) в вертикальном направлении.

Еще одним практическим приложением модели локально-неравновесной фильтрации

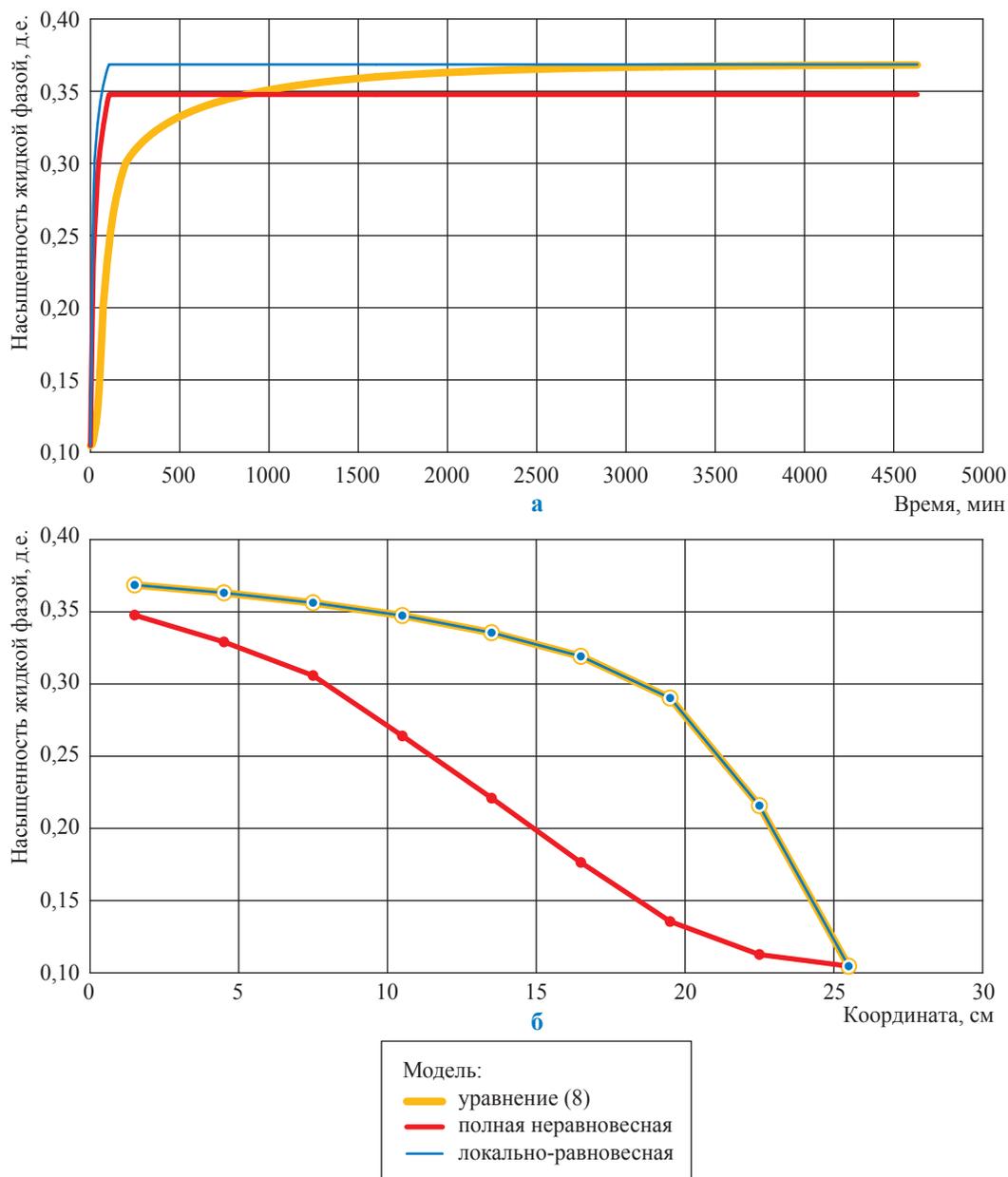


Рис. 2. Динамика насыщенности жидкостью выходной ячейки (а) и профили насыщенности на стационарном режиме (б) в расчетах с различными моделями фазовых переходов

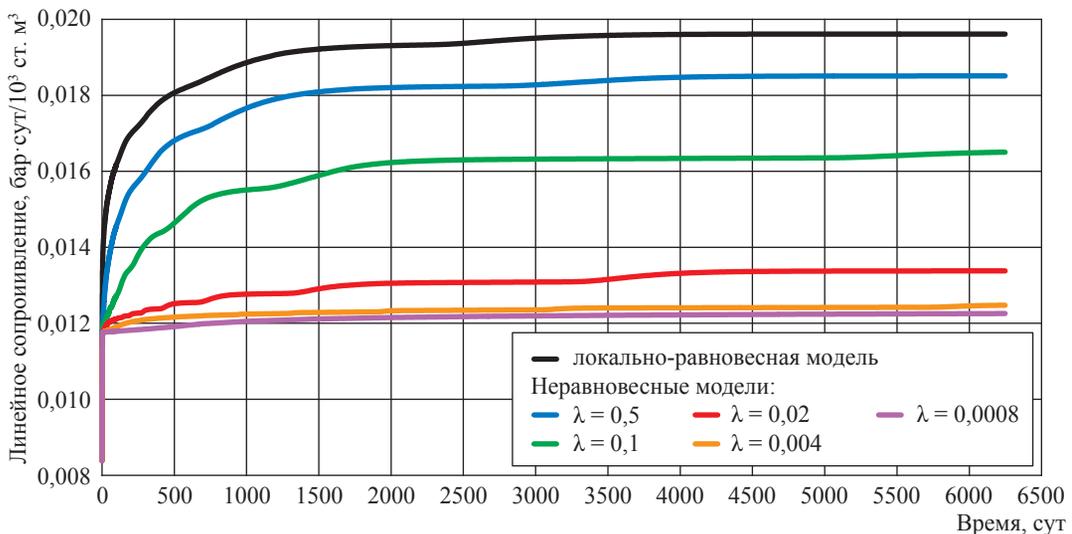


Рис. 3. Моделирование влияния неравновесности на результаты ГДИС

стало моделирование лабораторных исследований на керновой модели. В частности, в качестве наиболее информативного индикатора эффектов неравновесности рекомендованы результаты измерений насыщенности. (Эти выводы изложены в отдельной публикации.)

\*\*\*

Таким образом, предложена полностью неявная конечно-разностная модель локально неравновесной фильтрации многокомпонент-

ной смеси. Создана и протестирована компьютерная модель.

Влияние эффекта неравновесности на фильтрационные сопротивления, согласно выполненным вычислительным экспериментам, может быть существенным, что необходимо учитывать при интерпретации результатов ГДИС.

Численная модель [11], имплементированная в симулятор tNavigator, не позволяет моделировать установившиеся двухфазные течения с учетом неравновесности фазового перехода.

### Список литературы

- Петрушевский Е.И. О влиянии неравновесности на процесс выделения конденсата из газа / Е.И. Петрушевский, М.С. Разамат // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1963. – № 11. – С. 61–66.
- Гроот С., де. Неравновесная термодинамика / С. де Гроот, П. Мазур; пер. с англ. – М.: Мир, 1964.
- Николаевский В.Н. Движение углеводородных смесей в пористой среде / В.Н. Николаевский, Э.А. Бондарев, М.И. Миркин и др. – М.: Недра, 1968. – 189 с.
- Розенберг М.Д. Многофазная многокомпонентная фильтрация при добыче нефти и газа / М.Д. Розенберг, С.А. Кундин. – М.: Недра, 1976. – 335 с.
- Максимов В.М. Основы гидротермодинамики пластовых систем / В.М. Максимов. – М.: Недра, 1994. – 201 с.
- Nghiem L.X. A non-equilibrium equation of state compositional simulator / L.X. Nghiem, P.H. Sammon // SPE Reservoir Simulation Symposium, Dallas, USA, 8–11 June 1997. – SPE 37980.
- Wu W. Modeling non-equilibrium mass transfer effects for a gas condensate field / W. Wu, W. Wang, M. Delshad et al. – Society of Petroleum Engineers, Inc., 1998. – SPE 39746. – <http://www.ipt.ntnu.no/~curtis/courses/PVT-Flow/2017-TPG4145/e-notes/GC-Papers/SPE39746-Pope-GC.pdf>
- Fernandes B.R.B. Effect of non-equilibrium mass transfer in miscible gas recovery processes / B.R.B. Fernandes, I.C.M. Lima, E.P. Drumond et al. // 22<sup>nd</sup> International Congress of Mechanical Engineering (COBEM 2013), November 3–7, 2013, Ribeirao Preto, SP, Brazil.
- Волохова А.В. Численное исследование фильтрации газоконденсатной смеси в пористой среде / А.В. Волохова, Е.В. Земляная, В.В. Качалов и др. // Компьютерные исследования и моделирование. – 2018. – Т. 10. – № 2. – С. 209–219.

10. Indrupskiy I.M. Non-equilibrium phase behavior of hydrocarbons in compositional simulations and upscaling / I.M. Indrupskiy, O.A. Lobanova, V.R. Zubov // Preprints. – www.preprints.org, posted 18 April 2017. – doi:10.20944/preprints201704.0108.v1.
11. Zubov V.R. Compositional simulator with non-equilibrium phase transitions / V.R. Zubov, I.M. Indrupskiy, K.Yu. Bogachev // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, 24–26 October 2016. – Moscow, 2016. – SPE 182001.

## Numerical simulation of non-equilibrium local filtration in gas-condensate beds

A.L. Kovalev<sup>1</sup>, Ye.V. Sheberstov<sup>1\*</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: E\_Sheberstov@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** The named problem is rather topical due to fact that modern commercial simulators execute hydrodynamic calculations on the assumption of local equilibrium of gas and liquid phases. At the same time, according to the experimental data, an unbalanced gas-condensate system does not return to equilibrium immediately, but after long time.

The article reviews disclosed mathematical models which don't suppose immediate phase transition and vary by appearance of equations describing intensity of phase transition. A pattern selected for modelling velocity of phase transition of a component has a form of multiplication of a kinetic factor and a difference of chemical potentials in the phases. A derived system of differential equations has been approximated according to a fully implicit finite-difference scheme. Besides, there is a new computer program which solves simultaneous non-linear equations by means of a Newton method. Testing of this program through equilibrium filtration problems has given nearly absolute coincidence with results of another commercial program.

The computational experiments has shown that non-equilibrium has affected both distribution of liquid phase's saturation around gas-condensate wells, and bed's resistance to filtration. The intended tests of core models have been simulated, and importance to measure liquid saturation as a main indicator of non-equilibrium effect is shown.

**Keywords:** non-equilibrium filtration, gas-condensate bedded system, phase transition, local equilibrium mathematical model, numerical model.

### References

1. PETRUSHEVSKIY, Ye.I., M.S. RAZAMAT. On the effect of non-equilibrium upon a process of condensate exhalation from gas [O vliyaniy neravnovesnosti na protsess vydeleniya kondensata iz gaza]. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedeniy. Neft i Gaz*. 1963, no. 11, pp. 61–66. ISSN 0445-0108. (Russ.).
2. GROOT, S.R. de and P. MAZUR. *Non-equilibrium thermodynamics*. Translated from English. Moscow: Mir, 1964. (Russ.).
3. NIKOLAYEVSKIY, V.N., E.A. BONDAREV, M.I. MIRKIN et al. *Motion of hydrocarbon mixtures within a porous medium* [Dvizheniye uglevodorodnykh smesey v poristoy srede]. Moscow: Nedra, 1968. (Russ.).
4. ROZENBERG, M.D., S.A. KUNDIN. *Multi-phase multi-component filtration during production of oil and gas* [Mnogofaznaya mnogokomponentnaya filtratsiya pri dobyche nefti i gaza]. Moscow: Nedra, 1976. (Russ.).
5. MAKSIMOV, V.M. *Principals of hydrothermal dynamics for bedded systems* [Osnovy gidrotermodynamiki plastovykh system]. Moscow: Nedra, 1994. (Russ.).
6. NGHIEM, L.X., P.H. SAMMON. A non-equilibrium equation of state compositional simulator. *SPE Reservoir Simulation Symposium, Dallas, USA, 8–11 June 1997*. SPE 37980.
7. WU, W., W. WANG, M. DELSHAD et al. *Modeling non-equilibrium mass transfer effects for a gas condensate field* [online]. Society of Petroleum Engineers, Inc., 1998. SPE 39746. Available from: <http://www.ipt.ntnu.no/~curtis/courses/PVT-Flow/2017-TPG4145/e-notes/GC-Papers/SPE39746-Pope-GC.pdf>
8. FERNANDES, B.R.B., I.C.M. LIMA, E.P. DRUMOND et al. Effect of non-equilibrium mass transfer in miscible gas recovery processes. *22<sup>nd</sup> International Congress of Mechanical Engineering (COBEM 2013), November 3–7, 2013, Ribeirao Preto, SP, Brazil*.
9. VOLOKHOVA, A.V., Ye.V. ZEMLYANAYA, V.V. KACHALOV et al. Numerical study of gas-condensate mixture filtration in a porous medium [Chislennoye issledovaniye filtratsii gazokondensatnoy smesi v poristoy srede]. *Kompyuternyye Issledovaniya i Modelirovaniye*. 2018, vol. 10, no. 2, pp. 209–219. ISSN 2076-7633. (Russ.).
10. INDRUPSKIY, I.M., O.A. LOBANOVA, V.R. ZUBOV. Non-equilibrium phase behavior of hydrocarbons in compositional simulations and upscaling [online]. *Preprints*. Available from: [www.preprints.org](http://www.preprints.org), posted 18 April 2017. doi:10.20944/preprints201704.0108.v1.
11. ZUBOV, V.R., I.M. INDRUPSKIY, K.Yu. BOGACHEV. Compositional simulator with non-equilibrium phase transitions. *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, 24–26 October 2016*. Moscow, 2016. SPE 182001.

УДК 622.279.8

## Интеграция расчетных программ комплексного моделирования в систему управления технологических процессов газового промысла

А.В. Кононов<sup>1</sup>, О.Ю. Манихин<sup>1\*</sup>, Д.А. Ожерельев<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром добыча Ноябрьск», Российская Федерация, 629806, Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Ноябрьск, ул. Республики, д. 20

\* E-mail: manihin.oyu@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru

**Ключевые слова:** подготовка газа к транспорту, моделирование технологических процессов, абсорбционная осушка газа.

**Тезисы.** На газовых месторождениях ООО «Газпром добыча Ноябрьск» наиболее ответственным и технологически сложным этапом подготовки сырого природного газа к транспортировке по системе магистральных газопроводов является абсорбционная осушка компримированного газа до требований, предъявляемых СТО Газпром 089-2010 к качеству товарного газа. (В качестве абсорбента применяется 98,2...99,3%-ный триэтиленгликоль.) Несмотря на высокий уровень автоматизации и эффективность технологического процесса, существуют риски несоблюдения нормативов качества готовой продукции. Это связано с резким изменением термобарического режима эксплуатации технологического оборудования, что требует принятия оперативных решений от обслуживающего персонала.

С целью предупреждения и недопущения указанных рисков, а также оптимизации технологического процесса подготовки природного газа и повышения степени обоснованности оперативных решений, влияющих на эффективность работы установки комплексной подготовки газа (УКПГ), разработаны и внедрены в систему управления процессами газовых промыслов в режиме реального времени автоматизированные модели технологических процессов подготовки газа на базе программного продукта GIBBS. Модели способны выявлять некорректность показаний контрольно-измерительных приборов и прогнозировать параметры работы оборудования без негативного влияния на текущий технологический процесс.

Интеграция GIBBS в PI System позволила повысить энергоэффективность процесса подготовки природного газа на газовом промысле за счет выбора обоснованного технологического режима эксплуатации УКПГ с учетом воздействия внешних факторов. Как следствие, оптимизировано рабочее место инженера-технолога, выполняющего расчет технологических режимов эксплуатации.

Модели позволяют наиболее точно описать свойства подготавливаемого сырья, рассчитать материально-тепловой баланс производства, массовые и объемные выходы, состав продуктов, их соответствие действующим стандартам. На их основе: оптимизируется количество регенерированного триэтиленгликоля, подаваемого на абсорбционное оборудование; выявлены закономерности и оценивается эффективность работы сепарационного и абсорбционного оборудования, в том числе определены коэффициенты эффективности работы абсорбционного оборудования, зависящие от фактического состояния его внутренних элементов.

Подготовка сырого природного газа к транспортировке по системе магистральных газопроводов на газовых месторождениях ООО «Газпром добыча Ноябрьск» происходит на установках комплексной подготовки газа (УКПГ) и подразумевает следующие основные технологические этапы: предварительную сепарацию сырого газа, компримирование и последующее охлаждение газа, абсорбционную осушку компримированного газа до требований, предъявляемых СТО Газпром 089-2010<sup>1</sup> к качеству товарного газа [1]. Наиболее ответственным и технологически сложным является последний этап – гликолевая осушка природного газа в абсорбционном оборудовании, где в качестве абсорбента применяется 98,2...99,3%-ный триэтиленгликоль (ТЭГ).

Абсорбер представляет собой многофункциональный аппарат, состоящий из сепарационной, контактной (массообменной) секции и секции улавливания ТЭГа (фильтрующей). Входная сепарационная секция, служащая для предотвращения уноса капельной жидкости с газом, состоит из сетчатого отбойника, установленного на входе

<sup>1</sup> См. СТО Газпром 089-2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия.

газа, и сепарационной тарелки с центробежными элементами. В сепарационной секции абсорбера сырой газ за счет снижения скорости и изменения направления потока освобождается от механических примесей, газового конденсата и воды (с растворенным в них метанолом). Жидкость стекает в кубовую часть аппарата. В кубовой части абсорбера предусмотрен змеевик подогрева.

Массообменная секция состоит из полуглухой тарелки и контактно-сепарационных тарелок с регулярной насадкой. В массообменной секции газ осушается, контактируя со встречным потоком регенерированного ТЭГа. Над массообменной секцией установлены фильтры-барабаны для дополнительного отделения ТЭГа.

Секция улавливания ТЭГа (фильтрующая) состоит из тарелки с коагулирующими фильтратронами, в секции происходит окончательная очистка газа от капель ТЭГа<sup>2</sup>.

С целью достижения высоких показателей энергоэффективности после поглощения из газа влаги насыщенный абсорбент, пройдя дегазацию, фильтрацию и цепочку рекуперативных теплообменных аппаратов, подается в цех огневой регенерации гликоля для восстановления своих первоначальных свойств и вновь возвращается в систему. Осушенный газ после арматурных блоков по общему коллектору через пункт измерения расхода направляется в единую газотранспортную систему.

Кроме того, все этапы подготовки природного газа подключены к автоматизированной системе управления технологических процессов, данные с которой выводятся на главный щит управления УКПП, а также в информационную сеть закрытого доступа PI System для удаленного доступа к данным телеметрии.

Несмотря на высокий уровень автоматизации и эффективность технологического процесса подготовки газа, существуют риски несоблюдения требований, предъявляемых к качеству готовой продукции. Это связано с резкими изменениями термобарического режима эксплуатации технологического оборудования, что требует принятия оперативных решений от обслуживающего персонала.

Технологическая сложность системы абсорбционной осушки газа и регенерации ТЭГа,

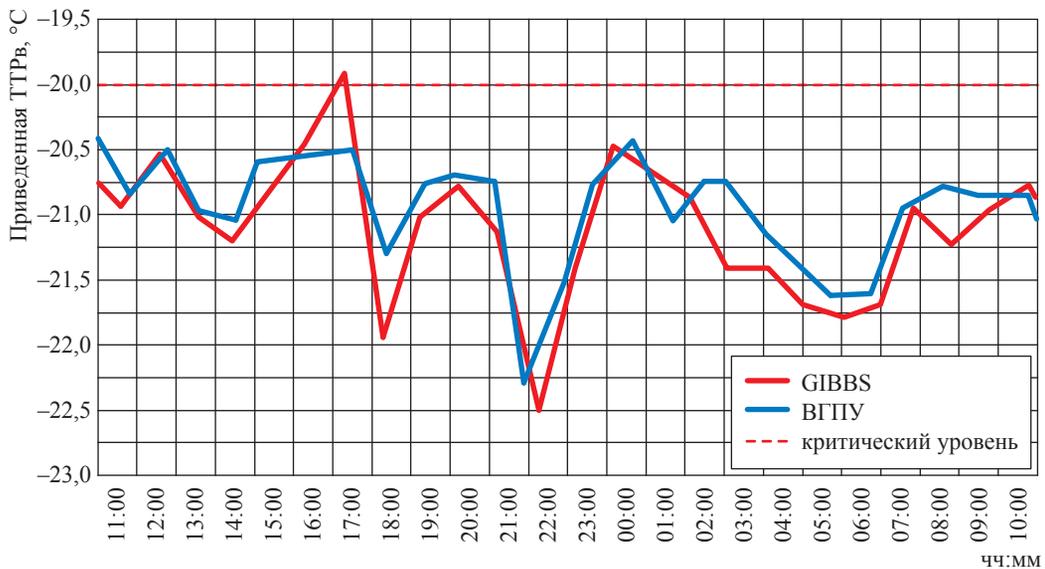
а также физико-химические процессы, происходящие при поглощении паровой влаги из газа с последующим ее выделением из гликоля посредством огневой регенерации, обуславливают инертность данной системы. Опытным путем установлено, что время отклика системы после изменений, произошедших в технологическом режиме, составляет не менее 3...4 ч. Следовательно, в случае принятия ошибочного решения сменный персонал узнает об этом лишь спустя некоторое время благодаря средствам телеметрии, что влечет за собой риск поставки нетоварного газа в магистральный газопровод. В масштабах работы газового промысла это значительный объем газа, измеряемый в миллионах стандартных кубических метров в час. С другой стороны, для снижения риска несоблюдения требований, предъявляемых к качеству товарного газа по параметру «температура точки росы» (ТТРв), сменный персонал УКПП поддерживает технологический режим, на котором «переосушивает» товарный газ на 3...4 °С, что влечет за собой перерасход энергоресурсов [2].

В целях предупреждения и недопущения вышеуказанных рисков, а также оптимизации технологического процесса подготовки природного газа специалистами ООО «Газпром добыча Ноябрьск» разработаны и внедрены в систему управления процессов газовых промыслов в режиме реального времени автоматизированные модели технологических процессов систем подготовки газа на базе программного продукта GIBBS. Данные модели способны выявлять некорректность показаний контрольно-измерительных приборов и прогнозировать параметры работы технологического оборудования на перспективных режимах работы без оказания негативного влияния на текущий технологический процесс. Это снижает риски и повышает степень обоснованности предлагаемых оперативных решений, влияющих на эффективность работы УКПП.

GIBBS – отечественное программное обеспечение моделирования процессов и оборудования переработки жидкого и газообразного углеводородного сырья<sup>3</sup>. Широкий перечень термодинамических моделей, современная модель данных, возможности пользовательского программирования позволили специалистам

<sup>2</sup> См. Технологический регламент на эксплуатацию Комсомольского газового промысла. Ч. 1. – Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 2013. – 151 с.

<sup>3</sup> См. Российская система технологического моделирования GIBBS для нефтегазовой отрасли [электронный ресурс]. – <http://www.gibbsim.ru>



**Диаграмма качества подготовки природного газа (в суточном интервале<sup>4</sup>) при зимнем режиме эксплуатации газового промысла**

ООО «Газпром добыча Ноябрьск» разработать систему интеграции, которая поддерживает автоматизированную работу моделирующего комплекса GIBBS с предоставлением результатов этой работы в удобном виде на любое рабочее место, подключенное к локальной сети, без установки дополнительного программного обеспечения.

Интеграция GIBBS в PI System позволила повысить энергоэффективность процесса подготовки природного газа на газовых промыслах за счет выбора обоснованного технологического режима эксплуатации УКПГ, учитывающего воздействие внешних факторов на процесс подготовки газа. Как следствие, оптимизировано рабочее место инженера-технолога, выполняющего расчет технологических режимов эксплуатации.

С 2016 г. и по настоящее время в программном комплексе моделирования технологических процессов разработано более 30 технологических моделей систем подготовки газа для технологических объектов ООО «Газпром добыча Ноябрьск», а именно: Вынгаяхинского газопромыслового управления (ВГПУ), а также газовых промыслов Западно-Таркосалинского, Губкинского и Комсомольского. Все созданные расчетные модели внедрены и апробированы.

Данные моделирования имеют высокую степень сходимости с фактическими показателями работы технологического оборудования. Так, согласно инструментальным замерам ВГПУ, сходимость по показателю ТТРв за октябрь 2018 г. находится в пределах 0,5 °C (рисунок), что свидетельствует о корректной работе технологического оборудования газового промысла и правильном выборе технологического режима его эксплуатации.

Согласно представленной диаграмме реального режима подготовки газа, в период между 14:30 и 18:00, по данным расчетной модели, наблюдалась негативная динамика с возможностью достижения критического значения ТТРв для осушенного газа при зимнем режиме эксплуатации технологического оборудования. Это значит, что в случае бездействия сменного персонала с учетом инертности системы (+3 ч) после 21:00 возник бы риск несоблюдения нормативов качества подготовки природного газа. В 15:05 и 17:40 сменный персонал внес корректировку в технологический режим подготовки газа, в результате чего был предотвращен случай несоблюдения требований к качеству газа, и с 21:00 УКПГ вновь стала работать в штатном режиме, о чем свидетельствует уменьшение разницы между расчетными и фактическими значениями ТТРв.

<sup>4</sup> На самом деле, диаграмма строится непрерывно (автоматически), суточный интервал времени выбран намеренно с целью большей детализации диаграммы.

Разработанные расчетные модели позволяют наиболее точно описать свойства подготавливаемого сырья, рассчитать материально-тепловой баланс производства, массовые и объемные выходы, состав продуктов, их соответствие действующим стандартам. На основе моделей: рассчитывается оптимальное количество регенерированного ТЭГа, подаваемого на абсорбционное оборудование; оценивается эффективность работы сепарационного и абсорбционного оборудования, в том числе определены коэффициенты эффективности работы абсорбционного оборудования, зависящие от фактического физического состояния его внутренних элементов; выявлены закономерности работы технологического оборудования.

Внедренные в автоматизированную систему управления технологическими процессами газовых промыслов расчетные модели, использующие принципы современной технической термодинамики и уравнения состояния для расчета фазовых превращений углеводородных и иных смесей, являются универсальными и позволяют моделировать основные технологические процессы промышленной подготовки газа в широком диапазоне и на оптимальном уровне.

### Список литературы

1. Грищенко А.И. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / А.И. Грищенко, В.А. Истомин, А.И. Кульков и др. – М.: Недра, 1999. – 473 с.
2. Бекиров Т.М. Технология обработки газа и конденсата / Т.М. Бекиров, Г.А. Ланчаков. – М.: Недра-Бизнесцентр, 1999. – 596 с.

## Integration of complex computing simulators and a gas-field process control system

A.V. Kononov<sup>1</sup>, O.Yu. Manikhin<sup>1\*</sup>, D.A. Ozherelyev<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom Dobycha Noyabrsk LLC, Bld. 20, Respubliki street, Noyabrsk, Yamal-Nenets autonomous region, 629806, Russian Federation

\* E-mail: manihin.oyu@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru

**Abstract.** The most demanding and complicated stage of pre-transport gas treatment at the gas fields of the Gazprom Dobycha Noyabrsk LLC is absorptive dehydration of compressed gas aimed at meeting the quality requirements of the Gazprom Standard (STO) 089-2010. The absorbent contains 98,2...99,3% of triethyleneglycol. But for a high level of automatization and efficacy of the technological process, there are some risks not to keep the quality norms for finished products due to sudden changes of a thermobaric regime of equipment operation, which makes the servicemen rapidly take managing decisions.

To avoid and forestall the named risks, to optimize the gas-treatment technologies, and to improve feasibility of operative gas processing plant management, the automated GIBBS-software-based simulators of gas processing techniques have been designed and integrated with a gas-field management system. These models are able to highlight wrong indications of measurement instruments, and to prognosticate working parameters of equipment excluding negative impact to a current technological process.

GIBBS integration to PI System have improved power-saving performance of the field gas treating due to optional selection of the most feasible regime for gas processing plant operation with respect to exposures of external environment. Consequently, a workstation for a process control engineer who calculates running conditions has been optimized.

The GIBBS simulators enable fine description of a future product, calculation of heat-and-mass balance together with mass and volume yields, determination of product's composition and its compliance with valid standards. They help to optimize amounts of the regenerated triethyleneglycol pumped to absorption equipment, to reveal working patterns and performance of separators and absorbers including their output-input ratios, which depend on the factual state of the internal components of this equipment.

**Keywords:** gas pre-transport treatment, simulation of technological processes, absorptive gas dehydration.

### References

1. GRISHCHENKO, A.I., V.A. ISTOMIN, A.I. KULKOV et al. *Collection and field treatment of gas at the northern fields of Russia* [Sbor i promyslovaya podgotovka gaza na severnykh mestorozhdeniyakh Rossii]. Moscow: Nedra, 1999. (Russ.).
2. BEKIROV, T.M., G.A. LANCHAKOV. *Technology of gas and condensate processing* [Tekhnologiya obrabotki gaza i kondensata]. Moscow: Nedra-Biznescentr, 1999. (Russ.).

УДК 006:622.276

## Нормативно-справочные данные для обеспечения измерения расхода (количества) и качества продукции нефтегазового комплекса

А.Д. Козлов<sup>1\*</sup>, В.А. Колобаев<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы, Российская Федерация, 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

\* E-mail: kozlov@vniims.ru

### Ключевые слова:

обеспечение единства измерений, стандартные справочные данные, рекомендуемые справочные данные, методика ГСССД, свойства веществ и материалов, технический комитет, нормативно-справочное обеспечение, рекомендации по метрологии, федеральный информационный фонд.

**Тезисы.** В работе изложены нормативно-правовые основы деятельности Государственной службы стандартных справочных данных о физических константах и свойствах веществ и материалов (ГСССД), показана структура и перечислены важнейшие направления деятельности ГСССД, включая международное сотрудничество. Раскрыты принципы планирования разработки стандартных справочных данных (ССД). Сообщается количественная информация о таблицах ССД и методиках ГСССД, предназначенных для обеспечения единства измерений расхода (количества) и качества промышленных углеводородов, включая соответствующий перечень основополагающих таблиц и аттестованных в ГСССД методик.

Государственная служба стандартных справочных данных о физических константах и свойствах веществ и материалов (ГСССД) выполняет разработку и внедрение в науку и технику стандартных справочных данных о физических константах и свойствах веществ и материалов (ССД) в целях обеспечения единства измерений на основе применения указанных ССД (рисунок)<sup>1</sup>. Нормативно-правовое обеспечение деятельности ГСССД и Главного научного метрологического центра «Стандартные справочные данные о физических константах и свойствах веществ и материалов» (ГНМЦ «ССД») регулируется<sup>2</sup>: Федеральным законом «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 № 102-ФЗ (ст. 21, п. 10); постановлением Правительства РФ от 20.08.2001 № 596; приказом Росстандарта от 03.04.2016 № 393.

Руководство деятельностью ГСССД осуществляет Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт). Научное и методическое обеспечение деятельности ГСССД осуществляет ГНМЦ «ССД» Росстандарта. Функции ГНМЦ «ССД» возложены Росстандартом на Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы (ФГУП «ВНИИМС»).

Основные направления деятельности ГНМЦ «ССД»:

- определение и прогнозирование потребностей в аттестованных ГСССД справочных данных;
- разработка и организации выполнения программ создания ССД в рамках программ разработки национальных стандартов РФ, государственных программ РФ, Стратегии<sup>3</sup> обеспечения единства измерений в Российской Федерации до 2025 г.;
- определение и подготовка к стандартизации значений физических констант, численных данных о свойствах веществ и материалов, в том числе для создания и совершенствования эталонной базы страны и высокоточных средств измерений;

<sup>1</sup> См. ГОСТ Р 8.614-2018. ГСИ. Государственная служба стандартных справочных данных. Основные положения.

<sup>2</sup> См. постановление Правительства РФ от 20.08.2001 № 596 «Положение о Государственной службе стандартных справочных данных о физических константах и свойствах веществ и материалов»; приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 03.04.2016 № 393 «Об утверждении Положения о Главном научном метрологическом центре «Стандартные справочные данные о физических константах и свойствах веществ и материалов» Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии».

<sup>3</sup> См. распоряжение Правительства Российской Федерации от 19.04.2017 № 737-р «Об утверждении Стратегии обеспечения единства измерений в Российской Федерации до 2025 года».

<p>Росстандарт</p> <p>– ГССД</p>	<p>МТК 180 (в рамках деятельности Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации Содружества Независимых Государств)</p> <p>ТК 180 Росстандарта</p>
<p>ФГУП «ВНИИМС»</p> <p>– ГНМЦ «ССД»</p> <p>– Федеральный и информационный фонд в области обеспечения единства измерений</p>	<p>Институты Российской академии наук</p> <p>Институты Министерства науки и высшего образования Российской Федерации</p> <p>Служба ССД Росатом</p>
<p>ССД для обеспечения веществ для обеспечения единства измерений в науке и технике:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– метрология</li> <li>– металлургия</li> <li>– газовая промышленность</li> <li>– теплоэнергетика</li> <li>– химическое и нефтехимическое производство, переработка</li> <li>– холодильная техника</li> <li>– ядерная энергетика</li> <li>– космическая техника</li> <li>– обеспечение безопасного обращения продукции</li> <li>– цифровая экономика</li> <li>– математические методы моделирования</li> <li>– пищевая промышленность</li> </ul>	<p>Метрологические институты, подведомственные Росстандарту:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева (ФГУП «ВНИИМ»)»</li> <li>– Всероссийский научно-исследовательский институт оптико-физических измерений (ФГУП «ВНИИОФИ»)»</li> <li>– Всероссийский научно-исследовательский институт расходеметрии (ФГУП «ВНИИР»)»</li> <li>– Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений (ФГУП «ВНИИФТРИ»)»</li> <li>– Сибирский государственный ордена Трудового Красного Знамени научно-исследовательский институт метрологии (ФГУП «СНИИМ»)»</li> <li>– Уральский научно-исследовательский институт метрологии (ФГУП «УНИИМ»)»</li> </ul>
<p>ССД о веществах:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– металлы и сплавы</li> <li>– конструкционные материалы</li> <li>– углеводороды</li> <li>– тепло-, энергоносители</li> <li>– химическая продукция</li> <li>– нуклиды, атомы, молекулы</li> <li>– композиционные материалы</li> </ul>	<p>Международные организации:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации (МГС)</li> <li>– Международная организация по стандартизации (ИСО)</li> <li>– Международная ассоциация по свойствам воды и водяного пара (МАСВП)</li> <li>– Международное агентство по атомной энергии (МАГАТЭ)</li> <li>– Комитет по численным данным для науки и техники (КОДАТА)</li> <li>– Международный союз теоретической и прикладной химии (ИЮПАК)</li> </ul>
<p>ССД о свойствах и константах:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические и теплофизические свойства</li> <li>– электрические и магнитные свойства</li> <li>– оптические и опикофизические свойства</li> <li>– фундаментальные константы</li> <li>– атомные и молекулярные данные</li> </ul>	

**Схема структурных и внешних связей ГСССД**

- участие в рассмотрении положений о службах стандартных справочных данных, представляемых федеральными органами исполнительной власти на согласование с Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии;

- разработка предложений и проектов документов по совершенствованию законодательной и нормативной базы в области деятельности ГСССД;

- организация деятельности по обеспечению аттестованными справочными данными и методиками ГСССД метрологических организаций, вузов, организаций науки и др. заинтересованных потребителей;

- выработка и реализация предложений по унификации терминологии в документах, относящихся к области деятельности ГСССД;

- участие в установленном порядке в деятельности международных организаций, занимающихся верификацией, валидацией, систематизацией и обнародованием численных данных о физических константах и свойствах веществ и материалов для науки и техники, а именно: Международной ассоциации по свойствам воды и водяного пара (МАСВП), Комитета по численным данным для науки и техники (КОДАТА), Международного союза по теоретической и прикладной химии (ИЮПАК), Международного агентства по атомной энергетике (МАГАТЭ) и др.;

- подготовка предложений в области создания и распространения ССД Содружества Независимых Государств и, соответственно, реализация межгосударственной Программы работ по разработке аттестованных данных о физических константах и свойствах веществ и материалов по конкретным тематическим направлениям;

- руководство деятельностью технического комитета по стандартизации ТК 180 «Государственная служба стандартных справочных данных»;

- руководство деятельностью межгосударственного технического комитета по стандартизации МТК 180 «Межгосударственная служба стандартных справочных данных» Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации Содружества Независимых Государств;

- обеспечение в рамках ГСССД взаимодействия с метрологическими институтами, Росатомом, институтами Российской академии

наук, вузами и др. организациями, проводящими исследования в области фундаментальных констант и свойств веществ и материалов;

- ведение раздела «Информация и данные ГСССД»<sup>4</sup> в базе данных Росстандарта «Федеральный информационный фонд в области обеспечения единства измерений».

Нормативно-справочное обеспечение деятельности ГСССД и ГНМЦ «ССД» регулируется:

- ГОСТ Р 8.614-2018<sup>1</sup>;

- ГОСТ 8.566-2011. ГСИ. Межгосударственная система данных о физических константах и свойствах веществ и материалов. Основные положения;

- Р 50.2.067-2009. Рекомендации по метрологии. Оценка достоверности данных о физических константах и свойствах веществ и материалов. Основные положения;

- МИ 3599-2018. Рекомендации по метрологии. Разработка и аттестация методик государственной службы стандартных справочных данных;

- МИ 3600-2018. Рекомендации по метрологии. Разработка и аттестация «таблиц стандартных справочных данных» и «таблиц рекомендуемых справочных данных».

Разработка таблиц ССД в настоящее время проводится в соответствии с требованиями подпрограммы № 8 «Развитие системы технического регулирования, стандартизации и обеспечение единства измерений» программы Правительства РФ «Развитие промышленности и повышение конкурентоспособности»<sup>5</sup>. Целевой индикатор выполнения программы – количество зарегистрированных ССД. Ежегодно должно разрабатываться 15 таблиц ССД. Планирование разработки таблиц ССД проводится в рамках программ национальной стандартизации по тематике направлений деятельности Технического комитета Росстандарта ТК 180.

В соответствии с п. 6 постановления Правительства РФ № 596 разработка ССД осуществляется государственными научными метрологическими институтами, иными организациями Росстандарта, а также организациями,

<sup>4</sup> См. <https://fgis.gost.ru/fundmetrology/registry/10>.

<sup>5</sup> См. постановление Правительства Российской Федерации от 15.04.2014 № 328 «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Развитие промышленности и повышение ее конкурентоспособности».

подведомственными Минпромторгу России, Минэнерго России, Минобрнауки России, Российской академии наук и Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом», с использованием технических, программных и информационных средств и систем. Методики ГСССД и таблицы РСД разрабатываются в инициативном порядке метрологическими организациями, вузами, организациями науки и другими заинтересованными лицами в соответствии с рекомендациями по метрологии МИ 3599 2018 и МИ 3600 2018.

ССД, РСД и методики ГСССД применяются в целях обеспечения единства измерений на всех этапах разработки, производства и эксплуатации продукции, в нормативных документах, в научных исследованиях, в том числе:

- при калибровке и поверке средств измерений;
- разработке средств измерений, эталонов и стандартных образцов;
- расчетах параметров, определяющих материалоемкость, безопасность, производительность, эффективность, надежность и эксплуатационные характеристики машин,

механизмов, аппаратов, конструкций, технологических процессов и др.;

- а также для определения расхода, количества и качества промышленных газов и жидкостей;
- установления числовых значений показателей количества и качества продукции;
- рационального выбора и экономного применения веществ и материалов;
- обеспечения задач математического моделирования и цифровой экономики.

Энергетика и энергосбережение в числе приоритетных направлений разработки таблиц ССД и методик ГСССД. Решение задач в этой области в значительной мере зависит от функционирования топливно-энергетического комплекса и, в частности, его важнейшей составляющей – нефтяной и газовой отраслей промышленности. Для добычи, переработки, транспортировки нефти и газа в интересах нефтегазового комплекса разработаны 62 таблицы ССД, а также 49 методик аттестованы в ГСССД. основополагающие таблицы [1–9] методики [10–17] приведены в списке литературы.

## Список литературы

1. ГСССД 284-2013. Метан жидкий и газообразный. Термодинамические свойства, коэффициенты динамической вязкости и теплопроводности при температурах от 91 К до 700 К и давлениях до 100 МПа.
2. ГСССД 298-2013. Теплофизические свойства газового конденсата Шуртанского месторождения на линии начала кипения (линии насыщения) и в жидкой фазе в диапазоне температур от 250 К до 600 К при давлении до 60 МПа.
3. ГСССД 301-2014. П-Ксилол. Теплофизические свойства (плотность, теплоемкость, энтальпия, энтропия, скорость звука, коэффициенты теплопроводности и вязкости) в диапазоне температуры от тройной точки до 700 К при давлениях до 100 МПа.
4. ГСССД 316-2015. Н-Октан. Теплофизические свойства (плотность, теплоемкость, энтальпия, энтропия, скорость звука, коэффициенты теплопроводности и вязкости) в диапазоне температуры от тройной точки до 700 К.
5. ГСССД 318-2017. Этан жидкий и газообразный. Термодинамические свойства, коэффициенты динамической вязкости и теплопроводности при температурах от 91 К до 675 К и давлениях до 100 МПа.
6. ГСССД 331-2017. Н-Декан. Теплофизические свойства (плотность, теплоемкость, энтальпия, энтропия, скорость звука, коэффициенты теплопроводности и вязкости) в диапазоне температуры от тройной точки до 700 К при давлениях до 100 МПа.
7. ГСССД 332-2017. Пропан жидкий и газообразный. Термодинамические свойства, коэффициенты динамической вязкости и теплопроводности при температурах от 86 К до 700 К и давлениях до 100 МПа.
8. ГСССД 337-2018. Изобутан жидкий и газообразный. Термодинамические свойства, коэффициенты динамической вязкости и теплопроводности при температурах от 114 К до 600 К и давлениях до 35 МПа.
9. ГСССД 338-2018. Нормальный бутан жидкий и газообразный. Термодинамические свойства, коэффициенты динамической вязкости и теплопроводности при температурах от 135 К до 600 К и давлениях до 70 МПа.
10. ГСССД МР 116-04. Расчет фазового равновесия многокомпонентных углеводородных смесей в диапазоне температур от 100 К до 450 К при давлениях до 30 МПа.

11. ГСССД МР 118-05. Расчет плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости умеренно-сжатых газовых смесей.
12. ГСССД МР 136-07. Расчет плотности, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости газовых водородосодержащих смесей в диапазоне температур от  $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $250\text{ }^{\circ}\text{C}$  и давлений до 30 МПа.
13. ГСССД МР 229-2014. Методика расчетного определения термодинамических свойств и коэффициента динамической вязкости природного газа при температурах от 250 К до 350 К и давлениях до 30 МПа на основе ГОСТ Р 8.662-2009 и ГОСТ Р 8.770-2011.
14. ГСССД МР 243-2015. Методика расчетного определения термодинамических свойств и коэффициента динамической вязкости этана при температурах от 91 К до 675 К и давлениях до 100 МПа.
15. ГСССД МР 244-2015. Методика расчетного определения термодинамических свойств и коэффициента динамической вязкости пропана при температурах от 86 К до 650 К и давлениях до 100 МПа.
16. ГСССД МР 272-2017. Методика расчетного определения теплофизических свойств нефтяного попутного газа в диапазонах температур от  $30\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $50\text{ }^{\circ}\text{C}$  и давлений от 14 до 27 МПа.
17. ГСССД МР 273-2018. Методика расчетного определения плотности, фактора сжимаемости, скорости звука, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажных газовых смесей в диапазоне температур от 263 К до 500 К при давлениях до 30 МПа (взамен ГСССД МР 113-03).

## Standard reference data for provision of the flow rate (quantity) and quality measurements of petroleum products

A.D. Kozlov<sup>1\*</sup>, V.A. Kolobayev<sup>1</sup>

<sup>1</sup> All-Russian Scientific Research Institute of Metrological Service, Bld. 46, Ozernaya street, Moscow, 119361, Russian Federation

\* E-mail: kozlov@vniims.ru

**Abstract.** The article discloses the substantive legal frameworks of the State Service for Standard Reference Data on Physical Constants and Properties of Substances and Materials (GSSSD) activities, in particular its structure and the most important focuses including the international cooperation. There are the principals of the standard reference data (SRD) planning, and the quantitative information on the SRD tables and the GSSSD-approved procedures, which are to assure uniformity of measuring flow rates and quality of commercial hydrocarbons. The basic SRD tables and GSSSD-approved procedures are listed.

**Keywords:** assurance of measurement uniformity, standard reference data, recommended reference data, GSSSD guidelines, properties of substances and materials, technical committee, normative-reference support, recommendations on metrology, federal information corpus.

### References

1. GSSSD 284-2013. *Tables of Standard Reference Data. Methane Liquid and Gaseous. Thermodynamic properties, dynamic viscosity and thermal conductivity at temperatures from 91...700 K and pressures up to 100 MPa.* Moscow: State Service for Standard Reference Data on Physical Constants and Properties of Substances and Materials, 2013. (Russ.).
2. GSSSD 298-2013. *Tables of Standard Reference Data. Thermophysical properties of the gas condensate of Shurtan field on the start line boiling (saturation line) and in the liquid phase in the temperature range 250...600 K at pressures up to 60 MPa.* Moscow: State Service for Standard Reference Data on Physical Constants and Properties of Substances and Materials, 2013. (Russ.).
3. GSSSD 301-2014. *Tables of Standard Reference Data. p-Xylene. Thermophysical properties (density, heat capacity, enthalpy, entropy, sound velocity, thermal conductivity and viscosity coefficients) for the temperature range from the triple point to 700 K at pressures up to 100 MPa.* Moscow: State Service for Standard Reference Data on Physical Constants and Properties of Substances and Materials, 2014. (Russ.).
4. GSSSD 316-2015. *Tables of Standard Reference Data. n-Octane. Thermophysical properties (density, heat capacity, enthalpy, entropy, sound velocity, thermal conductivity and viscosity coefficients) for the temperature range from the triple point to 700 K.* Moscow: State Service for Standard Reference Data on Physical Constants and Properties of Substances and Materials, 2015. (Russ.).

5. GSSSD 318-2017. *Tables of Standard Reference Data. Ethane Liquid and Gaseous. Thermodynamic properties, dynamic viscosity and thermal conductivity at temperatures from 91...657 K and pressures up to 100 MPa*. Moscow: State Service for Standard Reference Data on Physical Constants and Properties of Substances and Materials, 2017. (Russ.).
6. GSSSD 331-2017. *Tables of Standard Reference Data. n-Decane. Thermophysical properties (density, heat capacity, enthalpy, entropy, sound velocity, thermal conductivity and viscosity coefficients) for the temperature range from the triple point to 700 K at pressures up to 100 MPa*. Moscow: State Service for Standard Reference Data on Physical Constants and Properties of Substances and Materials, 2017. (Russ.).
7. GSSSD 332-2017. *Tables of Standard Reference Data. Propane Liquid and Gaseous. Thermodynamic properties, dynamic viscosity and thermal conductivity at temperatures from 86...700 K and pressures up to 100 MPa*. Moscow: State Service for Standard Reference Data on Physical Constants and Properties of Substances and Materials, 2017. (Russ.).
8. GSSSD 337-2018. *Tables of Standard Reference Data. i-Butane Liquid and Gaseous. Thermodynamic properties, dynamic viscosity and thermal conductivity at temperatures from 114...600 K and pressures up to 35 MPa*. Moscow: State Service for Standard Reference Data on Physical Constants and Properties of Substances and Materials, 2018. (Russ.).
9. GSSSD 338-2018. *Tables of Standard Reference Data. n-Butane Liquid and Gaseous. Thermodynamic properties, dynamic viscosity and thermal conductivity at temperatures from 135...600 K and pressures up to 70 MPa*. Moscow: State Service for Standard Reference Data on Physical Constants and Properties of Substances and Materials, 2018. (Russ.).
10. GSSSD MR 116-04. *Guidelines. Calculating phase equilibria of multicomponent hydrocarbon mixtures in the temperature range 100...450 K at pressures up to 30 MPa* [Расчет fazovogo ravnovesiya mnogokomponentnykh uglevodородnykh smesey v diapazone temperatur ot 100 K do 450 K pri davleniyakh do 30 MPa]. Moscow: State Service for Standard Reference Data on Physical Constants and Properties of Substances and Materials, 2004. (Russ.).
11. GSSSD MR 118-05. *Guidelines. Calculating density, compressibility factor, adiabatic exponent and dynamic viscosity for moderately dense gas mixtures* [Расчет plotnosti, faktora szhimayemosti, pokazatelya adiabaty i koefitsiyenta dinamicheskoy vyazkosti umerenno-szhatykh gazovykh smesey]. Moscow: State Service for Standard Reference Data on Physical Constants and Properties of Substances and Materials, 2005. (Russ.).
12. GSSSD MR 136-07. *Guidelines. Calculating density, adiabatic exponent and dynamic viscosity for hydrogenous gas mixtures in the temperature range of -15...250 °C and pressures up to 30 MPa* [Расчет plotnosti, pokazatelya adiabaty i koefitsiyenta dinamicheskoy vyazkosti gazovykh vodorodosoderzhashchikh smesey v diapazone temperatur ot -15 °C do 250 °C i davleniy do 30 MPa]. Moscow: State Service for Standard Reference Data on Physical Constants and Properties of Substances and Materials, 2007. (Russ.).
13. GSSSD MR 229-2014. *Guidelines. Procedure for calculation of thermodynamic properties and dynamic viscosity of natural gas at temperatures from 250...350 K and pressures up to 30 MPa on the basis of GOST R 8.662-2009 and GOST R 8.770-2011* [Metodika raschetnogo opredeleniya termodinamicheskikh svoystv i koefitsiyenta dinamicheskoy vyazkosti prirodnoho gaza pri temperaturakh ot 250 K do 350 K i davleniyakh do 30 MPa na osnove GOST R 8.662-2009 i GOST R 8.770-2011]. Moscow: State Service for Standard Reference Data on Physical Constants and Properties of Substances and Materials, 2014. (Russ.).
14. GSSSD MR 243-2015. *Guidelines. Procedure for calculation of thermodynamic properties and dynamic viscosity of ethane at temperatures from 91...675 K and pressures up to 100 MPa* [Metodika raschetnogo opredeleniya termodinamicheskikh svoystv i koefitsiyenta dinamicheskoy vyazkosti etana pri temperaturakh ot 91 K do 675 K i davleniyakh do 100 MPa]. Moscow: State Service for Standard Reference Data on Physical Constants and Properties of Substances and Materials, 2015. (Russ.).
15. GSSSD MR 244-2015. *Guidelines. Procedure for calculation of thermodynamic properties and dynamic viscosity of propane at temperatures from 86...650 K and pressures up to 100 MPa* [Metodika raschetnogo opredeleniya termodinamicheskikh svoystv i koefitsiyenta dinamicheskoy vyazkosti propana pri temperaturakh ot 86 K do 650 K i davleniyakh do 100 MPa]. Moscow: State Service for Standard Reference Data on Physical Constants and Properties of Substances and Materials, 2015. (Russ.).
16. GSSSD MR 272-2017. *Guidelines. Procedure for calculation of thermophysical properties of associated petroleum gas in the temperature ranges of 30...50 °C and pressure range of 14...27 MPa* [Metodika raschetnogo opredeleniya teplofizicheskikh svoystv nefyanogo poputnoho gaza v diapazonakh temperatur ot 30 °C do 50 °C i davleniy ot 14 do 27 MPa]. Moscow: State Service for Standard Reference Data on Physical Constants and Properties of Substances and Materials, 2017. (Russ.).
17. GSSSD MR 273-2018. *Guidelines. Procedure for calculation of density, compressibility factor sound velocity, adiabatic exponent and dynamic viscosity for wet gas mixtures in the temperature range of 263...500 K at pressures up to 30 MPa (instead of GSSSD MR 113-03)* [Metodika raschetnogo opredeleniya plotnosti, faktora szhimayemosti, skorosti zvuka, pokazatelya adiabaty i koefitsiyenta dinamicheskoy vyazkosti vlazhnykh gazovykh smesey v diapazone temperatur ot 263 K do 500 K pri davleniy do 30 MPa (vzamen GSSSD MR 113-03)]. Moscow: State Service for Standard Reference Data on Physical Constants and Properties of Substances and Materials, 2018. (Russ.).

УДК 552.578.2

## Исследование процесса извлечения органического вещества из твердых горючих ископаемых

М.Н. Дадашев<sup>1\*</sup>, Н.М. Булаева<sup>2</sup>, Д.Г. Филенко<sup>1</sup>, Е.Б. Григорьев<sup>3</sup>, С.Н. Бабаев<sup>1\*</sup>, Р.Ф. Джафаров<sup>1</sup>, Р.Р. Мурсалов<sup>1</sup>

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

<sup>2</sup> ООО «Центр сопряженного мониторинга окружающей среды и природных ресурсов», Российская Федерация, 119019, г. Москва, ул. Веерная, д. 3, к. 4

<sup>3</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

\* E-mail: viost@list.ru

**Ключевые слова:** критическая точка, сверхкритический флюид, термодинамические параметры, экстракция, горючие сланцы, углеводороды, конверсия, растворяющая способность, параметры состояния, органическое вещество.

**Тезисы.** Проведено экспериментальное исследование процесса сверхкритической экстракции органического вещества из различных генетических типов сланцев в широком диапазоне параметров состояния. Получены зависимости выхода жидких продуктов от температуры процесса в широком диапазоне давлений. Установлено, что значительное влияние на общую степень конверсии органического вещества и выход целевых продуктов оказывает давление процесса. При повышении давления в реакторе увеличиваются растворяющая способность и глубина проникновения растворителя, что способствует полному извлечению из пористой структуры растворимых компонентов ОВ. Результаты исследования по извлечению ОВ из горючих сланцев показали, что с ростом давления увеличивается не только степень конверсии ОВ (на 20...28 %), но и суммарный выход жидких продуктов (2,3...2,9 раза). Показано, что варьированием термодинамических параметров процесса сверхкритической флюидной экстракции можно повысить степень конверсии ОВ и выход целевых продуктов из твердых горючих ископаемых.

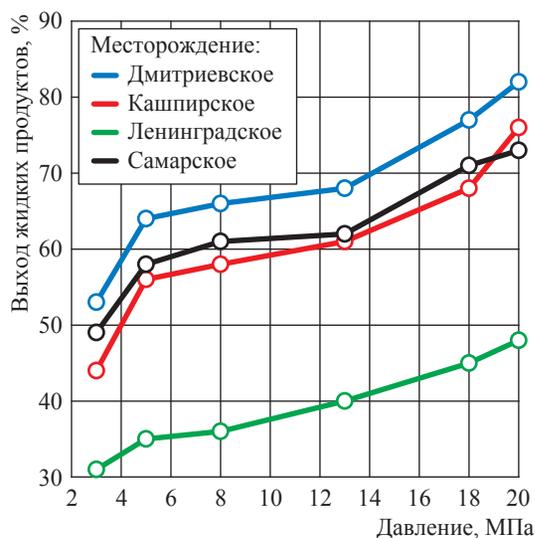
Сегодня в связи с тенденцией к снижению объемов разведанных и извлекаемых запасов нефти создаются объективные предпосылки для неизбежного расширения масштабов использования твердых горючих ископаемых, в том числе горючих сланцев [1], характеризующихся высоким содержанием водорода. По запасам горючих сланцев Россия занимает одно из ведущих мест в мире и имеет опыт в области технологий их переработки и применения. Вместе с тем существующие технологии переработки горючих сланцев малоэффективны, характеризуются относительно невысокой производительностью и низкой степенью конверсии органического вещества в жидкие продукты, что обуславливает поиск новых, высокоэффективных методов их переработки.

К числу таких перспективных направлений можно отнести сверхкритическую флюидную технологию [2–3]. Сверхкритическая флюидная экстракция основана на уникальных свойствах растворителей, проявляющихся в сверхкритической области. В критической точке и выше нее в системе растворителя наблюдаются аномалии как термодинамических, так и транспортных свойств.

Для процессов извлечения и разделения веществ, основанных на сверхкритической флюидной технологии, важным критерием является выбор оптимального растворителя. За счет уникальных свойств растворителей при сверхкритических условиях возможно не только более интенсивное растворение находящихся в порах органических соединений, но и уменьшение прочности донорно-акцепторных взаимодействий между отдельными фрагментами полимерной матрицы органического вещества, что будет способствовать более мягким условиям термической деструкции. Следовательно, можно ожидать как увеличения общей степени конверсии органического вещества твердых горючих ископаемых, так и расширения ассортимента и номенклатуры целевых продуктов.

С целью выявления закономерностей превращения органического вещества горючих сланцев различных типов на основе сверхкритической флюидной технологии в широком диапазоне параметров состояния, включая и критическую область [4–7], на лабораторном стенде кафедры физической и коллоидной химии РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина проведены экспериментальные исследования в диапазоне температур 100...550 °С и давлений 3...20 МПа. Объектами исследований являлись образцы горючих сланцев Ленинградского, Самарского, Дмитриевского и Кашпирского месторождений.

Установлено, что с увеличением давления уменьшается количество газообразных и легкокипящих веществ, при этом общая степень конверсии и суммарный выход жидких продуктов увеличиваются (рис. 1–2). Наибольшее увеличение общей степени конверсии получено для Дмитриевского горючего сланца (от 53 до 82 % в пересчете на органическое вещество), в то время как образцы Самарского, Кашпирского и Ленинградского горючих сланцев не обеспечивают максимального значения конверсии, которое составляет 73, 76 и 48 % соответственно в пересчете на органическое вещество.

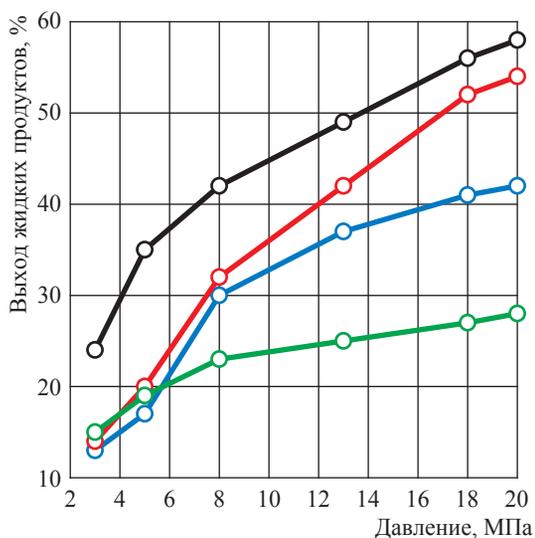


**Рис. 1. Изменение общей степени конверсии органического вещества в зависимости от давления процесса при сверхкритической экстракции горючих сланцев**

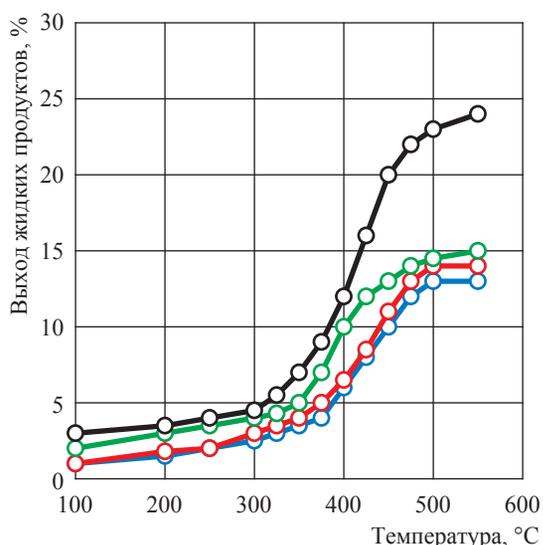
На рис. 3–6 приведены графики зависимости выхода жидких продуктов от температуры в интервале давлений процесса 3...20 МПа.

При давлении процесса 5 МПа (докритическая область) суммарный выход жидких продуктов для сланцев не превышает 35 %, что практически соответствует количеству смолы пиролиза образцов, исследованных в инертной атмосфере (см. рис. 2, 4). Таким образом, предположительно, растворитель в данных пограничных условиях еще не обладает свойствами сверхкритического флюида, находится в состоянии перегретого пара и по физико-химическим свойствам близок к инертному газу. Высокой степенью конверсии органического вещества (до 64 %) и максимальным выходом газообразных продуктов (до 47 %) при этом обладает образец Дмитриевского горючего сланца.

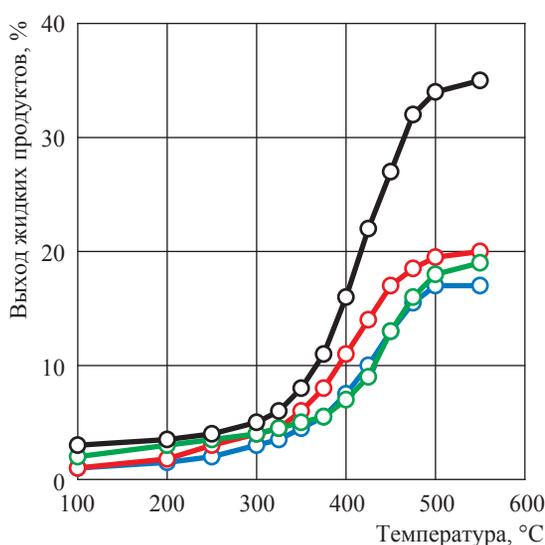
С повышением давления процесса с 5 до 8 МПа (переход в сверхкритическую область) выход жидких продуктов увеличивается в 1,2...1,8 раза (см. рис. 2, 5). Степень конверсии органического вещества всех исследуемых образцов сланцев повышается на 3...5 %. Наблюдаемое увеличение общей степени конверсии органического вещества исследуемых образцов сланцев и выхода



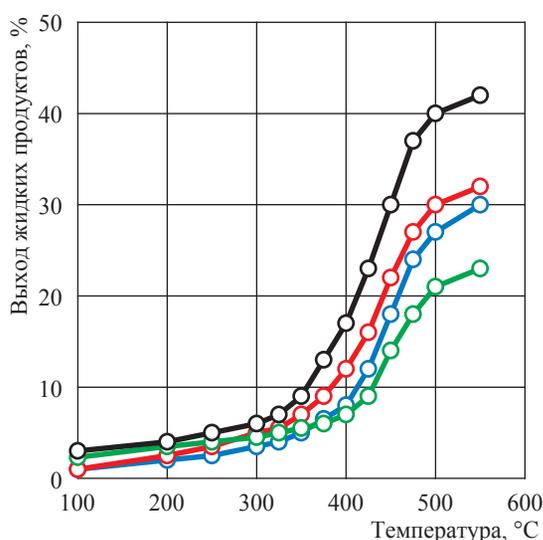
**Рис. 2. Изменение суммарного выхода жидких продуктов в зависимости от давления процесса при сверхкритической экстракции горючих сланцев: здесь и далее на рис. 3–6 см. экспликацию к рис. 1**



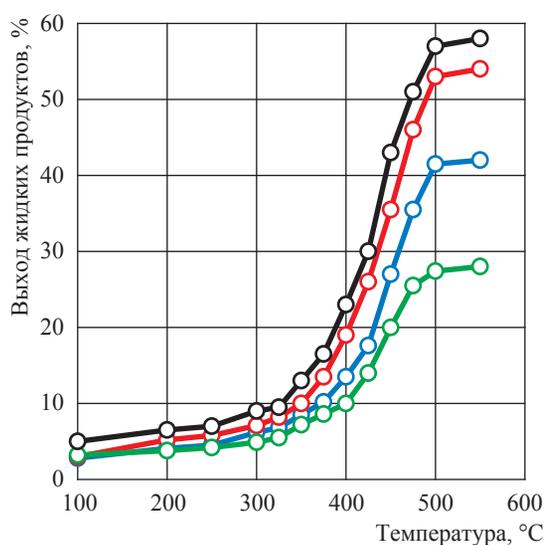
**Рис. 3. Зависимость выхода жидких продуктов от температуры процесса сверхкритической флюидной экстракции горючих сланцев при давлении процесса 3 МПа**



**Рис. 4. Зависимость выхода жидких продуктов от температуры процесса сверхкритической флюидной экстракции горючих сланцев при давлении процесса 5 МПа**



**Рис. 5. Зависимость выхода жидких продуктов от температуры процесса сверхкритической флюидной экстракции горючих сланцев при давлении процесса 8 МПа**



**Рис. 6. Зависимость выхода жидких продуктов от температуры процесса сверхкритической флюидной экстракции горючих сланцев при давлении процесса 20 МПа**

жидких продуктов с ростом давления могут быть объяснены высокой растворимостью первичных продуктов термодеструкции в сверхкритическом флюиде и быстрым их удалением из пористой структуры образца, что существенно снижает вклад вторичных процессов газо- и коксообразования.

В этой связи можно предположить, что относительно низкая степень конверсии органического вещества при давлении 5 МПа обусловлена низкой растворимостью первичных продуктов термодеструкции в данных условиях, их вторичным разложением в газообразные, жидкие и твердые продукты.

В соответствии с принятой методикой расчета степени конверсии увеличение доли нерастворимого углеродного остатка сопровождается снижением экспериментально наблюдаемой конверсии органического вещества в жидкие продукты. По мере увеличения давления все большая часть первичных продуктов термодеструкции удаляется из реакционной зоны в виде раствора, в связи с чем вероятность протекания вторичных реакций образования из них нерастворимого углеродного остатка снижается и, соответственно, степень конверсии возрастает [8, 9].

\*\*\*

На основе полученных результатов можно отметить, что значительное влияние на степень конверсии органического вещества из твердых горючих сланцев и выход жидких продуктов

оказывает давление процесса. С увеличением давления возрастает глубина проникновения и растворяющая способность растворителя (бензола) в сверхкритическом состоянии, что способствует более полному извлечению из пористой структуры образцов твердых горючих сланцев целевых компонентов органического вещества.

Таким образом, можно сказать, что посредством варьирования термодинамических параметров процесса сверхкритической флюидной экстракции можно управлять степенью конверсии органического вещества и выходом целевых продуктов из твердых горючих ископаемых.

*Исследования проведены при финансовой поддержке РФФИ, грант № 17-08-01749.*

## Список литературы

1. Стрижакова Ю.А. Горючие сланцы – альтернативное сырье для химии / Ю.А. Стрижакова, А.Л. Лапидус // Вестник РАН. – 2004. – Т. 74. – № 9. – С. 823–829.
2. Дадашев М.Н. Перспективы применения сверхкритических флюидных технологий в различных отраслях промышленности / М.Н. Дадашев, К.В. Кобелев, В.А. Винокуров и др. // Мониторинг. Наука и технологии. – 2017. – № 1. – С. 74–83.
3. Филенко Д.Г. Сверхкритическая флюидная экстракция твердых горючих ископаемых / Д.Г. Филенко, Р.Ф. Джафаров, М.Н. Дадашев // М-лы Международного научно-технического симпозиума «Современные задачи инженерных наук». – М.: РГУ им. А.Н. Косыгина, 2017. – С. 259–261.
4. Патраков Ю.Ф. Термическое растворение Кашпирского сланца бензолом под давлением при сверхкритических условиях / Ю.Ф. Патраков, Е.С. Павлуша, Н.И. Фёдорова и др. // Химия твердого топлива. – 2008. – № 1. – С. 14–18.
5. Филенко Д.Г. Создание экспериментальной базы для исследования процесса вытеснения углеводородного сырья диоксидом углерода из пористых сред в широком диапазоне параметров состояния, включая и критическую область / Д.Г. Филенко, М.Н. Дадашев, С.Н. Бабаев и др. // Оборонный комплекс – научно-техническому прогрессу России. – 2017. – № 4. – С. 52–57.
6. Дадашев М.Н. Исследование влияния температуры и давления на процесс растворения органического вещества горючих сланцев в широком диапазоне параметров состояния, включая и критическую область / М.Н. Дадашев, Д.Г. Филенко, Р.Ф. Джафаров и др. // Тезисы докладов 2-й Международной конференции «Актуальные вопросы исследования нефтегазовых пластовых систем» 19–21 сентября 2018 г. (SPRS-2018). – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – С. 79. – <http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/sprs-2018-ru.pdf>
7. Филенко Д.Г. Исследование процесса извлечения углеводородов из пористой среды с помощью сверхкритической флюидной технологии / Д.Г. Филенко, М.Н. Дадашев, Е.Б. Григорьев и др. // М-лы Международной конференции «Актуальные вопросы исследования нефтегазовых пластовых систем» (SPRS-2018) 19–21 сентября 2018 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – С. 136. – <http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/sprs-2018-ru.pdf>
8. Фёдорова Н.И. Термогравиметрическое исследование керогена горючего сланца и богхеда Оленёкского района Ленского бассейна / Н.И. Фёдорова, Е.С. Павлуша // Вестник КузГТУ. – 2009. – № 2. – С. 178–181.
9. Стрижакова Ю.А. Пути переработки горючих сланцев в химические продукты / Ю.А. Стрижакова // Химия твердого топлива. – 2006. – № 2. – С. 86–90.

## Studying organic matter extraction from the solid fossil fuels

M.N. Dadashev<sup>1</sup>, N.M. Bulayeva<sup>2</sup>, D.G. Filenko<sup>1</sup>, Ye.B. Grigoryev<sup>3</sup>, S.N. Babayev<sup>1\*</sup>, R.F. Dzharfarov<sup>1</sup>, R.R. Mursalov<sup>1</sup>

<sup>1</sup> I.M. Gubkin Russian State University of Oil and Gas (national research university), Bld. 1, Est. 65, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russian Federation

<sup>2</sup> «Center for the Concurrent Monitoring of the Environment and Natural Resources» LLC, Bld. 4, Est. 3, Veyernaya street, Moscow, 119019, Russian Federation

<sup>3</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: viost@list.ru

**Abstract.** The paper reveals an experimental study of a process of supercritical extraction of organic matter (S) from various genetic types of shale in a wide range of state parameters. The dependences of the yield of liquid products on the process temperature in a wide range of pressures are obtained. It is established that the process pressure significantly affects the overall degree of organic matter conversion and the yield of the target products. With increasing pressure in the reactor the solvent capacity and depth of penetration of the solvent increase, which contributes to the complete extraction of the porous structure of soluble components of organic matter. The results of the study on the extraction of S from oil shale showed that with increasing pressure not only the degree of conversion of S (20...28 %), but also the total yield of liquid products (2,3...2,9 times) rise. It is shown that by varying the thermodynamic parameters of the supercritical fluid extraction process it is possible to increase the degree of conversion of S and the yield of target products from solid fuels.

**Keywords:** critical point, supercritical fluid, thermodynamic parameters, extraction, oil shale, hydrocarbons, conversion, dissolving ability, state parameters, organic matter.

### References

1. STRIZHAKOVA, Yu.A., A.L. LAPIDUS. Oil shales as an alternative raw material for chemistry [Goryuchiye slantsy – alternatuvnoye syrye dlya khimii]. *Vestnik Rossiyskoy Akademii Nauk*. 2004, vol. 74, no. 9, pp. 823–829. ISSN 0869-5873. (Russ.).
2. DADASHEV, M.N., K.V. KOBELEV, V.A. VINOKUROV et al. Prospects of applying the supercritical fluid technologies in different branches of the industry [Perspektivy primeneniya sverkhkriticheskikh flyuidnykh tekhnologiy v razlichnykh otraslyakh promyslennosti]. *Monitoring. Nauka i tekhnologii*. 2017, no. 1, pp. 74–83. ISSN 2076-7388. (Russ.).
3. FILENKO, D.G., R.F. DZHAFAROV, M.N. DADASHEV. Supercritical fluid extraction of solid fossil fuels [Sverkhkriticheskaya flyuidnaya ekstraktsiya tverdykh goryuchikh iskopayemykh]. In: *Proc. of the International scientific technical symposium "Modern tasks of engineering science"*. Moscow: A.N. Kosygin Russian State University, 2017, pp. 259–261. (Russ.).
4. PETRAKOV, Yu.F., Ye.S. PAVLUSHA, N.I. FEDOROVA et al. Thermal dissolution of the Kashpirsk shale by benzene in supercritical conditions against pressure [Termicheskoye rastvoreniye Kashpirskogo slantsa benzolom pod davleniyem pri sverkhkriticheskikh usloviyakh]. *Khimiya Tverdogo Topliva*. 2008, no. 1, pp. 14–18. ISSN 0023-1177. (Russ.).
5. Филенко, Д.Г., М.Н. Дадашев, С.Н. Бабаев и др. [Создание экспериментальной базы для исследования процесса вытеснения углеводородного сырья диоксидом углерода из пористых сред в широком диапазоне параметров состояния, включая и критическую область]. *Oboronnyu Kompleks – Nauchno-Tekhnicheskomy Progressu Rossii*. 2017, no. 4, pp. 52–57. ISSN 1729-6552. (Russ.).
6. DADASHEV, M.N., D.G. FILENKO, R.F. DZHAFAROV et al. Studying thermal and pressure impact to dissolution of the organic matter of oil shales in a wide range of the parameters of state including a critical area [Issledovaniye vliyaniya temperatury i davleniya na protsess rastvoreniya organicheskogo veshchestva goryuchikh slantsev v shirokom diapazone parametrov sostoyaniya, vlyuchaya i kriticheskuyu oblast]. In: *Proc. of the 2<sup>nd</sup> International scientific conference "Studies of petroleum reservoir systems: challenges & prospects" Moscow, September 19–21, 2018 (SPRS-2018)* [online]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, pp. 79. Available from: <http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/sprs-2018-ru.pdf>. (Russ.).
7. FILENKO, D.G., M.N. DADASHEV, Ye.B. GRIGORYEV et al. Studying a process of hydrocarbons extraction from a porous medium using a supercritical fluid technology [Issledovaniye protsessa izvlecheniya uglevodorodov iz poristoy sredy s pomoshchyu sverkhkriticheskoy flyuidnoy tekhnologii]. In: *Proc. of the 2<sup>nd</sup> International scientific conference "Studies of petroleum reservoir systems: challenges & prospects" Moscow, September 19–21, 2018 (SPRS-2018)* [online]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, pp. 136. Available from: <http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/sprs-2018-ru.pdf>. (Russ.).
8. FEDOROVA, N.I., Ye.S. PAVLUSHA. Thermogravimetric study of the kerogen of oil shale and boghead from the Olenek region of Lena basin [Termogravimetriceskoye issledovaniye kerogena goryuchego slantsa i bogheda Olenekskogo rayona Lenskogo basseyna]. *Vestnik Kuzbasskogo Gosudarstvennogo Tekhnicheskogo Universiteta*. 2009, no. 2, pp. 178–181. ISSN 1999-4125. (Russ.).
9. STRIZHAKOVA, Yu.A. Ways to process the oil shales into chemical products [Puti pererabotki goryuchikh slantsev v khimicheskiye produkty]. *Khimiya Tverdogo Topliva*. 2006, no. 2, pp. 86–90. ISSN 0023-1177. (Russ.).

УДК 621.564

## Скрининг глобальных климатических приоритетов выбора рабочих веществ низкотемпературных установок

О.Б. Цветков<sup>1\*</sup>, А.В. Клецкий<sup>1</sup>, Ю.А. Лаптев<sup>1</sup>, А.К. Ефременкова<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Санкт-Петербургский национальный исследовательский университет информационных технологий, механики и оптики, Российская Федерация, 197101, г. Санкт-Петербург, Кронверкский пр-т, д. 49

\* E-mail: max\_jar@irbt-itmo.ru

**Тезисы.** Рассмотрены тенденции последних лет в области разработок рабочих веществ техники низких температур, сфокусированных на поиске хладагентов, обладающих незначительным парниковым эффектом. В статье рассмотрен новый класс фторированных изомеров пропена, используемых в качестве альтернативных хладагентов с наименьшим потенциалом глобального потепления.

**Ключевые слова:**

хладагент, потенциал глобального потепления, гидрофторуглероды, гидрофторолефины.

Последняя четверть XX в. запомнилась резким изменением глобального климата. Средняя температура приземного слоя воздуха возросла на 0,7 °С. Температура подледной воды в районе Северного полюса поднялась почти на два градуса, т.е. лед начал подтаивать снизу. Разумеется, у природы собственные законы развития, так называемые климатические циклы, однако масштаб накопившихся за столетие антропогенных факторов, обусловленных деятельностью человека, может сравниться лишь с геологическими преобразованиями, а непредсказуемые изменения климата, вызванные ими, уже называют катастрофой [1, 2].

Большинство климатологов мира выделяют ведущую роль антропогенного фактора в изменении климата. В полтора раза возросло содержание углекислого газа (с 0,0285 % в пятидесятых годах до 0,035 % в 1992 г.), в разы увеличились выбросы еще одного парникового газа – метана. Человечество сжигает ежегодно 4,5 млрд т угля, 3,2 млрд т нефти и нефтепродуктов, а также природный газ, торф, горючие сланцы, дрова. Две трети мировой выработки электроэнергии производят теплоэлектростанции на угле, газе, нефти. Нефть, уголь и природный газ выделяют в атмосферу до 300 тыс. т CO<sub>2</sub> при выработке одного тераватт-часа электроэнергии.

По прогнозам Организации Объединенных Наций (ООН), температура на поверхности Земли к 2100 г. повысится в среднем на 2 °С, что может означать исчезновение «ледяных шапок» Земли, разрушение ледяного пласта Антарктиды, повышение общего уровня Мирового океана, затопление огромных территорий, нарушение экологического равновесия на планете. Европе грозят наводнения, таяние ледников в Альпах; уменьшается толщина и площадь арктических льдов в полярных областях; началось таяние вечной мерзлоты.

Совокупность этих явлений часто характеризуют предикатом «вселенская опасность», поскольку планета нагревается быстрее, чем предполагалось. Теплый и влажный климат может установиться в ближайшие 20 лет, а это уже угроза существованию самого человечества. Климат планеты стал международной проблемой с ее сложнейшими экономическими, политическими и социальными аспектами, ставящими во главу всего рациональное управление ресурсами биосферы.

В России, по данным Росгидромета, за последние 100 лет среднегодовая температура возросла на 1,29 °С. Аналогичный мировой показатель примерно за тот же период (1907–2016 гг.), по данным Межправительственной группы экспертов по вопросам изменения климата (МГЭИК), составил 0,74 °С. В некоторых регионах планеты рост температуры за последние сто лет превысил 3 °С, засухе и опустыниванию подверглись миллионы гектаров земли. Ощутим экономический ущерб от аномально

Таблица 1

## Перечень ГФУ, регулируемых МП-87

Промышленное название	Формула	ППП за 100 лет
R134a	$\text{CH}_2\text{F}-\text{CF}_3$	1430
R245fa	$\text{CHF}_2-\text{CH}_2-\text{CF}_3$	1030
R365mfc	$\text{CF}_3-\text{CH}_2-\text{CF}_2-\text{CH}_3$	794
R227ea	$\text{CF}_3-\text{CHF}-\text{CF}_3$	3220
R236cb	$\text{CH}_2\text{F}-\text{CF}_2-\text{CF}_3$	1340
R236ea	$\text{CHF}_2-\text{CHF}-\text{CF}_3$	1370
R236fa	$\text{CF}_3-\text{CH}_2-\text{CF}_3$	9810
R245ca	$\text{CH}_2\text{F}-\text{CF}_2-\text{CHF}_2$	693
R43-10mee	$\text{CF}_3-\text{CHF}-\text{CHF}-\text{CF}_2-\text{CF}_3$	1640
R32	$\text{CH}_2\text{F}_2$	675
R125	$\text{CHF}_2-\text{CF}_3$	3500
R143a	$\text{CH}_3-\text{CF}_3$	4470
R41	$\text{CH}_3\text{F}$	92
R152a	$\text{CH}_3-\text{CHF}_2$	124
R161	$\text{CH}_3-\text{CH}_2\text{F}$	12

жаркой погоды, засухи, снижения урожайности, ухудшения социальных, экономических и экологических показателей регионов [3].

В декабре 2015 г. в Париже Всемирной конференцией по климату принято соглашение, цель которого – не допустить роста среднегодовой температуры к 2100 г. более чем на 2 °C [4]. На уровне первых лиц государств соглашение принято всеми странами – сторонами Рамочной конвенции ООН по изменению климата. В развитие парижского саммита в октябре 2016 г. на 28-м Совещании сторон Монреальского протокола (МП-87) по веществам, разрушающим озоновый слой, принята так называемая Кигалийская поправка (КП-16), имеющая целью смягчение глобальных изменений климата и снижение роста глобальной температуры к 2100 г. хотя бы на 0,5 °C. Предполагается закончить поэтапный вывод из обращения озоноразрушающих веществ и в дополнение к нему почти полностью прекратить использование гидрофторуглеродов (ГФУ), обладающих значительным потенциалом глобального потепления (ППП<sup>1</sup>, *англ.* GWP) (табл. 1) [5].

При сохранении нынешних реалий выбросы ГФУ к 2050 г. могут достичь 20 % от выбросов всех парниковых газов планеты.

<sup>1</sup> Коэффициент, определяющий степень воздействия различных парниковых газов на глобальное потепление. Эффект от выброса оценивается за определенный промежуток времени. В качестве эталонного газа взят диоксид углерода, чей ППП = 1.

По данным Программы ООН по окружающей среде ЮНЕП (*англ.* UNEP), рост объема используемых ГФУ ежегодно составляет 7 %. При таких темпах объем выбросов ГФУ в атмосферу к 2050 г. может превысить 8,8 млрд т в эквиваленте  $\text{CO}_2$  [2].

Согласно КП-16 в МП-87 добавлено Приложение F, включающее приведенный в табл. 1 перечень ГФУ. Расчеты в рамках новой поправки к МП-87 будут производиться не в единицах озоноразрушающей способности (ОРС, *англ.* ODP), как принято в настоящее время, а в единицах ППП. Россия вошла в подгруппу II группы Г (развитые страны) и к 2036 г. должна сократить потребление ГФУ на 85 % относительно базового уровня (среднего потребления за 2011–2013 гг.). Ряд стран уже ограничили использование ГФУ задолго до принятия КП-16 [5]. Теперь не ратифицировавшие КП-16 страны не смогут экспортировать продукцию, содержащую ГФУ, а также импортировать как сами ГФУ (см. табл. 1), так и соответствующее оборудование (компрессоры, системы кондиционирования воздуха, бытовые холодильные приборы, торговые и медицинские холодильники и морозильники, медицинские дозированные ингаляторы, средства и системы огнетушения и т. д.) [6].

КП-16 вступает в силу 1 января 2019 г. и, являясь обязательным международным соглашением, потребует реализации ряда небезболезненных мер, затрагивающих многих

потребителей, в том числе и в нефтегазовом секторе. ЕС уже принял жесткие природоохранные законы, обязывающие разработать новые технологии и стандарты, предотвращающие загрязнение атмосферы [5].

Упор делается на применение вместо ГФУ гидрофторолефинов (ГФО), гидрохлорфторолефинов и их смесей с ГФУ как альтернативных хладагентов с низким ПГП (R1234ze, R1234yf, R448A, R449A и др.). Чистые ГФО практически все горючи, но по классификации Американского общества инженеров по теплотехнике, охлаждению и кондиционированию воздуха (*англ.* American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, ASHRAE) относятся к классу опасности A2L, т.е. они трудновоспламеняемы (группа A2 – «малотоксичные, воспламеняющиеся»; подгруппа A2L – «трудно воспламеняемые») [7]. Опасность возгорания ГФО возрастает по мере роста числа атомов водорода в молекуле. ГФО имеют низкий ПГП: например, для R134a, наиболее широко используемого в системах искусственного холода, ПГП = 1430, а альтернативные ему ГФО R1234yf и R1234ze(E) обладают ПГП соответственно 4 и 6 [7, 8].

Альтернативные ГФО являются изомерами этилена (R1150) либо пропилена (R1270). Большинство ГФО этого класса составляют изомеры пропена (табл. 2, 3), в частности,

это упомянутые R1234yf (2,3,3,3-тетрафторпропен) и R1234ze(E) (транс-1,1,1,3-тетрафторпропен) (см. табл. 2).

Пропены содержат ненасыщенную двойную углерод-углеродную связь (химические формулы 2,3,3,3-тетрафторпропена и транс-1,1,1,3-тетрафторпропена – соответственно  $\text{CF}_3\text{CF}=\text{CH}_2$  и  $\text{CF}_3\text{CH}=\text{CHF}$ ). Возможна стереоизомерия: транс-изомер  $\text{CF}_3\text{CH}=\text{CHF}$  и цис-изомер  $\text{CF}_3\text{CH}=\text{CFH}$  (R1234ze(Z)) (см. табл. 3).

Изомеры пропилена слаботоксичны, хотя пропен R1225, к примеру, не рекомендован к применению из-за токсичности.

ГФО дороги. Профессионалов не удивляет цена 100 английских фунтов за 1 кг. Созданы смесевые композиции ГФО с ГФУ R448A (смесь R32/R125/R1234yf/R134a/R1234ze), R449A (R32/R1234yf/R125/R134a), R450A (R134a/R1234ze), R513 (R1234yf/R134a), R454A (R32/R1234yf), R444A (R32/R152a/R1234ze(E)).

Пожароопасность ГФО нивелируется в бинарных смесях с диоксидом углерода R1234yf+CO<sub>2</sub> и R1234ze(E)+CO<sub>2</sub>. ПГП таких композиций практически нулевой, а в сравнении с системами на основе CO<sub>2</sub> снижается уровень давления, улучшается термодинамическая эффективность цикла.

Сегодня ситуация в индустрии холода особенно благоприятна для применения природных хладагентов. Диоксид углерода как

Таблица 2

Термодинамические параметры популярных изомеров пропена [7–9]

Изомер	Температура, °C		Критическое давление, МПа	Критическая плотность, кг/м <sup>3</sup>
	кипения при нормальном давлении 0,1 МПа	критическая		
R1234yf	–28,0	96,1	3,435	473
R1234ze(E)	–22,0	106,7	3,534	473
R1234ze(E)	–19,0	111,2	3,576	473
R1234ze (Z)	9,0	153,6	3,970	473

Таблица 3

Буквенные обозначения изомеров пропена [9]

Связи центрального атома углерода		Метиленовая группа с двойной связью	
Атом	Обозначение	Группа	Обозначение
–Cl	x	=CCl <sub>2</sub>	a
–F	y	=CClF	b
–H	z	=CF <sub>2</sub>	c
		=CHCl	d
		=CHF	e
		=CH <sub>2</sub>	f

природный хладагент, обладающий минимальным ПГП, уже достаточно востребован. Каскадные схемы, где на верхней ступени раньше «трудился» R134a, а на нижней – CO<sub>2</sub>, уступают место транскритическим циклам на базе CO<sub>2</sub>. Причем это уже не единичные решения: количество подобных схем, включая оборудование современных гипермаркетов, только в Германии исчисляется тысячами, причем масштаб внедрения именно транскритических систем стремительно нарастает.

Разработаны также аммиачные системы охлаждения, предполагающие минимальную заправку хладагентом (*англ.* miniref). В реальных установках удельная масса загрузки

аммиака на один киловатт производимого холода достигла 0,25...0,1 кг. Другими словами, на 100-киловаттную установку требуется 25...10 кг аммиака. Подобные решения реализованы в «тепловых» трубах для замораживания скважин и термосвай, а также в системах охлаждения складских помещений, объектов нефтегазодобычи, дата-центров. Термодинамическая эффективность аммиачных установок выигрывает в сравнении с установками даже на ГФУ, а требование сокращения выбросов парниковых газов в атмосферу делают такие системы уже сегодняшней альтернативой традиционным решениям.

### Список литературы

1. The impact of the refrigeration sector on climate change: 35<sup>th</sup> informatory note on refrigeration technologies. – Paris: International institute of refrigeration, 2017.
2. COP 22. The role of refrigeration in the combat against climate change // Int. J. refrigeration. – 2017. – Т. 74. – С. 1–2. – <https://doi.org/10.1016/j.ijrefrig.2016.11.020>
3. Железный В.П. Рабочие тела пароконденсаторных холодильных машин: свойства, анализ, применение / В.П. Железный, Ю.В. Семенов. – Одесса: Феникс, 2012. – 420 с.
4. International milestone agreement on the phase-down of HFC production and consumption in Kigali // Editorial. – 2017. – Т. 73. – С. V–VI.
5. Overview of regulation restricting HFC use. Focus on the EU F-gas regulation: 26<sup>th</sup> informatory note on refrigeration technologies. – Paris: IIF/ IIR, 2015. – [http://www.iifir.org/userfiles/file/publications/notes/NoteTech\\_26\\_EN.pdf](http://www.iifir.org/userfiles/file/publications/notes/NoteTech_26_EN.pdf)
6. Целиков В.Н. Кигалийская поправка к Монреальскому протоколу по веществам, разрушающим озоновый слой: перспективы и последствия / В.Н. Целиков // Холодильная техника. – 2017. – № 4. – С. 4–6.
7. Domanski P.A. Low-GWP refrigerants for medium and high-pressure applications / P.A. Domanski, R. Brignoli, J.S. Brown et al. // Int. J. Refrig. – 2017. – Т. 84. – С. 198–209.
8. McLinden M.O. Hitting the bounds of Chemistry: limits and tradeoffs for low-GWP refrigerants / M.O. McLinden, J.S. Brown, A.F. Kazakov et al. // Int. Cong. Refrigeration, 2015, August 16–22, Yokohama, Japan.
9. Brown S. New low global warming potential refrigerants / S. Brown // ASHRAE Journal. – 2009. – Август. – С. 22–29.

## Screening of the global climate imperatives affecting the choice of refrigerants for low-temperature plants

O.B. Tsvetkov<sup>1\*</sup>, A.V. Kletskiy<sup>1</sup>, Yu.A. Laptev<sup>1</sup>, A.K. Yefremenkova<sup>1</sup>

<sup>1</sup> St. Petersburg University of Information Technologies, Mechanics and Optics, Bld. 49, Kronverkskiy prospect, St. Petersburg, 197101, Russian Federation

\* E-mail: max\_iar@irbt-itmo.ru

**Abstract.** The paper reviews recent research and development activity focusing on refrigerants with low global warming potential (GWP). The purpose of this article is to introduce the new fluorinated propene isomers used as ultralow-GWP refrigerant candidates.

**Keywords:** refrigerants, global warming potential, hydrofluorocarbons, hydrofluoroolefins.

## References

1. *The impact of the refrigeration sector on climate change: 35<sup>th</sup> informatory note on refrigeration technologies*. Paris: International Institute of Refrigeration, 2017.
2. COP 22. The role of refrigeration in the combat against climate change // *Int. J. refrigeration*. 2017, vol. 74, pp. 1–2. ISSN 0140-7007. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.ijrefrig.2016.11.020>
3. ZHELEZNYI, V.P., Yu.V. SEMENYUK. *Working fluids of vapor refrigerating cycles* [Rabochiye tela parokompressornykh kholodilnykh mashin: svoystva, analiz, primeneniye]. Odessa, Feniks, 2012. (Russ.).
4. International milestone agreement on the phase-down of HFC production and consumption in Kigali. *Editorial*. 2017, vol. 73, pp. V–VI.
5. *Overview of regulation restricting HFC use. Focus on the EU F-gas regulation: 26<sup>th</sup> informatory note on refrigeration technologies* [online]. Paris: IIF/IIR, 2015. Available from: [http://www.iifir.org/userfiles/file/publications/notes/NoteTech\\_26\\_EN.pdf](http://www.iifir.org/userfiles/file/publications/notes/NoteTech_26_EN.pdf)
6. TSELIKOV, V.N. Kigali Amendment to the Montreal Protocol on substances that deplete the ozone layer: outlooks and aftereffects [Kigaliyskaya popravka k Monrealskomu protokolu po veshchestvam, razrushayushchim ozonovyy sloy: perspektivy i posledstviya]. *Kholodilnaya Tekhnika*. 2017, no. 4, pp. 4–6. ISSN 0023-124X. (Russ.).
7. DOMANSKI, P.A., R. BRIGNOLI, J.S. BROWN et al. Low-GWP refrigerants for medium and high-pressure applications. *Int. J. refrigeration*. 2017, vol. 84, pp. 198–209. ISSN 0140-7007.
8. MCLINDEN, M.O., J.S. BROWN, A.F. KAZAKOV et al. Hitting the bounds of Chemistry: limits and tradeoffs for low-GWP refrigerants. *Int. Cong. Refrigeration, 2015, August 16–22, Yokohama, Japan*.
9. BROWN, S. New low global warming potential refrigerants. *ASHRAE Journal*. 2009, August, pp. 22–29. ISSN 0001-2491

УДК 622.276

## Prediction and management of fines migration for oil and gas production

P. Bedrikovetsky<sup>1</sup>, A. Zeinijahromi<sup>1</sup>, A. Badalyan<sup>1\*</sup>, T. Russell<sup>1</sup>, L. Chequer<sup>1</sup>, S. Borazjani<sup>1</sup>, Z. You<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> Australian School of Petroleum, The University of Adelaide, Adelaide, 5000, Australia

<sup>2</sup> School of Chemical Engineering, The University of Queensland, Brisbane QLD 4072, Australia

\* E-mail: alexander.badalyan@adelaide.edu.au

### Keywords:

formation damage, fines migration, well productivity decline, mathematical modelling.

**Abstract.** One of the widely spread causes of reservoir formation damage is fines migration. Migration of natural reservoir fines occur during commingled production of oil or gas with low-salinity water, during high-rate production or injection, with low-salinity waterflooding and its combinations with enhanced oil recovery. At least 10% of US\$100 billion annual worldwide expenditure on prevention, mitigation and removal of formation damage is attributed to fines migration.

The distinguishing features of natural reservoir fines migration are mobilization of the attached particles (for example, due to water salinity decrease and pH increase, water velocity increase), their capture by straining in the rock, permeability reduction and consequent decline in well productivity and injectivity. Detachment of fines from rock grain surfaces yields an insignificant increase in permeability, whereas particle straining in thin pore throats and consequent plugging of conducting paths causes significant permeability decline. The main sources of movable fine particles in natural reservoirs are kaolinite, chlorite and illite clays; quartz and silica particles can be mobilised in low-consolidated sandstones.

Well productivity decline due to fines migration and formation damage during oil and gas production can be reliably predicted and effectively managed using laboratory data, mathematical modelling and field cases. The mathematical model for fines migration reliably predicts laboratory-based well behaviour. This model is mapped on the polymer option of Black-Oil model, allowing using commercial simulators for field development prediction under fines migration.

Fines-migration management by production rate monitoring can prevent 3–4 times decline in well productivity index. Water blocking by deliberately induced fines migration and formation damage yields sweep increase during fines-assisted low salinity waterflooding with 8% of incremental recovery and 2-to-3,7 times reduction in produced water volumes; and significant water production decrease during pressure depletion of oil or gas fields with strong water support.

These conclusions are supported by micro-scale physics theory, mathematical modelling, laboratory experiments, field data, 3D reservoir simulation and field test.

Migration of natural reservoir fines is one of the main formation damage mechanisms during waterflooding and enhanced oil recovery (EOR) operations [1] leading to well productivity decline during oil and gas production. Drastic permeability decline during sequential injections of water with decreasing salinity is accompanied with appearance of fines at the core effluent [2]. Even if the physical reason for this phenomenon wouldn't be known, it can be used in oil and gas production: decrease of water salinity with consequent permeability decline decelerates water resulting in water production reduction and sweep enhancement.

Nowadays the permeability decline under the decreasing salinity is clearly explained. Natural reservoir fines are attached to the rock surface by the attractive electrostatic force that decreases as salinity declines. Formation damage is induced by mobilization of particles initially attached to the rock surface, their migration and straining in thin pores [2]. The attached fines coat the grain surface, so their detachment does not cause high porosity and permeability decline. Yet, straining of these particles in thin pores reduces the number of available flow paths in the porous media leading to a significant growth of the hydraulic resistivity and explains the hundred-fold permeability impairment by migrating fines.

The most common fines in subterranean reservoirs are clays (e.g. kaolinite, illite, chlorite). The platelet shape of the kaolinite particles means that while detachment of kaolinite will have a small effect on the porosity, detached particles can strain in even

large pore throats [3]. Typical permeability decrease for fines migration during single-phase flow of 100...1000 times is reported elsewhere [4], while the presence of residual oil decreases this number by 10...100.

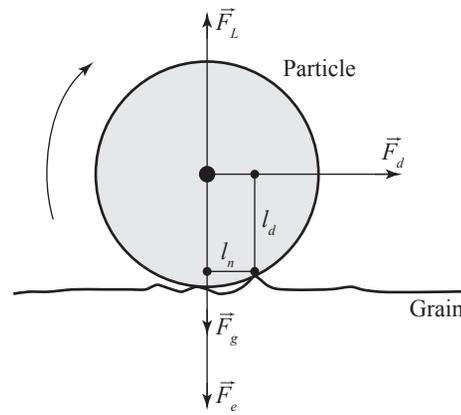
Low-salinity (LS), high pH, high flowrates and elevated temperatures of reservoir and injected fluids are the most common parameters causing mobilization of natural fines in oil and gas reservoirs and aquifers and consecutive formation damage. LS-induced formation damage due to natural fines mobilization in sandstones was presented by A. Lever, and R.A. Dawe [5], and A. Badalyan et al. [6]. Step-wise reduction in fluid salinity leads to a gradual reduction of core permeability. Significant core damage is observed during corefloods with fluid salinity near to those of fresh water. Such damage is usually accompanied with increased effluent particle concentrations. LS fluid detaches natural fines at high rate causing them to move through a porous network like an “avalanche”. This process is also exacerbated by the fact that kaolinite “booklets” not only expand in their size [2], but they split into separate platelets, thus significantly increasing the number of particles available for pore-throat blocking. Less formation damage occurs when a porous media is exposed to higher fluid velocities when kaolinite “booklets” are mobilized in “intact” form.

In the present paper first we explain why fines migration yields permeability decline; then we present the theory of fines migration and its validation by laboratory experiments. Afterwards, using the field examples we show how the fines-migration productivity-impairment can be managed and mitigated, and how it can be used for improved oil-gas recovery. The main conclusion of this work is the message: the developed lab, math and field test methods made fines migration predictable and manageable in order to assist oil-gas recovery.

**Theory**

Drag, electrostatic, lifting and gravitational forces exert a fine particle attached to the rock surface (fig. 1). The drag and lifting forces detach the particle, while the electrostatic and gravity forces attach it. It is commonly assumed that at the moment of detachment, the particle rotates around a neighbouring particle or an asperity on the grain surface.

The attaching  $\vec{F}_e$  weakens as salinity decreases, explaining why the fines are released by fresh-



**Fig. 1. Torque balance of electrostatic ( $\vec{F}_e$ ), gravity ( $\vec{F}_g$ ), lift ( $\vec{F}_L$ ) and drag ( $\vec{F}_d$ ) forces and tangential ( $l_d$ ) and normal ( $l_n$ ) lever arms for attached particles**

salinity or LS water. The detaching forces increase with rate increase; hence, fines are detached at high velocities. Therefore, the condition of mechanical equilibrium of a particle on a surface is the equality of detaching and attaching torques [7–9]:

$$F_d(U, r_s)l_d(r_s) = [F_e(r_s, \gamma, pH, T) - F_L(U, r_s) + F_g(r_s)]l_n, \quad (1)$$

where  $\gamma$  is the salinity of water, further in the text called salinity;  $T$  is the temperature of a fluid/rock;  $r_s$  is the particle radius;  $U$  is the fluid velocity (Darcy’s velocity).

The torque balance determines whether every single particle on the rock surface will be mobilised or not for a given velocity and salinity (in this case we consider isothermal conditions and constant pH of a fluid). Therefore, retention concentration (concentration of fine particles attached to grain surface) is a function of velocity and salinity. It is called the “maximum retention function”.

If the detaching torque is weaker than the attaching torque, the particle remains on the surface, and the attached concentration is lower than the maximum. If the velocity increase or salinity decrease causes reaching the attaching torque value by the detaching torque, the fine mobilization occurs, and maximum attached concentration is reached. Therefore, the maximum retention concentration is a fundamental property of porous media and models the fines mobilization.

The higher is the velocity the lower is the maximum retention function (Fig. 2, see a). At velocity above  $U_{max}$ , the electrostatic force

cannot keep any single particle on the surface, and the maximum retention function is equal zero. Here, we need to stress that equality of maximum retention function to zero doesn't mean that all particles previously retained on the grain surface have been removed – only those particles have been removed which were mobilized at current fluid salinity. Point *I* corresponds to initial concentration of the attached reservoir fines. Fluid velocity increase until point *A* does not lift fines. The first fine particle is lifted at the velocity  $U_{cr}$  in point *B*. The critical velocity is an important characteristic of fines release by the rock, determining the well rate causing no fines mobilisation. The critical velocity is usually determined in routine fines-migration tests. Besides  $U_{cr}$ , the maximum retention function provides the amount  $\Delta\sigma_U$  of fines, released during velocity increase up to point *C*.

Similarly, the path “*I-A-B*” corresponds to salinity decrease and release of the first particle by salinity  $\gamma_{cr}$  (see fig. 2b). This point corresponds to critical salinity, usually also determined in routine fines-migration tests. What the maximum retention function allows to calculate besides the  $\gamma_{cr}$  value is the amount  $\Delta\sigma_\gamma$  of fines, released during salinity decrease.

This model assumes that the drag, lift, gravitational, and electrostatic forces describe the mechanical equilibrium for attached particles as outlined in the previous section. Here, all attached particles are assumed to have the same size and electrostatic properties. The pore space

is modelled as a bundle of square, parallel capillaries with the same size.

Particles attach to the pore walls in discrete layers. As more particle layers appear, the cross-sectional area within the pore that is available for flow decreases. Thus, the flow velocity increases, increasing the drag and lifting forces with an inverse dependency on the pore size. Therefore, as more layers of particles appear, the condition for mechanical equilibrium shifts further towards detachment. At some critical internal cake thickness,  $h_c$ , any additional layers of attached particles would be unstable and detach. This cake thickness, when up-scaled, defines the maximum concentration of particles that can be attached for given values of total fluid velocity, fluid salinity, pH, etc.

Due to the assumption of spherical particles, accompanied by the assumption that the particles will arrange evenly on the pore space makes

it possible to approximate the lever arm ratio  $\frac{l_d}{l_n}$  as  $\sqrt{3}$ . Given this assumption, the torque balance can be evaluated as:

$$F_e + \frac{4\pi r_s^3}{3} \Delta\rho g - \chi r_s^3 \sqrt{\frac{\rho\mu U^3}{(H - 2h_c)^3}} = \frac{\sqrt{3}\omega\pi\mu r_s^2 U}{H - 2h_c}, \tag{2}$$

where where  $g$  is gravitational acceleration;  $H$  is the height of the rectangular pore channel;  $\mu$  is

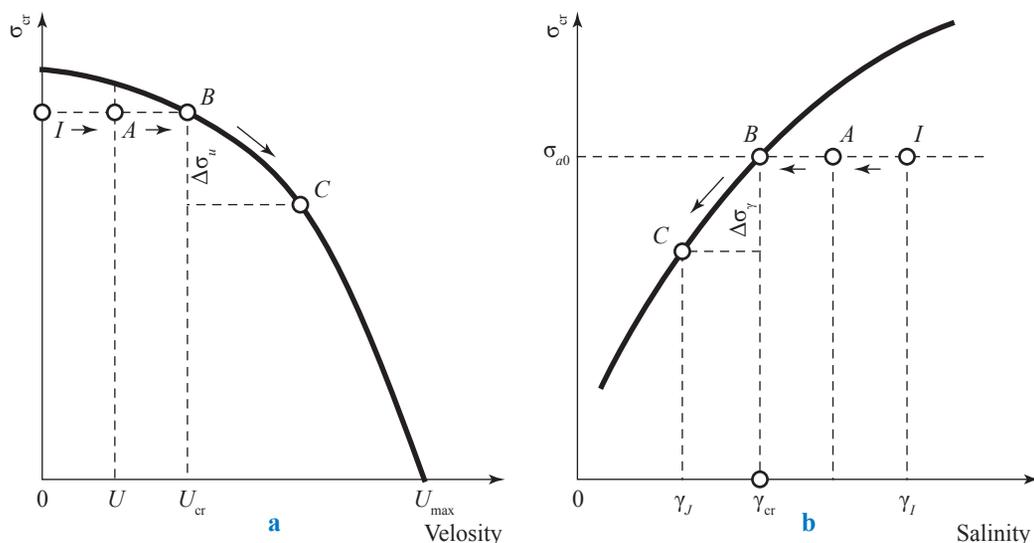


Fig. 2. The maximum retention function: detached particle concentration,  $\sigma_{cr}$  as a function of the fluid velocity (a) and the fluid salinity (b)

dynamic viscosity of the carrier fluid;  $\rho$  is density of the carrier fluid;  $\Delta\rho$  is the density difference between the suspended particle and the carrier fluid;  $\chi$  is the correction factor for lifting force;  $\omega$  is the correction factor for drag force.

For rectangular pores, the critical retention function can be related to the critical cake thickness as per:

$$\sigma_{cr} = \left[ 1 - \left( 1 - \frac{h_c}{H} \right)^2 \right] (1 - \phi_c) \phi, \quad (3)$$

where  $\phi_c$  is the porosity of the internal filter cake formed by attached particles. This parameter is often unknown and must be determined empirically.

Removing the gravitational and lift forces from the torque balance equation (2) and substituting the resulting expression into equation (3) yields the expression for the critical retention function:

$$\sigma_{cr}(U, \gamma, \text{pH}, T) = \left[ 1 - \left( \frac{1}{2} + \frac{\sqrt{3}\omega\pi\mu r_s^2 U}{2F_e(\gamma, \text{pH}, T)H} \right)^2 \right] (1 - \phi_c) \phi. \quad (4)$$

The above equation provides the qualitative descriptions of particle detachment as outlined above. This equation predicts decrease in  $\sigma_{cr}$  both with increase in fluid velocity and decrease in fluid salinity, which will decrease the electrostatic force. Both of these dependencies are monotonic. Schematic graphs presenting typical forms of the critical retention function plotted against the fluid velocity and fluid salinity (see fig. 2ab) demonstrate the monotonic decline of  $\sigma_{cr}$  both with an increase of fluid velocity and decrease of fluid salinity. Both forms also show the highly non-linear dependency of  $\sigma_{cr}$  on the injection conditions.

The traditional colloidal flow model assumes simultaneous attachment and detachment of colloidal particles in porous media [10–13]:

$$\frac{\partial \sigma_a}{\partial t} = \lambda c U - k_{det} \sigma_a, \quad (5)$$

where the attachment rate is proportional to the advective flux of suspended particles  $cU$ , and the detachment rate is proportional to the attached concentration. Here  $t$  is time;  $c$  and  $\sigma_a$  are the suspended and attached concentrations correspondingly;  $\lambda$  is the filtration coefficient, which is the particle capture probability per unitary length of its trajectory; and  $k_{det}$  is the kinetic

detachment coefficient, which is the reciprocal to reference detachment time.

Kinetic equation (5) is analogous to the equation for non-equilibrium adsorption, where adsorption and desorption occur simultaneously. Equilibrium sorption corresponds to equality of adsorbed and desorbed rates. The rate expression for non-equilibrium adsorption reflects interface mass transfer that is proportional to the difference between Gibbs potentials of dissolved and adsorbed matter. However, the work of dissipative drag force  $F_d$  that is present in the condition of mechanical equilibrium (1) cannot be included into an energy potential, resulting in velocity-dependent attached concentration.

Kinetics equation (5) does not reflect mechanical equilibrium conditions expressed by equation (1). Filtration function can be derived by averaging of micro-scale flow in a pore, while detachment coefficient is pure phenomenological and cannot be derived from microscopic physics.

On the contrary to the above-mentioned shortcomings of equation (2), the proposed modified particle detachment model follows from the torque balance condition of mechanical equilibrium (1). Consider the particle ensemble on the rock surface, and apply the flow with given  $U$ ,  $\gamma$ ,  $\text{pH}$ ,  $T$ , etc. For each particle, equation (1) makes it possible to define whether the particle is attached to the rock or is lifted by the detaching torques. The particles submitted to detaching torques that exceed the attaching torque defined by the maximum electrostatic attraction, are mobilized. It makes the attached concentration of remaining fines a function of  $U$ ,  $\gamma$ ,  $\text{pH}$ ,  $T$ , etc., which is called the maximum retention function [14–16]. The interface mass transfer by particles between the solid and fluid becomes

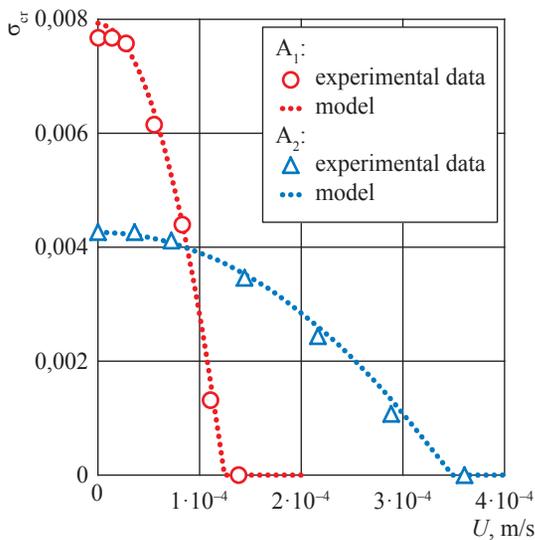
$$\frac{\partial \sigma_a}{\partial t} = \begin{cases} \lambda c U, & \sigma_a < \sigma_{cr}(U, \gamma) \\ \sigma_a = \sigma_{cr}(U, \gamma), & \sigma_a = \sigma_{cr}(U, \gamma) \end{cases}, \quad (6)$$

i.e. the particles attach until reaching the maximum retention value, and afterwards the attached concentration remains equal to the maximum retention function. Continuous particle detachment during flows with decreasing fluid salinity or increasing velocity and pH corresponds to second line of equation (6), where time variations of  $U$ ,  $\gamma$ ,  $\text{pH}$  and  $T$  result in decrease of the maximum retention function.

**Experimental validation of maximum retention function**

Schematic of an experimental setup used in the present study for single- and two-phase corefloods are presented elsewhere [17], respectively. Laboratory-based results for maximum retention functions during velocity-increase tests for two sandstones  $A_1$  and  $A_2$  fitted by the proposed modified mathematical model are presented in Fig. 3. Good fit of the model to lab data validates the modified fines-mobilisation model that is based on the notion of the maximum retention function.

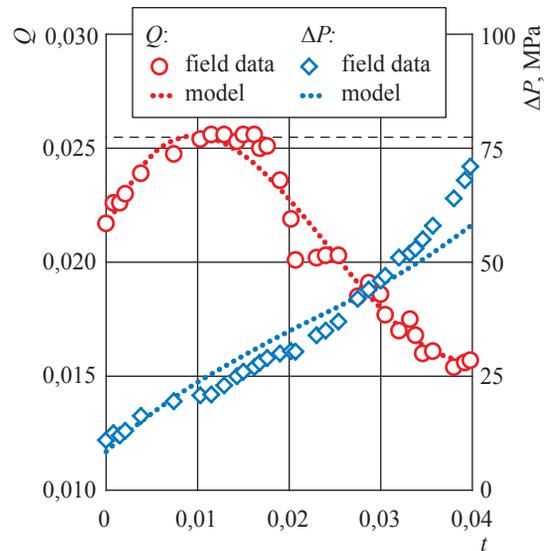
Good agreement also exists between laboratory-measured [5] and predicted values of the maximum retention function during salinity-decrease tests as reported in our previous paper [18].



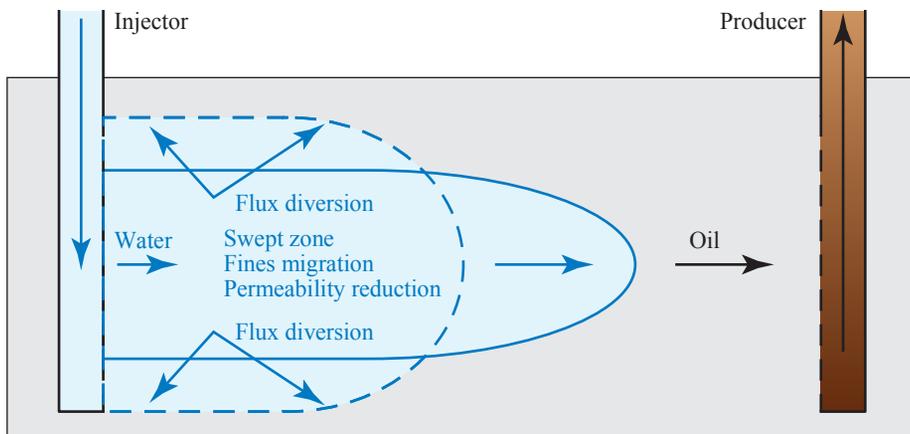
**Fig. 3. Validation of the maximum retention function by the laboratory test for two sandstone cores  $A_1$  and  $A_2$**

**Fines migration management to maintain well productivity**

The field data on well rate response,  $Q$ , to continuously increasing pressure drawdown,  $\Delta P$ , (Fig. 4) were matched by a mathematical model in a detailed fines migration study of Gulf-of-Mexico reservoir [19]. For low  $\Delta P$  values, where fines are not lifted the well responds with the rate increase. High drawdowns cause the fines release and further rate decline. High quality of matching suggests a reliable prediction of well behaviour during fines migration, i.e. the fines migration is predictable. If the pressure drawdown would be fixed at the medium level (28 MPa), the rate decrease and 3-4 times decline in well productivity index wouldn't occur. Therefore,



**Fig. 4. Data on well rate response to continuously increasing pressure drawdown as functions of dimensionless time  $t$**



**Fig. 5. Fines-migration-assisted mobility control and produced water management**

pressure drawdown management results in the formation damage mitigation, i.e. the fines migration is manageable.

**Fines-migration-assisted mobility control and produced water management**

Consider waterflooding in a reservoir where permeability increases from top to the central area and decreases back to the bottom (Fig. 5). Preferential propagation of water in the central zone yields fast water breakthrough, low sweep and, consequently, the usual low recovery. Salinity reduction in the injected water causes fines mobilisation with consequent permeability decline and deceleration of the injected water.

LS-water front lags behind the “normal”-water front. The excess of water is diverted into the unswept low-permeable zones. So, the induced fines migration triggers the mobility control during smart waterflooding. It makes LS waterflood the mobility-control EOR method, like polymer injection. The effect is similar to that of polymer adsorption that also yields the permeability reduction. The analogy allows mapping the flow equations for fines-assisted waterflooding onto polymer flood equations. Therefore, the polymer option of conventional Black-Oil simulators can be used for reservoir simulation for water-oil flow with fines migration.

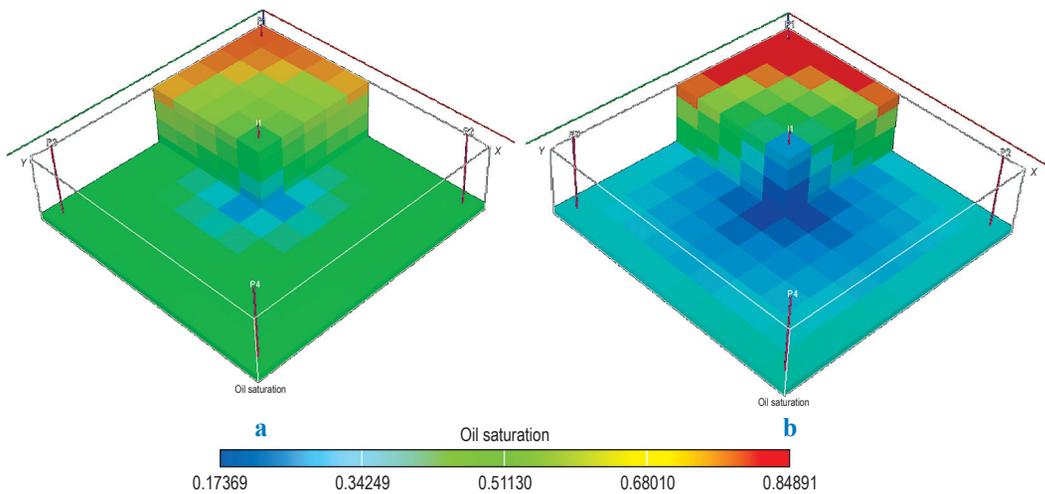


Fig. 6. Normal (a) and LS-fines-assisted (b) waterfloodings after 0,4 pore volumes injected (PVI) – results of 3D reservoir simulation by Eclipse

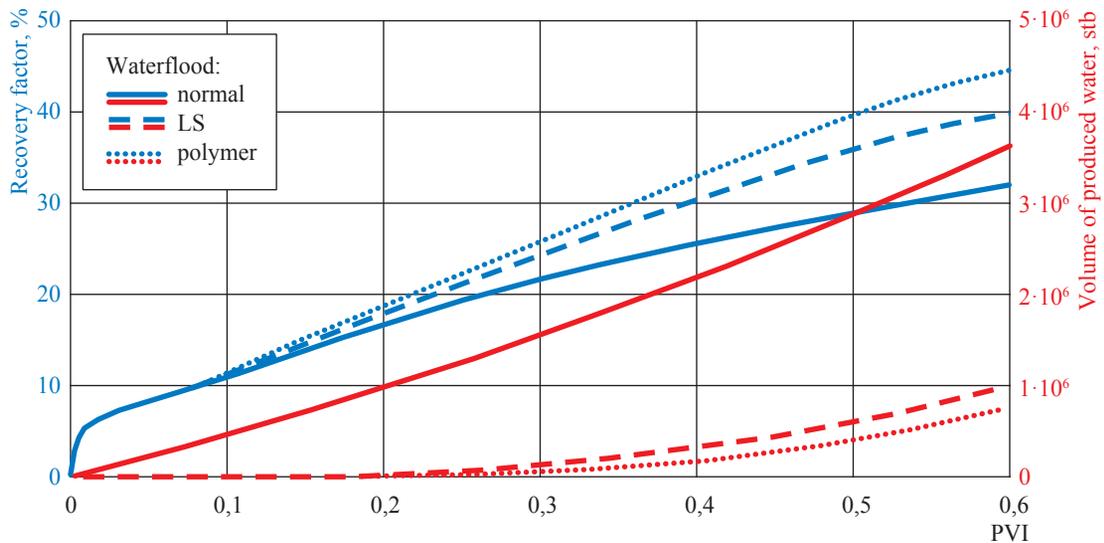


Fig. 7. Comparison between polymer flood, normal and fines-assisted waterfloodings (Daqing field)

3D-modelling in 5-layer-cake 5-spot pattern in Fig. 6 also shows that fresh-water injection results in breakthrough moment decrease and in significant decrease in residual oil in all layers [20, 21]. Highly permeable layer at the moment of 0,6 PVI is completely swept in the case of fresh water injection while a significant amount of residual oil remains in high permeable layer during normal waterflooding. The residual oil in swept zone is significant lower for fresh waterflood rather than for normal waterflood.

For the modelled Daquin field case, the recovery factor after 0,6 PVI increases from 32% for normal waterflood to 40% at the fines-assisted waterflood and up to 43% at programmed polymer slug injection as shown in Fig. 7 [21]. If compared with normal waterflood, application of fines-assisted flooding results in 2-to-3,7 times decrease in produced water; application of polymer flood decreases the amount of produced water 2,8-to-4,6 times. Fines-assisted flooding results in significant reduction of water cut and increase of the breakthrough time if compared with the normal waterflood; the water cut reduction and waterless production period increase with polymer flooding are higher: water cut decreases from 0,77 to 0,59 due to fines-assisted flooding being 0,55 for polymer flooding after 0,6 PVI. Yet, the induced

fines migration results in increase of the pressure drop across the reservoir or in the injection rate decrease due to decrease of permeability in the swept zone.

\*\*\*

Analysis of laboratory and field data together with mathematical modelling of salinity fines migration allow drawing the following conclusions:

- the modified mathematical model for fines migration allows for reliable laboratory-based well behavior prediction;
- the model is mapped on the polymer option of Black-Oil model, allowing using commercial simulators for field development prediction under fines migration;
- fines-migration management by production rate monitoring can prevent 3-4 times decline in well productivity index; and
- water blocking by deliberately induced fines migration and formation damage yields sweep increase during fines-assisted LS waterflooding with 8% of incremental recovery and 2-to-3,7-times reduction in produced water volumes, and significant water production decrease during pressure depletion of oil or gas fields with strong water support.

## References

1. CIVAN, F. *Reservoir formation damage: fundamentals, modelling, assessment, and mitigation*. Burlington, USA: Gulf Professional Publishing, Elsevier, 2007.
2. YOU, Z., A. BADALYAN, Y. YANG et al. Fines migration in geothermal reservoirs: laboratory and mathematical modelling. *Geothermics*. 2019, vol. 77, pp. 344–367. ISSN 0375-6505.
3. AL-YASERI, A.Z., Y. ZHANG, M. GHASEMIZIARANI et al. Permeability evolution in sandstone due to CO<sub>2</sub> injection. *Energy & Fuels*. 2017, vol. 31, no. 11, pp. 12390–12398. ISSN 0887-0624.
4. SARKAR, A.K., M.M. SHARMA. Fines migration in two-phase flow. *Journal of Petroleum Technology*. 1990, vol. 42, no. 5, pp. 646–652. ISSN 2190-0558.
5. LEVER, A., R.A. DAWE. Water-sensitivity and migration of fines in the Hopeman Sandstone (Scotland). *Journal of Petroleum Geology*. 1984, vol. 7, pp. 97–107. ISSN 0141-6421.
6. BADALYAN, A., T. CARAGEORGOS, Z. YOU et al. A new experimental procedure for formation damage assessment in geothermal wells. In: *Thirty-Ninth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, AGEA: Stanford University, Stanford, California*. 2014, pp. 1–9.
7. SCHECHTER, R.S. *Oil well stimulation*. Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall, 1992.
8. DAS, S.K., R.S. SCHECHTER, M.M. SHARMA. The role of surface roughness and contact deformation on the hydrodynamic detachment of particles from surfaces. *Journal of Colloid and Interface Science*. 1994, vol. 164, no. 1, pp. 63–77. ISSN 0021-9797.
9. BRADFORD, S.A., S. TORKZABAN, A.A. SHAPIRO. A theoretical analysis of colloid attachment and straining in chemically heterogeneous porous media. *Langmuir*. 2013, vol. 29, pp. 6944–6952. ISSN 1520-5827.
10. SHARMA, M.M., Y.C. YORTSOS. A network model for deep bed filtration processes. *American Institute of Chemical Engineers Journal*. 1987, vol. 33, no. 10, pp. 1644–1653. ISSN 0001-1341.

11. BRADFORD, S.A., J. SIMUNEK, M. BETTAHAR et al. Modelling colloid attachment, straining, and exclusion in saturated porous media. *Environmental Science and Technology*. 2003, vol. 37, pp. 2245–2250. ISSN 0013-936X.
12. TUFENKJI, N. Colloid and microbe migration in granular environments: a discussion of modelling methods. In: FRIMMEL, F.H., F. von der KAMMER, H.-C. FLEMMING (Eds.). *Colloidal transport in porous media*. Springer: Berlin, Germany, 2007, pp. 119–142.
13. BRADFORD, S., S. TORKZABAN. Colloid transport and retention in unsaturated porous media: a review of interface-, collector-, and pore-scale processes and models. *Vadose Zone Journal*. 2008, vol. 7, pp. 667–681. ISSN 1539-1663.
14. BEDRIKOVETSKY, P., F.D. SIQUEIRA, C.A. FURTADO et al. Modified particle detachment model for colloidal transport in porous media. *Transport in Porous Media*. 2011, vol. 86, no. 2, pp. 353–383. ISSN 0169-3913.
15. BEDRIKOVETSKY, P., A. ZEINIJAHRAMI, F.D. SIQUEIRA et al. Particle detachment under velocity alternation during suspension transport in porous media. *Transport in Porous Media*. 2012, vol. 91, no. 1, pp. 173–197. ISSN 0169-3913.
16. YOU, Z., Y. YANG, A. BADALYAN et al. Mathematical modelling of fines migration in geothermal reservoirs. *Geothermics*. 2016, vol. 59, pp. 123–133. ISSN 0375-6505.
17. RUSSELL, T., D. PHAM, M.T. NEISHABOOR et al. Effects of kaolinite in rocks on fines migration. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2017, vol. 45, pp. 243–255. ISSN 1875-5100.
18. ZEINIJAHRAMI, A., P. LEMON, P. BEDRIKOVETSKY. Effects of induced migration of fines on watercut during water flooding. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2011, vol. 78, no. 3–4, pp. 609–617. ISSN 0920-4105.
19. MARQUEZ, M., WILLIAMS, M.M. KNOBLES et al. Fines migration in fractured wells: integrating modeling, field and laboratory data. *SPE Production & Operations*. 2014, vol. 29, no. 4, pp. 309–322. ISSN 1930-1855.
20. YUAN, H., A.A. SHAPIRO. Induced migration of fines during waterflooding in communicating layer-cake reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2011, vol. 78, no. 3–4, pp. 618–626. ISSN 0920-4105.
21. ZEINIJAHRAMI, A., T.K.P. NGUYEN, P. BEDRIKOVETSKY. Mathematical model for fines-migration-assisted waterflooding with induced formation damage. *SPE Journal*. 2013, vol. 18, no. 3, pp. 518–533. ISSN 1086-055X.

## Прогноз и контроль миграции мелкодисперсных частиц в процессе нефте- и газодобычи

П.Г. Бедриковецкий<sup>1</sup>, А. Зейнижахромн<sup>1</sup>, А.Г. Бадалян<sup>1\*</sup>, Т. Рассел<sup>1</sup>, Л. Чекер<sup>1</sup>, С. Боражани<sup>1</sup>, Ч. Ю<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> Австралийская школа нефти, Университет Аделаиды, Австралия, 5000, г. Аделаида

<sup>2</sup> Химико-технологическая школа, Квинслендский университет, Австралия, QLD 4072, г. Брисбен

\* E-mail: alexander.badalyan@adelaide.edu.au

**Тезисы.** Одной из широко распространенных причин повреждения пород-коллекторов при добыче нефти или газа является миграция пластовых мелкодисперсных частиц вследствие смешивания нефти или газа со слабоминерализованной попутной пластовой водой, высокоскоростной добычи или закачки, заводнений скважин слабоминерализованной водой и их комбинирования с интенсификацией добычи. Ежегодно как минимум 10 % общемировых расходов (100 млрд долл. США) на предотвращение, смягчение и ликвидацию отрицательных последствий повреждения коллекторов обусловлены миграцией мелкодисперсных частиц.

Характерными особенностями миграции пластовых мелкодисперсных частиц являются: мобилизация частиц, прикрепленных к поверхности зерен горной породы, из-за снижения уровня минерализации воды, повышения ее водородного показателя либо увеличения скорости потока; захват мобилизованных частиц порами горной породы; снижение проницаемости пласта и, соответственно, падение продуктивности и приемистости скважин. Отделение мелкодисперсных частиц от поверхности зерен горной породы приводит к незначительному росту ее проницаемости. Вместе с тем частицы забивают тонкие устья пор и, соответственно, проводящие каналы, и в конечном итоге результирующая проницаемость пласта сильно ухудшается. Основными источниками подвижных мелкодисперсных частиц в коллекторах служат каолиниты, хлориты и иллитовая глина; частицы кварца и кремнезема могут отделяться в слабосцементированных песчаниках.

Падение продуктивности скважин в результате миграции мелкодисперсных частиц и повреждение пород-коллекторов при добыче нефти и газа можно надежно прогнозировать и эффективно регулировать с использованием лабораторных данных, результатов промысловых измерений и математического моделирования. Так, математическая модель, разработанная на основе «полимерной» опции модели Black-Oil и учитывающая миграцию мелкодисперсных частиц, демонстрирует хорошую сходимость с лабораторными данными, что подтверждает применимость коммерческих средств моделирования для прогнозирования разработки месторождений в условиях миграции мелкодисперсных частиц коллектора.

Контроль мелкодисперсной миграции посредством мониторинга дебита скважины способен предотвратить трех-четырёх-кратное снижение ее продуктивности. В случае заводнения скважины слабominерализованной водой блокирование воды путем преднамеренно индуцированной миграции мелкодисперсных частиц приводит к 8%-ному приращению коэффициента извлечения углеводородов и в 3...3,7 раза сокращает объемы выбросов попутной пластовой воды; также можно существенно снизить объем воды, потребляемой для интенсификации притока в истощенном пласте.

Данные выводы базируются на принципах микромасштабной физической теории, а также на результатах математического моделирования, лабораторных и полевых экспериментов и трехмерного геологического моделирования.

**Ключевые слова:** повреждение породы-коллектора, миграция мелкодисперсных частиц, снижение продуктивности скважины, математическое моделирование.

УДК 535.361.2+536.63

## Оптический метод изучения фазового поведения околокритических углеводородных флюидов

В.П. Воронов<sup>1</sup>, Ю.Ф. Кияченко<sup>1</sup>, В.Э. Поднек<sup>1\*</sup>, А.С. Сирота<sup>2</sup>, И.К. Юдин<sup>1</sup>,  
Б.А. Григорьев<sup>3</sup>

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

<sup>2</sup> ПАО «Газпром», Российская Федерация, 117997, г. Москва, ул. Наметкина, д. 16, ГСП-7

<sup>3</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

\* E-mail: podnek77@gmail.com

**Тезисы.** Предложен высокоэффективный оптический метод изучения околокритического фазового поведения оптически прозрачных углеводородных (УВ) флюидов, основанный на универсальном явлении критической опалесценции – аномальном нарастании интенсивности светорассеяния с приближением к критической точке «жидкость – газ». Метод может быть реализован на любой установке для измерения интенсивности рэлеевского рассеяния света, снабженной оптической ячейкой высокого давления и прецизионным термостатом, обеспечивающим достаточно высокое качество стабилизации и контроля температуры исследуемого образца. Идея метода состоит в следующем. За область околокритического состояния УВ флюида, характеризующуюся аномалиями производных основных термодинамических величин, принимается область наблюдаемой критической опалесценции. В свою очередь, в качестве последней выступает область фазовой диаграммы УВ флюида, в которой измеряемая интенсивность светорассеяния более чем на порядок превышает свое «регулярное» максимальное значение, фиксируемое при пересечении пограничной кривой, разделяющей области одно- и двухфазного состояния, вдали от критической точки. Пересечение пограничной кривой в околокритической области определяется по максимуму острого ( $\lambda$ -образного) пика измеряемой интенсивности светорассеяния. При этом положение критической точки определяется по максимуму максимумов измеряемой интенсивности светорассеяния на экспериментально определенной пограничной кривой.

Помимо изложения сути предложенного оптического метода в статье кратко описаны экспериментальная установка измерения интенсивности рэлеевского рассеяния в околокритических УВ флюидах и конструкция оригинальной оптической ячейки высокого давления. Приведены результаты апробации указанного оптического метода на примере бинарной смеси метана и пентана, взятой в равной весовой пропорции компонентов. Сравнение результатов оптических измерений с данными параллельного калориметрического изучения фазового поведения той же самой УВ смеси свидетельствует о высокой эффективности предложенного оптического метода в части изучения околокритического состояния УВ флюидов.

Оптические методы являются прямыми и наиболее эффективными методами изучения аномального фазового поведения углеводородных (УВ) флюидов в окрестности критической точки «жидкость – газ». В пользу этого свидетельствует, в частности, тот факт, что нахождение пограничной кривой в околокритической области и определение критических параметров УВ флюидов в традиционных PVT<sup>1</sup>-экспериментах производятся визуально – по видимой потере однородности интенсивно рассеивающего свет однофазного состояния исследуемого флюида и появлению «тумана», или критической опалесценции. Очевидно, что при этом представления о положении пограничной кривой в околокритической области весьма субъективны, а определяемые значения критических параметров малонадежны.

Предлагается высокоэффективный универсальный оптический метод изучения околокритического фазового поведения оптически прозрачных УВ флюидов, основанный на явлении критической опалесценции – аномальном нарастании интенсивности светорассеяния с приближением к критической точке «жидкость – газ». Метод может быть реализован на любой установке для измерения интенсивности рэлеевского

**Ключевые слова:**  
углеводороды,  
фазовое поведение,  
пограничная  
кривая,  
критическая точка,  
околокритическое  
состояние,  
критическая  
опалесценция,  
рэлеевское  
рассеяние света.

<sup>1</sup> PVT – акроним от англ. pressure, volume, temperature (давление, объем, температура).

рассеяния света, снабженной оптической ячейкой высокого давления и прецизионным термостатом, обеспечивающим достаточно высокое качество стабилизации и контроля температуры исследуемого образца. Идея метода состоит в следующем. За область окологрнического состояния УВ флюида, характеризуемую аномалиями производных его основных термодинамических величин, принимается область наблюдаемой критической опалесценции. В свою очередь, в качестве последней принимается область фазовой диаграммы УВ флюида, в которой измеряемая интенсивность светорассеяния более чем на порядок превышает ее «регулярное» максимальное значение, фиксируемое при пересечении пограничной кривой вдали от критической точки. Пересечение пограничной кривой в окологрнической области определяется по максимуму острого ( $\lambda$ -образного) пика измеряемой интенсивности светорассеяния. При этом положение критической точки определяется по максимуму максимумов измеряемой интенсивности светорассеяния на экспериментально определенной пограничной кривой.

Далее кратко изложены физические основы явления критической опалесценции в однокомпонентных флюидах и смесях, приведены описания разработанной авторами экспериментальной оптической установки измерения интенсивности рэлеевского рассеяния света в окологрнических УВ флюидах и конструкции оригинальной оптической ячейки высокого давления, а также результаты тестирования предлагаемого оптического метода на примере бинарной смеси метана и пентана ( $C_1+C_5$ ), взятой в равной весовой пропорции компонентов.

### Критическая опалесценция в однокомпонентных УВ флюидах и смесях

Аномальное рассеяние света – критическая опалесценция – является прямым и наиболее ярким свидетельством окологрнического состояния всякого УВ флюида, как однокомпонентного, так и составного (смеси), как в окрестности критической точки «жидкость – газ», так и в окрестности критической точки «жидкость – жидкость» [1]. В частности, в отсутствие градиентов температуры и неоднородности плотности исследуемого флюида по высоте оптической ячейки (гравитационного эффекта) интенсивность светорассеяния с приближением к критической точке неограниченно

возрастает, что гарантируется самим условием для критической точки.

Напомним, что согласно основополагающим работам Рэля, Смолуховского, Эйнштейна и др. [2] рассеяние света в прозрачных средах происходит вследствие флуктуаций показателя преломления (квадратного корня из диэлектрической проницаемости), которые, в свою очередь, обусловлены тепловыми флуктуациями основных термодинамических величин – плотности, температуры, а в смесях – еще и состава  $x$  (концентраций компонентов). Экспериментально показано [2], что флуктуации температуры дают, как правило, пренебрежимо малый вклад в интенсивность светорассеяния, поэтому в дальнейшем будем их игнорировать.

В однокомпонентном флюиде, где жидкая и газовая фазы различаются только плотностью, основной вклад в интенсивность светорассеяния вблизи критической точки вносят флуктуации плотности  $\Delta\rho$ . Согласно статистической физике [3], средний квадрат тепловых флуктуаций плотности

$$\langle (\Delta\rho)^2 \rangle = \frac{k_B T}{V} \rho \left( \frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_T = \frac{k_B T}{V} \rho^2 K_T \quad (1)$$

пропорционален изотермической сжимаемости рассеивающей среды

$$K_T = \frac{1}{\rho} \left( \frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_T = - \frac{1}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial P} \right)_T, \quad (2)$$

где  $T$  – абсолютная температура;  $k_B$  – константа Больцмана;  $\rho$  – плотность;  $P$  – давление;  $V$  – объем системы. Поскольку расходимость изотермической сжимаемости  $K_T$  (см. формулу (2)) является условием для критической точки однокомпонентного флюида [1, 3], приближение к последней неизбежно сопровождается аномальным нарастанием интенсивности светорассеяния, т.е. критической опалесценцией.

В смесях газовая и жидкая фазы различаются не только плотностью, но и концентрацией компонентов. При этом в критической точке плотности и составы жидкой и газовой фаз совпадают. Соответственно, условие для критической точки «жидкость – газ» и выражение для интенсивности светорассеяния в окологрнической области смеси в обязательном порядке учитывают помимо флуктуаций плотности также и флуктуации концентрации компонентов. В частности, в бинарной смеси интенсивность светорассеяния пропорциональна сильно

расходящимся с приближением к критической точке величинам [1, 4]

$$K_{T,\mu^*} = \frac{1}{\rho} \left( \frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_{T,\mu^*} \text{ и } \left( \frac{\partial x}{\partial \mu^*} \right)_{T,P}, \quad (3)$$

расходимость каждой из которых выражает условие существования критической точки указанной смеси [1–3]. Здесь  $\mu^*$  – разность приведенных химических потенциалов компонентов смеси. Таким образом, в бинарных смесях, так же как и в однокомпонентных флюидах, приближение к критической точке «жидкость – газ» неизбежно сопровождается аномальным ростом интенсивности светорассеяния, т.е. критической опалесценцией.

В рамках современной теории критических явлений в смесях, использующей идею универсальности критических явлений в подходящим образом определенных (изоморфных) термодинамических переменных, соответствующих постоянству химических потенциалов компонентов смеси, можно показать [5], что, как в индивидуальных флюидах и бинарных смесях, приближение к критической точке «жидкость – газ» многокомпонентной смеси неизбежно сопровождается аномальным нарастанием интенсивности светорассеяния, т.е. критической опалесценцией. При этом пересечение пограничной кривой в околкритической области ярко проявляется острым ( $\lambda$ -образным) пиком измеряемой интенсивности светорассеяния, а критическая точка смеси соответствует максимуму максимумов измеряемой интенсивности светорассеяния на самой пограничной кривой.

Очевидно, что критическая опалесценция, будучи универсальной особенностью околкритического состояния всякого УВ флюида, может быть положена в основу эффективного метода изучения околкритического фазового поведения оптически прозрачных УВ флюидов, а измерение интенсивности рэлеевского рассеяния света – быть его естественной экспериментальной реализацией.

Отметим одну из существенных особенностей критической опалесценции – сильную пространственную дисперсию рассеивающей среды вблизи критической точки, обусловленную аномальным нарастанием характерного пространственного масштаба критических флуктуаций [1]. Последнее выражается в сильной угловой зависимости интенсивности светорассеяния (значительно вытянутой

вперед индикатрисе рассеяния) в непосредственной окрестности критической точки, побуждающей при оптических измерениях выбирать малый угол рассеяния. Однако на практике при изучении околкритического фазового поведения УВ флюидов по измерению аномалии интенсивности светорассеяния указанным эффектом можно пренебречь и выбирать комфортный с технической точки зрения угол рассеяния  $45^\circ$  [1]. Возникающая по этой причине ошибка в определении критического значения температуры в любом случае не будет превышать 0,1 градуса.

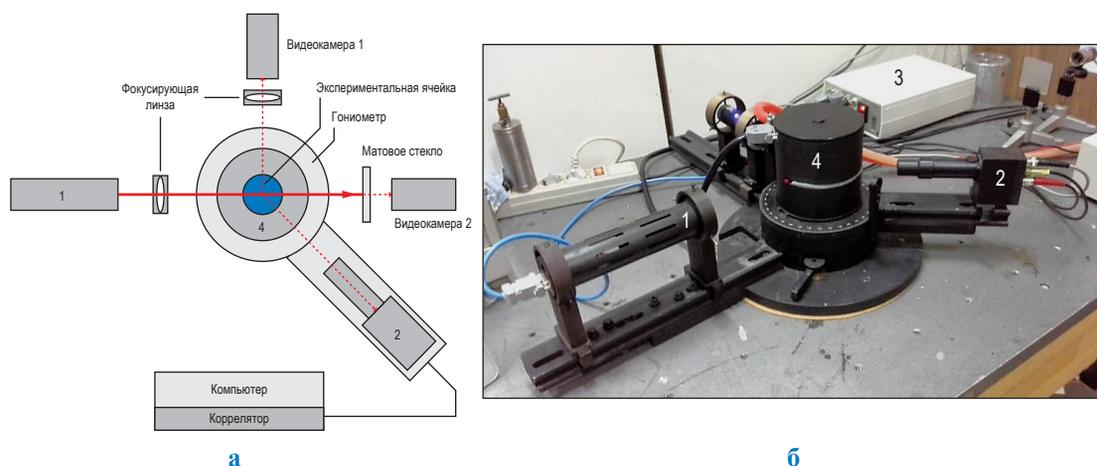
Заметим, что в PVT-экспериментах с многокомпонентными УВ смесями определяется изотермическая сжимаемость при постоянном составе ( $K_{T,x}$ ). С приближением к критической точке смеси указанная величина расходится гораздо слабее изотермической сжимаемости при постоянных значениях химических потенциалов компонентов [1], так что применительно к задаче идентификации и изучения околкритического состояния УВ смеси чувствительность PVT-метода объективно гораздо ниже чувствительности оптического метода, основанного на измерении интенсивности рэлеевского рассеяния света.

### Экспериментальная установка измерения интенсивности рэлеевского рассеяния света околкритическими УВ флюидами

Авторами разработана экспериментальная оптическая установка для изучения околкритического фазового поведения УВ флюидов на основе серийно выпускаемой установки<sup>2</sup> измерения интенсивности рэлеевского рассеяния света Photocor Complex российского производства. Установка Photocor Complex дополнена специально разработанной миниатюрной оптической ячейкой высокого давления, прецизионным двухконтурным термостатом, обеспечивающим необходимое качество стабилизации и контроля температуры, а также системой видеоконтроля фазового состояния образца в ячейке (рис. 1).

Для уменьшения паразитных засветок, а также для уменьшения внешних температурных возмущений оптическая часть установки закрывается сверху светонепроницаемым, зачерненным изнутри кожухом

<sup>2</sup> См. сайт компании «Фотокор». Режим доступа: <https://www.photocor.ru/>



**Рис. 1. Схема (а) и внешний вид (б) оптической части экспериментальной установки измерения интенсивности рэлеевского рассеяния света околокритическими УВ флюидами: 1 – диодный лазер; 2 – фотоэлектронный умножитель (ФЭУ); 3 – блок управления; 4 – двухконтурный термостат с водяной рубашкой. На фотографии управляющий компьютер находится за кадром**

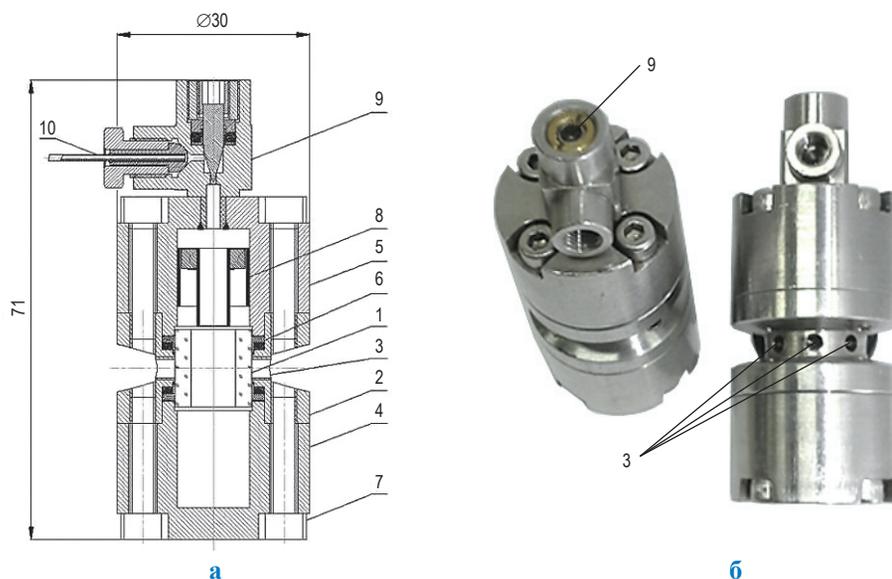
размером<sup>3</sup> 700×500×250 мм (на рис. 1б не показан). На столе поворотного устройства (гонометра) располагается прецизионный двухконтурный термостат, в который устанавливается оптическая ячейка. Термостат позволяет контролировать температуру образца в ячейке в пределах 10...120 °С с погрешностью ±0,02 °С. Источником света является красный диодный лазер с длиной волны 635 нм. Приемником рассеянного излучения служит ФЭУ, работающий в режиме счета фотонов. Интенсивность светорассеяния исследуемым образцом измеряется под углом рассеяния 45°. Входящий лазерный луч и фотоприемник сфокусированы на середину внутреннего объема оптической ячейки. Измерения выполняются при постоянной мощности лазера, так что коэффициент светорассеяния в первом приближении пропорционален регистрируемой интенсивности. Последняя измеряется количеством фотоотчетов в секунду (*англ.* counts per second = cps).

Для визуального контроля фазового состояния образца в ячейке экспериментальная установка снабжена двумя видеокамерами. Одна из них, установленная под углом 90° к входящему лазерному лучу, передает изображение рассеивающего объема, вторая – изображение на матовом стекле сечения лазерного луча, прошедшего сквозь оптическую ячейку.

Разработанная авторами оптическая ячейка высокого давления (рис. 2, таблица) ранее подробно описана [6]. Основу ячейки составляет толстостенный круговой цилиндр 1, изготовленный из тянутой трубки плавленого кварца оптического качества. Корпус ячейки изготовлен из нержавеющей стали 12Х18Н10Т. Он состоит из трех деталей: центральной цилиндрической части 2 и двух фланцев 4, 5, стянутых винтами М4 – 7. Центральная деталь является механической основой конструкции. Она имеет восемь оптических окон 3, расположенных по кругу через 45°. Для однозначной установки в термостат ячейка снабжена вертикальной шлицевой канавкой на боковой поверхности нижнего фланца, в которую входит штифт, установленный в термостате.

Для герметизации ячейки использованы комбинированные фторопласто-резиновые уплотнения 6, работающие по принципу нескомпенсированных площадей [7]. Для увеличения надежности уплотнения между фторопластовой деталью и фланцем закладывается индиевое кольцо, которое при сборке ячейки раздавливается и заполняет мелкие щели между уплотняемыми деталями. Это также полностью снимает проблему возможного ухода компонентов исследуемой смеси диффузионным способом, поскольку индий является диффузионным барьером для УВ флюидов. Данная конструкция уплотнений позволяет проводить до нескольких десятков прогонов (циклов нагревания/охлаждения) исследуемой смеси

<sup>3</sup> Указаны соответственно длина, ширина, высота.



**Рис. 2. Оптическая ячейка высокого давления:**  
**а – конструкция (все размеры даны в миллиметрах); б – виды сверху и сбоку**

#### Технические параметры оптической ячейки

Рабочая температура	273...393 К (0...120 °С)
Рабочее давление	0...40 МПа
Внутренний объем ячейки	3,2 см <sup>3</sup>
Длина оптического пути в ячейке	7 мм
Масса пустой ячейки	245 г
Материалы	Нержавеющая сталь, плавленый кварц

в интервале температур 20...100 °С без потери герметичности внутреннего объема ячейки. Последнего вполне достаточно для исследования околокритического фазового поведения УВ смеси, имеющего место в указанном температурном интервале.

Для ускорения приведения исследуемого образца (смеси) в равновесное состояние ячейка снабжена магнитной мешалкой 8, которая приводится в движение внешним магнитом или соленоидом. Для заполнения оптическая ячейка снабжена встроенным игольчатым вентилем 9. Заполнение ячейки осуществляется через капилляр 10.

Заполнение предварительно вакуумированной оптической ячейки образцом осуществляется на специальном стенде из баллона высокого давления, содержащего исследуемую смесь. При этом контролируется, чтобы смесь в баллоне гарантированно находилась в однофазном состоянии как до, так и после процесса заполнения ячейки. Начальная плотность образца в ячейке определяется с учетом известных внутреннего объема и массы пустой ячейки путем взвешивания ячейки

на аналитических весах с разрешением 0,1 мг. Как правило, после заполнения ячейки образцом производится серия оптических измерений при последовательно уменьшающихся плотностях, охватывающих заданный диапазон значений. Уменьшение плотности смеси в ячейке осуществляется из однофазного состояния посредством выпуска ее части в калиброванные емкости малого объема.

Перед началом измерений ячейка с образцом помещается в термостат и выводится на заданную начальную температуру, соответствующую однофазному состоянию исследуемой смеси. После выдержки ячейки при указанной температуре в течение получаса и активного перемешивания образец переходит в однородное состояние. Оптические измерения проводятся в однофазной области при медленном охлаждении образца без перемешивания. Типичные значения скорости охлаждения составляют 1,8...3 град./ч. Оптические измерения проводятся до пересечения с пограничной кривой, т.е. до выделения  $\lambda$ -образного пика измеряемой интенсивности светорассеяния.

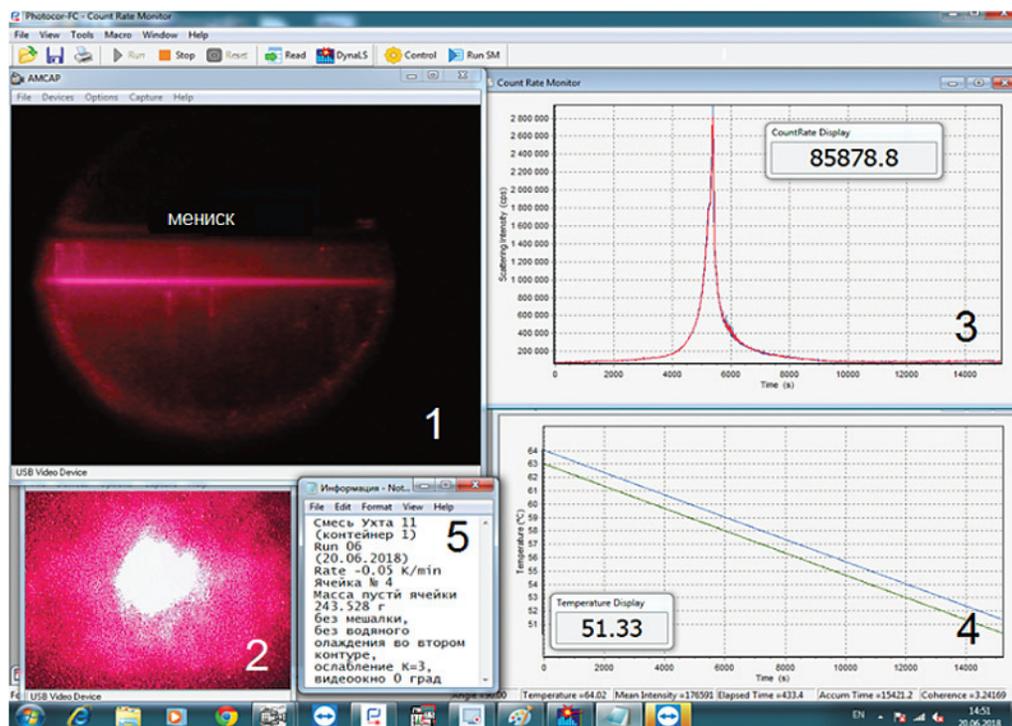


Рис. 3. Пример окон программного интерфейса на мониторе компьютера, управляющего работой экспериментальной оптической установки: 1 – окно визуального контроля фазового состояния смеси в ячейке; 2 – изображение прошедшего луча на матовом стекле; 3 – временная зависимость интенсивности светорассеяния под углом  $45^\circ$ ; 4 – временная зависимость температуры в двух контурах термостата; 5 – вспомогательное информационное окно

Экспериментальная установка управляется персональным компьютером по специально разработанной программе. Результаты измерений, а именно значения температуры и интенсивности светорассеяния, а также изображения, передаваемые двумя видекамерами, и другая вспомогательная информация выводятся на экран монитора в реальном времени (рис. 3) и сохраняются в памяти компьютера.

#### Апробация оптического метода изучения околокритического фазового поведения УВ флюидов. Сравнение с результатами калориметрических измерений

Тестирование предлагаемого оптического метода изучения околокритического фазового поведения УВ флюидов проводилось на примере бинарной смеси метана и пентана ( $C_1+C_5$ ), взятой в равной весовой пропорции компонентов. Указанная смесь исследовалась ранее РVT-методом [8]. Для оценки эффективности оптического метода параллельно на том же самом образце смеси  $C_1+C_5$  проведены калориметрические измерения ее фазового поведения с использованием прецизионного адиабатического

калориметра ИПНГ РАН<sup>4</sup> [9]. Корректность заявленного компонентного состава исследованной УВ смеси подтверждена результатами хроматографического анализа, выполненного в лаборатории комплексных исследований углеводородных систем ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Оптические измерения проводились без перемешивания при медленном (со скоростью 1,8 К/ч) охлаждении образца из однофазного состояния на 13 изохорах в интервале плотностей 0,33...0,22 г/см<sup>3</sup>, при которых пересечение пограничной кривой в околокритической области надежно фиксировалось по острому ( $\lambda$ -образному) пику интенсивности светорассеяния (рис. 4, 5). Критическая изохора 4 (см. рис. 4) выбиралась по максимальному значению интенсивности светорассеяния

<sup>4</sup> См. также ГСССД МЭ 119-05. Методика экспериментального исследования пограничных кривых и изохорной теплоемкости углеводородных смесей в диапазоне температур 110...420 К и давлений до 60 МПа / В.П. Воронов, П.В. Попов, В.М. Булейко; Российский науч.-техн. центр инф. по стандартизации, метрологии и оценке соответствия. – М., 2005. – 42 с. – Депонирована в ГНМЦ «ССД» 15.09.2005, № 813-05кк.

на пограничной кривой. Соответствующие указанной изохоре значения  $\rho$  и  $T$  в точке пересечения пограничной кривой (точке максимума измеряемой интенсивности светорассеяния) принимались за критические параметры исследуемой смеси,  $\rho_{кр} = 0,304 \text{ г/см}^3$  и  $T_{кр} = 291,01 \text{ К}$ , определенные оптическим методом. Очевидно, что при этом точность нахождения критических параметров определяется шагом по плотности между исследованными изохорами. За область окологрнического состояния смеси вдоль пограничной кривой принят температурный интервал 270...320 К (см. участок красного цвета на рис. 5), на котором интенсивность светорассеяния на пограничной кривой более чем на порядок превышает ее «регулярное»

максимальное значение, фиксируемое при пересечении пограничной кривой вдали от критической точки. С удалением от критической точки вдоль пограничной кривой пики интенсивности светорассеяния быстро уменьшаются, вырождаясь вне окологрнической области в изломы регулярной температурной зависимости интенсивности светорассеяния, позволяющие, тем не менее, хотя и с меньшей точностью, фиксировать пересечение пограничной кривой.

В свою очередь, калориметрическое изучение фазового поведения обсуждаемой УВ смеси проводилось с перемешиванием образца при нагревании из двухфазной области на 27 изохорах в интервале плотностей

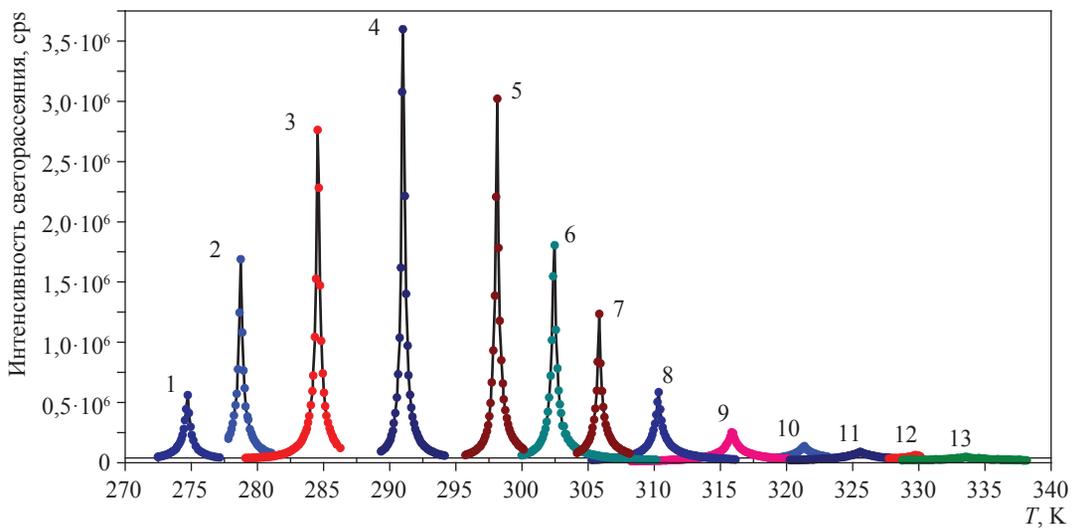


Рис. 4. Интенсивность светорассеяния на исследованных изохорах 1...13 смеси  $C_1+C_5$ , полученная дискретным способом измерений с шагом 0,2 К

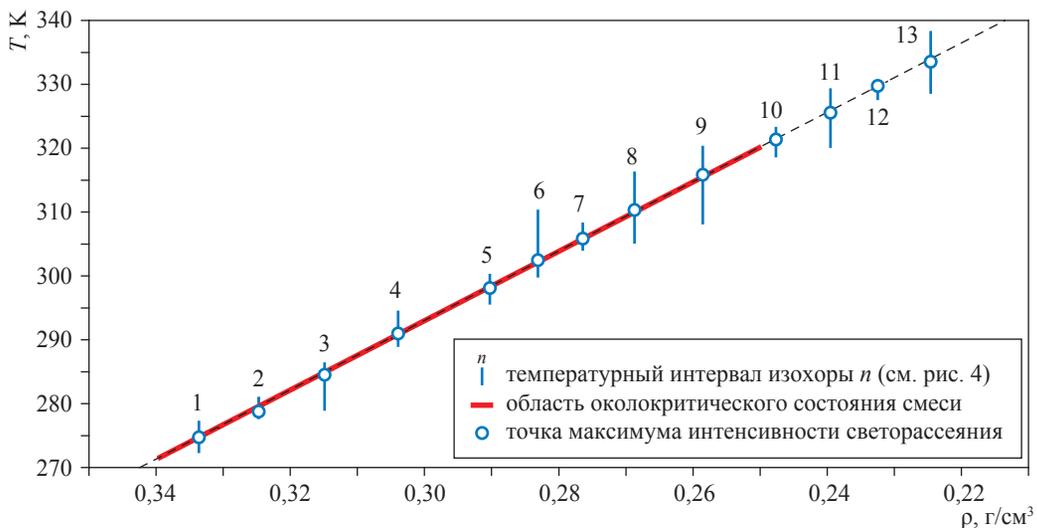
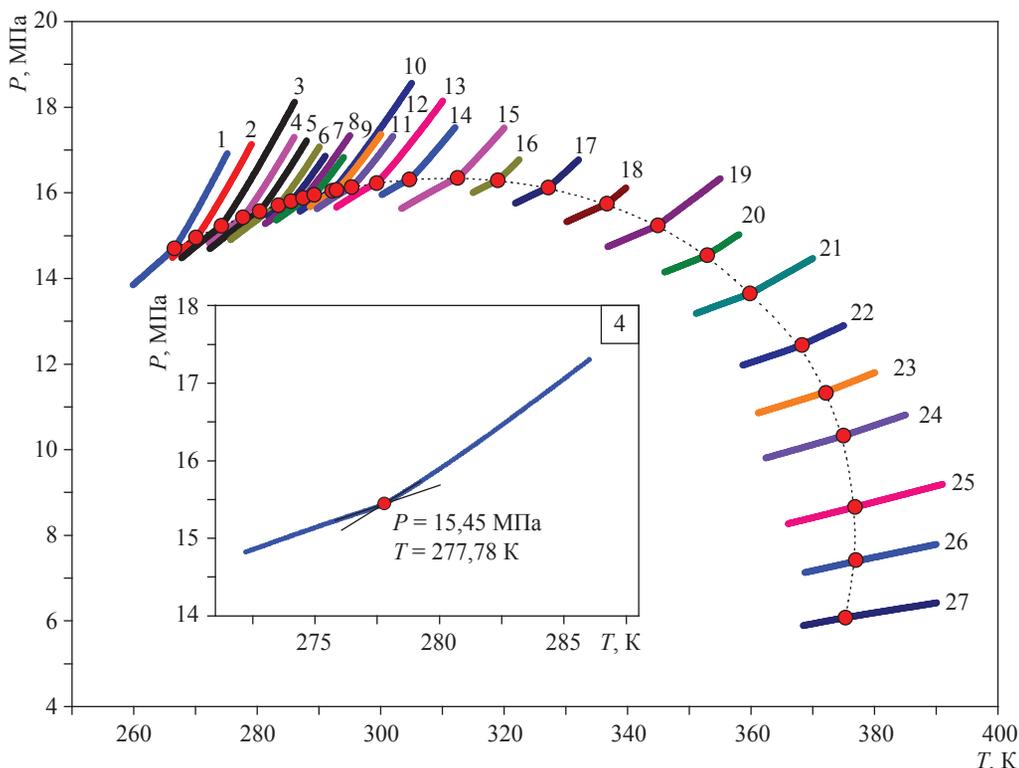


Рис. 5. Пограничная кривая смеси  $C_1+C_5$ , определенная оптическим методом

0,346...0,071 г/см<sup>3</sup>, захватывающем помимо околкритической области еще и окрестность крикондентерма (рис. 6, 7). Участки исследованных изохор и пограничная кривая смеси C<sub>1</sub>+C<sub>5</sub> показаны на рис. 6. В околкритической области точки пограничной кривой определялись по точкам излома изохор (см. врезку на рис. 6), тогда как в окрестности крикондентерма – по позициям скачков изохорной теплоемкости. На рис. 7 явно выделяется область аномалий значений изохорной производной  $(\partial P/\partial T)_V$  со стороны области двухфазного состояния, свидетельствующая об околкритическом состоянии исследуемой смеси. Температурный интервал указанной аномалии 270...320 К задает характерную ширину области околкритического состояния смеси вдоль пограничной кривой, аналогичной определенной выше оптическим методом (см. рис. 5). При этом максимум абсолютного значения наблюдаемой аномалии определяет критическую изохору 10 и, соответственно, критические параметры исследуемой смеси  $T_{кр} = 290,10$  К,  $P_{кр} = 15,99$  МПа и  $\rho_{кр} = 0,305$  г/см<sup>3</sup>, определенные калориметрическим методом.

Наконец, на рис. 8 приведена пограничная кривая смеси C<sub>1</sub>+C<sub>5</sub>, построенная по результатам оптических и калориметрических измерений с указанием положения соответствующих критических точек. Сравнение оптических и калориметрических данных показывает, особенно в свете чрезвычайно яркой аномалии интенсивности светорассеяния в окрестности критической точки «жидкость – газ», что оптический метод обеспечивает более высокую точность выделения области околкритического состояния исследуемого флюида, нахождения в указанной области пограничной кривой и определения критических параметров. Вместе с тем ограниченность обсуждаемого оптического метода околкритической областью (областью критической опалесценции) означает, что адиабатическая калориметрия как классический метод изучения фазового поведения УВ флюидов по-прежнему остается незаменимой при построении фазовых диаграмм в широкой области изменения термобарических параметров, особенно в области низких температур, где оптический метод сталкивается с необходимостью использования сложных оптических криостатов.



**Рис. 6. Температурная зависимость давления на исследованных изохорах 1...27 и пограничная кривая смеси C<sub>1</sub>+C<sub>5</sub> по результатам калориметрических измерений: на вставке проиллюстрировано нахождение точки пограничной кривой по излому температурной зависимости давления на изохоре 4**

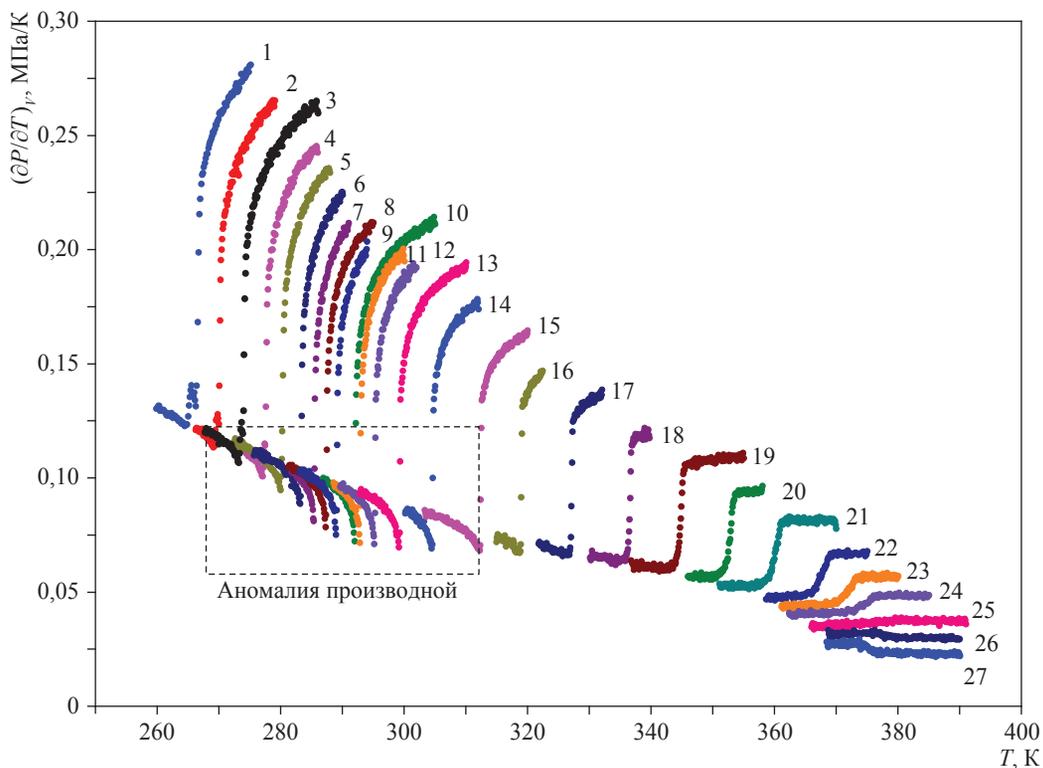


Рис. 7. Температурная зависимость изохорной производной  $(\partial P/\partial T)_v$  в окрестности пограничной кривой для всех исследованных изохор 1...27

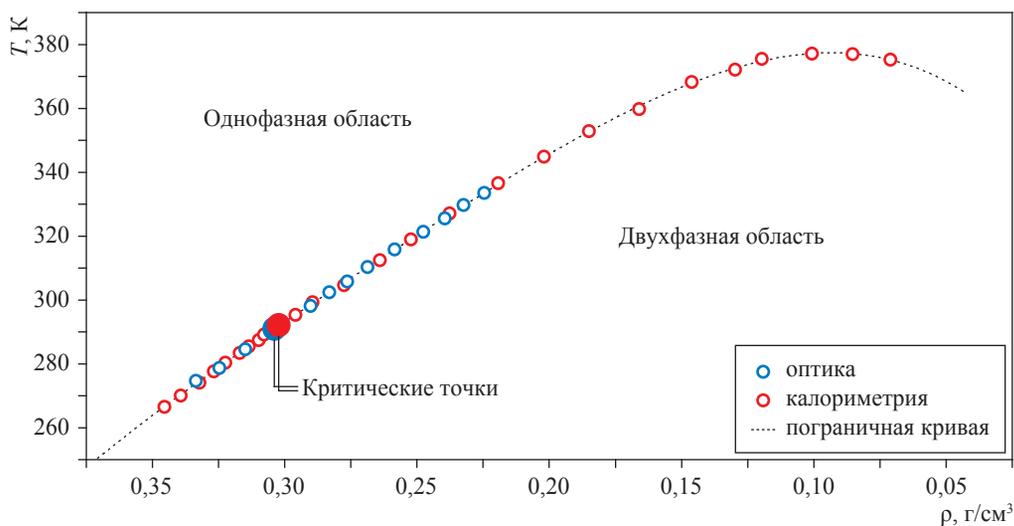


Рис. 8. Фазовая диаграмма смеси  $C_1+C_5$  вместе с позициями критических точек по результатам оптических и калориметрических измерений: оптические измерения ограничены околукритической областью, где имеет место критическая опалесценция

\*\*\*

Проведенные оптические измерения и сравнение их результатов с данными параллельных калориметрических измерений показывают высокую эффективность оптического метода при изучении околукритического фазового поведения оптически прозрачных УВ флюидов. В самом деле, в околукритической

области благодаря универсальному явлению критической опалесценции оптический метод является гораздо более точным и менее трудоемким по сравнению с калориметрическим, не говоря уже о традиционном PVT-методе. Очевидно, что описанный оптический метод, основанный на измерении интенсивности рэлеевского рассеяния света, имеет хорошие

перспективы стать стандартом для изучения околоскритического фазового поведения УВ флюидов и определения их критических параметров. В частности, предложенный оптический способ выделения области околоскритического состояния может быть положен в основу экспериментального критерия выделения переходного (околоскритического) типа пластовых флюидов.

В свою очередь, созданная экспериментальная установка и предложенная методика оптических измерений могут служить основой для разработки современной аналитической аппаратуры изучения фазового поведения околоскритических УВ флюидов. В частности, интеграция датчика давления в оптическую ячейку превращает описанную выше установку измерения интенсивности рэлеевского рассеяния света в полноценный PVTi ( $i = \text{англ. intensity}$ ) анализатор околоскритического состояния УВ флюидов, выступающий в окрестности критической точки «жидкость – газ» реальным конкурентом как классической адиабатической калориметрии, так и традиционному PVT-анализу. Очевидно также, что обсуждаемый оптический метод легко может быть интегрирован в существующие стандартные PVT-установки при их минимальной доработке, что значительно повысит надежность определения критических параметров УВ смесей и прогнозирования их аномального фазового поведения в «опасной» околоскритической области.

*Разработка и создание экспериментальной оптической установки измерения интенсивности рэлеевского рассеяния в околоскритических УВ флюидах частично финансировались в рамках Программы фундаментальных исследований РАН.*

## Список литературы

1. Анисимов М.А. Критические явления в жидкостях и жидких кристаллах / М.А. Анисимов. – М.: Наука, 1987. – 272 с. – (Современные проблемы физики).
2. Фабелинский И.Л. Молекулярное рассеяние света / И.Л. Фабелинский. – М.: Высшая школа, 1965. – 512 с.
3. Ландау Л.Д. Статистическая физика. Ч. I / Л.Д. Ландау, Е.М. Лифшиц // Ландау Л.Д. Теоретическая физика: в 10 т. / Л.Д. Ландау, Е.М. Лифшиц. – 3-е изд., испр. – М.: Наука. Гл. ред. физ.-мат. лит., 1976. – Т. 5. – 584 с.
4. Giglio M. Light scattering from a binary mixture near the vapor-liquid critical line / M. Giglio, A. Vendramini // Optics Commun. – 1973. – Т. 9. – № 1. – С. 80–83.
5. Belyakov M. Yu. Light-scattering anomaly in the vicinity of liquid-vapor critical point of multicomponent mixture / M. Yu. Belyakov, E. E. Gorodetskii, V. D. Kulikov et al. // Chem. Phys. – 2011. – Т. 379. – № 1–3. – С. 123–127.
6. Кияченко Ю.Ф. Простая оптическая ячейка высокого давления для экспериментального изучения околоскритического фазового поведения модельных и природных углеводородных смесей / Ю.Ф. Кияченко, В.Э. Поднек // Актуальные проблемы нефти и газа: науч. сет. изд. – 2017. – Вып. 3 (18). – 7 с. – <http://www.oilgasjournal.ru>
7. Циклис Д.С. Техника физико-химических исследований при высоких и сверхвысоких давлениях / Д.С. Циклис. – 4-е изд., пер. и доп. – М.: Химия, 1976. – 432 с.
8. Sage B.H. Phase equilibria in hydrocarbon systems. Volumetric and phase behavior of the methane – n-pentane system / B.H. Sage, H.H. Reamer, R.H. Olds et al. // Ind. Eng. Chem. – 1942. – Т. 34. – № 9. – С. 1108–1117.
9. Voronov V.P. Thermodynamic properties of methane hydrate in quartz powder / V.P. Voronov, E.E. Gorodetskii, S.S. Safonov // J. Phys. Chem. B. – 2007. – Т. 111. – № 39. – С. 11486–11496.

## An optical method for studying phase behavior of the near-critical hydrocarbon fluids

V.P. Voronov<sup>1</sup>, Yu.F. Kiyachenko<sup>1</sup>, V.E. Podnek<sup>1\*</sup>, A.S. Sirota<sup>2</sup>, I.K. Yudin<sup>1</sup>, B.A. Grigoryev<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Oil and Gas Research Institute (IPNG) of RAS, Bld. 3, Gubkina street, Moscow, 119333, Russian Federation

<sup>2</sup> Gazprom PJSC, GSP-7, Bld. 16, Nametkina street, Moscow, 117997, Russian Federation

<sup>3</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyecktiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: podnek77@gmail.com

**Abstract.** Authors suggest a high-performance optical method for studying the near-critical phase behavior of the optically transparent hydrocarbon (HC) fluids. The named method bases on the universal phenomenon

of critical opalescence, i.e. the abnormally increasing intensity of light scattering near a critical gas-liquid point, and can be realized by means of any installation aimed at measuring Rayleigh light scattering, which will be equipped with an optical high-pressure cell and a precise thermostat providing sufficiently high quality of temperature stabilization and control for a sample being researched. The method idea is the following: a region of observed critical opalescence is taken as a region of the near-critical state of a fluid, which is characterized by anomalies of derivatives of its main thermodynamic quantities. In turn, region of observed critical opalescence considered to be an area of the fluid phase diagram where the measured light scattering intensity more than an order of magnitude exceeds its “regular” maximal value. Such value is registered while crossing a dew-bubble curve which divides the regions of one-phase and two-phase states far from a critical point. Crossing the dew-bubble curve in the near-critical region is manifested by a maximum of a sharp ( $\lambda$ -shaped) peak of the measured light scattering intensity. At that, position of the critical point is determined by a maximum maximum of the measured intensity of light scattering at the experimentally determined dew-bubble curve.

Besides exposition of the principals of the suggested method the article briefly reviews a new experimental setup for measuring intensity of Rayleigh light scattering in the near-critical HC fluids, and an original optical high-pressure cell. There are results of testing of the specified method with a binary methane-pentane mixture taken in equal proportions of the components. Comparison of optical and calorimetric measurements of the same HC mixture gives an evidence of high performance of the suggested optical method in case of studying the near-critical states of HC fluids.

**Keywords:** hydrocarbons, phase behavior, dew-bubble curve, critical point, near-to-critical state, critical opalescence, Rayleigh light scattering.

### References

1. ANISIMOV, M.A. *Critical phenomena in liquids and liquid crystals*. Philadelphia: Gordon & Breach, 1991.
2. FABELINSKII, I.L. *Molecular scattering of light*. NY: Plenum Press, 1968.
3. LANDAU, L.D., E.M. LIFSHITS, L.P. PITAEVSKII. *Statistical physics*. Pts. 1, 2. 3<sup>rd</sup> ed. Translated from the Russian by J.B. Sykes, M.J. Kearsley. In: LANDAU, L.D., E.M. LIFSHITS. *Course of theoretical physics*, 9 volumes. Oxford, NY: Pergamon Press, 1980, vol. 5 (pt. 1), vol. 9 (pt. 2).
4. GIGLIO, M., A. VENDRAMINI. Light scattering from a binary mixture near the vapor-liquid critical line. *Optics Commun.* 1973, vol. 9, no. 1, pp. 80–83. ISSN 0030-4018.
5. BELYAKOV, M.Yu., E.E. GORODETSKII, V.D. KULIKOV et al. Light-scattering anomaly in the vicinity of liquid-vapor critical point of multicomponent mixture. *Chem. Phys.* 2011, no. 379, no. 1–3, pp. 123–127. ISSN 0301-0104.
6. KIYATCHENKO, Yu.F., V.E. PODNEK. A simple optical high-pressure cell for experimental studies of the near-critical phase behavior of model and natural hydrocarbon mixtures [Prostaya opticheskaya yacheyka vysokogo davleniya dlya eksperimentalnogo izucheniya okolokriticheskogo povedeniya modelnykh i prirodnykh uglevodorodnykh smesey]. In: *Aktualnyye Problemy Nefti i Gaza* [online]. 2017, is. 3(18). (Russ.). Available from: <http://www.oilgasjournal.ru>
7. TSIKLIS, D.S. *Handbook of techniques in high-pressure research and engineering*. NY: Plenum Press, 1968.
8. SAGE, B.H., H.H. REAMER, R.H. OLDS et al. Phase equilibria in hydrocarbon systems. Volumetric and phase behavior of the methane – n-pentane system. *Industrial & Engineering Chemistry*. 1942, vol. 34, no. 9, pp. 1108–1117.
9. VORONOV, V.P., E.E. GORODETSKII, S.S. SAFONOV. Thermodynamic properties of methane hydrate in quartz powder. *J. Phys. Chem. B*. 2007, vol. 111, no. 39, pp. 11486–11496. ISSN 1520-6106.

## Сведения об авторах

<i>Александров Игорь Станиславович</i>	к.т.н., доцент кафедры теплогазоснабжения и вентиляции Калининградского государственного технического университета. Тел.: +7(909)780-09-95. E-mail: alexandrov_kgrd@mail.ru
<i>Алеманов Александр Евгеньевич</i>	ведущий инженер Лаборатории физического моделирования многофазных процессов Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-77. E-mail: A_Alemanov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Аливердиев Абутраб Александрович</i>	д.ф.м.н., профессор, заведующий лабораторией Института проблем геотермии Дагестанского научного центра РАН. Тел.: +7(906)448-58-42. E-mail: aliverdi@mail.ru
<i>Амирова Анисе Александровна</i>	младший научный сотрудник Института физики им. Х.И. Амирханова Дагестанского научного центра РАН. Тел.: +7(928)569-93-48. E-mail: anise65@mail.ru
<i>Бабаев Сергей Николаевич</i>	к.х.н., доцент кафедры физической и коллоидной химии Российского государственного университета нефти и газа (национального исследовательского университета) имени И.М. Губкина. Тел.: +7(499)507-81-32. E-mail: viost@list.ru
<i>Бадалян Александр Гарегинович</i>	PhD, научный сотрудник Австралийской школы нефти Университета Аделаиды. Тел.: +61(8-831)36-002. E-mail: alexander.badalyan@adelaide.edu.au
<i>Базаев Ахмед Рамазанович</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Института проблем геотермии Дагестанского научного центра РАН. Тел.: +7(988)299-67-05. E-mail: emilbazaev@gmail.com
<i>Базаев Эмиль Ахмедович</i>	к.т.н., ведущий научный сотрудник Института проблем геотермии Дагестанского научного центра РАН. Тел.: +7(963)413-56-17. E-mail: emilbazaev@gmail.com
<i>Бедриковецкий Павел Григорьевич</i>	DSc, PhD, профессор Австралийской школы нефти Университета Аделаиды. Тел.: +61(8-831)33-082. E-mail: pavel.bedrikovetsky@adelaide.edu.au
<i>Бейбалаев Ветлугин Джабраилович</i>	к.ф.м.н., старший научный сотрудник Дагестанского государственного университета. Тел.: +7(928)544-86-22. E-mail: kaspj_03@mail.ru
<i>Богатырёв Александр Федорович</i>	д.т.н., профессор кафедры физики Филиала ФГБОУ ВПО «Национальный исследовательский университет «МЭИ» в г. Смоленске. Тел.: +7(4812)66-43-90. E-mail: Tfs209@yandex.ru
<i>Богданов Андрей Владимирович</i>	аспирант, младший научный сотрудник сектора геологической интерпретации Лаборатории физики пласта Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7 (498)657-47-73. E-mail: A_Bogdanov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Боразжани Сара</i>	PhD, научный сотрудник Австралийской школы нефти Университета Аделаиды. Тел.: +61(8-831)330-80. E-mail: sara.borazjani@adelaide.edu.au

<i>Булейко Валерий Михайлович</i>	главный научный сотрудник Лаборатории физического моделирования многофазных процессов Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-77. E-mail: V_Buleiko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ваньков Валерий Петрович</i>	главный специалист Лаборатории физического моделирования многофазных процессов Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-77. E-mail: V_Vankov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Волков Андрей Николаевич</i>	к.т.н., начальник отдела Корпоративного центра исследований пластовых систем (кern и флюиды) Филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)73-52-20. E-mail: A.Volkov@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Воронов Виталий Павлович</i>	к.ф.-м.н., ведущий 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. Тел.: +7(911)462-56-64. E-mail: aager_kstu@mail.ru
<i>Григорьев Борис Афанасьевич</i>	чл.-корр. РАН, д.т.н., профессор, ученый секретарь ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-46-35. E-mail: B_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Григорьев Евгений Борисович</i>	д.т.н., заместитель директора Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-41-92. E-mail: E_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Гушинец Антон Сергеевич</i>	ведущий инженер Отдела подготовки новых месторождений к освоению ООО «Газпром геологоразведка». Тел.: +7(3452)381-931. E-mail: a.gushinets@ggr.gazprom.ru
<i>Давудов Ибрагим Асхабович</i>	старший преподаватель Дагестанского государственного технического университета. Тел.: +7(988)458-81-00. E-mail: ibragim-davudov@mail.ru
<i>Дадашев Мирали Нуралиевич</i>	д.т.н., профессор кафедры физической и коллоидной химии Российского государственного университета нефти и газа (национального исследовательского университета) имени И.М. Губкина. Тел.: +7(499)507-81-32. E-mail: jnus@mail.ru
<i>Джаватов Джават Курбанович</i>	д.т.н., временно исполняющий обязанности директора Института проблем геотермии Дагестанского научного центра РАН, доцент Дагестанского государственного университета. Тел.: +7(988)787-99-12. E-mail: djavatdk@mail.ru
<i>Джафаров Ренат Фархадович</i>	магистрант кафедры физической и коллоидной химии Российского государственного университета нефти и газа (национального исследовательского университета) имени И.М. Губкина. Тел.: +7(499)507-81-32. E-mail: dag1649@yandex.ru
<i>Ефременкова Алла Константиновна</i>	ассистент Санкт-Петербургского национального исследовательского университета информационных технологий, механики и оптики. Тел.: +7(812)571-56-89. E-mail: a.k.efremenkova@yandex.ru

<i>Жуков Виталий Семёнович</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Лаборатории комплексных исследований ядерного материала Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-63. E-mail: V_Zhukov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Захарчук Василий Александрович</i>	к.г.-м.н., начальник Геологического отдела ООО «Газпром добыча Астрахань». Тел.: +7(851)232-11-26. E-mail: vazaharchuk@astrakhan-dobycha.gazprom.ru
<i>Зейнижахром Аббас</i>	PhD, старший лектор Австралийской школы нефти Университета Аделаиды. Тел.: +61(8-831)38-014. E-mail: abbas.zeinijahromi@adelaide.edu.au
<i>Иселидзе Отар Викторович</i>	ведущий научный сотрудник Лаборатории комплексных исследований ядерного материала Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-63. E-mail: O_Iselidze@vniigaz.gazprom.ru
<i>Касперович Александр Геннадьевич</i>	ведущий инженер-технолог отдела аналитического мониторинга и прогноза Инженерно-технического центра ООО «Газпром переработка». Тел.: +7(495)330-53-56. E-mail: KasperovichAG@gpp.gazprom.ru
<i>Кияченко Юрий Фёдорович</i>	к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН. Тел.: +7(499)135-39-01. E-mail: kiyatchenko@mail.ru
<i>Клецкий Александр Владимирович</i>	д.т.н., профессор Санкт-Петербургского национального исследовательского университета информационных технологий, механики и оптики. Тел.: +7(812) 571-56-89. E-mail: alexander.kletsky@gmail.com
<i>Ковалёв Андрей Леонгардович</i>	к.т.н., заведующий сектором математического моделирования Лаборатории физики пласта Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-41-92. E-mail: A_Kovalev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Козлов Александр Дмитриевич</i>	д.т.н., профессор, руководитель Главного научного метрологического центра «Стандартные справочные данные о физических константах и свойствах веществ и материалов», ФГУП «ВНИИМС». Тел.: +7(495)781-48-71. E-mail: kozlov@vniims.ru
<i>Колобаев Виктор Александрович</i>	начальник отдела ФГУП «ВНИИМС». Тел.: +7(495)781-28-77. E-mail: kolobaev@vniims.ru
<i>Коновалов Владимир Анатольевич</i>	инженер 1 категории сектора исследований физических свойств ядра Лаборатории комплексных исследований ядерного материала Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-28. E-mail: V_Konovalev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Кононов Алексей Викторович</i>	главный инженер – первый заместитель генерального директора ООО «Газпром добыча Ноябрьск». Тел.: +7(3496)363-002. E-mail: kononov@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru
<i>Константинов Александр Андреевич</i>	научный сотрудник Лаборатории комплексных исследований ядерного материала Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-28. E-mail: A_Konstantinov@vniigaz.gazprom.ru

<i>Корчажкина Ирина Юрьевна</i>	научный сотрудник сектора математического моделирования Лаборатории физики пласта Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-41-92. E-mail: I_Korchazhkina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Косякова Лидия Степановна</i>	старший научный сотрудник сектора физико-химических и хроматографических исследований Лаборатории комплексных исследований углеводородных систем Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-47-06. E-mail: L_Kosyakova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Крайн Дмитрий Рангольдович</i>	заместитель начальника Лаборатории комплексных исследований углеводородных систем Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-47-06. E-mail: D_Krain@vniigaz.gazprom.ru
<i>Кубанова Марина Михайловна</i>	младший научный сотрудник Лаборатории геолого-промысловых исследований Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-48-61. E-mail: M_Kubanova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Кузьмин Юрий Олегович</i>	д.ф.-м.н., профессор, заведующий Лабораторией современной геодинамики, заведующий Отделением разведочной геофизики и прикладной геодинамики Института физики Земли имени О.Ю Шмидта, профессор Горного института НИТУ МИСиС. Тел.: +7(499)254-65-65. E-mail: kuzmin@ifz.ru
<i>Кучеренко Мария Александровна</i>	к.т.н., доцент кафедры физики Филиала ФГБОУ ВПО «Национальный исследовательский университет «МЭИ» в г. Смоленске. Тел.: +7(910)713-33-30. E-mail: Tfs209@yandex.ru
<i>Лаптев Юрий Александрович</i>	к.т.н., тьютор Санкт-Петербургского национального исследовательского университета информационных технологий, механики и оптики. Тел.: +7(812)571-69-12. E-mail: laptev_yua@mail.ru
<i>Лапшин Владимир Ильич</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Центра разработки месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-26. E-mail: V_Lapshin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Левинский Иван Юрьевич</i>	начальник Отдела методологии и контроля реализации проектных решений ООО «Газпром геологоразведка». Тел.: +7(3452)381-931. E-mail: i.levinskiy@ggr.gazprom.ru
<i>Логинов Вячеслав Александрович</i>	заведующий сектором физико-химических и хроматографических исследований Лаборатории комплексных исследований углеводородных систем Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-47-06. E-mail: V_Loginov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Лычева Елена Фёдоровна</i>	инженер 1 категории Отдела подготовки новых месторождений к освоению ООО «Газпром геологоразведка». Тел.: +7(3452)381-931. E-mail: e.lycheva@ggr.gazprom.ru
<i>Люгай Андрей Дмитриевич</i>	младший научный сотрудник сектора термодинамических исследований и моделирования фазовых превращений Лаборатории комплексных исследований углеводородных систем Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-47-08. E-mail: AndreyLyugai@vniigaz.gazprom.ru

<i>Макеенкова Ольга Андреевна</i>	к.т.н., доцент кафедры физики Филиала ФГБОУ ВПО «Национальный исследовательский университет «МЭИ» в г. Смоленске. Тел.: +7(952)997-69-27. E-mail: Tfs209@yandex.ru
<i>Манихин Олег Юрьевич</i>	заместитель начальника Отдела исследований технологических процессов Инженерно-технического центра ООО «Газпром добыча Ноябрьск». Тел.: +7(3496)368-214. E-mail: manihin.oYu@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru
<i>Мизин Андрей Витальевич</i>	заместитель начальника Лаборатории физического моделирования многофазных процессов Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-77. E-mail: A_Mizin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Михалкина Ольга Геннадьевна</i>	к.х.н., заместитель начальника Лаборатории комплексных исследований kernового материала Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-28. E-mail: O_Mikhalkina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Монахова Ольга Михайловна</i>	ведущий инженер Лаборатории физического моделирования многофазных процессов Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-77. E-mail: O_Monakhova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Моторин Дмитрий Викторович</i>	начальник Отдела эксплуатации промысловых объектов Центра эксплуатации скважин и промысловых объектов Тюменского филиала ООО «Газпром проектирование». Тел.: +7(3452)286-484. E-mail: MotorinDV@tngg.ru
<i>Музыкаина Виктория Сергеевна</i>	аспирант ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(926)967-24-19. E-mail: muzykinavs@gmail.com
<i>Мурсалов Румедин Рафикович</i>	магистрант кафедры физической и коллоидной химии Российского государственного университета нефти и газа (национального исследовательского университета) имени И.М. Губкина. Тел.: +7(499)507-81-32. E-mail: sicovich95.ru@mail.ru
<i>Наренков Роман Юрьевич</i>	научный сотрудник сектора физико-химических и хроматографических исследований Лаборатории комплексных исследований углеводородных систем Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-47-06. E-mail: R_Narenkov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Нуржаган Маисовна Булаева</i>	д.т.н., академик АИО, генеральный директор ООО «Центр сопряженного мониторинга окружающей среды и природных ресурсов». Тел.: +7(926)067-59-67. E-mail: bulaeva_nurjagan@mail.ru
<i>Ожерельев Дмитрий Александрович</i>	начальник Отдела исследований технологических процессов Инженерно-технического центра ООО «Газпром добыча Ноябрьск». Тел.: +7(3496)368-368. E-mail: ojerelev.da@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru
<i>Омельченко Олег Анатольевич</i>	старший научный сотрудник Лаборатории добычи и переработки углеводородного сырья Отдела эксплуатации промысловых объектов Центра эксплуатации скважин и промысловых объектов Тюменского филиала ООО «Газпром проектирование». Тел.: +7(3452)286-580. E-mail: OmelchenkoOA@tngg.ru

<i>Парфёнова Наталья Михайловна</i>	старший научный сотрудник сектора физико-химических и хроматографических исследований Лаборатории комплексных исследований углеводородных систем Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-47-06. E-mail: N_Parfenova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Перунова Татьяна Алексеевна</i>	ведущий инженер сектора исследований фильтрации Лаборатории физики пласта Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-41-92. E-mail: T_Perunova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Плешков Иван Владимирович</i>	научный сотрудник Лаборатории моделирования процессов разработки Центра геологического и гидродинамического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-46-24. E-mail: I_Pleshkov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Поднек Виталий Эдуардович</i>	к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник, заведующий Лабораторией фазовых переходов и критических явлений Института проблем нефти и газа РАН. Тел.: +7(499)135-39-01. E-mail: podnek77@gmail.com
<i>Попов Андрей Алексеевич</i>	ведущий инженер сектора исследований фильтрации Лаборатории физики пласта Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-41-92. E-mail: A_Popov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Пушкарёва Дарья Андреевна</i>	младший научный сотрудник Лаборатории комплексных исследований ядерного материала Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-28. E-mail: D_Pushkareva@vniigaz.gazprom.ru
<i>Рамазанова Ада Энверовна</i>	к.т.н., доцент, ведущий научный сотрудник Института проблем геотермии Дагестанского научного центра РАН. Тел.: +7(909)481-19-73. E-mail: ada_ram@mail.ru
<i>Рассел Томас</i>	аспирант Австралийской школы нефти Университета Аделаиды. Тел.: +61(8-831)38-022. E-mail: thomas.l.russell@adelaide.edu.au
<i>Рассохин Сергей Геннадьевич</i>	д.т.н., заместитель директора Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-55. E-mail: S_Rassokhin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Семёнов Евгений Олегович</i>	к.г.-м.н., начальник Лаборатории комплексных исследований ядерного материала Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-28. E-mail: E_Semenov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Сирота Александр Сергеевич</i>	заместитель начальника отдела 307/5/4 ПАО «Газпром». Тел.: +7(812)413-73-81. E-mail: A.sirota@adm.gazprom.ru
<i>Соколов Александр Фёдорович</i>	к.т.н., начальник Лаборатории физического моделирования многофазных процессов Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-77. E-mail: AF_Sokolov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Сокотущенко Вадим Николаевич</i>	к.т.н., доцент, заместитель заведующего кафедрой физико-технических систем Государственного университета «Дубна», ведущий инженер Лаборатории № 2.1.3.1. – распределенной генерации ОИВТ РАН. Тел.: +7(962)951-53-52. E-mail: sokotushenko@mail.ru

<i>Солдатов Сергей Геннадьевич</i>	начальник Отдела подготовки новых месторождений к освоению ООО «Газпром геологоразведка». Тел.: +7(3452)381-934. E-mail: s.soldatov@ggr.gazprom.ru
<i>Троцкий Владимир Михайлович</i>	к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории физического моделирования многофазных процессов Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-77. E-mail: V_Troitskiy@vniigaz.gazprom.ru
<i>Украинцева Дарья Евгеньевна</i>	начальник Лаборатории добычи и переработки углеводородного сырья Отдела эксплуатации промысловых объектов Центра эксплуатации скважин и промысловых объектов Тюменского филиала ООО «Газпром проектирование». Тел.: +7(3452)286-580. E-mail: UkraintsevaDE@tngg.ru
<i>Федулов Дмитрий Михайлович</i>	заместитель начальника Лаборатории промысловых низкотемпературных процессов Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-26. E-mail: D_Fedulov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Филленко Денис Геннадьевич</i>	младший научный сотрудник кафедры физической и коллоидной химии Российского государственного университета нефти и газа (национального исследовательского университета) имени И.М. Губкина. Тел.: +7(499)507-81-32. E-mail: denfile@yandex.ru
<i>Фомин Евгений Леонтьевич</i>	начальник Лаборатории физики пласта Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-41-92. E-mail: E_Fomin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Цветков Олег Борисович</i>	д.т.н., профессор Санкт-Петербургского национального исследовательского университета информационных технологий, механики и оптики. Тел.: +7(812)571-56-89. E-mail: tsvetkov@corp.ifmo.ru
<i>Чекер Лариса</i>	аспирант Австралийской школы нефти Университета Аделаиды. Тел.: +61(8-831)34-299. E-mail: larissa.boechatchequer@adelaide.edu.au
<i>Шарафутдинов Руслан Фархатович</i>	заместитель директора центра ООО «Газпром геологоразведка». Тел.: +7(3452)381-929. E-mail: r.sharafutdinov@ggr.gazprom.ru
<i>Шафиев Ильдар Маратович</i>	начальник Лаборатории комплексных исследований углеводородных систем Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-47-06. E-mail: I_Shafiev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Шеберстов Евгений Викторович</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Лаборатории физики пласта Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-41-92. E-mail: E_Sheberstov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Эмиров Субханверди Нурмагомедович</i>	д.т.н., профессор, главный научный сотрудник Института проблем геотермии Дагестанского научного центра РАН. Тел.: +7(928)837-36-75. E-mail: wemirov@mail.ru
<i>Ю Чженъцзян</i>	PhD, научный сотрудник Австралийской школы нефти Университета Аделаиды. Тел.: +61(7-336)56-195.
<i>Юдин Игорь Кронидович</i>	ведущий научный сотрудник Лаборатории фазовых переходов и критических явлений Института проблем нефти и газа РАН. Тел.: +7(499)135-39-01. E-mail: yudin@photocor.com

## Information about the authors

<i>Aleksandrov Igor Stanislavovich</i>	candidate of engineering, assistant professor of the Heat and gas supply and ventilation chair at Kaliningrad State Technical University. Tel.: +7(909)780-09-95. E-mail: alexandrov_kgrd@mail.ru
<i>Alemanov Aleksandr Yevgenyevich</i>	leading engineer of the Laboratory for physical modelling of multiphase processes in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-77. E-mail: A_Alemanov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Aliverdiyev Abutrab Aleksandrovich</i>	doctor of physics and mathematics, professor, head of the laboratory at the Institute for Geothermal Problems, Dagestan Scientific Center of RAS. Tel.: +7(906)448-58-42. E-mail: aliverdi@mail.ru
<i>Amirova Anise Aleksandrovna</i>	junior research associate at the Amirkhanov Institute of Physics of the Dagestan Scientific Center of RAS. Tel.: +7(928)569-93-48. E-mail: anise65@mail.ru
<i>Babayev Sergey Nikolayevich</i>	candidate of chemistry, assistant professor of the Chair for physical and colloidal chemistry at I.M. Gubkin Russian State University of Oil and Gas (national research university). Tel.: +7(499)507-81-32. E-mail: viost@list.ru
<i>Badalyan Alexander Gareginovich</i>	PhD, research fellow at the Australian School of Petroleum in the University of Adelaide. Tel.: +61(8-831)36-002. E-mail: alexander.badalyan@adelaide.edu.au
<i>Bazayev Akhmed Ramazanovich</i>	doctor of engineering, chief research associate at the Institute for Geothermal Problems, Dagestan Scientific Center of RAS. Tel.: +7(988)299-67-05. E-mail: emilbazaev@gmail.com
<i>Bazayev Emil Akhmedovich</i>	candidate of engineering, leading research associate at the Institute for Geothermal Problems, Dagestan Scientific Center of RAS. Tel.: +7(963)413-56-17. E-mail: emilbazaev@gmail.com
<i>Bedrikovetsky Pavel Grigoryevich</i>	DSc, PhD, professor in petroleum engineering at the Australian School of Petroleum in the University of Adelaide. Tel.: +61(8-831)33-082. E-mail: pavel.bedrikovetsky@adelaide.edu.au
<i>Beybalayev Velugin Dzhabrailovich</i>	candidate of physics and mathematics, senior research associate at the Dagestan State University. Tel.: +7(928)544-86-22. E-mail: kaspj_03@mail.ru
<i>Bogatyrev Aleksandr Fedorovich</i>	doctor of engineering, professor of the Physics chair at the Smolensk Branch of National Research University "Moscow Power Engineering Institute". Tel.: +7(4812)66-43-90. E-mail: Tfs209@yandex.ru
<i>Bogdanov Andrey Vladimirovich</i>	postgraduate student, junior research associate in the Geological interpretation sector of the Stratum physics laboratory in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7 (498)657-47-73. E-mail: A_Bogdanov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Borazjani Sara</i>	PhD, research fellow at the Australian School of Petroleum in the University of Adelaide. Tel.: +61(8-831)330-80. E-mail: sara.borazjani@adelaide.edu.au

<i>Buleyko Valeriy Mikhaylovich</i>	chief research associate of the Laboratory for physical modelling of multiphase processes in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-77. E-mail: V_Buleiko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Chequer Larissa</i>	PhD candidate at the Australian School of Petroleum in the University of Adelaide. Tel.: +61(8-831)34-299. E-mail: larissa.boeatchequer@adelaide.edu.au
<i>Dadashev Mirali Nuraliyevich</i>	doctor of engineering, professor of the Chair for physical and colloidal chemistry at I.M. Gubkin Russian State University of Oil and Gas (national research university). Tel.: +7(499)507-81-32. E-mail: jnus@mail.ru
<i>Davudov Ibragim Askhabovich</i>	senior lecturer at Daghestan State Technical University. Tel.: +7(988)458-81-00. E-mail: ibragim-davudov@mail.ru
<i>Dzhafarov Renat Farkhadovich</i>	master's degree student at the Chair for physical and colloidal chemistry at I.M. Gubkin Russian State University of Oil and Gas (national research university). Tel.: +7(499)507-81-32. E-mail: dag1649@yandex.ru
<i>Dzhavatov Dzhavat Kurbanovich</i>	doctor of engineering, temporarily in charge of the director of the Institute for Geothermal Problems in the Dagestan Scientific Center of RAS, assistant professor of Dagestan State University. Tel.: +7(988)787-99-12. E-mail: djavatdk@mail.ru
<i>Emirov Subkhanverdi Nurmagomedovich</i>	doctor of engineering, professor, chief research associate at the Institute for Geothermal Problems, Dagestan Scientific Center of RAS. Tel.: +7(928)837-36-75. E-mail: wemirov@mail.ru
<i>Fedulov Dmitriy Mikhaylovich</i>	deputy head of the Laboratory for field low-temperature processes at the Center for gas production of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: D_Fedulov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Fileiko Denis Gennadyevich</i>	junior research associate at the Chair for physical and colloidal chemistry at I.M. Gubkin Russian State University of Oil and Gas (national research university). Tel.: +7(499)507-81-32. E-mail: denfile@yandex.ru
<i>Fomin Yevgeniy Leontyevich</i>	head of the Stratum physics laboratory of the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-41-92. E-mail: E_Fomin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Gerasimov Anatoliy Alekseyevich</i>	doctor of engineering, professor, head of the Heat and gas supply and ventilation chair at Kaliningrad State Technical University. Tel.: +7(911)462-56-64. E-mail: aager_kstu@mail.ru
<i>Grigoryev Boris Afanasyevich</i>	doctor of engineering, associate member of RAS, professor, academic secretary of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-46-35. E-mail: B_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Grigoryev Yevgeniy Borisovich</i>	doctor of engineering, deputy director of the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-41-92. E-mail: E_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Gushinets Anton Sergeevich</i>	leading engineer at the Department for preparation of new fields for development at the Gazprom Geologorazvedka LLC. Tel.: +7(3452)381-931. E-mail: a.gushinets@ggr.gazprom.ru

<i>Iselidze Otar Viktorovich</i>	leading research associate in the Laboratory for complex research of core material of the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-63. E-mail: O_Iselidze@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kasperovich Aleksandr Gennadyevich</i>	leading engineer in the Department for analytical monitoring and forecast of the Engineering & technical center at the Gazprom Pererabotka LLC. Tel.: +7(495)330-53-56. E-mail: KasperovichAG@gpp.gazprom.ru
<i>Kiyachenko Yuriy Fedorovich</i>	candidate of physics and mathematics, leading research associate at the Oil and Gas Research Institute (IPNG) of RAS. Tel.: +7(499)135-39-01. E-mail: kiyatchenko@mail.ru
<i>Kletskiy Aleksandr Vladimirovich</i>	doctor of engineering, professor of St. Petersburg University of Information Technologies, Mechanics and Optics. Tel.: +7(812)571-56-89. E-mail: alexander.kletskiy@gmail.com
<i>Kolobayev Viktor Aleksandrovich</i>	head of the department at the All-Russian Scientific Research Institute of Metrological Service. Tel.: +7(495)781-28-77. E-mail: kolobaev@vniims.ru
<i>Kononov Aleksy Viktorovich</i>	chief engineer – the 1 <sup>st</sup> deputy general director of the Gazprom Dobycha Noyabrsk LLC. Tel.: +7(3496)363-002/ E-mail: kononov@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru
<i>Konovalov Vladimir Anatolyevich</i>	engineer of the 1 <sup>st</sup> category in the sector for studying core's physical behavior at the Laboratory for complex research of core in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-28. E-mail: V_Konovalov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Konstantinov Aleksandr Andreyevich</i>	research associate in the Laboratory for complex research of core material of the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-28. E-mail: A_Konstantinov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Korchazhkina Irina Yuryevna</i>	research associate at the sector for mathematical modelling of the Stratum physics laboratory in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-41-92. E-mail: I_Korchazhkina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kosyakova Lidiya Stepanovna</i>	senior research associate of the sector for physical-chemical and chromatographic research of the Laboratory for complex research of hydrocarbon systems in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-47-06. E-mail: L_Kosyakova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kovalev Andrey Leongardovich</i>	candidate of engineering, head of the sector for mathematical modelling in the Stratum physics laboratory of the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-41-92. E-mail: A_Kovalev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kozlov Aleksandr Dmitriyevich</i>	doctor of engineering, professor, head of the Chief scientific metrological center of the State service for standard reference data on physical constants and properties of substances and materials (GSSSD) at the All-Russian Scientific Research Institute of Metrological Service. Tel.: +7(495)781-48-71. E-mail: kozlov@vniims.ru

<i>Krayn Dmitriy Ragnoldovich</i>	deputy head of the Laboratory for complex research of hydrocarbon systems in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-47-06. E-mail: D_Krain@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kubanova Marina Mikhaylovna</i>	junior research associate at the Field geological research laboratory in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-48-61. E-mail: M_Kubanova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kucherenko Mariya Aleksandrovna</i>	candidate of engineering, assistant professor of the Physics chair at the Smolensk Branch of National Research University "Moscow Power Engineering Institute". Tel.: +7(910)713-33-30. E-mail: Tfs209@yandex.ru
<i>Kuzmin Yuriy Olegovich</i>	doctor of physics and mathematics, professor, head of the Laboratory for contemporary geodynamics and head of the Department for exploratory geophysics at the O.Yu. Shmidt Institute of Physics of the Erath of RAS, professor of the College of Mining at the NUST MISIS. Tel.: +7(499)254-65-65. E-mail: kuzmin@ifz.ru
<i>Lapshin Vladimir Ilyich</i>	doctor of engineering, chief research associate of the Center for fields' development at the Gazprom VNIIGAZ. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: V_Lapshin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Laptev Yuriy Aleksandrovich</i>	candidate of engineering, tutor of St. Petersburg University of Information Technologies, Mechanics and Optics. Tel.: +7(812)571-69-12. E-mail: laptev_yua@mail.ru
<i>Levinskiy Ivan Yuryevich</i>	head of the Department for methodology and control of realization of design options at the Gazprom Geologorazvedka LLC. Tel.: +7(3452)381-931. E-mail: i.levinskiy@ggr.gazprom.ru
<i>Loginov Vyacheslav Aleksandrovich</i>	head of the sector for physical-chemical and chromatographic research of the Laboratory for complex research of hydrocarbon systems in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-47-06. E-mail: V_Loginov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Lycheva Yelena Fedorovna</i>	engineer of the 1 <sup>st</sup> category at the Department for preparation of new fields for development at the Gazprom Geologorazvedka LLC. Tel.: +7(3452)381-931. E-mail: e.lycheva@ggr.gazprom.ru
<i>Lyugay Andrey Dmitriyevich</i>	junior research associate at the sector for thermodynamic research and simulation of phase transformations of the Laboratory for complex research of hydrocarbon systems in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-47-08. E-mail: AndreyLyugai@vniigaz.gazprom.ru
<i>Makeyenkova Olga Andreyevna</i>	candidate of engineering, assistant professor of the Physics chair at the Smolensk Branch of National Research University "Moscow Power Engineering Institute". Tel.: +7(952)997-69-27. E-mail: Tfs209@yandex.ru
<i>Manikhin Oleg Yuryevich</i>	deputy head of the Department for studying technological processes at the Engineering technical center in the Gazprom Dobycha Noyabrsk LLC. Tel.: +7(3496)368-214. E-mail: manihin.oyu@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru
<i>Mikhalkina Olga Gennadyevna</i>	candidate of chemistry, deputy head of the Laboratory for complex research of core in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-28. E-mail: O_Mikhalkina@vniigaz.gazprom.ru

<i>Mizin Andrey Vitalyevich</i>	deputy head of the Laboratory for physical modelling of multiphase processes at the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-77. E-mail: A_Mizin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Monakhova Olga Mikhaylovna</i>	leading engineer of the Laboratory for physical modelling of multiphase processes in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-77. E-mail: O_Monakhova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Motorin Dmitriy Viktorovich</i>	head of the Department for operation of field facilities at the Center for operation of wells and field facilities in the Tumen subsidiary of the Gazprom Proektirovaniye LLC. Tel.: +7(3452)286-484. E-mail: MotorinDV@tngg.ru
<i>Mursalov Rumedin Rafikovich</i>	master's degree student at the Chair for physical and colloidal chemistry at I.M. Gubkin Russian State University of Oil and Gas (national research university). Tel.: +7(499)507-81-32. E-mail: sicovich95.ru@mail.ru
<i>Muzykina Viktoriya Sergeyevna</i>	postgraduate student of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(926)967-24-19. E-mail: muzykinavs@gmail.com
<i>Narenkov Roman Yuryevich</i>	research associate at the sector for physical-chemical and chromatographic research of the Laboratory for complex research of hydrocarbon systems in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-47-06. E-mail: R_Narenkov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Nurzhagan Maisovna Bulayeva</i>	doctor of engineering, general director of the «Center for the Concurrent Monitoring of the Environment and Natural Resources» LLC. Tel.: +7(926)067-59-67. E-mail: bulaeva_nurjagan@mail.ru
<i>Omelchenko Oleg Anatolyevich</i>	chief research associate at the Laboratory for production and processing of raw hydrocarbons of the Department for operation of field facilities at the Center for operation of wells and field facilities in the Tumen subsidiary of the Gazprom Proektirovaniye LLC. Tel.: +7(3452)286-580. E-mail: OmelchenkoOA@tngg.ru
<i>Ozherelyev Dmitriy Aleksandrovich</i>	head of the Department for studying technological processes at the Engineering technical center in the Gazprom Dobycha Noyabrsk LLC. Tel.: +7(3496)368-368. E-mail: ojerelev.da@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru
<i>Parfenova Natalya Mikhaylovna</i>	senior research associate of the sector for physical-chemical and chromatographic research of the Laboratory for complex research of hydrocarbon systems in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-47-06. E-mail: N_Parfenova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Perunova Tatyana Alekseyevna</i>	leading engineer at the filtration research sector of the Stratum physics laboratory in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-41-92. E-mail: T_Perunova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Pleshkov Ivan Vladimirovich</i>	research associate at the Laboratory for modelling of exploration processes in the Center for geological and hydrodynamic modelling at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-46-24. E-mail: I_Pleshkov@vniigaz.gazprom.ru

<i>Podnek Vitaliy Eduardovich</i>	candidate of physics and mathematics, leading research associate, head of the Laboratory for phase transitions and critical phenomena at the Oil and Gas Research Institute (IPNG) of RAS. Tel.: +7(499)135-39-01. E-mail: podnek77@gmail.com
<i>Popov Andrey Alekseyevich</i>	leading engineer at the filtration research sector of the Stratum physics laboratory in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-41-92. E-mail: A_Popov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Pushkareva Darya Andreyevna</i>	junior research associate of the Laboratory for complex research of core in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-28. E-mail: D_Pushkareva@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ramazanova Ada Enverovna</i>	candidate of engineering, assistant professor, leading research associate at the Institute for Geothermal Problems, Dagestan Scientific Center of RAS. Tel.: +7(909)481-19-73. E-mail: ada_ram@mail.ru
<i>Rassokhin Sergey Gennadyevich</i>	doctor of engineering, deputy director of the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-55. E-mail: S_Rassokhin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Russell Thomas</i>	PhD candidate at the Australian School of Petroleum in the University of Adelaide. Tel.: +61(8-831)38-022. E-mail: thomas.l.russell@adelaide.edu.au
<i>Semenov Yevgeniy Olegovich</i>	candidate of geology and mineralogy, head of the Laboratory for complex research of core in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-28. E-mail: E_Semenov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Shafiyev Ildar Maratovich</i>	head of the Laboratory for complex research of hydrocarbon systems in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-47-06. E-mail: I_Shafiev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Sharafutdinov Ruslan Farkhatovich</i>	deputy director of the center at the Gazprom Geologorazvedka LLC. Tel.: +7(3452)381-929. E-mail: r.sharafutdinov@ggr.gazprom.ru
<i>Sheberstov Yevgeniy Viktorovich</i>	doctor of engineering, chief research associate of the Stratum physics laboratory at the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-41-92. E-mail: E_Sheberstov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Sirota Aleksandr Sergeyevich</i>	deputy head of the Gazprom PJSC department no. 307/5/4. Tel.: +7(812)413-73-81. E-mail: A.sirota@adm.gazprom.ru
<i>Sokolov Aleksandr Fedorovich</i>	candidate of engineering, head of the Laboratory for physical modelling of multiphase processes at the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-77. E-mail: AF_Sokolov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Sokotushchenko Vadim Nikolayevich</i>	candidate of engineering, assistant professor, deputy head of the Chair for physical and engineering systems at the State University «Dubna», leading engineer at the Joint Institute for High Temperatures of the RAS. Tel.: +7(962)951-53-52. E-mail: sokotushenko@mail.ru

<i>Soldatov Sergey Gennadyevich</i>	head of the Department for preparation of new fields for development at the Gazprom Geologorazvedka LLC. Tel.: +7(3452)381-934. E-mail: s.soldatov@ggr.gazprom.ru
<i>Troitskiy Vladimir Mikhaylovich</i>	candidate of physics and mathematics, leading research associate of the Laboratory for physical modelling of multiphase processes in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-77. E-mail: V_Troitskiy@vniigaz.gazprom.ru
<i>Tsvetkov Oleg Borisovich</i>	doctor of engineering, professor of St. Petersburg University of Information Technologies, Mechanics and Optics. Tel.: +7(812)571-56-89. E-mail: tsvetkov@corp.ifmo.ru
<i>Ukrainitseva Darya Yevgenyevna</i>	head of the Laboratory for production and processing of raw hydrocarbons of the Department for operation of field facilities at the Center for operation of wells and field facilities in the Tumen subsidiary of the Gazprom Projektirovaniye LLC. Tel.: +7(3452)286-580. E-mail: UkrainitsevaDE@tngg.ru
<i>Vankov Valeriy Petrovich</i>	chief specialist of the Laboratory for physical modelling of multiphase processes in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-77. E-mail: V_Vankov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Volkov Andrey Nikolayevich</i>	candidate of engineering, head of the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) department at the Gazprom VNIIGAZ LLC subsidiary in Ukhta. Tel.: +7(8216)73-52-20. E-mail: A.Volkov@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Voronov Vitaliy Pavlovich</i>	candidate of physics and mathematics, leading research associate at the Oil and Gas Research Institute (IPNG) of RAS. Tel.: +7(499)135-39-01. E-mail: voronov@ogri.ru
<i>Yefremenkova Alla Konstantinovna</i>	assistant lecturer of St. Petersburg University of Information Technologies, Mechanics and Optics. Tel.: +7(812)571-56-89. E-mail: a.k.efremenkova@yandex.ru
<i>You Zhenjiang</i>	PhD, research fellow at the Australian School of Petroleum in the University of Adelaide. Tel.: +61(7-336)56-195.
<i>Yudin Igor Kronidovich</i>	leading research associate at the Laboratory for phase transitions and critical phenomena in the Oil and Gas Research Institute (IPNG) of RAS. Tel.: +7(499)135-39-01. E-mail: yudin@photocor.com
<i>Zakharchuk Vasily Aleksandrovich</i>	candidate of geology and mineralogy, head of the Geological department at the Gazprom Dobycha Astrakhan LLC. Tel.: +7(851)232-11-26. E-mail: vazharchuk@astrakhan-dobycha.gazprom.ru
<i>Zeinijahromi Abbas</i>	PhD, senior lecturer at the Australian School of Petroleum in the University of Adelaide. Tel.: +61(8-831)38-014. E-mail: abbas.zeinijahromi@adelaide.edu.au
<i>Zhukov Vitaliy Semenovich</i>	doctor of engineering, chief research associate of the Laboratory for complex research of core material in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-63. E-mail: V_Zhukov@vniigaz.gazprom.ru