ISSN 2306-8949

№ 3 (52) / 2022 | НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СБОРНИК

ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

3 2022

ГАЗПРОМ ВНИИГАЗ

Научно-технический сборник

«Вести газовой науки»

№ 3 (52) / 2022 **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., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
Л.В. Эдер, д.э.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Редакционная коллегия
А.Н. Дмитриевский, д.г.-м.н., профессор, ИПНГ РАН
А.Г. Потапов, д.т.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
В.А. Скоробогатов, д.г.-м.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
М.М.-Р. Гайдаров, д.т.н, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
М.В. Пятахин, д.ф.-м.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
А.М. Лихушин, д.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
М.А. Анисимов, д.ф.-м.н., профессор, Институт физической науки и техники, Университет Мэриленда, США
М.Н. Мансуров, д.т.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
И.Г. Мищенко, д.т.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
Б.А. Сулейманов, д.т.н., профессор, Азербайджанская государственная нефтяная академия
В.Г. Кучеров, д.ф.-м.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина; доцент, Королевский технологический университет, Швеция
В.В. Харионовский, д.т.н., профессор
В.П. Черний, д.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
О.В. Трифонов, д.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
А.Л. Терехов, д.т.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
А.В. Шевченко, д.т.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
В.С. Сафонов, д.т.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
В.Н. Башкин, д.б.н., профессор, Институт физико-химических и биологических проблем почвоведения РАН
Е.Б. Григорьев, д.т.н., доцент, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
Н.А. Бузников, д.ф.-м.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

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

Рецензент *В.А. Истомин*, д.х.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

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 область, г.о. Ленинский, п. Развилка, пр-д Проектируемый № 5537, зд. 15, стр. 1.

По вопросам подписки и приобретения обращаться:
Тел./факс: + 7 (498) 657-41-73
E-mail: vesti-gas@vniigaz.gazprom.ru
www.vesti-gas.ru

Подписано в печать 16.01.2023 г. Тираж 500 экз.
Подписной индекс по каталогу ОАО Агентство «Роспечать» № 58685.

Отпечатано в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
142717, Московская область, г.о. Ленинский, п. Развилка, пр-д Проектируемый № 5537, зд. 15, стр. 1.

© ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2022

Цена свободная.

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

Слово редактора

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

В настоящее время в ПАО «Газпром» вводятся в разработку новые уникальные газовые и газоконденсатные месторождения. Активно реализуется мегапроект «Ямал», созданы Якутский, Иркутский и другие центры газодобычи. Одновременно продолжается освоение новых продуктивных горизонтов в традиционных районах газодобычи Западной Сибири.

В научном плане существенный интерес сейчас представляет разработка и эксплуатация месторождений, которые можно отнести к нетрадиционным. Это надсеноманские низкотемпературные отложения (по петрофизическим характеристикам такие залежи фактически являются нетрадиционными), а также глубокозалегающие ачимовские газоконденсатные и нефтяные залежи с аномально высоким пластовым давлением, в перспективе – залежи юрских горизонтов. В этой связи специалистам отрасли приходится ставить и решать комплекс новых наукоемких задач, обусловленных постепенным окончанием «эпохи сеноманского газа» и переходом к освоению нефтегазоконденсатных месторождений в нетрадиционных коллекторах, когда пластовые флюиды характеризуются содержанием широкого спектра легких углеводородов групп от C_2 до C_4, наличием неуглеводородных компонентов и значительными вариациями конденсатного фактора. Некоторые аспекты этого широкого фронта исследований затронуты и в настоящем сборнике.

Новый выпуск сборника «Вести газовой науки» раскрывает следующие актуальные вопросы:

1) экспериментальное исследование кернов (влияние трещинной пористости на петрофизические и фильтрационные свойства коллекторов, развитие экспериментальных методов определения функций относительных фазовых проницаемостей в двух- и трехфазных системах, развитие моделей цифрового керна и др.);

2) повышение продуктивности скважин за счет проведения различных геотехнологических мероприятий (подбор новых буровых растворов для проводки скважин в осложненных горно-технологических условиях, гидроразрыв пласта, реагенты для интенсификации притока к скважинам в подземных хранилищах газа и др.);

3) совершенствование промысловых технологий добычи газа и функционирования подземных хранилищ (подбор новых ингибиторов гидратообразования, управление работой системы «пласт – скважина», совершенствование газодинамических исследований скважин в осложненных условиях и др.);

4) физико-химические и теплофизические свойства флюидальных систем.

Издание рассчитано на широкий круг специалистов нефтегазового профиля, а также на студентов и аспирантов.

Содержание

4 **Рябов Д.Ю., Истомин В.А., Сергеева Д.В.**
Распределение пластовой температуры по площади туронской залежи Южно-Русского месторождения

14 **Малышев С.В., Середа Н.Е., Чикризов А.И.**
Повышение эффективности технологии гидроразрыва пласта в терригенных коллекторах

23 **Михайловский А.А.**
Энергетические режимы эксплуатации газовых залежей подземных хранилищ газа и особенности их определения

29 **Люгай Антон Д., Люгай Андрей Д.**
Методический подход к управлению работой системы «пласт – скважина» в пакерных скважинах на глубокозалегающих месторождениях со сложным компонентным составом газа

35 **Рогалев М.С., Саранчин Н.В.**
Определение дебитов газовых скважин при проведении газодинамических исследований

42 **Пономарева Е.А.**
Вариативность корреляционных построений при выполнении подсчета запасов углеводородов

48 **Шевцов А.Г.**
Особенности исследования пластовых систем метаноугольных месторождений Кузбасса

52 **Герасимов А.А., Александров И.С., Григорьев Б.А.**
Плотность жидкой фазы и критические свойства раствора пропанол-1 + вода

60 **Базаев Э.А., Базаев А.Р., Османова Б.К., Григорьев Е.Б.**
Объемные свойства смесей паров воды и н-октана в условиях разработки нефтяных месторождений тепловыми методами

68 **Жуков В.С.**
Экспериментальные исследования влияния трещин на петрофизические свойства коллекторов

78 **Орлов Д.М., Алексеев В.В., Пиманов В.О., Муравлева Е.А., Коротеев Д.А.**
Многомасштабная модель цифрового керна для сложнопостроенных карбонатных коллекторов

90 **Тройникова А.А., Истомин В.А., Семенов А.П., Сергеева Д.В., Квон В.Г., Муратова Э.Ж.**
Перспективы применения электролитов как ингибиторов гидратообразования

101 **Сергеева Д.В., Муратова Э.Ж., Истомин В.А., Шулепин С.А., Федулов Д.М.**
Предупреждение солеотложений при эксплуатации скважин на подземных хранилищах газа, созданных в водоносных горизонтах

109 **Петрова Ю.Ю., Таныкова Н.Г., Спасенных М.Ю., Козлова Е.В., Леушина Е.А., Костина Ю.В.**
Комплексная оценка содержания органического вещества в породах методами ИК-спектроскопии, термического анализа и пиролиза

117 **Григорьев Б.А., Зайченко В.М., Иванин О.А., Молчанов Д.А.**
Метод определения функций относительных фазовых проницаемостей двухкомпонентных углеводородных смесей

129 **Парфенова Н.М., Наренков Р.Ю., Григорьев Е.Б.**
Взаимодействие геохимических и физико-химических методов исследования углеводородных систем многопластовых месторождений

136 **Макеенкова О.А., Белалов В.Р., Григорьев Е.Б.**
Коэффициенты взаимной диффузии газовых систем $C_3H_8 – C_2H_6$, $C_5H_{12} – C_2H_6$, $C_4H_{10} – C_3H_8$ и $C_5H_{12} – CH_4$ при низких давлениях

142 **Пятахин М.В., Оводов С.О., Шулепин С.А., Хан С.А., Костиков С.Л., Гайдаш Ю.М.**
Новый метод повышения продуктивности газовых скважин на базе геомеханического дробления породы в призабойной зоне пласта

148 **Парфенова Н.М., Наренков Р.Ю., Григорьев Е.Б.**
Комплексный подход при мониторинге фракционного состава конденсатов валанжинских залежей Уренгойского месторождения

155 **Еланский М.Ю., Тарасова А.М., Лобанова А.Н.**
Научное обоснование параметрической и флюидальной модели, созданной по данным исследования керна, отобранного из отложений гдовского горизонта Невского подземного газохранилища

168 **Колесников Б.П., Магомадов А.С., Арушанян Р.Р., Григорьев Б.А.**
Физико-математическое моделирование и экспериментальные исследования коэффициента теплопроводности нефтегазоносных горных пород

175 **Плетнева В.А., Корнилов А.С., Коробков Д.А., Сафонов И.В., Якимчук И.В., Стукан М.Р.**
Измерение межфазного натяжения и краевого угла смачивания в пластовых условиях с помощью рентгенографии

182 **Шулепин С.А., Николаев О.В., Казарян В.П., Умарбеков Р.О., Гридин А.Д.**
Способы обработки и обоснование выбора реагентных составов для интенсификации притока газа к скважинам подземных хранилищ газа

189 **Радаев А.В., Сабирзянов А.Н.**
Результаты исследований процесса вытеснения нефти из однородной и неоднородной пористой среды различной степени обводненности

197 **Касперович А.Г., Рычков Д.А., Омельченко О.А., Фатеев Д.Г., Украинцева Д.Е., Цуркова Л.М., Бакин Д.А., Толордава Е.А.**
Анализ применения расчетно-технологического мониторинга газоконденсатного промысла в процессе разработки месторождений

207 **Кузнецов Р.В., Шишляев В.В.**
Моделирование разработки пластовых систем метаноугольных месторождений с учетом процессов усадки матрицы угля и сжимаемости системы трещин

217 **Сведения об авторах**

223 **Information about the authors**

В 38
Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2022. – № 3 (52): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – 227 с. – ISSN 2306-8949.
Выпуск содержит 26 статей, где раскрываются следующие вопросы: экспериментальное исследование кернов (влияние трещинной пористости на петрофизические и фильтрационные свойства коллекторов, определение функций относительных фазовых проницаемостей в двух- и трехфазных системах, модели цифрового керна и др.); повышение продуктивности скважин за счет геотехнологических мероприятий (буровые растворы для проводки скважин в осложненных горно-технологических условиях, гидроразрыв пласта, реагенты для интенсификации притока к скважинам в подземных хранилищах газа и др.); совершенствование промысловых технологий добычи газа и функционирования подземных хранилищ (ингибиторы гидратообразования, управление работой системы «пласт – скважина», газодинамические исследования скважин в осложненных условиях и др.); физико-химические и теплофизические свойства флюидальных систем.
Материалы предназначены для ученых, инженеров и учащихся, занимающихся вопросами освоения и разработки углеводородных месторождений, а также созданием 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 LLC, 2022, no. 3(52): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, 227 pp. ISSN 2306-8949. (Russ.).**
Materials of this collected book (26 articles) expose the following topics: core testing (namely: effect of fracture porosity on the petrophysical and filtration properties of the reservoirs, functional analysis of the related phase permeability in binary and triple systems, digital core models etc.); the geotechnical measures for rising well performance (namely: drilling muds for targeting wells in the troublesome situation, hydrofracturing, agents stimulating the well inflow at the gas underground storages, etc.); perfection of the field techniques for gas production and UGSs operation (namely: inhibitors of hydrate growth, control of a layer-to-well system operation, gas-dynamic well testing in complicated conditions, etc.); physical-chemical and thermal properties of fluids.
Revealed information could be interesting for a wide range of specialists employed in chemical and petroleum-and-gas industries and occupied with exploration and development of hydrocarbon 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 622.279

Распределение пластовой температуры по площади туронской залежи Южно-Русского месторождения

Д.Ю. Рябов[1], В.А. Истомин[2,3], Д.В. Сергеева[2,3]*

[1] ОАО «Севернефтегазпром», Российская Федерация, 629300, Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Новый Уренгой, а/я 1130
[2] ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1
[3] Сколковский институт науки и технологий (Сколтех), Российская Федерация, 121205, г. Москва, Можайский г.м.о., территория Инновационного центра «Сколково», Большой б-р, д. 30, стр. 1
* E-mail: D_Sergeeva@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: Южно-Русское месторождение, туронская залежь, гидратообразование, термодинамика, призабойная зона, безгидратные депрессии на пласт.

Тезисы. Проанализированы результаты газодинамических, промыслово-геофизических исследований скважин и замеров забойных температур и давлений. С использованием этих данных термодинамическими расчетами проведено уточнение распределения температуры по всей площади туронского пласта Южно-Русского месторождения. Полученные распределения пластовой температуры показывают, что в поровом пространстве коллектора туронской залежи газовые гидраты отсутствуют. Однако при достаточных высоких депрессиях на пласт возможно образование гидратов в призабойной зоне.

Предложена расчетная методика определения максимально возможных «безгидратных» депрессий на пласт для туронских скважин, исключающих риски образования газовых гидратов в призабойной зоне. Полученные результаты могут использоваться при установлении оптимальных технологических режимов работы туронских скважин.

В настоящее время надсеноманские продуктивные горизонты в Западной Сибири, расположенные в разрезе выше сеномана, являются объектом детального изучения с целью их последующего освоения в рамках стратегии восполнения ресурсной базы и укрепления энергетической безопасности страны. В ОАО «Севернефтегазпром» в 2011 г. впервые начата опытно-промышленная разработка туронской залежи Южно-Русского нефтегазоконденсатного месторождения [1]. Отработка инновационных технологий добычи газа туронской залежи представляет существенный научный и технологический интерес, поскольку запасы газа в этой залежи относятся к категории трудноизвлекаемых, что непосредственно указано в п. 12 статьи 342.4 Налогового кодекса РФ[1].

Южно-Русское нефтегазоконденсатное месторождение находится в Красносельскупском районе Ямало-Ненецкого автономного округа и по запасам природного газа является гигантским. Запасы газа приурочены к двум залежам: сеноманской – пласт $ПК_1$ с запасами свободного газа 645,69 млрд м^3, введенный в активную разработку с 2007 г.; туронской – пласт $Т_{1–2}$ с запасами свободного газа 358,21 млрд м^3, разрабатываемый с 2011 г. [2].

Туронская залежь Южно-Русского месторождения находится в зоне распространения многолетнемерзлых пород и располагается ниже подошвы мерзлоты на глубинах 720…920 м. Отметим, что вся территория Южно-Русского месторождения относится к центральной части Тазовской геокриологической зоны, для которой характерно двуслойное строение толщи многолетнемерзлотных пород, включающее межмерзлотный талик и реликтовую мерзлоту. Подошва мерзлоты доходит на водоразделах до глубин 300…400 м.

Туронская залежь относится к сводовому типу; подстилается по краям свода пластовой водой минерализацией до 20 г/л. Газоводяной контакт установлен на глубинах 845…850 м. Пласт $Т_{1–2}$ стратиграфически приурочен к отложениям газсалинской пачки, которая входит в состав кузнецовской свиты. Литологически породы

[1] http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/17ab5ff9db5d69bbb14e114ac0c4e4fc3e99fb01

пласта представлены более чем на 70 % алевролитовой фракцией, более 20 % составляют глины и 3 % сцементированный песчаник. Коллектор терригенного типа, средняя пористость достаточно высокая и составляет 0,29. Алевролиты светло-серые до темно-серых разнозернистые неравномерно песчаные слабо сцементированные. Слоистость горизонтальная пологоволнистая, линзовидно-волнистая за счет намывов и прослоев темно-серого глинистого материала. Глины темно-серые с горизонтальной и пологоволнистой слоистостью, обусловленной намывами светло-серого алевритового материала. Песчаники светло-серые, серые мелкозернистые алевритовые с мелкими линзовидными намывами темно-серого глинистого материала и горизонтально-волнистой слоистостью. Остаточная водонасыщенность по пласту $T_{1–2}$ в среднем составляет 40 %, а газонасыщенность – 60 %. Предполагается, что минерализация остаточной воды в коллекторе близка к минерализации пластовой воды. Достаточно высокая водонасыщенность коллектора обусловлена наличием в породах глинистой компоненты.

Особенности геологического строения, а именно: сильная литологическая неоднородность, низкая проницаемость коллектора (в среднем 10^{-3} мкм^2), аномально высокие начальные пластовые давления до 9,5…10 МПа и низкие пластовые температуры, потребовали внедрения инновационных технологий добычи газа. Процесс подбора оптимальных технологий добычи газа занял 8 лет, и в 2019 г. началось активное разбуривание туронской залежи. Принято решение строительства 135 скважин двух типов: восходящего профиля (*англ.* U-shape) и горизонтального профиля с последующим проведением 4-стадийного гидроразрыва пласта на углеводородной основе [3–5]. Основной фонд эксплуатационных скважин (90 %) относится к скважинам восходящего профиля (рис. 1).

В настоящее время пробурены более 100 эксплуатационных скважин на турон. Большинство из них находятся в эксплуатации, часть фонда – в стадии освоения и обустройства. Отметим, что ввод туронских скважин проходит с некоторым опережением проектных решений, что позволило увеличить долю туронского газа в общей добыче месторождения на 13 % по сравнению с показателями действующей технологической схемы разработки месторождения [6].

Средний дебит эксплуатационной скважины, согласно действующей технологической схеме разработки, принят равным 252 тыс. м^3/сут. Фактический средний дебит

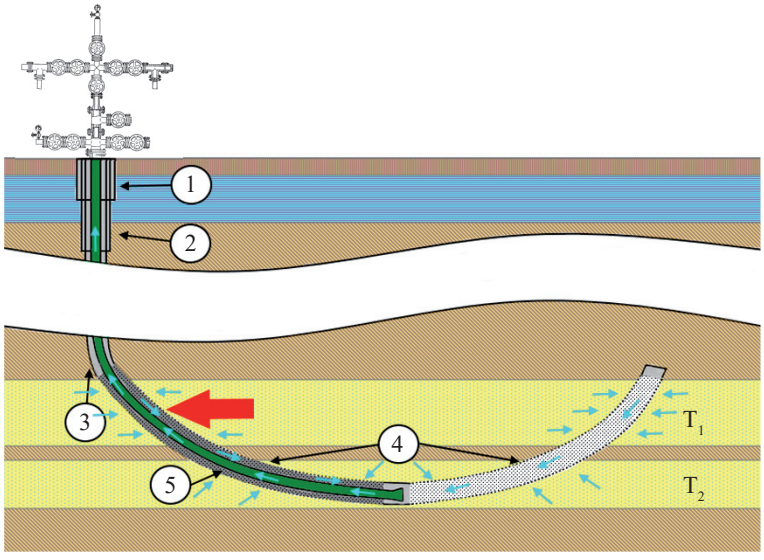


Рис. 1. **Конструкция типовой скважины восходящего профиля для разработки туронской залежи:** 1 – направление диаметром 324 мм; 2 – кондуктор диаметром 245 мм; 3 – эксплуатационная колонна диаметром 168 мм; 4 – фильтр скважинный диаметром 168 мм; 5 – насосно-компрессорные трубы (НКТ) диаметром 89 мм; T_1 и T_2 – пропластки пласта $T_{1–2}$, разделенные слоем глин; голубыми стрелками показано движение пластового газа, красной – пространственное положение точки замера

туронских скважин выше и в настоящее время составляет 384 тыс. м^3/сут. При этом следует иметь в виду, что высокие дебиты скважин достигнуты при повышенных депрессиях на пласт – в среднем 3 МПа. При этом температуры газа на устьях скважин оказались ниже 0 °С и составляют в среднем минус 2 °С. Текущие технологические режимы скважин свидетельствуют о необычном характере теплообмена газовой скважины с вмещающим массивом. Обычно (как это имеет место для сеноманских скважин) теплообмен с горными породами при движении по лифтовой трубе способствует охлаждению газа, тогда как для туронских скважин теплообмен с горными породами способствует некоторому нагреву газа. В этой связи теоретический интерес представляет детальный анализ термобарических режимов работы туронских скважин, что требует отдельного рассмотрения.

Кроме того, следует отметить, что туронские скважины эксплуатируются совместно с сеноманскими в единой газосборной сети. С учетом близких составов пластового газа сеномана и турона такое техническое решение позволило существенно оптимизировать капитальные затраты на обустройство туронского добывающего комплекса. Давление в газосборных коллекторах в настоящее время составляет 2,4 МПа. Поэтому для предотвращения задавливания сеноманских скважин туронскими газ туронских скважин дросселируется на устье с использованием регулирующих устройств (входящих в состав обвязки каждой скважины). Для предупреждения гидратообразования в НКТ по затрубному пространству в скважины подается метанол, который, доходя до башмака НКТ, выносится потоком газа. При этом восходящая часть фильтра туронских скважин не обрабатывается в постоянном режиме ингибитором гидратообразования.

Ввиду высоких начальных пластовых давлений и низких пластовых температур необходимо особое внимание уделять газодинамическим исследованиям и планированию режимов работы туронских скважин [7]. Однако при выборе режимов в должной мере не были учтены возможности гидратообразования в призабойной зоне скважин и внутренней полости скважинных фильтров. В некоторых случаях имело место самопроизвольное уменьшение продуктивности скважин, вероятно, из-за постепенного отложения гидратов в призабойной зоне пласта (ПЗП).

Для гарантированного обеспечения безгидратных режимов работы ПЗП туронских скважин необходимо иметь достоверную информацию о термобарических пластовых условиях в зонах расположения забоя скважин. При этом пластовое давление может быть определено по результатам газодинамических исследований, тогда как для определения пластовой температуры в окрестности работающей скважины необходимо провести дополнительные термодинамические расчеты.

Для оценки распределения пластовой температуры туронской залежи проведены сбор и анализ рабочих параметров всех эксплуатационных скважин туронского комплекса. Также проанализированы результаты промыслово-геофизических исследований скважин и газодинамических исследований, в том числе динамика полученных по их результатам параметров для скважин, введенных в эксплуатацию со времени опытно-промышленной разработки. Исходя из результатов исследований профилей притока скважин методом механической расходометрии установлено, что вклад пропластка T_1 составляет в среднем 70 % от общей добычи скважин. В этом же интервале зафиксированы самые низкие температуры газа при термометрических исследованиях. Таким образом, рассматриваемый интервал является наиболее продуктивным, поэтому необходимо обеспечить его работоспособность длительное время, а при необходимости – восстановить продуктивность с использованием физико-химических методов воздействия на ПЗП.

С целью получения пластовой температуры в окрестности са́мого продуктивного интервала проведены термодинамические исследования. В качестве исходных термобарических параметров использованы значения забойного давления и температуры в середине пропластка T_1 нисходящего интервала для каждой скважины. Данные о температурах в рассматриваемой точке (см. красную стрелку на рис. 1) получены в том числе и благодаря установленной на ряде скважин оптоволоконной системе (обеспечивающей непрерывный мониторинг температурного профиля по всей длине кабеля, привязанного к внешней стенке НКТ).

Средний состав, % об., туронского газа определен по результатам анализа проб в химико-аналитической лаборатории

непосредственно на Южно-Русском месторождении: CH_4 – 97,93; C_2H_6 – 0,58; C_3H_8 – 0,15; iC_4H_{10} – 0,004; nC_4H_{10} – 0,007; $C_{5+в}$ – 0,068; CO_2 – 0,32; N_2 – 1,07; He – 0,008; Ar – 0,005; H_2 – 0,003. Относительная плотность газа по воздуху составляет 0,566. Сообразно этому составу газа построена кривая гидратообразования (рис. 2, см. равновесную кривую). Также на рис. 2 отображены термобарические условия каждой туронской скважины в середине пропластка T_1.

Точки, отражающие термобарические условия на забоях тех скважин, которые были введены в эксплуатацию раньше остальных, лежат на графике гораздо левее по отношению к равновесной кривой гидратообразования, чем точки, соответствующие новым скважинам. Это объясняется режимами работы скважин: старые скважины работают при более высоких депрессиях на пласт. Значительное отклонение точек влево от равновесной кривой говорит о том, что, помимо забоя скважин, условия гидратообразования выполняются также в ПЗП на разном расстоянии от стенок фильтра для каждой скважины.

В ПЗП движение газа к забою скважин при длительной эксплуатации скважины может рассматриваться как дросселирование газа или, иначе говоря, его изоэнтальпийное расширение (т.е. течение газа с постоянной энтальпией). Таким образом, фильтрация газа в ПЗП является неизотермической, а при длительной эксплуатации скважины (после установления стационарного температурного режима ПЗП) этот процесс может рассматриваться как изоэнтальпийный (подробнее см. [8]).

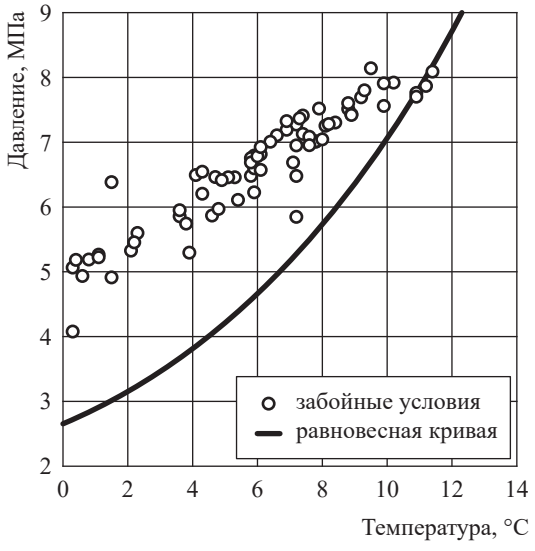


Рис. 2. **Термобарические условия туронских эксплуатационных скважин на интервале середины пропластка T_1**

По указанным причинам для дальнейшего анализа использовались термобарические параметры скважин, которые работали при постоянном дебите более трех месяцев (чтобы практически гарантировать прекращение в ПЗП теплообмена между флюидом и породой, а также установление квазистационарного режима депрессии на пласт). Таким образом по термобарическим условиям туронских скважин на интервалах середины пропластка T_1 и составу газа в предположении изоэнтальпийного течения газа в пласте определены температуры пласта в середине пропластка T_1. Тогда как пластовые давления получены по результатам интерпретации газодинамических исследований туронских скважин Южно-Русского месторождения методами индикаторной диаграммы и кривой восстановления давления. Значения пластовых давлений (P) рассчитаны фактически по методу Хорнера (извлечением квадратного корня из значения, полученного при экстраполяции кривой восстановления давления (КВД) до оси ординат в координатной системе «давление – время» $P^2(t) / \ln((t_1 + t_2)/t_2)$). Термодинамические характеристики изоэнтальпийного течения газа в ПЗП рассчитывались с использованием уравнения состояния GERG 2008.

На рис. 3 представлены результаты термодинамического расчета термобарических условий пропластка T_1. Согласно проведенным оценкам, пластовая температура на вскрытых участках пропластка T_1 варьируется в диапазоне от 14,1 до 18,6 °С, в среднем она составляет 16,3 °С. Заметим, что впервые пластовая температура туронской залежи была оценена [9] в окрестности первой опытно-промышленной скважины и составила 17,5 °С.

С использованием программного комплекса Golden Software Surfer и данных о пространственном расположении забоев всех (действующих и перспективных) эксплуатационных скважин туронского горизонта построена температурная карта туронской залежи (рис. 4). Туронские скважины, которые должны быть введены согласно действующей технологической схеме разработки позднее, будут размещены в зонах пласта с температурами 17,5…19 °С. На рис. 5 показан разрез

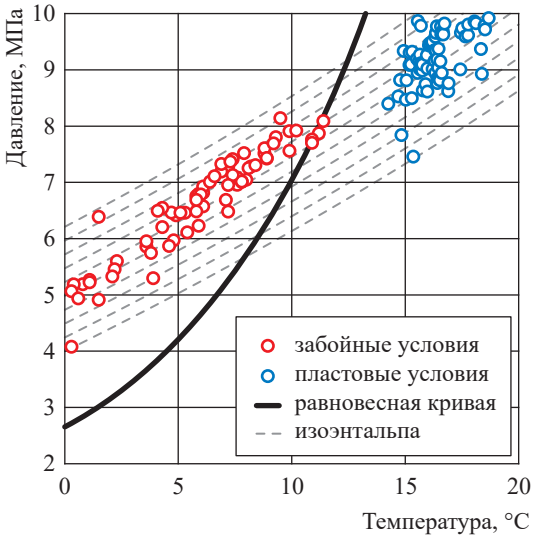


Рис. 3. **Термобарические параметры туронских эксплуатационных скважин на рассматриваемых интервалах и пропластке T_1**

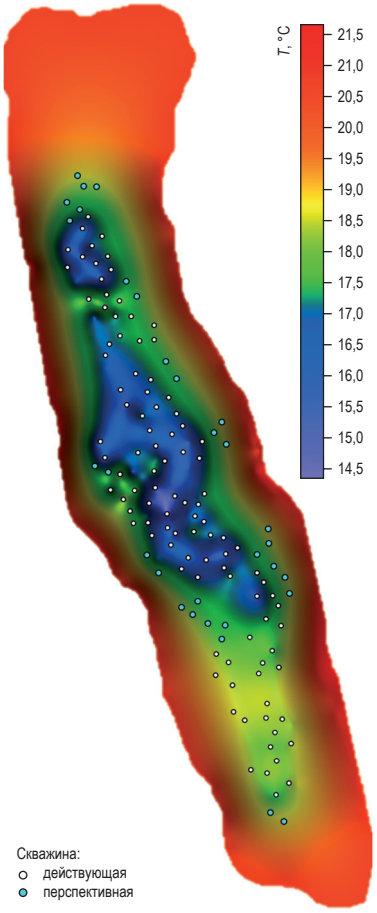


Рис. 4. **Распределение пластовой температуры по площади туронской залежи (пропласток T_1)**

с температурным профилем по центральной части залежи. Видно (см. рис. 5), что туронский пласт не содержит участков, где пластовый газ мог бы на момент начала разработки залежи находиться в гидратном состоянии. Однако начальные пластовые условия довольно близки к условиям гидратообразования, что не исключает рисков отложения газогидратов в порах ПЗП при эксплуатации скважин на высоких депрессиях.

Если известно распределение термобарических условий по пласту, появляется возможность определения депрессий на пласт, обеспечивающих безгидратный режим в зонах, не защищаемых ингибитором (ПЗП, стенки скважинного фильтра). Далее рассмотрим два метода определения безгидратной депрессии на примере эксплуатационной скважины, которая работает в квазистационарном термобарическом режиме (в данном случае с постоянной энтальпией 784,8 кДж/кг, определенной по заданным пластовой температуре и давлению).

1. *Графический метод*. Необходимо построить линию изоэнтальпы (давление – по оси ординат, температура – по оси абсцисс) и кривую гидратообразования в этих же координатах (рис. 6). Отметив на графике точкой пластовые термобарические условия, рассчитанные для рассматриваемой скважины, необходимо переместить заданную точку до равновесной кривой вдоль кривой ее постоянной энтальпии. Перемещая таким образом точку вдоль изоэнтальпы, можно определить депрессии на пласт, обеспечивающие безгидратный режим эксплуатации скважины (для ПЗП и скважинного фильтра).

2. *Аналитический метод*. Максимальную безгидратную депрессию на пласт находят посредством решения системы уравнений, описывающих линию постоянной энтальпии для каждой скважины и равновесную кривую гидратообразования. Для рассматриваемой скважины найдем аналитические соотношения, описывающие условия гидратообразования и линию постоянной энтальпии (изоэнтальпу) в пределах выделенного на рис. 6 участка координатной плоскости.

Линия постоянной энтальпии с достаточной точностью описана квадратичной зависимостью давления от температуры, а интересующий нас участок равновесной кривой гидратообразования описан экспоненциальным

уравнением зависимости давления от температуры. В обоих случаях коэффициент детерминации R^2, описывающий интересующие участки кривых, равен 0,99. Таким образом, получаем систему двух уравнений:

$$\begin{cases} P = 0,0022T^2 + 0,1923T + 4,495; \\ P = 2,5814e^{0,101T}. \end{cases}$$

Решая данную систему уравнений, получаем $T = 8,99$ °C, $P = 6,40$ МПа. Максимальную безгидратную депрессию на пласт ΔP находим как разность пластового давления для данной скважины и давления, рассчитанного из указанной системы уравнений. Получаем $\Delta P = 1,43$ МПа.

Таким же методом были определены безгидратные депрессии для других исследованных авторами туронских скважин. Найденные значения безгидратных депрессий варьируются от 0,68 до 2,2 МПа и в среднем для туронского фонда скважин составляют 1,5 МПа. Для скважин, расположенных в более «теплых» зонах залежи, максимальные безгидратные депрессии на пласт достигают 2,5 МПа.

На рис. 7 сопоставлены фактические на пласт и максимальные безгидратные депрессии по исследуемому фонду скважин. По результатам расчетов можно заключить, что фактические депрессии, при которых в настоящее время эксплуатируются туронские скважины,

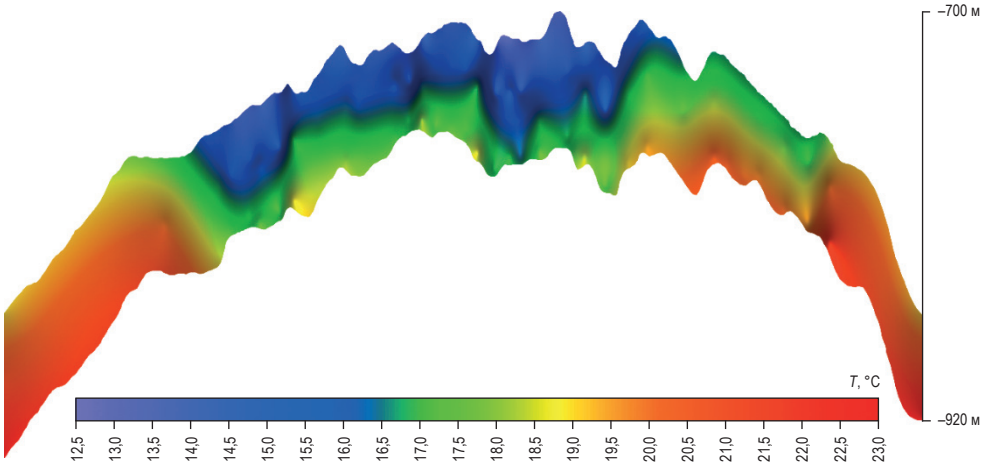


Рис. 5. **Температурный профиль разреза туронской залежи (с севера на юг)**

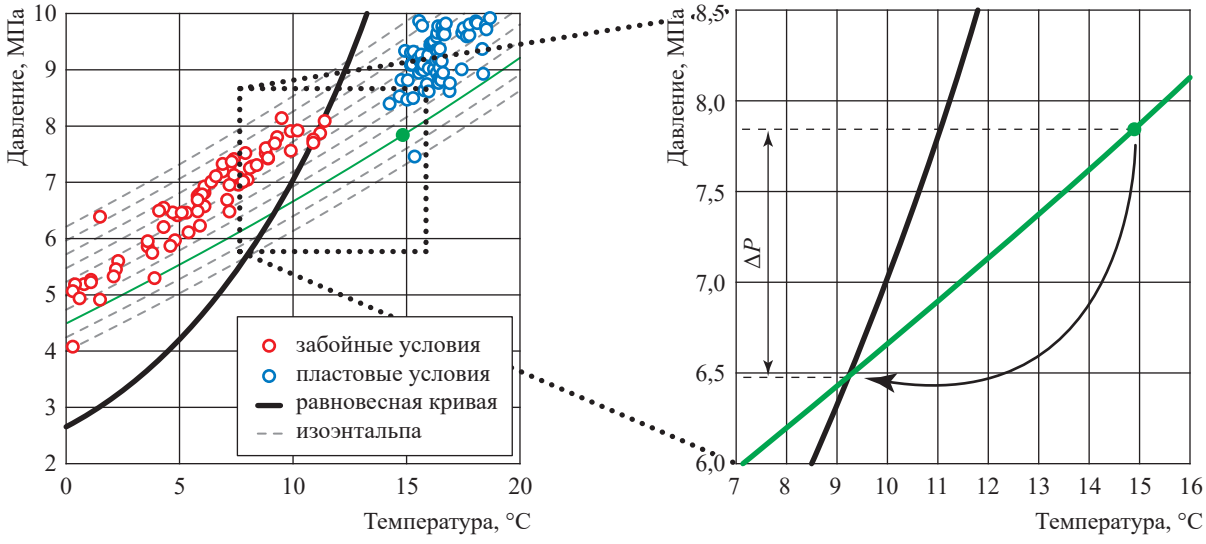


Рис. 6. **Графический метод определения безгидратной депрессии на примере скважины MCDIV**

превышают максимальные безгидратные депрессии в среднем в 1,9 раза. Причем безгидратные условия в ПЗП реализуются только на нескольких скважинах из всего фонда.

На рис. 7 видно, что для ряда скважин фактические депрессии на пласт превышают безгидратные депрессии для скважин более чем в 2 раза. Это в основном характерно для скважин, введенных в эксплуатацию в 2019 г. На рис. 8 показано распределение максимальных безгидратных депрессий на пласт и термобарических параметров пласта по эксплуатационным скважинам. Видно, что значения безгидратной депрессии хорошо коррелируют со значениями пластовой температуры и чувствительны к ее вариациям.

Выводы и практические рекомендации

По результатам выполненного исследования можно сделать следующие выводы и дать практические рекомендации:

1) проанализированы промысловые данные обо всем эксплуатационном фонде туронских скважин, включая термобарические режимы

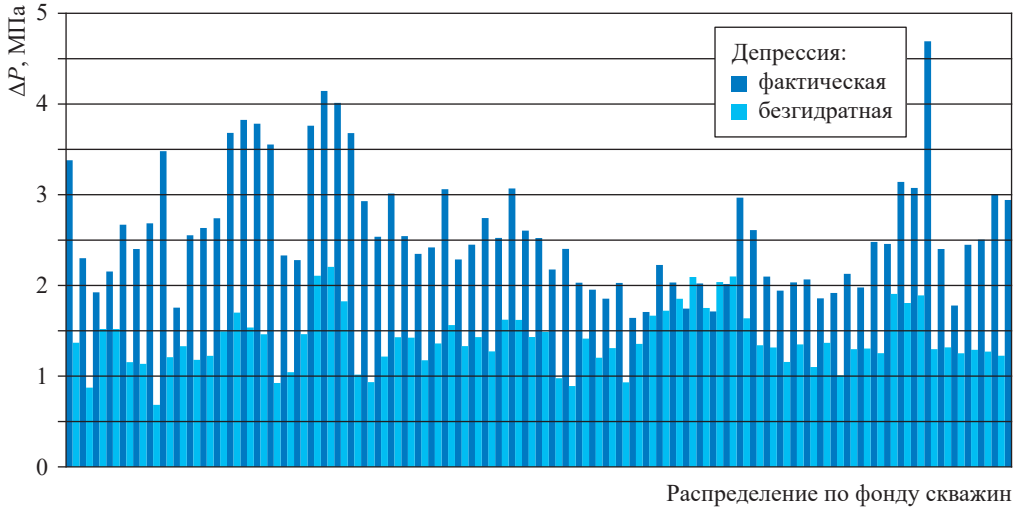


Рис. 7. **Сравнение фактических депрессий на пласт эксплуатационных туронских скважин с безгидратными депрессиями**

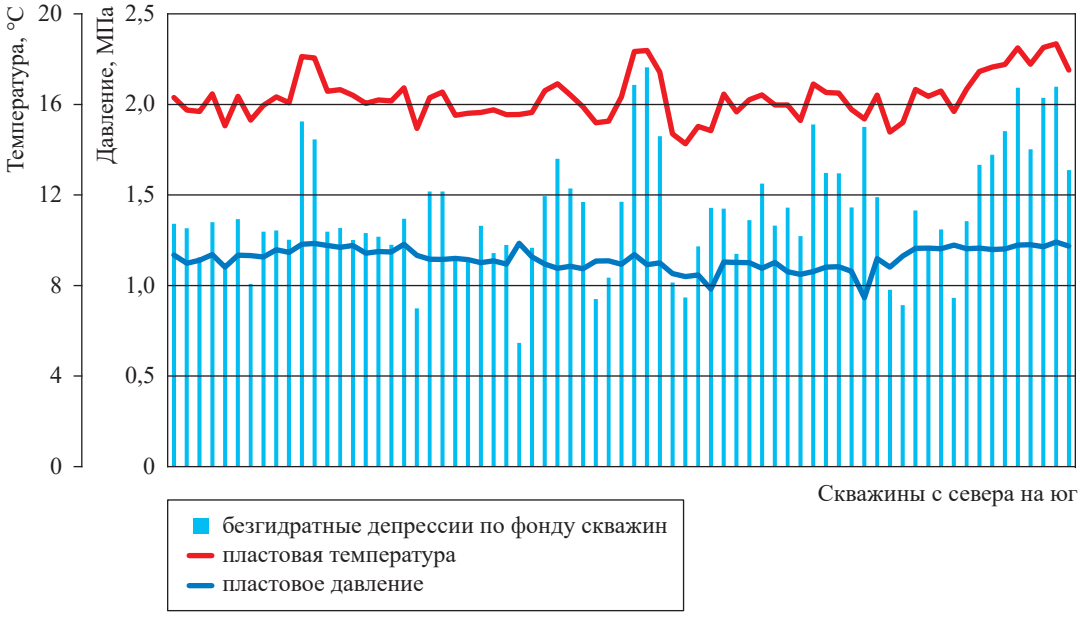


Рис. 8. **Распределение термобарических параметров пласта и безгидратных депрессий по исследуемому фонду скважин**

и результаты газодинамических, промыслово-геофизических исследований за весь период эксплуатации. Термодинамическим моделированием впервые определена пластовая температура по площади туронской залежи. При этом основное внимание уделено оценке пластовых температур наиболее продуктивных интервалов скважин, приуроченных к пропластку T_1 пласта T_{1-2}. Построена карта распределения температуры по площади туронского горизонта Южно-Русского месторождения. Подтверждено отсутствие в туронском горизонте Южно-Русского месторождения гидратов в поровом пространстве коллектора;

2) ряд эксплуатационных скважин туронского горизонта работают при депрессиях на пласт, которые превышают максимальные безгидратные депрессии. Это свидетельствует о наличии рисков постепенного отложения газовых гидратов в ПЗП, что может привести к снижению продуктивности добывающих скважин. Отметим, что в процессе эксплуатации туронских скважин обнаружено явление самозадавливания ПЗП (имело место снижение продуктивности скважин в ходе эксплуатации из-за ухудшения фильтрационных характеристик ПЗП). Одна из возможных причин – отложение газовых гидратов в ПЗП;

3) предложены термодинамические расчетные методы, позволяющие рассчитать безгидратные депрессии для длительно работающих скважин. При наличии технологических возможностей целесообразно обеспечивать безгидратный режим ПЗП с целью эксплуатации скважин без потери продуктивности;

4) при необходимости эксплуатировать туронские скважины на повышенных дебитах и, следовательно, при высоких депрессиях на пласт целесообразно предусмотреть специальные технологические мероприятия: периодические тепловые и ингибиторные обработки ПЗП таких скважин. В частности, можно использовать закачку горячего солевого раствора (хлорида кальция и др.), стабильного конденсата с продавкой реагентов в ПЗП. Важно отметить, что подобные мероприятия целесообразно проводить только до тех пор, пока пластовое давление превышает 5,5 МПа. При более низких пластовых давлениях риски образования гидратов в ПЗП практически элиминируются. Однако при этом остаются риски взаимодействия выпадающей из газа конденсационной воды с глинистой компонентой пласта, т.е. набухания глинистой компоненты и за счет этого уменьшения проницаемости коллектора. Следует подчеркнуть, что этот вопрос технологически еще не проработан и является предметом дальнейших лабораторных и промысловых исследований.

Список литературы

1. Цыганков С.Е. Стать пионером в освоении турона – большая честь и особый статус / С.Е. Цыганков // Национальная стратегия – 2020. – 2012. – № 3–4. – С. 30–33.
2. Дорофеев А. ОАО «Севернефтегазпром» – пилотный проект по освоению туронских залежей / А. Дорофеев, А. Ларин // Нефтегазовая вертикаль. – 2011. – № 13–14. – С. 88–89.
3. Цыганков С.Е. Инновационные технологии при освоении трудноизвлекаемых запасов газа Южно-Русского месторождения ОАО «Севернефтегазпром» / С.Е. Цыганков, А.А. Дорофеев, В.В. Воробьев // Новые технологии газовой, нефтяной промышленности, энергетики и связи: материалы XXI Международного конгресса. – 2013. – С. 59–63.
4. Дмитрук В.В. Обзор технологических решений по разработке низкопроницаемых газовых залежей туронского яруса / В.В. Дмитрук, В.В. Воробьев, Е.П. Миронов и др. // Газовая промышленность. – 2017. – № 2. – С. 56–64.
5. Попов А. Российские компании готовы к добыче туронского газа / А. Попов // Нефтегазовая вертикаль. – 2018. – № 2. – С. 59–66.
6. Рябов Д.Ю. Опережая время. Ударные темпы ввода туронских скважин высокой продуктивности позволили удержать необходимый уровень добычи газа на Южно-Русском месторождении / Д.Ю. Рябов, А.В. Плотников, А.С. Журилин // Газовая промышленность. – 2021. – № 9. – С. 70–71.

7. Дубницкий И.Р. Исследование условий образования гидратов на образцах керна низкопроницаемых коллекторов с высокой остаточной водонасыщенностью при воздействии на породы растворами глушения, освоения и интенсификации / И.Р. Дубницкий, А.И. Ермолаев, С.И. Ефимов и др. // Газовая промышленность. – 2020. – № 1. – С. 50–56.
8. Истомин В.А. Термодинамика призабойной зоны пласта с учетом минерализации остаточной воды в коллекторе и возможности гидратообразования / В.А. Истомин, Д.М. Федулов // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 4 (15): Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – С. 6–14.
9. Истомин В.А. Гидратообразование в призабойной зоне пласта при освоении туронских залежей Западной Сибири / В.А. Истомин, П.А. Моисейкин, В.Н. Абрашов и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 года. – С. 99–104.

Distribution of reservoir temperature in area of Turonian deposit at Yuzhno-Russkoye field

D.Yu. Ryabov[1], V.A. Istomin[2,3], D.V. Sergeyeva[2,3*]

[1] Severneftegazprom OJSC, P.O. Box 1130, Noviy Urengoy, Yamal-Nenets Autonomous District, 629300, Russian Federation
[2] Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
[3] Skolkovo Institute of Science and Technology, Block 1, Bld. 30, Bolshoy Boulevard, Moscow, 121205, Russian Federation
[*] E-mail: D_Sergeeva@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The results of well testing, geophysical studies and field measurements of bottomhole temperatures and pressures are analyzed. Based on these data, thermodynamic calculations were provided to estimate the temperature distribution over the area of the Turonian formation of the Yuzhno-Russkoye field. The obtained reservoir temperature distributions show that there are no gas hydrates in the pore space of the Turonian reservoir. However, the formation of hydrates in the bottomhole zone is possible with sufficiently high drawdowns on the formation.

A thermodynamic technique is suggested for determining the maximum "hydrate-free" drawdowns for Turonian wells, excluding the risks of gas hydrate formation in the bottomhole zone. The results obtained can be used to establish the optimal technological regimes for the operation of Turonian wells.

Keywords: Yuzhno-Russkoye field, Turonian deposits, hydrate formation, thermodynamics, bottomhole zone, hydrate-free drawdown pressures.

References

1. TSYGANKOV, S.Ye. To become a pioneer of Turon development is a great honor and a special status [Stat pionerom v osvoyenii turona – bolshaya chest i osobyy status]. *Natsionalnaya strategiya – 2020*, 2012, no. 3–4, pp. 30–33. (Russ.).
2. DOROFEYEV, A., A. LARIN. Severneftegazprom OJSC as a pilot project on development of Turonian deposits [OAO "Severneftegazprom" – pilotnyy proyekt po osvoyeniyu turonskikh zalezhey]. *Neftegazovaya Vertikal*, 2011, no. 13–14, pp. 88–89. (Russ.).
3. TSYGANKOV, S.Ye., A.A. DOROFEYEV, V.N. VOROBYEV. Innovation technologies for recovering difficult gas reserves at the Severneftegazprom OJSC Yuzhno-Russkoye field [Innovatsionnyye tekhnologii pri osvoyenii trudnoizvlekayemykh zapasov gaza Yuzhno-Russkogo mestorozhdeniya OAO "Severneftegazprom"]. In: *XXI International congress "Innovation technologies for oil-gas industrial energetics and communication"*, 2013, pp. 59–63. (Russ.).
4. DMITRUK, V.V., V.V. VOROBYEV, YE.P. MIRONOV, et al. Review of process solutions on the development of Turonian low-permeability gas deposits [Obzor tekhnologicheskikh resheniy po razrabotke nizkopronitsayemykh gazovykh zalezhey turonskogo yarusa]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2017, no. 2, pp. 56–64. ISSN 0016-5581. (Russ).
5. POPOV, A. Russian companies are ready to recover Turonian gas [Rossiyskiye kompanii gotovy k dobtche turonskogo gaza]. *Neftegazovaya Vertikal*, 2018, no. 2, pp. 59–66. (Russ.).

6. RYABOV, D.Yu., A.V. PLOTNIKOV, A.S. ZHURILIN. Ahead of the time. Accelerated tempo of putting in high-productivity Turonian wells has enabled to maintain the required gas production level at the Yuzhno-Russkoye field [Operezhaya vremya. Udarnyye tempy vvoda turonskikh skvazhin vysokoy produktivnosti pozvolili uderzhat neobkhodimyy uroven dobychi gaza na Yuzhno-Russkom mestorozhdenii]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2021, no. 9, pp. 70–71. ISSN 0016-5581. (Russ).
7. DUBNITSKIY, I.R., A.I. YERMOLAYEV, S.I. YEFIMOV, et al. Study of hydrate formation conditions on core samples of low-permeability reservoirs with high residual water saturation, during rocks exposure to well-killing fluids, development, and stimulation [Issledovaniye usloviy obrazovaniya gidratov na obraztsakh kerna nizkopronitsayemykh kollektorov s vysokoy ostatochnoy vodonasyshchennostyu pri vozdeystvii na porody rastvorami glusheniya, osvoyeniya i intensifikatsii]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2020, no. 1, pp. 50–56. ISSN 0016-5581. (Russ).
8. ISTOMIN, V.A., D.M. FEDULOV. Near wellbore formation thermodynamics at residual water salinity in the reservoir and the possibility of hydrate formation [Termodinamika prizaboynoy zony plasta s uchetom mineralizatsii ostatochnoy vody v kollektore i vozmozhnosti gidratoobrazovaniya]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013, no. 4 (15): Problems of operation of gas, gas condensate and oil and gas fields, pp. 6–14. ISSN 2306-8949. (Russ.).
9. ISTOMIN, V.A., P.A. MOISEYKIN, V.N. ABRASHOV, et al. Hydrate formation in a bottomhole formation zone at development of Turonian deposits of Western Siberia [Gidratoobrazovaniye v prizaboynoy zone plasta pri osvoyenii turonskikh zalezhey Zapadnoy Sibiri]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013, no. 5 (16): Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030, pp. 99–104. ISSN 2306-8949. (Russ.).

УДК 622.234.573

Повышение эффективности технологии гидроразрыва пласта в терригенных коллекторах

С.В. Малышев[1*], Н.Е. Середа[1], А.И. Чикризов[1]

[1] ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1
* E-mail: S_Malyshev@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, проектирование технологии, пропант, алгоритм, эквивалентный радиус скважины, безразмерная проводимость трещины.

Тезисы. Для повышения газонефтеотдачи, вовлечения в разработку слабодренируемых интервалов, вскрытых скважиной, увеличения производительности скважин, снижения депрессии на пласт используют технологию гидроразрыва пласта (ГРП).

В статье приведены основные алгоритмы и подходы к проектированию процесса ГРП. Целью авторов является разработка алгоритма проектирования, в основе которого лежит получение необходимого эквивалентного радиуса скважины как функции длины трещины и ее безразмерной проводимости. Приведены последовательность и основные этапы проектирования операции, начиная с анализа работы скважины, оценки ее добычных возможностей и заканчивая схемами физических процессов, происходящих при ГРП; составлен алгоритм проектирования.

В настоящее время одним из самых распространенных и эффективных методов воздействия на пласт с целью повышения продуктивности скважины является гидроразрыв пласта (ГРП). Образование разветвленной системы дренирования и высокопроводящих трещин ГРП позволяет увеличить дебит скважин в два-три раза и более.

Практика применения ГРП показывает, что эффект от его проведения неодинаково проявляется в работе скважин. Поэтому выбор скважин для проведения ГРП, оптимизация параметров трещин и оценка эффективности ГРП должны осуществляться на стадии проектирования технологии. Основная цель проектирования ГРП состоит в оценке параметров трещины, которые необходимо получить для достижения поставленной цели.

Процесс ГРП отличается для вертикальных и горизонтальных скважин стадийностью. В вертикальных скважинах операция проводится, как правило, в одну стадию, за исключением коллекторов большой мощности (свыше 25 м). В горизонтальных скважинах для увеличения зоны дренирования могут проводить десяти- и более стадийные операции. Также проект процесса будет разным в зависимости от типа коллектора – терригенный или карбонатный. В первом случае проводят классический ГРП. В карбонатном коллекторе ГРП проводят как с закачкой пропанта, так и без него, при этом в качестве рабочей жидкости используется кислота.

В настоящее время известно много методов проектирования процесса ГРП. В некоторых программах и алгоритмах в основе проектирования лежит создание трещины определенной длины, а в иных – закачка определенного объема пропанта на одну скважино-операцию. Некоторые зарубежные фирмы ведут проектирование операции путем поиска в базе данных скважины, подобной по характеристикам вскрываемому пласту.

Алгоритм, разработанный авторами, призван обеспечить увеличение дебита газа на основании анализа ее работы. Причем для получения заданной проводимости в качестве управляющего воздействия при закачке изменяют концентрации пропанта.

Проектирование ГРП проводится с учетом свойств жидкости ГРП и пропанта. В настоящее время проектирование ГРП осуществляется с помощью сложных программных продуктов, в которых учитываются многочисленные факторы проведения обработки. Однако даже самые современные версии подобных программ не гарантируют выбора оптимальной технологии ГРП. Для повышения эффективности ГРП

разработаны многочисленные алгоритмы проектирования [1–4], основными этапами которых, как правило, являются:

- принятие длины трещины, которую необходимо получить в процессе ГРП;
- оценка необходимых при проведении ГРП значений давления на устье с учетом потерь давления на трение в насосно-компрессорных трубах (НКТ), гидростатического давления и давления гидроразрыва;
- оценка объема закачки рабочих жидкостей;
- выбор оборудования, необходимого для проведения процесса на основании оценочных расчетов;
- после проведения оценочных расчетов технологических параметров оценка ожидаемых результатов ГРП, а именно: прироста дебита, проводимости и размеров трещины.

В некоторых алгоритмах в качестве исходного параметра задается объем закачанного пропанта. Например, один из алгоритмов проектирования ГРП [2] включает на первом этапе расчет давлений и выбор оборудования для проведения процесса. На втором этапе задается полудлина трещины, оцениваемая по эмпирической формуле как функция проницаемости пласта, выполняется расчет объемов жидкостей и массы пропанта, а затем рассчитываются длина и ширина трещины. По ширине трещины оценивается возможность транспорта пропанта по трещине. Если не удовлетворяются условия транспорта пропанта, увеличивают вязкость жидкости и расчет повторяется.

Согласно другому алгоритму [3] по заранее принятому объему жидкости-песконосителя определяют длину трещины, а после заданной концентрации в жидкости-песконосителе рассчитывают объем пропанта. Затем рассчитывается показатель технологической эффективности ГРП как функция длины и поверхности трещины.

Еще один алгоритм [1] предлагается в качестве типового проекта: задается объем пропанта, далее оцениваются все технологические параметры ГРП и его эффективность как кратность увеличения дебита.

Многие зарубежные программы проектирования ГРП основаны на выборе его типа из базы данных об уже проведенных фирмой операциях с последующим уточнением расчетов по эмпирическим формулам, полученным фирмой. Так, программа FracMon фирмы Fracmaster уточняет параметры проведения ГРП на основании данных о физических свойствах жидкостей, используемых Fracmaster (данные являются составной частью программы). Давление ГРП определяется в процессе проведения мини-ГРП. Этот прием используют и другие фирмы.

Наибольший интерес представляет комплекс компьютерных программ для проведения ГРП [4]. Комплекс включает программы для определения:

- потерь давления в НКТ и перфорационных отверстиях;
- давления разрыва пласта;
- устьевого давления при разрыве пласта;
- для гелиевых и негелиевых жидкостей утечек, обусловленных вязкостью и кольматирующими свойствами жидкости разрыва, а также утечек, обусловленных сжимаемостью пластовой жидкости, приведенного коэффициента фильтрационных утечек, мгновенных утечек;
- общего времени операции из системы уравнений для кажущейся вязкости жидкости разрыва, средней гидравлической ширины трещины и длины трещины (задаваемый параметр, связанный с желаемым увеличением продуктивности скважины);
- объема жидкости разрыва, «подушки», продавки и жидкости-песконосителя, веса и объема пропанта;
- динамики распространения трехмерной трещины;
- графика подачи пропанта, процесса заполнения трещины пропантом (с учетом его осаждения), закрепленной длины и высоты трещины.

Известно [1–5], что длина трещины, количество пропанта или объем жидкости-песконосителя однозначно не определяют эффективность ГРП. Поэтому с целью повышения эффективности ГРП необходимо в первую очередь выбрать обобщенный показатель ГРП, который мог бы явиться основополагающим параметром для выбора цели ГРП и, следовательно, повысить эффективность его проведения.

Проектирование ГРП начинается с анализа работы скважины в первую очередь

путем оценки ее потенциального дебита $Q_п$, тыс. м^3/сут:

$$Q_п = \frac{\pi\Sigma(k_i h_i)(P_{пл}^2 - P_з^2)\cdot 86,4 T_{ст}}{P_{ст} z \mu_г T \ln\frac{r_{др}}{r_{скв}}}, \quad (1)$$

где $\sum(k_i h_i)$ – продуктивная характеристика пласта, определяется по данным геофизических исследований скважин (k_i и h_i – соответственно проницаемость, м^2, и толщина, м, i-го пропластка, слагающего пласт); $P_{пл}$ – пластовое давление, Па; $P_з$ – забойное давление, Па; $P_{ст}$ – давление в стандартных условиях, Па; $T_{ст}$ – температура в стандартных условиях, К; z – коэффициент сверхсжимаемости флюида; $\mu_г$ – вязкость пластового флюида, Па·с; T – температура пласта, К; $r_{др}$ – радиус контура дренирования скважины, м; $r_{скв}$ – радиус скважины, м [6].

Потенциальный дебит сравнивают с фактическим. Если потенциальный дебит больше фактического, то призабойная зона пласта (ПЗП) загрязнена. Тогда необходимо оценить степень загрязнения ПЗП и вычислить диаметр загрязненной зоны. В этом случае целью ГРП является соединение незагрязненной зоны со скважиной, т.е. длина трещины должна превышать диаметр зоны кольматации. Если потенциальный дебит меньше или равен фактическому, то скважина вскрывает пласты с низкими фильтрующими свойствами. В этом случае для увеличения производительности скважины необходимо увеличить зону дренирования скважины. Для этого операцию ГРП надо провести с трещиной такой длины, которая позволит рентабельно эксплуатировать скважину. Если ожидаемая эффективность ГРП ниже экономически обоснованной эксплуатации скважины, то ГРП проводить нецелесообразно.

Анализ зависимости (1) показывает, что единственным параметром, на который можно влиять в процессе воздействия на ПЗП, является радиус скважины $r_{скв}$, или, как его называют, эквивалентный радиус скважины [7]. Данный показатель и будем считать обобщенным показателем операции.

Степень изменения ПЗП характеризуется коэффициентом скин-эффекта (s). При снижении проницаемости ПЗП, т.е. при $s > 0$, значение $r_{скв}$ уменьшается пропорционально загрязнению скважины. Увеличение проницаемости происходит при отрицательном s, в этом случае $r_{скв}$ увеличивается. Поэтому для скважин с низкими фильтрационно-емкостными свойствами параметр s необходимо перевести в отрицательную область, что достигается увеличением $r_{скв}$.

На рис. 1 приведена зависимость относительного дебита скважины (Q) от ее эквивалентного радиуса [8]. Под Q понимается отношение дебита скважины после воздействия на ПЗП к дебиту скважины с естественными характеристиками ПЗП. Следовательно, наиболее обоснованным критерием, определяющим цель ГРП, является значение $r_{скв}$, которое необходимо получить после проведения ГРП. Поэтому, поставив цель, необходимо установить связь $r_{скв}$ с параметрами трещины, определяющими ее фильтрационные характеристики.

Для оценки фильтрационных характеристик трещины, закрепленной пропантом, и ее возможности пропускать через себя пластовый флюид [7] предложено понятие безразмерной проводимости трещины, закрепленной пропантом:

$$F_{CD} = \frac{k_{тр} W_{тр.пр}}{k_{пл} L_{тр}}, \quad (2)$$

где $k_{тр}$ – проницаемость трещины, м^2; $W_{тр.пр}$ – ширина закрепленной трещины, м;

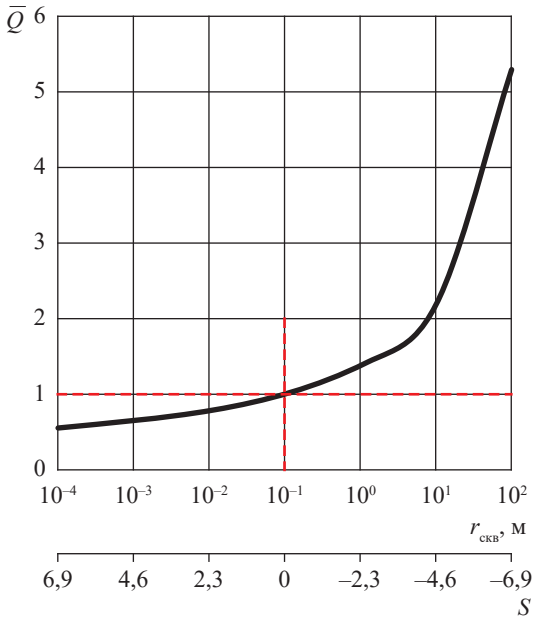


Рис. 1. **Зависимость относительного дебита скважины от эквивалентного радиуса и коэффициента скин-эффекта притока к ней через поверхность трещины и поверхность, соответствующую эквивалентному радиусу**

$k_{пл}$ – проницаемость продуктивного пласта, м^2;
$L_{тр}$ – полудлина трещины, м.

М. Пратс [7] предложил определять эквивалентный радиус скважины ($r_{скв}$) исходя из баланса притока к скважине через поверхность трещины и поверхность, соответствующую $r_{скв}$ (рис. 2).

Если выражение для расчета площади поверхности притока к трещине запишется как

$$S_{тр} = 4L_{тр}h, \quad (3)$$

где h – высота трещины, а выражение для расчета площади поверхности притока к скважине, соответствующей $r_{скв}$, как

$$S_{r_{скв}} = 2\pi r_{скв}h, \quad (4)$$

$$\text{то } r_{скв} = \frac{2}{\pi}L_{тр}. \quad (5)$$

М. Пратс [7] при анализе распределения пластового давления вблизи трещины при ее бесконечной проводимости установил, что эквивалентный радиус ограничен:

$$r_{скв} = 0,5L_{тр}. \quad (6)$$

Х. Синко-Лей и др. [9], анализируя псевдорадиальный приток, получили зависимость, связывающую эквивалентный радиус, длину трещины и ее проводимость (рис. 3).

Данная зависимость с хорошей точностью аппроксимируется функцией

$$r_{скв} = 0,5L_{тр}(1 - e^{-0,5F_{CD}}). \quad (7)$$

Анализ показывает, что безразмерная проводимость, которая определяется в большей мере объемом закачанного пропанта, влияет на эквивалентный радиус скважины экспоненциально, т.е. объем закачанного пропанта не может быть показателем эффективности ГРП.

При невысоких значениях безразмерной проводимости ($F_{CD} < 1$) прирост отношения $r_{скв}/L_{тр}$ незначителен. Если $F_{CD} = 1$, $r_{скв} = 0,2L_{тр}$. При увеличении F_{CD} с 1 до 3 $r_{скв} = 0,34\ L_{тр}$, т.е. прирост отношения $r_{скв}/L_{тр}$ составит 170 %, а увеличение с 5 до 10 повысит $r_{скв}$ на 12 %. Для увеличения F_{CD} с 5 до 10 при проведении ГРП потребуется в 2 раза больше пропанта, что экономически нецелесообразно. Формула (7) показывает, что увеличение до $F_{CD} > 10$ практически не приводит к увеличению $r_{скв}$. Поэтому при проектировании ГРП рекомендуется принимать значение безразмерной проводимости в пределах $3 \le F_{CD} \le 5$ [10].

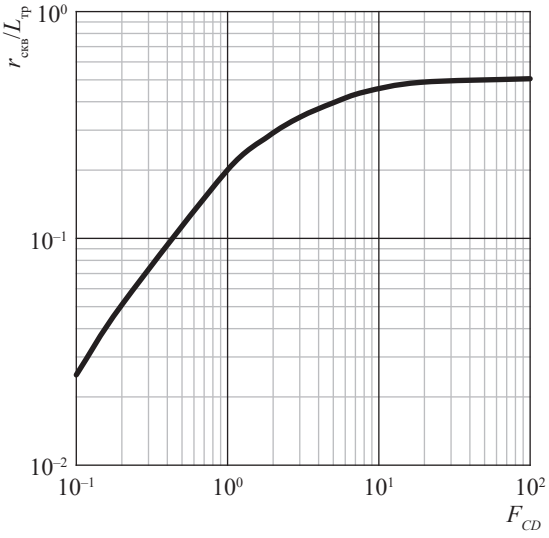


Рис. 3. **Зависимость отношения эквивалентного радиуса скважины к полудлине трещины от ее безразмерной проводимости**

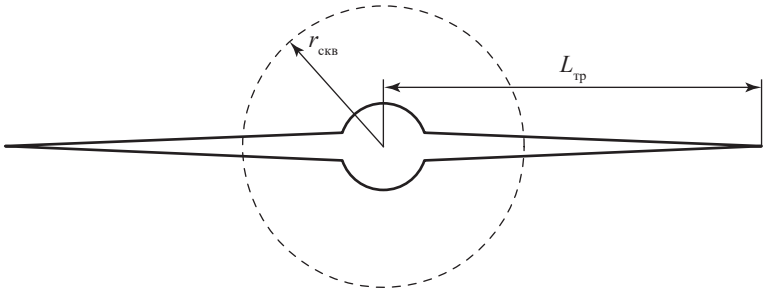


Рис. 2. **Схема, иллюстрирующая связь эквивалентного радиуса скважины и поверхности трещины**

Известно, что при выборе длины трещины следует учитывать, что с ее увеличением прирост дебита снижается, а стоимость работ увеличивается. Поэтому необходим предварительный анализ возможности решения поставленных задач при проведении ГРП – получения заданной длины трещины при ее высокой проводимости.

Важным фактором проектирования операции ГРП является выбор жидкости, которая применяется при его проведении. Помимо показателя вязкости технологическая жидкость характеризуется коэффициентом утечки C_L, м/с^{0,5}, и мгновенной утечкой S_p, м^3/м^2, которые определяются экспериментально [11] путем фильтрации жидкости ГРП через керн. Фильтрация должна проводиться при перепадах давления и температурах, близких к пластовым (в паспортах на жидкости приводятся данные при перепаде давления 1000 psi (7 МПа), указывается температура, при которой проводится тест).

Методика экспериментального определения C_L и S_p заключается в фильтрации исследуемой жидкости через керн при указанном перепаде давления и регистрации во времени количества фильтрата, прошедшего через него. При этом используется керн, по свойствам близкий к свойствам пласта, подлежащего обработке. Керн предварительно насыщают под вакуумом пластовым флюидом, устанавливают в кернодержатель и прокачивают исследуемую жидкость. Объем профильтровавшейся жидкости фиксируется во времени. По полученным данным строится зависимость объема профильтровавшейся жидкости от корня квадратного из значения времени фильтрации (рис. 4).

Важным фактором технологической обработки является выбор необходимого расклинивающего агента (пропанта), в качестве которого в зависимости от фильтрационных и прочностных свойств могут использоваться песок, глиноземы, алюмосиликаты, высокопрочные шарики из различных материалов. Наибольшего распространения в газонефтедобыче получили пропанты. Физические свойства пропантов лимитируются основным действующим на сегодня стандартом на керамические пропанты ГОСТ Р 51761-2001[1]. К основным физическим свойствам пропанта относятся:

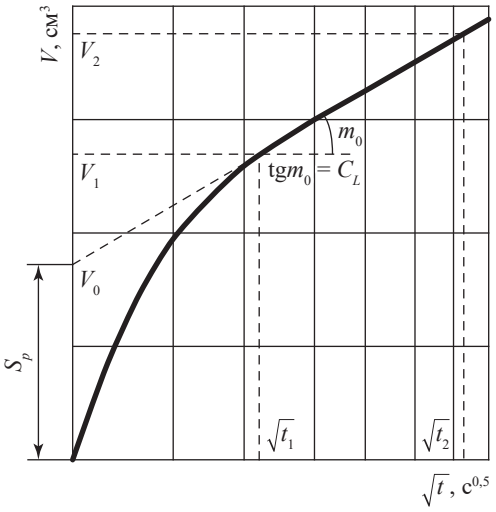


Рис. 4. **Зависимость объема профильтровавшейся жидкости V, м^3, от корня квадратного из времени фильтрации $\sqrt{t}$, с^{0,5}:** m_0 – угол наклона кривой

- прочность или сопротивление раздавливанию;
- размер зерен, их сферичность и округлость;
- растворимость в кислотах;
- плотность частиц и его насыпная плотность.

Физические свойства пропанта обеспечивают проводимость трещины, которая, по существу, является определяющей характеристикой при выборе пропанта.

Необходимо найти разумный компромисс между требованием получить высокую проницаемость трещины и возможностью транспорта пропанта по трещине (т.е. получить трещину необходимой закрепленной ширины). Следует учитывать, что с увеличением размера частиц расклинивающего агента проницаемость трещины растет, а транспортировка по трещине осложняется.

Немаловажным фактором при выборе пропанта является его прочность, так как при росте напряжения закрытия трещины пропант разрушается и происходит его уплотнение [12], что приводит как к снижению проницаемости трещины, так и к уменьшению ее ширины, а в итоге и к снижению проводимости.

Таким образом, первым этапом проектирования являются анализ работы скважины, состояния ПЗП и определение задач ГРП. Второй этап – оценка параметров проведения

[1] См.: Пропанты алюмосиликатные. Технические условия: ГОСТ Р 51761-2001.

ГРП с учетом сложной взаимосвязи процессов, а именно (рис. 5) [13]:

- движения жидкости по НКТ или обсадной колонне, движения через перфорационные отверстия;
- разрыва пласта;
- расширения и распространения трещины;
- фильтрации жидкости в продуктивный пласт;
- транспорта пропанта по трещине.

Таким образом, структурная схема методики проектирования ГРП (см. рис. 5) должна включать анализ работы скважины и описание процессов, проходящих при его проведении. Проектирование начинается с анализа дебита скважины, устанавливается цель ГРП – увеличение дебита газа путем получения требуемого эквивалентного радиуса скважины как функции длины трещины и ее безразмерной проводимости, задаются параметры трещины. Определяются параметры ГРП, обеспечивающие выполнение поставленной цели при заданных граничных условиях (допустимое давление на устье, несущая способность жидкости ГРП и др.).

По геометрическим размерам трещины определяется (а не принимается!) необходимый объем пропанта, который обеспечит заданную проводимость трещины в зависимости от ее параметров, оцененных на основе данных о работе скважины и поставленной цели ГРП. После этого по заданной скорости течения через трещину вычисляется необходимый объем жидкости, обеспечивающей транспорт пропанта и его концентрацию в жидкости.

Наиболее сложным вопросом при проектировании ГРП является оценка объема жидкости «подушки», так как она есть функция коэффициента эффективности жидкости, которая, в свою очередь, является функцией утечки жидкости в пласт через стенки трещины, зависящей от физических свойств жидкости, времени закачки и размеров трещины. Поэтому оценку объема жидкости «подушки» ведут методом последовательных приближений.

Заключительный этап проектирования ГРП – оценка P_y, необходимого для обеспечения закачки жидкости с заданной скоростью, которое определяется давлением гидроразрыва и потерями давления на трение в НКТ и перфорационных отверстиях. P_y ограничено прочностными характеристиками устьевой

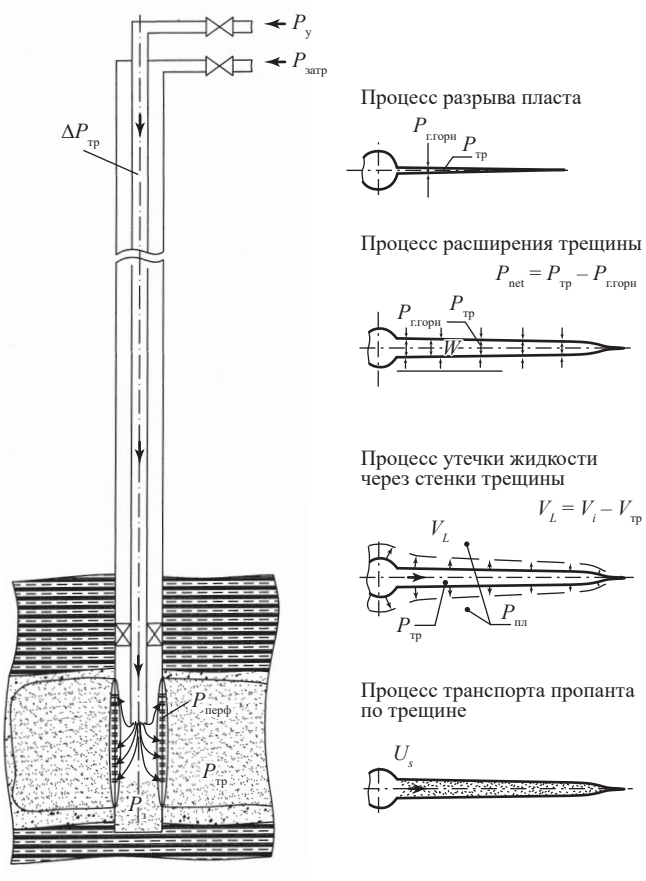


Рис. 5. **Схема физических процессов в скважине при проведении ГРП:** P_y – устьевое давление, МПа; $P_{затр}$ – затрубное давление, МПа; $\Delta P_{тр}$ – потери давления на трение в лифтовой трубе, МПа; $\Delta P_{перф}$ – потери давления в перфорационных отверстиях, МПа; $P_{тр}$ – давление в трещине, МПа; $P_{г.горн}$ – давление горизонтальной составляющей горного давления, МПа; P_{net} – чистое давление в трещине, МПа; V_L – объем утечки жидкости в пласт, м^3; V_i – полный объем закачанной жидкости при проведении операции, м^3; $V_{тр}$ – объем жидкости, находящейся в трещине во время проведения операции, м^3; U_s – скорость течения жидкости ГРП по трещине, м/с

арматуры и колонны труб. Когда значение P_y превышает допустимое, необходимо заменить арматуру на арматуру с другими прочностными характеристиками либо применить устьевой пакер Tree saver, либо изменить исходные параметры.

При проектировании ГРП не следует стремиться к максимальной длине трещины, так как это может привести не к увеличению, а к снижению дебита за счет снижения проводимости трещины и повышения кольматации

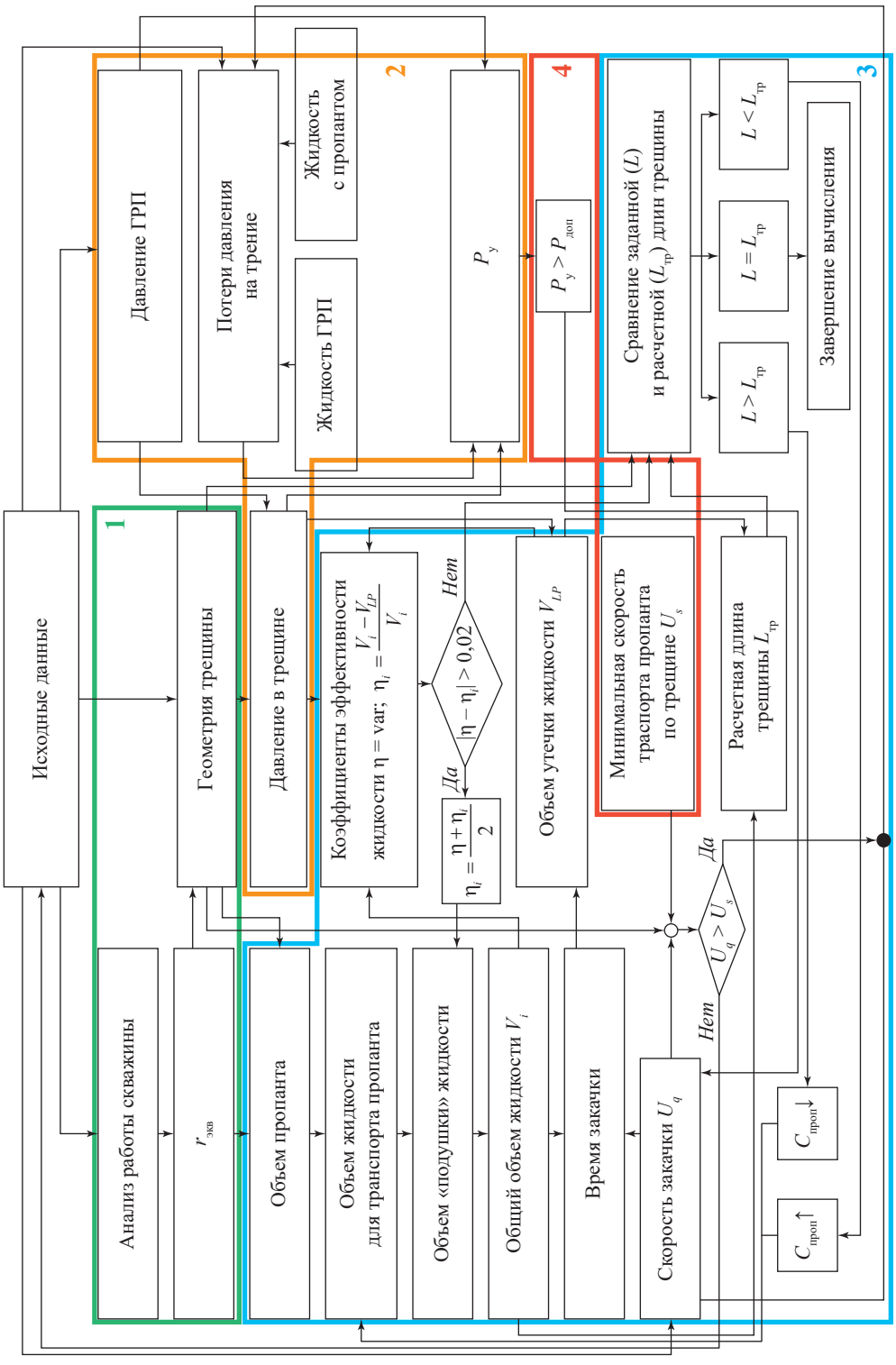


Рис. 6. **Структурная схема алгоритма проектирования ГРП:**
$C_{проп}$ – концентрация пропанта; $P_{доп}$ – допустимое давление на устье

притрещинной зоны. Максимальную длину трещины рекомендуется[2] выбирать в зависимости от проницаемости.

Поскольку задача проектирования ГРП является сложной, структурная схема алгоритма состоит из четырех отдельных блоков (рис. 6):

1) анализа работы скважин и формирования цели ГРП – образование разветвленной системы дренирования или соединение скважины с незагрязненной зоной;

2) оценки давлений – давления ГРП, потерь давления на трение как просто жидкости ГРП, так и жидкости ГРП с пропантом, оценки значений $P_{тр}$ и $P_{у}$;

3) расчета объемов закачки пропанта и жидкости ГРП;

4) проверки соответствия расчетных параметров граничным условиям.

Блоки структуры проектирования являются отдельными задачами, составляющими алгоритм проектирования технологии. Дальнейшая разработка блоков, особенно касательно вопросов определения утечек жидкости, стадийности подачи пропанта, учета геометрии трещины для пласта, включающего множество непроницаемых пропластков, является актуальной задачей оптимизации и усовершенствования всей последовательности выполнения операции ГРП.

Основное отличие разработанной методики от компьютерных аналогов, предлагаемых сервисными компаниями, заключается в том, что в ее основу положен и обоснован обобщенный показатель эффективности ГРП, определяющий его цель – требуемый эквивалентный радиус скважины.

[2] См.: Проектирование гидроразрыва пласта в терригенных коллекторах. Оценка эффективности: СТО Газпром 2-2.3-635-2012.

Список литературы

1. Экономидес М. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. От теории к практике / М. Экономидес, Р. Олни, П. Валько; пер. с англ. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. – 236 с.
2. Булатов А.И. Освоение скважин: справ. пособие / А.И. Булатов, Ю.Д. Качмар, П.П. Макаренко и др. – М.: Недра, 1999. – 473 с.
3. Телков А.П. Интенсификация нефтегазодобычи и повышение компонентоотдачи пласта / А.П. Телков, Г.А. Ланчаков, Г.Г. Кучеров и др. – Тюмень: НИПИ КБС-Т, 2003. – 320 с.
4. Комплекс компьютерных программ для проведения гидравлического разрыва пласта («ГРП+»). – http://www.cknt.ru
5. Economidies M.J. Reservoir stimulation / M.J. Economidies, K.G. Nolte. – 3rd ed. – John Wiley & Sons, LTD: Schlumberger, 2000.
6. Гриценко А.И. Руководство по исследованию скважин / А.И. Гриценко, З.С. Алиев, О.М. Ермилов и др. – М.: Наука, 1995. – 523 с.
7. Prats M. Effect of vertical fractures on reservoir behavior – Incompressible fluid case. SPE Journal. – June 1961. – № 1. – С. 105–118. – SPE 1575-G.
8. Нифантов В.И. Выбор технологии интенсификации притока газа / В.И. Нифантов, К.И. Джафаров, Н.Е. Середа и др. // Проведение работ по капитальному ремонту скважин на объектах добычи ОАО «Газпром»: материалы НТС. – М., 2007. – С. 68–73.
9. Cinco-Ley H. Transient pressure behavior for a well with a finite-conductivity vertical fracture / H. Cinco-Ley, V.F. Samaniego and N. Dominguez // SPE Journal. – August 1978. – № 18. – С. 253–264. – SPE 6014.
10. Elbel J.L. Considerations for optimum fracture geometry design // SPE Production Engineering. – August 1988. – Т. 3. – № 8. – С. 323–327.
11. Cooper G.D. Comparison of methods for determining in-situ leakoff rate based in analysis with an on-site computer / G.D. Cooper, S.G. Nelson and M.D. Schopper // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, September 1984. – SPE-13223-MS.
12. Smith V.T. Proppant effects on zirconium crosslinked frac fluids / V.T. Smith, J.R. Colt, R.L. II Johnson and A.R. Sinclair // Presented at the SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas, USA (March 16–18, 1994). – SPE 27720.
13. Малышев С.В. Разработка технологии гидроразрыва пласта в газовых скважинах: дис. … канд. тех. наук / С.В. Малышев. – М., 2009. – 133 с.

Rising performance of hydraulic fracturing in terrigenous reservoirs

S.V. Malyshev[1*], N.Ye. Sereda[1], A.I. Chikrizov[1]

[1] Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
[*] E-mail: S_Malyshev@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Hydraulic fracturing is used to improve gas and oil recovery rates, to involve the poorly drained exposed intervals into development, to rise productivity of wells, and to decrease differential pressure. This article highlights the main algorithms and methods concerned with designing the hydraulic fracturing process. Authors are eager to create a design algorithm based on computation of an equivalent well radius as a function of fracture length and dimensionless conductivity.

There are succession and the major stages of the design procedure starting from a well operation analysis and estimation of its production capacity and onwards the schemes of the physical processes happening during the hydraulic fracturing. A design procedure is suggested.

Keywords: hydraulic fracturing, designing technique, proppant agent, algorithm, equivalent radius of a well, dimensionless fracture conductivity.

References

1. ECONOMIDES, M.J., R.E. OLIGNEY, P. VALKO. *Unified fracture design: bringing the gap between theory and practice* [Unifitsirovannyy dizayn gidrorazryva plasta. Ot teorii k praktike]. Transl. from Engl. Izhevsk: Institut kompyuterntkh tekhnologiy, 2007. (Russ.).
2. BULATOV, A.I., Yu.D. KACHMAR, P.P. MAKARENKO, et al. *Development of wells* [Osvoyeniye skvazhin]: reference manual. Moscow: Nedra, 1999. (Russ.).
3. TELKOV, A.P., G.A. LANCHAKOV, G.G. KUCHEROV, et al. *Stimulating oil and gas production and rising component recovery factor of a reservoir* [Intensifikatsiya neftegazodobychi i povysheniye komponentootdachi plasta]. Tyumen: NIPI KBS-T, 2003. (Russ.).
4. *Software system for realization of reservoir hydrofracturing* (GRP+). Available from: http://www.cknt.ru
5. ECONOMIDIES, M.J., K.G. NOLTE. *Reservoir stimulation*. 3rd ed. John Wiley & Sons, LTD: Schlumberger, 2000.
6. GRITSENKO, A.I., Z.S. ALIYEV, O.M. YERMILOV, et al. *Guidelines on wells examination* [Rukovodstvo po issledovaniyu skvazhin]. Moscow: Nauka, 1995. (Russ.).
7. PRATS, M. Effect of vertical fractures on reservoir behavior – Incompressible fluid case. *SPE Journal*, June 1961, no. 1, pp. 105–118, SPE 1575-G, ISSN 0036-1844.
8. NIFANTOV, V.I., K.I. DZHAFAROV, N.Ye. SEREDA, et al. Choosing a technique for gas inflow stimulation [Vybor technologii intensifikatsii pritoka gaza]. In: *Well workovers at Gazprom OJSC production facilities* [Provedeniye rabot po kapitalnomy remontu skvazhin na obyektakh dobychi OAO "Gazprom"]: materials of the scientific-and-engineering meeting. Moscow, 2007, pp. 68–73. (Russ.).
9. CINCO-LEY, H., V.F. SAMANIEGO, N. DOMINGUEZ. Transient pressure behavior for a well with a finite-conductivity vertical fracture. *SPE Journal*, August 1978, no. 18, pp. 253–264, SPE 6014, ISSN 0036-1844.
10. ELBEL, J.L. Considerations for optimum fracture geometry design. *SPE Production Engineering*, August 1988, vol. 3, no. 8, pp. 323–327, ISSN 0885-9221.
11. COOPER, G.D., S.G. NELSON and M.D. SCHOPPER. Comparison of methods for determining in-situ leakoff rate based in analysis with an on-site computer. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Houston, Texas, September 1984, SPE-13223-MS.
12. SMITH, V.T., J.R. COLT, R.L. JOHNSON, et al. Proppant effects on zirconium crosslinked frac fluids. In: *SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas, USA* (March 16–18, 1994), SPE 27720.
13. MALYSHEV, S.V. *Designing technique for reservoir hydrofracturing in gas wells* [Razrabotka tekhnologii gidrorazryva plasta v gazovykh skvazhinakh]. Candidate's thesis (engineering). Gazprom VNIIGAZ LLC. Moscow, 2009. (Russ.).

УДК 622.691.24

Энергетические режимы эксплуатации газовых залежей подземных хранилищ газа и особенности их определения

А.А. Михайловский

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1
E-mail: A_Mikhailovsky@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Энергетический режим циклической эксплуатации искусственной газовой залежи обусловливает основные технологические и технико-экономические показатели подземного хранилища газа (ПХГ). Поэтому определение и учет особенностей энергетического режима эксплуатации газовой залежи являются одними из основных задач при проектировании, анализе, контроле и регулировании создания и эксплуатации ПХГ. Имеются многочисленные исследования в области приближенного прогноза и определения по фактическим данным режимов разработки газовых залежей месторождений. Однако предложенные в этих работах методы не позволяют в полной мере учесть важные особенности проявления режимов циклической эксплуатации искусственных газовых залежей ПХГ, связанные с циклическим характером эксплуатации и высокой динамикой закачки и отбора газа.

В статье рассмотрены основные энергетические режимы эксплуатации искусственной газовой залежи ПХГ – газовый и водонапорный. Описаны факторы интенсивности проявления водонапорного режима, к которым относятся собственные геолого-гидродинамические условия пласта, а также внешние воздействия – темпы закачки и отбора газа. Рассмотрено изменение движущих сил в пласте в течение отдельных периодов закачки и отбора газа. Приведены основные показатели динамического состояния искусственной газовой залежи ПХГ. Перечислены особенности зависимости приведенного средневзвешенного по газонасыщенному поровому объему пластового давления от нарастающих объемов закачки и отбора в соответствующих периодах или текущего по балансу объема газа в пласте в условиях проявления газового и водонапорного режимов. Показано, что ошибка определения аккумулируемых либо дренируемых объемов газа традиционным методом падения давления без учета характерных особенностей циклической эксплуатации ПХГ может достигать нескольких десятков процентов.

Ключевые слова: режим разработки месторождения, режим эксплуатации газовой залежи ПХГ, движущие силы в пласте, газовый режим, водонапорный режим, аккумулируемые и дренируемые объемы газа, метод подъема-падения пластового давления.

В энергетическом аспекте под режимом эксплуатации искусственной газовой залежи (ИГЗ) подземного хранилища газа (ПХГ), созданной в газовой залежи истощенного месторождения или ловушке водоносного пласта, понимается характер проявления естественных и искусственных форм энергии в виде движущих сил в пласте. Движущие силы в пласте определяют поступление газа из скважин в пласт при закачках и из пласта в скважины при его отборах. Аналогично разработке месторождений [1–5] на ПХГ выделяют два энергетических режима эксплуатации ИГЗ при закачках и отборах природного газа – газовый и водонапорный.

Основные движущие силы в пласте при эксплуатации ИГЗ ПХГ

При газовом режиме ИГЗ ПХГ движущей силой газовых потоков в пласте является только энергия (давление) искусственно сжимаемых объемов при закачках и естественно сжатых остаточных запасов газа (во многих случаях сжимаемость породы пласта и связанной остаточной воды пренебрежимо мала по сравнению со сжимаемостью газа и поэтому не оказывает сколько-нибудь заметного влияния на режим). В условиях газового режима ИГЗ ПХГ нагнетаемый в скважины газ поступает в пласт за счет сжатия находящегося в пласте газа, а отбираемый газ доставляется в скважины из пласта благодаря накопленному упругому запасу энергии и расширению сжатого газа. Газовый режим ИГЗ ПХГ кратко можно охарактеризовать как режим сжимаемого при закачках и расширяющегося при отборах газа в пласте при постоянном газонасыщенном поровом объеме залежи.

При проявлении водонапорного режима эксплуатации ИГЗ ПХГ наряду с энергией сжатого газа дополнительной движущей силой в пласте выступает напор оттесняемых и вторгающихся в газовую залежь краевых вод. При водонапорном режиме эксплуатации ИГЗ ПХГ поступление закачиваемого газа из скважин в пласт определяется как сжатием и накоплением упругого запаса сжимаемого газа, находящегося в пласте, так и оттеснением пластовых вод, а поступление газа из пласта в скважины обеспечивается как упругим запасом сжатого газа, так и вытеснением отбираемого газа вторгающимися в залежь пластовыми водами. Водонапорный режим циклической эксплуатации ИГЗ ПХГ характеризуется знакопеременными колебательными изменениями газонасыщенного порового объема газовой залежи.

Факторы интенсивности проявления водонапорного режима

Интенсивность проявления водонапорного режима эксплуатации ИГЗ ПХГ, связанная с темпами оттеснения-вторжения пластовых вод, обусловливается как собственными геолого-гидродинамическими условиями пласта, так и внешними воздействиями – темпами закачки и отбора газа при реализации той или иной системы его закачки и отбора (системы размещения эксплуатационных скважин) и текущими объемами газа в залежи. Высокие коллекторские свойства пластов способствуют повышенной интенсивности проявления водонапорного режима.

Характер и интенсивность проявления водонапорного режима зависят от размеров водоносного пласта и условий на его внешней границе. Если пласт характеризуется как ограниченный замкнутый, оттеснение и вторжение пластовых вод в залежь обусловливается только упругим запасом энергии водоносного пласта, а режим газовой залежи проявляется как «упруго водонапорный». В случае ограниченного с контуром питания или бесконечного водоносного пласта активность пластовых вод наряду с их упругим запасом определяются также напором на внешней границе пласта.

При низких темпах закачки-отбора газа и высокой подвижности пластовых вод изменения давления в залежи могут быть незначительными. В таких случаях режим эксплуатации приближается к так называемому жесткому водонапорному режиму, а энергетический баланс в залежи обеспечивается в основном за счет проявления энергии в виде напора оттесняемых-вторгающихся пластовых вод. Наоборот, при высоких темпах закачки-отбора газа и низкой подвижности пластовых вод режим газовой залежи приближается к газовому.

Анализ эксплуатации ПХГ в условиях проявления водонапорного режима показал, что при значительно более высокой по сравнению с разработкой месторождений динамике объемов газа в ИГЗ (за один сезон продолжительностью 150 сут в ИГЗ закачиваются или отбираются до 60…70 % от общего объема газа, тогда как темпы разработки обычно составляют несколько процентов в год от начальных запасов) здесь могут происходить существенные изменения соотношения движущих сил в пласте в течение отдельных периодов закачки и отбора газа. Так, в заключительный период отбора и в начальный период закачки, когда темпы отбора-закачки газа низкие и в залежи находятся сравнительно небольшие объемы газа при пониженных пластовых давлениях, основной движущей силой может выступать напор пластовых вод. В основной и заключительный периоды закачки, а также в начальный и основной периоды отбора, в течение которых поддерживаются высокие темпы закачки-отбора газа при повышенных объемах газа и пластовых давлениях в залежи, в качестве доминирующих движущих сил в пласте могут проявляться сжимаемость и упругий запас газа.

Основные показатели динамического состояния ИГЗ ПХГ

Проявление того или иного режима определяет динамическое состояние ИГЗ ПХГ. К числу основных показателей динамического состояния ИГЗ ПХГ относятся текущие аккумулируемые при закачках и дренируемые при отборах объемы газа и газонасыщенный поровый объем залежи, средневзвешенное по газонасыщенному объему порового пространства газовой залежи пластовое давление, совокупный объем оттесненной-вторгшейся пластовой воды.

Важнейшей характеристикой динамического состояния газовой залежи ПХГ является зависимость приведенного (с учетом коэффициента сжимаемости газа) средневзвешенного по газонасыщенному поровому объему пластового давления от нарастающих объемов закачки-отбора в соответствующих периодах

или текущего по балансу объема газа в пласте. При газовом режиме указанная зависимость в случае отсутствия пластовых потерь газа носит линейный характер и одинакова для периодов закачки и отбора газа. Методом подъема-падения давления путем экстраполяции этой прямой до оси абсцисс по отрезку, отсекаемому на этой оси точкой пересечения прямой с осью, можно определить аккумулируемые при закачках и дренируемые при отборах объемы газа в залежи.

На практике часто вместо средневзвешенного пластового давления в ИГЗ фактически используется среднее давление в зоне расположения эксплуатационных скважин. При циклической эксплуатации ПХГ в результате запаздывающих перетоков газа между зоной скважин и периферийной зоной происходит отклонение рассматриваемой зависимости от линейной, она приобретает вид годографа в зависимости от объема газа в пласте, а режим газовой залежи может ошибочно приниматься как водонапорный. В таких случаях не учитываются общие репрессионные и депрессионные воронки давления в залежи, а получаемые оценки аккумулируемого-дренируемого объема газа соответствуют не всей залежи, а только ее части в зоне расположения эксплуатационных скважин.

В условиях проявления водонапорного режима зависимость приведенного средневзвешенного по газонасыщенному поровому объему пластового давления от нарастающих объемов закачки-отбора в соответствующих периодах или текущего по балансу объема газа в пласте может также отклоняться от линейной. Вторжение пластовых вод приводит к замедлению темпа падения средневзвешенного пластового давления в залежи, а их оттеснение – к ускорению по сравнению с газовым режимом. В заключительные периоды отбора газа может происходить падение этого давления ниже линии газового режима. Такое снижение давления происходит вследствие защемления значительных объемов газа в обводняемой области и сокращения объемов газа в необводненной области залежи.

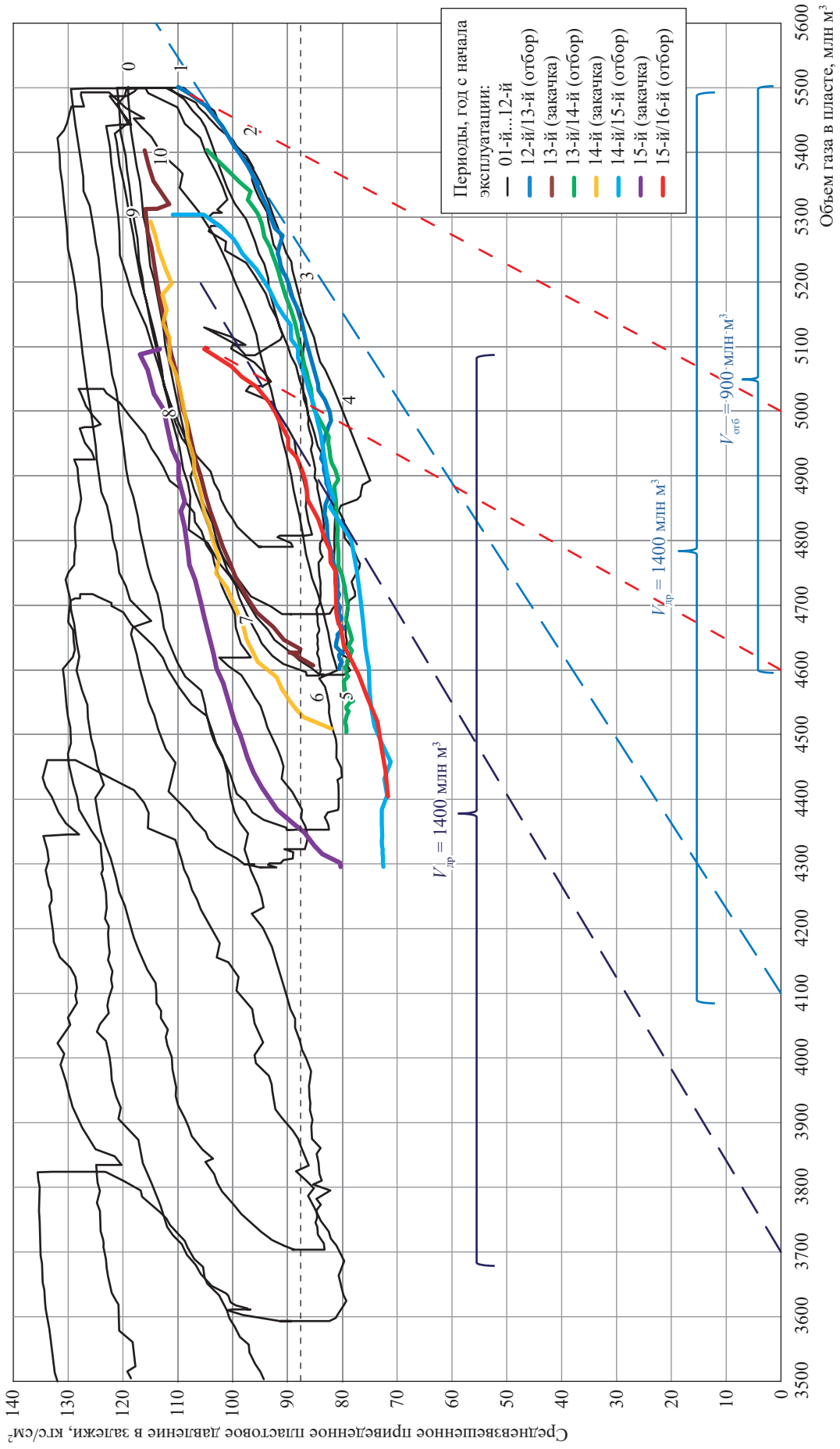
В некоторых случаях проявления водонапорного режима фактические данные зависимости средневзвешенного приведенного пластового давления в залежи от нарастающих объемов закачки-отбора при определенном сочетании активности пластовых вод и изменения темпов закачки-отбора газа с небольшими отклонениями могут быть аппроксимированы, как и при газовом режиме, линейными зависимостями.

Поэтому линейность зависимости средневзвешенного приведенного пластового давления в залежи от нарастающих объемов закачки-отбора является необходимым, но не достаточным условием газового режима. На проявление водонапорного режима указывают промысловые данные геофизических исследований скважин об общем продвижении газоводяного контакта, обводнении эксплуатационных скважин, изменении давлений в законтурных пьезометрических скважинах и химическом составе попутно извлекаемой пластовой воды.

Результаты исследования

При циклической эксплуатации ПХГ в условиях проявления водонапорного режима главная особенность периодического колебательного изменения газонасыщенного порового объема заключается в его отставании по времени – «сдвиге по фазе» – от периодического изменения средневзвешенного давления и объема газа в залежи [6, 7]. Это проявляется в том, что после окончания отбора продолжается вторжение в залежь пластовой воды и газонасыщенный поровый объем газовой залежи сокращается. Вторжение воды и сокращение порового объема могут происходить в течение нескольких недель и охватывать весенний нейтральный период и начало закачки газа до некоторого момента времени $t_{0зак}$ (назовем его сдвигом по фазе с начала закачки), когда расход вторгающейся воды обнуляется и меняет знак на противоположный, а газовая залежь начинает расширяться. После окончания закачки, наоборот, продолжается оттеснение пластовых вод. Газовая залежь расширяется в течение осеннего нейтрального периода и в начале отбора до некоторого момента времени $t_{0отб}$ (это сдвиг по фазе с начала отбора), когда расход оттесняемой воды обнуляется и меняет знак на противоположный, а газовая залежь начинает сужаться.

Особенность определения аккумулируемых-дренируемых объемов газа методом подъема-падения средневзвешенного пластового давления в газовой залежи ПХГ при водонапорном режиме по данным закачки и отбора в отличие от разработки месторождений заключается в необходимости первоначального



Годограф зависимости средневзвешенного приведенного пластового давления в залежи от объема газа в пласте

определения точки отсчета. На месторождениях в качестве такой точки принимается начало разработки с начальным пластовым давлением. В процессе циклической эксплуатации ПХГ точкам отсчета соответствуют моменты времени $t_{0зак}$ и $t_{0отб}$, в которых состояние системы «залежь – водоносный пласт» приближается к квазиустановившемуся, расход оттесняемой-вторгающейся пластовой воды в залежь становится равным нулю, а газонасыщенный поровый объем газовой залежи достигает соответственно минимального и максимального значений. В ближайшей окрестности точки $t_{0отб}$ в энергетическом балансе залежи составляющая напора пластовых вод пренебрежимо мала, а доминирующей движущей силой в пласте является упругий запас сжатого газа. В ближайшей окрестности точки $t_{0зак}$, наоборот, основную роль в энергетическом балансе играет напор пластовых вод, а упругий запас сжатого газа имеет подчиненное значение.

Аккумулируемые-дренируемые объемы газа могут определяться аналитически, например методом наименьших квадратов, или графически путем проведения касательной к графикам зависимости средневзвешенного приведенного пластового давления в залежи от нарастающих объемов закачки-отбора или объема газа в пласте в моменты времени $t_{0зак}$ и $t_{0отб}$, которым соответствуют значения средневзвешенных давлений $\tilde{P}(t_{0зак})$, $\tilde{P}(t_{0отб})$ и объемов газа $Q_{зак}(t_{0зак})$, $Q_{отб}(t_{0отб})$.

На рисунке показана графическая оценка дренируемых объемов газа в периоды отборов 12/13 годов и 15/16 годов в порядке отсчета лет с начала циклической эксплуатации одного из ПХГ в водоносном пласте. На начало периода отбора 12/13 годов общий объем газа в пласте составлял 5500 млн м^3, средневзвешенное пластовое давление в залежи – 11 МПа, на начало периода отбора 15/16 годов – 5100 млн м^3 и 10,5 МПа соответственно.

Расчеты показывают, что момент времени $t_{0отб}$ наступает через 12 сут после начала периода отбора газа 12/13 годов и через 15 сут после начала периода отбора 15/16 годов. Этому моменту времени в отборе 12/13 годов соответствует точка на рисунке с координатами (5400; 9,8), а в отборе 15/16 годов – точка с координатами (5000; 9,2). Дренируемый объем газа в пласте ($V_{др}$) определяется как разность между общим объемом газа в пласте на начало отбора и объемом газа, который отбивается на оси абсцисс касательной, проведенной через точку с указанными координатами. На рисунке проведенные через эти точки касательные показаны синими пунктирными линиями. Красными пунктирными линиями показаны касательные, проведенные через точки начала периодов отбора, для определения дренируемых объемов газа традиционным методом падения давления.

Ошибка определения аккумулируемых-дренируемых объемов газа на ПХГ традиционным методом падения давления без учета указанных особенностей может достигать нескольких десятков процентов. На рисунке видно, что $V_{др}$ с учетом особенностей циклической эксплуатации ИГЗ рассматриваемого ПХГ оценивается в 1400 млн м^3. При этом традиционным методом его оценили всего в 500 млн м^3. Очевидно, что традиционная оценка некорректна, так как она значительно меньше количества отбираемого за сезон газа ($V_{отб}$), а именно 900 млн м^3.

***

Таким образом, для достоверного определения энергетического режима эксплуатации и динамического состояния ИГЗ ПХГ необходимо учитывать характерные особенности проявления газового и водонапорного режимов, связанные с циклическим характером эксплуатации ИГЗ и высокой динамикой закачки и отбора газа в конкретных геолого-гидродинамических условиях пласта.

Список литературы

1. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений / С.Н. Закиров. – М.: Струна, 1998. – 626 с.
2. Зотов Г.А. Геотехнологические основы использования газодинамических методов оценки дренируемых запасов газа / Г.А. Зотов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2000. – 54 с.

3. Колбиков С.В. Метод подсчета запасов по падению пластового давления / С.В. Колбиков // Газовая промышленность. – 1999. – № 1. – С. 18–22.
4. Коротаев Ю.П. Добыча, транспорт и подземное хранение газа / Ю.П. Коротаев, А.И. Ширковский. – М.: Недра, 1984. – 487 с.
5. Панфилов М.Б. Количественный критерий интенсивности проявления водонапорного режима в газовой залежи / М.Б. Панфилов // Газовая промышленность. – 1998. – № 1. – С. 28–30.
6. Бузинов С.Н. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов / С.Н. Бузинов, И.Д. Умрихин. – М.: Недра, 1984. – 269 с.
7. Левыкин Е.В. Технологическое проектирование хранения газа в водоносных пластах / Е.В. Левыкин. – М.: Недра, 1973. – 208 с.

Energy regimes of gas reservoirs operation at underground gas storages and specifics of their identification

A.A. Mikhaylovskiy

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
E-mail: A_Mikhailovsky@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Energy modes of cyclic operation of an artificial gas deposit specify the main process and performance indicators of underground gas storing. For this reason, determination and consideration of the energy modes specifics while operating a gas deposit are the major tasks during designing, analysis, control and operation of an underground gas storage (UGS). There are many studies related with either coarse forecasting of the development regimes for gas reservoirs of the hydrocarbon fields or their evaluating according to the factual data. Therefore, the suggested methods do not enable total consideration of the specifics immanent to the UGS's artificial deposits and related with the cyclic nature of operation and the high dynamics of gas flooding and extraction.

This article highlights the main energy operational regimes common for the artificial gas deposits of the UGSs, namely the gas dive and the water drive. Author describes the agents of the water drive intensity including the own geological-hydrodynamic conditions of a layer, as well as the external exposure such as the tempos of gas flooding and extraction. He examines fluctuations of the driving forces in a layer during the separate seasons of gas flooding and extraction, and lists the basic indicators of a UGS's reservoir dynamic status.

A dependency between the reduced average-weighted reservoir pressure and the gas flow in different operational seasons in conditions of the gas and water drives is studied. It is shown that a depressurization method traditionally used for calculating the accumulated or the discharged gas amounts ignoring the cyclic pattern of UGS operation can give an error of tens of percent.

Keywords: regime of field development, regime of UGS gas reservoir operation, driving forces in a layer, gas drive, water drive, accumulated and drainage gas volumes, method of reservoir pressure ups-and-downs.

References

1. ZAKIROV, S.N. *Development of gas, gas-condensate and oil-gas-condensate fields* [Razrabotka gazovykh, gazokondensatnykh i neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy]. Moscow: Struna, 1998. (Russ.).
2. ZOTOV, G.A. *Geotechnological background to apply gas-dynamic methods for assessment of gas reserves* [Geotekhnologicheskiye osnovy ispolzovaniya gazodinamicheskikh metodov otsenki dreniruyemykh zapasov gaza]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2000. (Russ.).
3. KOLBIKOV, S.V. Method of reserves calculation according to reservoir pressure losses [Metod podscheta zapasov po padeniyu plastovogo davleniya]. *Gazovaya Promyshhlennost*, 1999, no. 1, pp. 18–22, ISSN 0016-5581. (Russ.).
4. KOROTAYEV, Yu.P., A.I. SHIRKOVSKIY. *Production, transport and underground storage of gas* [Dobycha, transport i podzemnoye khraneniye gaza]. Moscow: Nedra, 1984. (Russ.).
5. PANFILOV, M.B. Quantitative criterion of water seepage intensity in a gas deposit [Kolichestvennyy kriteriy intensivnosti proyavleniya vodonapornogo rezhima v gazovoy zalezhi]. *Gazovaya Promyshhlennost*, 1998, no. 1, pp. 28–30, ISSN 0016-5581. (Russ.).
6. BUZINOV, S.N., I.D. UMRIKHIN. *Surveying oil and gas wells and layers* [Issledovaniye neftyanykh i gazovykh skvazhin i plastov]. Moscow: Nedra, 1984. (Russ.).
7. LEVYKIN, Ye.V. *Process design of gas storage in water-bearing layers* [Tekhnologicheskoye proyektirovaniye khraneniya gaza v vodonosnykh plastakh]. Moscow: Nedra, 1973. (Russ.).

УДК 622.279.5

Методический подход к управлению работой системы «пласт – скважина» в пакерных скважинах на глубокозалегающих месторождениях со сложным компонентным составом газа

Антон Д. Люгай[1]*, Андрей Д. Люгай[1]

[1] ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1
* E-mail: ADLyugai@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. В статье проанализирован и обобщен многолетний опыт разработки месторождений кислых газов, который выявил наличие методических проблем в практическом применении в пакерных скважинах известных технологических режимов и методов их регулирования. Основной причиной этому, по мнению авторов, являются попытки ряда исследователей рассматривать систему «пласт – скважина» в пакерных скважинах поэлементно (пласт, скважина), используя при этом расчетные оценки забойного давления. Другие исследователи, указывая на недопустимость такого подхода, предлагают ориентироваться только на уверенно контролируемые в пакерных скважинах параметры – устьевое давление и скорость потока газа на устье скважины.

Таким образом, требуется уточнить методический подход к управлению работой системы «пласт – скважина» в пакерной скважине. Предлагаемые авторами методические рекомендации позволяют упорядочить применение рекомендуемого технологического режима на рассматриваемых месторождениях как при проектировании их разработки, так и при их эксплуатации. Усовершенствованный методический подход к управлению работой системы «пласт – скважина» в пакерной скважине может быть востребован на глубокозалегающих месторождениях со сложным компонентным составом газа.

Ключевые слова: пласт, скважина, месторождение, эксплуатация, разработка, проектирование разработки, система «пласт – скважина», технологический режим, месторождения со сложным компонентным составом газа.

В практику проектирования разработки месторождений понятие технологического режима (ТР) работы газовых скважин введено проф. Б.Б. Лапуком, предложившим рассматривать ТР как систему условий (ограничений) для получения максимального дебита скважин без каких-либо осложнений на протяжении всего периода разработки месторождения [1, с. 49–53]. Далее в указанной постановке вопроса проведены исследования по выработке научных и методических основ в области управления работой газовых скважин. Наиболее важные результаты исследований отражены в работах З.С. Алиева, К.С. Басниева, С.Н. Закирова, Г.А. Зотова, Е.В. Левыкина, Ю.П. Коротаева и др. Обобщение этих результатов позволило выработать общий концептуальный подход к установлению ТР и методам его регулирования. Важно отметить, что только часть из известных ТР может быть выражена математическими формулами, другая часть ТР базируется на соблюдении определенных принципов ограничения технологических параметров работы скважин (по дебиту, устьевому и забойному давлениям) [2, 3]. Известно, что решение задачи установления ТР должно обеспечить, с одной стороны, безопасную добычу газа и регулирование работы скважин, с другой стороны, применимость для управления системой разработки месторождения при проектировании (важность данного условия обусловлена прямой зависимостью между ТР и количеством добывающих скважин) [3].

Интересным представляется опыт разработки пакерными скважинами (ПС) глубокозалегающих (свыше 3500 м) продуктивных залежей месторождений, содержащих при аномальных пластовых давлениях и температурах газ сложного компонентного (в том числе H_2S и CO_2) состава [4–6]. Такие месторождения (по величине начальных запасов газа их относят к уникальным и крупным) находятся в разработке на территориях Российской Федерации (Астраханское газоконденсатное (ГКМ), Оренбургское нефтегазоконденсатное (НГКМ) месторождения), Республики

Казахстан (Карачаганакское НГКМ), Республики Туркменистан (Довлетабад-Домезское ГКМ), Республики Узбекистан (Шуртан, Зеварды, Алан, Култак, Памук и др.). Опыт разработки указанных месторождений свидетельствует о важности контроля интенсивности коррозионных процессов в скважине, где самым уязвимым местом является устье (в этой точке скорость потока газа ($v_у$) достигает максимальных значений) [2]. Недопустимо пренебрегать этим обстоятельством, поскольку отсутствие надлежащего контроля сопровождается неуправляемой интенсивностью процессов коррозии металлов скважинного оборудования (коррозионное растрескивание, охрупчивание, образование свищей и т.п.) и в конечном итоге приводит к серьезным авариям на скважине (утрате герметичности колонны лифтовых труб (ЛТ) и ее обрыву, утрате герметичности обсадной колонны) [4].

Исследованиями многих авторов показано, что из всех существенно влияющих на интенсивность процесса коррозии факторов (техническая характеристика применяемых металлов, давление и температура среды, степень и характер минерализации воды, скорость потока газа и др.) только устьевая скорость $v_у$ поддается регулированию [2]. С учетом данного фактора разработаны и широко применяются в промысловой практике соответствующие методы установления и регулирования ТР $v_у$ = const [2]. Изучение характера изменения общих затрат пластовой энергии на поддержание режима $v_у$ = const показало, что по мере естественного снижения пластовой энергии эти затраты возрастают (увеличение составляет до ¼ начальных затрат).

Анализ и обобщение многолетнего опыта разработки рассматриваемых месторождений выявили наличие методических проблем в практическом применении в ПС известных ТР и методов их регулирования. Основной причиной этого являются попытки ряда исследователей рассматривать систему «пласт – скважина» в ПС поэлементно (пласт, скважина), используя приблизительные расчетные оценки изменения характеристики гидравлического сопротивления ЛТ и пакерной системы и, соответственно, приблизительные значения забойного давления ($\sim p_{заб}$). Другие исследователи предлагают ориентироваться только на устьевые параметры работы ПС – устьевое давление ($p_у$) и $v_у$.

Промысловые материалы показывают, что применение $v_у$ в качестве технологического ограничения является *необходимым*, но *недостаточным* условием *безаварийной* работы скважин. В полном объеме безопасная работа ПС может быть обеспечена при условии соблюдения технологического ограничения по *депрессии* на пласт ($\Delta p = p_{пл} - p_{заб}$, где $p_{пл}$ – пластовое давление), поскольку в противном случае не представляется возможным предотвратить серьезные осложнения, связанные с преждевременным обводнением и разрушением продуктивного пласта.

Для принципиального изменения сложившейся ситуации требуется уточнить методический подход к управлению работой системы «пласт – скважина» в ПС. Многоаспектность рассматриваемой задачи обусловлена необходимостью ее решения с учетом следующих областей применения ТР:

1) обеспечения *безопасной* работы скважин;

2) *управления* работой системы «пласт – скважина» в действующих скважинах;

3) учета *граничного условия* для проектных скважин при проектировании месторождения.

Для обеспечения безопасной работы скважин на глубокозалегающих месторождениях со сложным компонентным составом газа предусмотрено их оснащение пакерными системами для защиты скважинного оборудования от нежелательного воздействия агрессивных компонентов газа, разгрузки верхней части подвески колонны ЛТ (глубина спуска 3000…5000 м), а также создания ингибированной жидкостью противодавления (во избежание смятия обсадных колонн) на вышележащие отложения соли. При этом конструктивные особенности пакерных скважин (рис. 1) не позволяют эффективно использовать известные математические модели движения газа в системе «пласт – скважина» и методы управления ее работой.

Для повышения безопасности работы рассматриваемых скважин необходимо усовершенствовать методический подход к управлению работой системы «пласт – скважина» в пакерной скважине на основе следующих принципов:

- в пакерной скважине рассматривать целостной систему «пласт – скважина», для

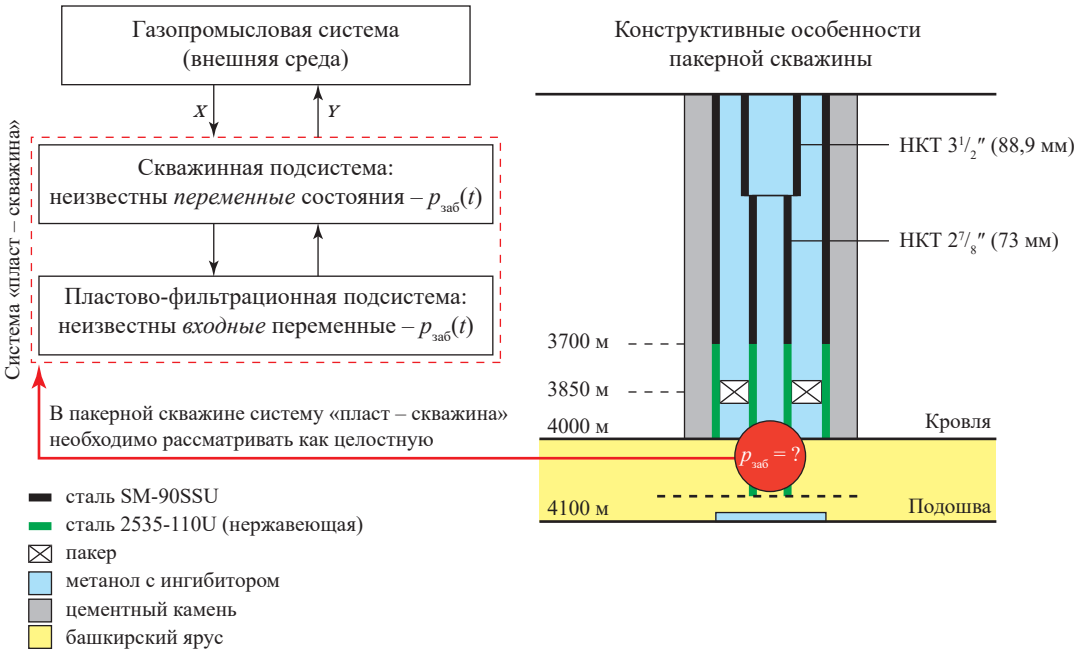


Рис. 1. **Технико-технологические особенности эксплуатации пакерных скважин:**
НКТ – насосно-компрессорные трубы; *t* – время

контроля состояния которой использовать хорошо контролируемые в ней входные и выходные параметры – $p_{пл}$ и $p_{у}$;

• в основу управления системой «пласт – скважина» в ПС следует заложить условие соблюдения технологических условий работы с учетом как устьевых, так и забойных ограничений ее производительности (без контроля последних).

На основе указанных принципов усовершенствован метод управления работой системы «пласт – скважина» в ПС, его основу составляют следующие положения:

• для управления работой системы «пласт – скважина» предусмотрено применение отличного от известных технологического параметра – интегральной депрессии ($\Delta p^{\int} = \Delta p + \Delta p_{тр}$), учитывающей суммарные затраты пластовой энергии на создание депрессии на пласт (см. ранее) и преодоление сил трения ($\Delta p_{тр}$) в колонне ЛТ и пакерном оборудовании;

• определение допустимой (максимальной) интегральной депрессии ($\Delta p^{\int}_{max}$) выполняется по результатам газодинамических исследований до перевода пакерного оборудования в стационарное состояние (только в этом случае можно получить достоверные расчетные значения $p_{заб}$ и определить минимальные затраты пластовой энергии на преодоление сил трения ($\Delta p_{тр.min} = f(q)$, где q – дебит скважины) при движении газа в новых ЛТ и пакерном оборудовании);

• для выполнения условия соблюдения в ПС технологического ограничения работы системы «пласт – скважина» по депрессии на пласт устанавливается ТР поддержания постоянной интегральной депрессии ($\Delta p^{\int}$ = const);

• для соблюдения технологических ограничений работы системы «пласт – скважина» по устьевыми параметрам ($p_{у}$ и $v_{у}$) используются известные методы их контроля и регулирования.

Основу метода составляют естественные физические процессы: при снижении пластового давления ($p_{пл}(t) = f(\sum Q_{доб}(t)$, где $Q_{доб}$ – суммарная добыча газа с начала разработки) снижается дебит ($q(t) = f(p_{пл}(t))$ и возрастает $\Delta p_{тр}$ (в том числе из-за увеличения шероховатости внутренних поверхностей ЛТ, элементов пакерного оборудования и хвостовика ЛТ). При ТР $\Delta p^{\int}$ = const соблюдение ограничения по депрессии на пласт ($\Delta p(t) \le \Delta p_{max}$) обеспечивается за счет постоянного перераспределения затрат пластовой энергии между возрастающими в процессе эксплуатации затратами на преодоление сил трения ($\Delta p_{тр}(t) > \Delta p_{тр.min}$) и затратами на создание депрессии на пласт ($\Delta p(t) < \Delta p_{max}$)

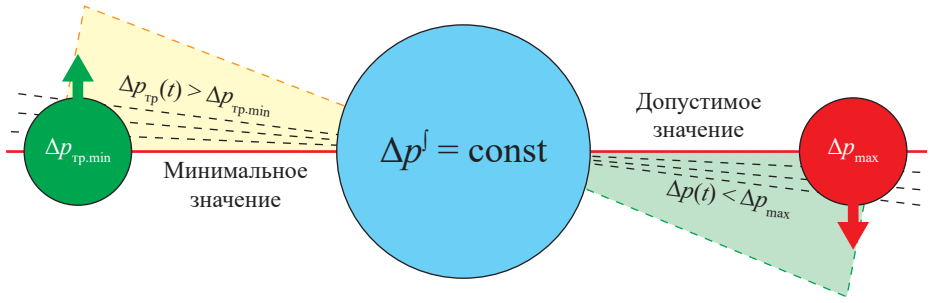


Рис. 2. **Принцип саморегулирования распределения затрат пластовой энергии на создание депрессии на пласт и преодоление сил трения в колонне ЛТ и ПС**

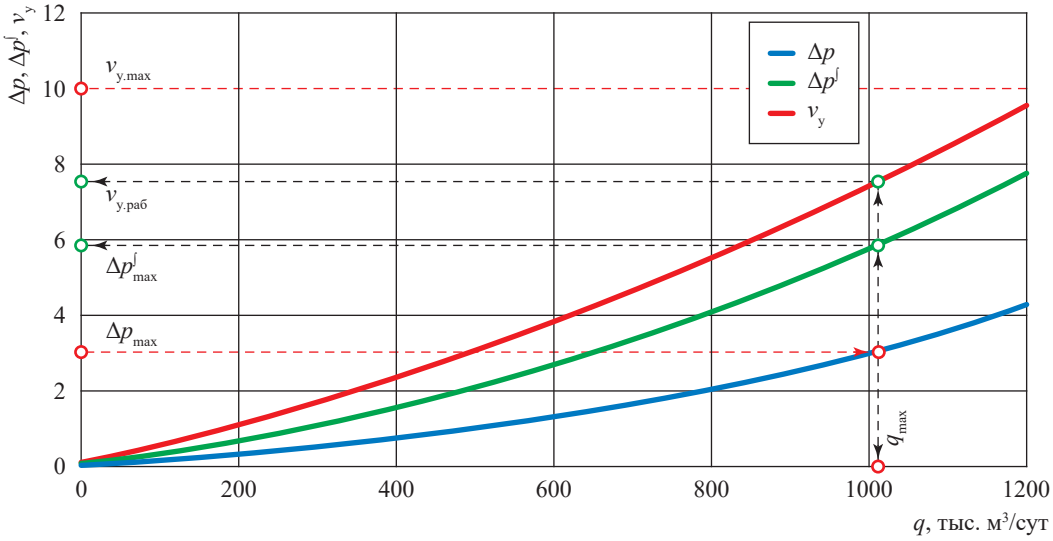


Рис. 3. **Определение допустимого значения интегральной депрессии в системе «пласт – скважина»**

с сохранением общего баланса между этими затратами ($\Delta p^{∫} = \Delta p_{max} + \Delta p_{тр.min} = \Delta p(t) + \Delta p_{тр}(t) = const$) (рис. 2).

Для *управления* работой системы «пласт – скважина» в *действующих* пакерных скважинах разработан метод определения в системе «пласт – скважина» допустимого значения интегральной депрессии ($\Delta p^{∫}_{max}$) (рис. 3); метод управления работой системы «пласт – скважина» в пакерных скважинах (с применением интегральных коэффициентов фильтрационно-гидравлического сопротивления (ИКФГС) ($a_{∫}$, $b_{∫}$) и технологического ограничения по интегральной депрессии $\Delta p^{∫} = const$).

Управление работой системы «пласт – скважина» в *действующей* пакерной скважине выполняется в пределах области рабочих дебитов, которую определяет зависимость допустимого дебита от пластового давления ($q_{max} = f(p_{пл})$). Такие зависимости (с использованием ИКФГС ($a_{∫}$, $b_{∫}$) и ТР $\Delta p^{∫} = const$) устанавливают для каждой добывающей скважины.

Апробация (на примере конкретных скважин) предложенного метода управления работой системы «пласт – скважина» в пакерной скважине показала высокую сходимость (до 96,8 %) прогнозных и фактических показателей работы системы «пласт – скважина». Применение интегральной депрессии в качестве технологического ограничения ($\Delta p^{∫} = const$) работы системы «пласт – скважина» эффективно не только для регулирования работы добывающих скважин, но и для управления системой разработки при проектировании рассматриваемых месторождений.

Для учета интегральной депрессии $\Delta p^{∫}$ в качестве *граничного условия* для проектных скважин при проектировании рассматриваемых месторождений предложен метод определения области их рабочих дебитов на весь период

разработки месторождения, в пределах которой выбирается *рациональное* (с точки зрения обеспечения *максимального* экономического эффекта и *эффективного* регулирования процессом разработки) значение и характер изменения проектного дебита.

Результаты выполненных исследований в области управления работой системы «пласт – скважина» в ПС позволили сформировать методические рекомендации по применению ТР $\Delta p^{\int} = \text{const}$ при проектировании разработки и эксплуатации рассматриваемых месторождений:

- при *проектировании разработки* месторождения:

– анализируются влияющие на условия эксплуатации скважин геологические и технико-технологические факторы с целью определения основного из них для выбора ТР;

– определяются параметры модели средней пакерной скважины (ИКФГС системы «пласт – скважина» – $a_{\int ср}$, $b_{\int ср}$);

– строится зависимость изменения дебита средней ПС (при $\Delta p^{\int}_{max}$) при снижении пластового давления ($q_{max} = f(p_{пл})$), определяется область рабочих дебитов на весь период разработки месторождения;

– с учетом определяемых областью рабочих дебитов ограничений вычисляется рациональное (с точки зрения обеспечения максимального экономического эффекта и эффективного регулирования процессом разработки) значение и характер изменения проектного дебита ($q_{раб.спс} = f(p_{пл})$, где $q_{раб.спс}$ – рабочий дебит средней пакерной скважины);

- при *эксплуатации* месторождения (добыча газа):

– строятся (при $\Delta p^{\int}_{max}$ и текущих ИКФГС – $a_{\int}$, $b_{\int}$) для всех добывающих скважин зависимости изменения дебита системы «пласт – скважина» от пластового давления ($q_{max.спс} = f(p_{пл.спс})$) для определения областей рабочих дебитов ($q_{раб.спс} \le q_{max.спс}$) для каждой добывающей скважины (их уточнение выполняется по результатам вновь проведенных на скважинах газодинамических исследований);

– на основе использования областей рабочих дебитов ($q_{раб.спс} \le q_{max.спс}$) выполняется управление работой системы «пласт – скважина» в добывающих скважинах.

Методические рекомендации позволяют упорядочить применение рекомендуемого ТР на рассматриваемых месторождениях как при проектировании их разработки, так и при эксплуатации. В заключение отметим, что усовершенствованный методический подход к управлению работой системы «пласт – скважина» в ПС может быть востребован на глубокозалегающих месторождениях со сложным компонентным составом газа (Астраханское и Оренбургское, неокомские и юрские залежи месторождений Надым-Пур-Тазовского региона и п-ова Ямал).

Список литературы

1. Лапук Б.Б. Теоретические основы разработки месторождений природных газов / Б.Б. Лапук. – М.: Гостоптехиздат, 1948.
2. Алиев З.С. Технологический режим работы газовых скважин / З.С. Алиев, С.А. Андреев, А.П. Власенко и др. – М.: Недра, 1978. – 279 с.
3. Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений / С.Н. Закиров. – М.: Недра, 1989. – С. 74–88.
4. Легезин Н.Е. Противокоррозионная защита систем добычи, сбора и транспорта газа с применением ингибиторов: автореф. дис. ... д-ра тех. наук / Н.Е. Легезин. – М., 1998. – 42 с.
5. Рассохин Г.Д. Разработка газоконденсатных месторождений / Г.Д. Рассохин, Г.Р. Рейтенбах, Н.Н. Трегуб и др. – М.: Недра, 1984. – 210 с.
6. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. – М.: Недра, 1980.

Methodical approach to control a “layer–well” system in packer wells at deep fields with complex gas composition

Anton D. Lyugay[1*], Andrey D. Lyugay[1]

[1] Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
[*] E-mail: ADLyugai@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Authors analyze and summarize the long-term experience in development of the acidic gas fields, which exposed the methodical loose ends regarding the known technological regimes and the control methods applied to the parker wells. In authors’ opinion, this is due to the attempts of some researchers to deal with a parker-well “layer–well” system elementwise using the design assessments of the bottom-hole pressure. Other researchers stress the infeasibility of such approach and suggest using only the surely controlled parameters in the parker wells such as the wellhead pressure and the wellhead velocity of a gas flow.
Thus, it is necessary to specify the procedure of a parker-well “layer–well” system operation control. The suggested methodical recommendations enable harmonization of the process regime application either during designing field development, or during its operation. The improved procedure could be eligible at the deep fields with complex gas composition.

Keywords: layer, well, field, operation, development, designing of development, “layer–well” system, technological regime, field with complex gas composition.

References

1. LAPUK, B.B. *Theoretical background for development of natural gas fields* [Teoreticheskiye osnovy razrabotki mestorozhdeniy prirodnykh gazov]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1948. (Russ.).
2. ALIYEV, Z.S., S.A. ANDREYEV, A.P. VLASENKO, et al. *Technological mode of gas well operation* [Tekhnologicheskiy rezhim raboty gazovykh skvazhin]. Moscow: Nedra, 1978. (Russ.).
3. ZAKIROV, S.N. *Theory and design of gas and gas-condensate fields development* [Teoriya i proyektirovaniye razrabotki gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy]. Moscow: Nedra, 1989, pp. 74–88. (Russ.).
4. LEGEZIN, N.Ye. *Inhibitor-based rust protection for systems of gas production, collection and transport* [Protivokorrozionnaya zashchita system dobychi, sbora i transporta gaza s primeneniyem ingibitorov]: synopsis of Dr.’s thesis (engineering). Gubkin University. Moscow, 1998. (Russ.).
5. RASSOKHIN, G.D., G.R. REYTENBAKH, N.N. TREGUB, et al. *Development of gas condensate fields* [Razrabotka gazokondensatnykh mestorozhdeniy]. Moscow: Nedra, 1984. (Russ.).
6. *Instructions for a comprehensive study of gas and gas condensate reservoirs and wells* [Instruktsiya po kompleksnomu issledovaniyu gazovykh i gazokondensatnykh plastov i skvazhin]. Moscow: Nedra, 1980. (Russ.).

УДК 622.279.34 622.279.34

Определение дебитов газовых скважин при проведении газодинамических исследований

М.С. Рогалев[1], Н.В. Саранчин[1]*

[1] ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1
* E-mail: n_saranchin@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. В статье представлен анализ возможных отклонений дебитов газовых скважин, рассчитанных по термобарическим данным диафрагменных измерителей критического течения, относительно истинных значений расхода в зависимости от выбора расчетного выражения. Приведен вывод расчетного выражения, исключающего недостатки используемых формул. Показан пример его практической апробации.

Ключевые слова: газовые скважины, дебит газовых скважин, гидродинамические исследования скважин, расход газа, критическое истечение, диафрагменный измеритель критического течения.

Газодинамические исследования (ГДИ) газовых скважин на установленных режимах фильтрации являются информационным источником для выбора и обоснования оптимальных режимов их эксплуатации [1]. Результаты данных исследований используются:

- при контроле процесса разработки месторождений;
- формировании комплекса мероприятий по совершенствованию процесса разработки месторождений;
- оценке эффективности капитальных ремонтов скважин [1–3].

Для получения достоверных результатов ГДИ газовых скважин значимую роль имеет корректное определение дебита в ходе их проведения [1]. Обычно это осуществляется с использованием:

- диафрагменного измерителя критического течения (ДИКТ) [2, 4] для прямых измерений термобарических характеристик потока природного газа (рис. 1);
- выбираемого расчетного выражения для определения расхода газа по результатам измерений его термобарических параметров, выполненных с использованием ДИКТ.

Процесс прохождения потоком газа диафрагмы ДИКТ (см. рис. 1) происходит в режиме критического истечения вследствие разности давлений до и после нее (критическое отношение давлений). При этом расход газа полностью определяется его термобарическими параметрами до диафрагмы (см. сечение 1, рис. 1) [5, 6]. Скорость потока газа в месте максимального сужения струи (см. сечение 2, рис. 1) достигает локальной скорости звука, а противодавление и температура в этом сечении определяются [6] на основе выражений

$$y_{кр} = \left(\frac{p_2}{p_1}\right)_{кр} = \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k}{k-1}}; \quad (1)$$

$$\frac{T_2}{T_1} = \frac{2}{k+1}, \quad (2)$$

где $y_{кр}$ – критическое отношение давлений потока среды; k – показатель изоэнтропии (адиабаты) газового потока; p_1 и T_1 – соответственно давление и температура в сечении перед диафрагмой (см. сечение 1, рис. 1); p_2 и T_2 – соответственно давление и температура в критическом сечении (см. сечение 2, рис. 1).

Площадь наиболее сжатого сечения газового потока (см. сечение 2, рис. 1) зависит как от конструкции диафрагмы, так и от параметров газового потока перед ней

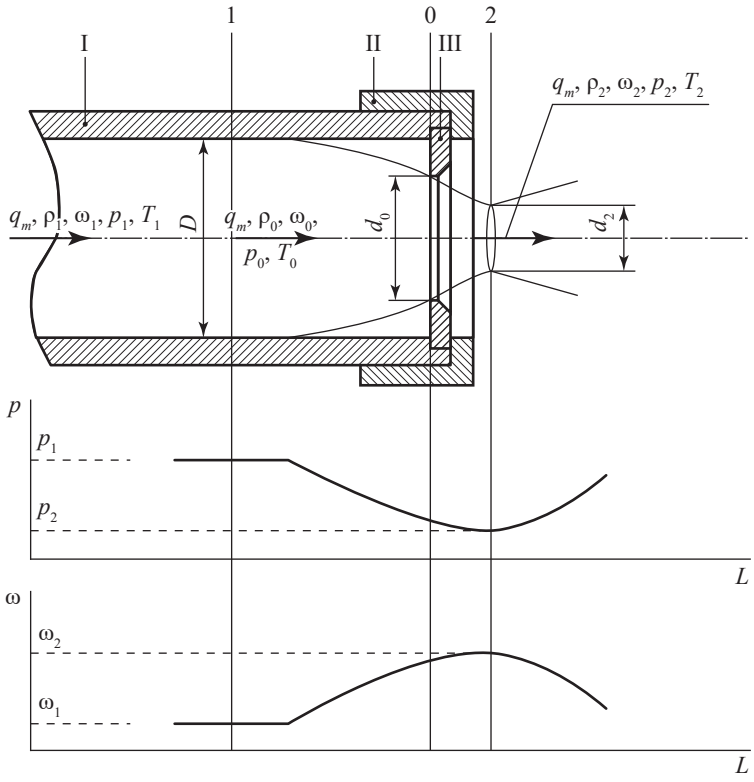


Рис. 1. **Графический вид схемы движения газового потока по внутренней полости типовой конструкции ДИКТ (а) с соответствующими схеме движения видами зависимостей изменения давления (б) и скорости (в) по длине внутренней полости ДИКТ:**
I – прямолинейный участок трубопровода перед сужающим устройством (диафрагмой), или корпус; II – накидная гайка для крепления сужающего устройства к корпусу; III – сужающее устройство – диафрагма; 0 – сечение, характеризующее режим движения газового потока в месте его входа в отверстие диафрагмы; 1 – сечение прямолинейного участка трубопровода; 2 – сечение набольшего сужения струи газового потока; L – линейная координата вдоль оси трубопровода; ω – средняя скорость движения потока среды; q_m – массовый расход среды; P – давление среды; T – температура среды; ρ – плотность среды при известных термобарических параметрах; D – внутренний диаметр линейной части ДИКТ; d_0 – внутренний диаметр отверстия диафрагмы ДИКТ; d – диаметр сжатого сечения потока среды за диафрагмой ДИКТ

(см. сечение 1, рис. 1) [7, 8]. Теплофизические свойства газового потока при рабочих условиях перед диафрагмой (см. сечение 1, рис. 1) и в сжатом сечении (см. сечение 2, рис. 1) должны определяться на основании данных о компонентном составе газа. Вследствие того что для обеспечения критического истечения рассматриваемой среды через диафрагму используется типовая конструкция ДИКТ [4, 9], корректность определения дебитов газовых скважин для описанного физического процесса будет определяться выбором расчетного выражения из имеющегося в научно-технической литературе вариативного ряда [1–4]. Согласно основополагающим работам по газо- и гидродинамике, освещающим режимы течения сред [5–7], выражения, используемые в данном случае при расчете расхода среды, должны базироваться на следующих балансовых уравнениях:

- неразрывности потока среды

$$G = f_1\omega_1\rho_1 = f_0\omega_0\rho_0 = f_2\omega_2\rho_2 = \text{const}; \quad (3)$$

- первого начала термодинамики

$$\mathrm{d}q + \mathrm{d}(pv)_{\text{внеш}} = \\ = \mathrm{d}u + \mathrm{d}\left(\frac{\omega^2}{2}\right) + g\mathrm{d}h + \mathrm{d}a_{\text{тех}} + \mathrm{d}a_{\text{тр}}, \quad (4)$$

где G – массовый расход среды; f_0, f_1, f_2 – площади поперечных сечений (индексы

см. в экспликации к рис. 1); ω_1, ω_0, ω_2 – средняя скорость потока в соответствующем сечении; ρ_1, ρ_0, ρ_2 – плотность газа в соответствующем сечении. На участке между сечениями 1 и 2 (см. рис. 1): dq – удельное количество теплоты, подведенное к газу; $d(pv)_{внеш}$ – удельная работа внешних сил давления; du – изменение удельной внутренней энергии газа; $d\left(\frac{\omega^2}{2}\right)+gdh$ – приращение удельной кинетической и потенциальной энергии газа (здесь: g – ускорение свободного падения; dh – изменение нивелирной отметки по высоте трубопровода; ω – средняя скорость движения потока); $da_{тех}$ + $da_{тр}$ – совершенная газом техническая работа и работа по преодолению сил трения, отнесенная к единице массы.

Выражения, предлагаемые в научно-технической литературе для расчета расхода газового потока в режиме критического истечения через диафрагму [3, 4, 9, 10], сводятся к следующему общему виду:

$$Q_{ст} = C\frac{p_1}{\sqrt{T_1}}, \qquad (5)$$

где $Q_{ст}$ – объемный расход потока углеводородной газовой смеси, приведенный к стандартным условиям; C – коэффициент расхода.

В каждом из предложенных выражений для определения расхода газового потока в режиме критического истечения через диафрагму делаются допущения при расчете коэффициента расхода (подробно см. [11]). Тезисно: данные допущения предполагают наличие эмпирической составляющей, которой должна компенсироваться часть теплофизических и гидродинамических характеристик газового потока при описании критического истечения газового потока через диафрагму. Предлагаемые размерности коэффициента расхода в метрической системе единиц измерения СИ не соответствуют требуемой размерности, которая представлена выражением

$$[C] = \left[\frac{Q\sqrt{T}}{p}\right] = \frac{м^3 \cdot с^{-1}\sqrt{К}}{кг \cdot м \cdot с^{-2} \cdot м^{-2}} =$$
$$= м^4 \cdot кг^{-1} \cdot с \cdot К^{1/2}. \qquad (6)$$

Все выражения не учитывают такой значимой газодинамической характеристики рассматриваемого режима истечения, как коэффициент сжатия струи газового потока, выходящего из диафрагмы. Установлено наличие существенных систематических расхождений расчетных и фактических значений расхода природного газа (рис. 2). Это свидетельствует о неполном учете теплофизических и газодинамических характеристик газового потока, проходящего диафрагму в режиме критического истечения, при расчете его расхода

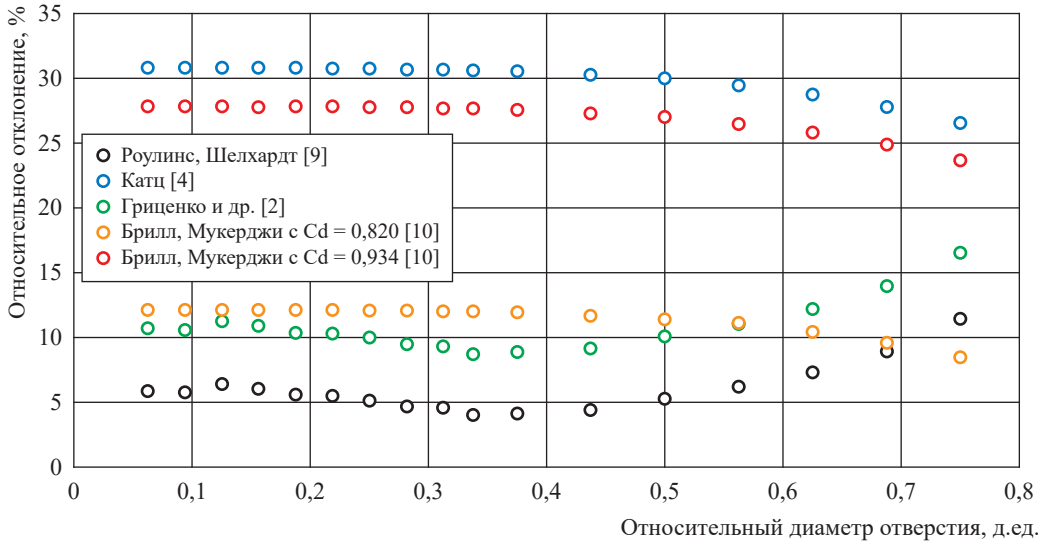


Рис. 2. **Возможные отклонения результатов расчета расхода газа в режиме критического истечения через диафрагму от фактических значений:** Cd – коэффициент, который используется для расчета коэффициента подачи и, по мнению авторов Брилла и Мукерджи [10], может принимать значения в диапазоне 0,82…0,934

с использованием аналитических выражений [2, 4, 9, 10]. С целью решения этой задачи для рассматриваемого режима течения авторы:

- вывели расчетное выражение для определения расхода газа на базе уравнений неразрывности потока среды и первого начала термодинамики (см. выражения (3) и (4));
- выбрали способы нахождения величин, входящих в выведенное выражение.

Вывод расчетного выражения для нахождения расхода газа в режиме критического истечения через диафрагму включает следующую последовательность действий [11]:

- из уравнения неразрывности потока среды (3) получаем выражение для разности квадратов скоростей движения рассматриваемого потока в сечениях 1 и 2 (см. рис. 1) вида

$$\omega_2^2 - \omega_1^2 = \frac{G^2}{\rho_1^2 F_1^2} \cdot \frac{1}{\beta^4 \varepsilon^2} \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{-\frac{2}{k}} - \beta^4 \varepsilon^2 \right], \quad (7)$$

где β – относительный диаметр диафрагмы ДИКТ; ε – коэффициент сжатия струи потока газа;

- аналогичное выражение

$$\omega_2^2 - \omega_1^2 = 2 \frac{1 + z_1(k-1)}{k-1} R_M T_1 \left(1 - \frac{T_1}{T_2} \cdot \frac{1 + z_2(k-1)}{1 + z_1(k-1)} \right), \quad (8)$$

где z_1, z_2 – коэффициенты сжимаемости газа в сечениях 1 и 2 соответственно; R_M – молярная газовая постоянная, получаем исходя из первого начала термодинамики (4) с учетом уравнения состояния реального газа, термодинамических соотношений величин, входящих в выводимое выражение, и уравнения адиабаты для газового потока;

- приравнивая правые части выражений (7) и (8) с учетом критического режима истечения газа, при котором давления и температуры потока в сечениях 1 и 2 (см. рис. 1) связаны выражениями (1) и (2), и выражая $Q_{ст}$, получаем

$$Q_{ст} = \varepsilon \frac{\pi d_0^2}{4} \cdot \frac{z_{ст}}{z_1} \cdot \frac{p_1}{p_{ст}} \cdot \sqrt{\frac{R_M}{T_1}} \cdot T_{ст} \sqrt{\frac{2 \frac{1 + z_1(k-1)}{k-1} \left(1 - \frac{2}{k+1} \cdot \frac{1 + z_2(k-1)}{1 + z_1(k-1)} \right)}{\left(\frac{k+1}{2} \right)^{\frac{2}{k-1}} - \beta^4 \varepsilon^2}}, \quad (9)$$

где $z_{ст}$ – коэффициент сжимаемости газа при стандартных условиях; $p_{ст}$ – стандартное давление. Выражение (9) устанавливает взаимосвязь расхода газового потока, проходящего диафрагму ДИКТ в режиме критического истечения, с его теплофизическими свойствами до и после диафрагмы и гидродинамическими характеристиками режима критического истечения и исключает эмпирические коэффициенты. А именно им учитываются (1) *отклонения термодинамических свойств потока природного газа от законов идеального газа* и (2) *формируемая структура гидродинамического режима прохождения потоком природного газа диафрагмы ДИКТ в режиме критического истечения* соответственно путем включения в выражение (9) в качестве составляющих:

1) плотности при стандартных условиях, молекулярной массы, коэффициента сжимаемости при стандартных условиях и термобарических параметрах в линейной части корпуса ДИКТ и в месте максимального сжатия потока за его диафрагмой, показателя адиабаты;

2) относительного диаметра отверстия диафрагмы и коэффициента сжатия струи рассматриваемого потока за диафрагмой ДИКТ при его выходе в атмосферу и рассмотрения при выводе расчетного выражения в качестве неисключаемой величины скорости движения газового потока в линейной части корпуса ДИКТ.

При практическом применении выражения (9) предполагается использование стандартизованных методов определения теплофизических свойств газового потока и диаметра отверстия диафрагмы, а для нахождения коэффициента сжатия струи – выведенного авторами данной статьи выражения [12, 13]. За основополагающие источники при выводе расчетного

выражения для коэффициента сжатия струи авторами приняты работы С.А. Чаплыгина [7] и С.В. Фальковича [14]. Вывод базируется на полученном С.А. Чаплыгиным точном аналитическом решении для коэффициента сжатия струи при истечении газа через щель из сосуда больших размеров, когда влиянием боковых стенок сосуда можно пренебречь. Проведена работа по оценке возможности представления точного решения, полученного Чаплыгиным, в форме функциональной зависимости от показателя адиабаты. Фактически для газовых углеводородных сред при прохождении ими диафрагмы в режиме критического течения показатель адиабаты изменяется в диапазоне от 1,3 до 1,5. На рис. 3 приведен результат численных расчетов коэффициента сжатия струи по точному решению, полученному С.А. Чаплыгиным для случая критического истечения газового потока через отверстие в стенке сосуда, с вариацией показателя адиабаты в пределах от 1,3 до 1,5.

Как видно на рис. 3, данная зависимость хорошо описывается полиномом 3-й степени с коэффициентом достоверности аппроксимации $R^2 = 0{,}9995$:

$$\varepsilon_0 = -3{,}0432k^3 + 13{,}362k^2 - 19{,}617k + 10{,}37. \quad (10)$$

Для учета влияния боковых стенок прямолинейного участка трубопровода, расположенного перед диафрагмой, на получаемое значение ε_0 авторами использован результат решения С.В. Фальковичем задачи об истечении струи газа из прямоугольного сосуда конечной ширины через щель в стенке сосуда, которая расширила область применения метода С.А. Чаплыгина. Для нахождения коэффициента сжатия струи авторами данной статьи выведено [12, 13] выражение

$$\varepsilon = \varepsilon_0(1{,}2414\beta^2 - 0{,}6029\beta + 1{,}0155), \quad (11)$$

где ε – уточненный коэффициент сжатия струи; $1{,}2414\beta^2 - 0{,}6029\beta + 1{,}0155$ – аппроксимационная зависимость (поправка к коэффициенту сжатия струи, учитывающая геометрические характеристики ДИКТ). Параметр β выделен на основании утверждения С.А. Чаплыгина [7] о том, что коэффициент сжатия струи газового потока, проходящей диафрагму в режиме критического течения, должен иметь поправку на изменение относительного диаметра отверстия диафрагмы.

Практическая апробация использования выражения (9) при расчете расхода природного газа в режиме критического истечения через диафрагму ДИКТ показала наличие отклонений ±2 % получаемого результата от значения, измеренного по методике, базирующейся на метрологически аттестованном методе измерений (пример представлен на рис. 4). График на рис. 4 показывает, что выведенным авторами выражением (9) в полном объеме

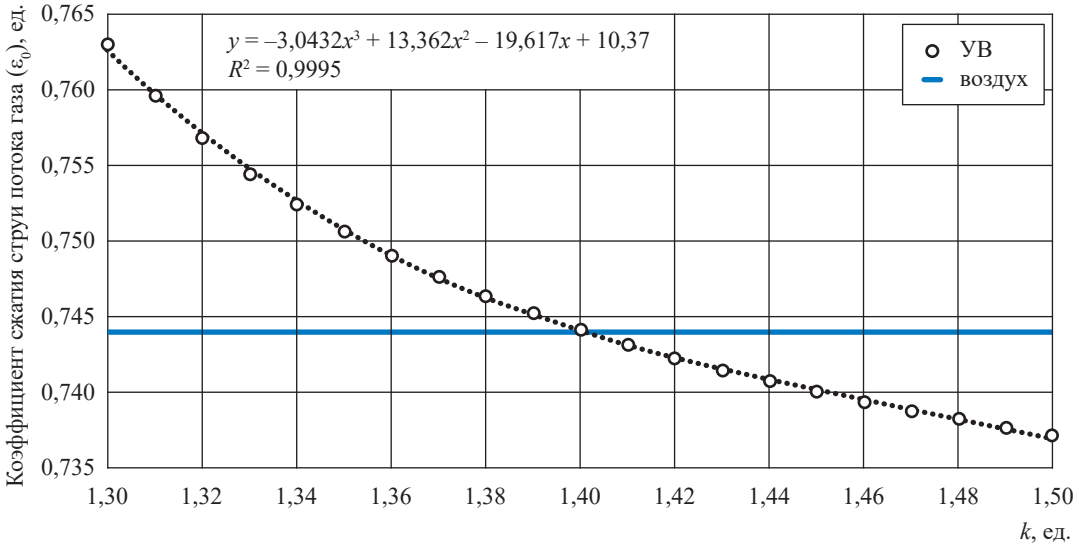


Рис. 3. **Оценка возможности представления точного решения для коэффициента сжатия струи С.А. Чаплыгина в форме функциональной зависимости от показателя адиабаты для углеводородных газовых смесей (УВ) при критическом истечении**

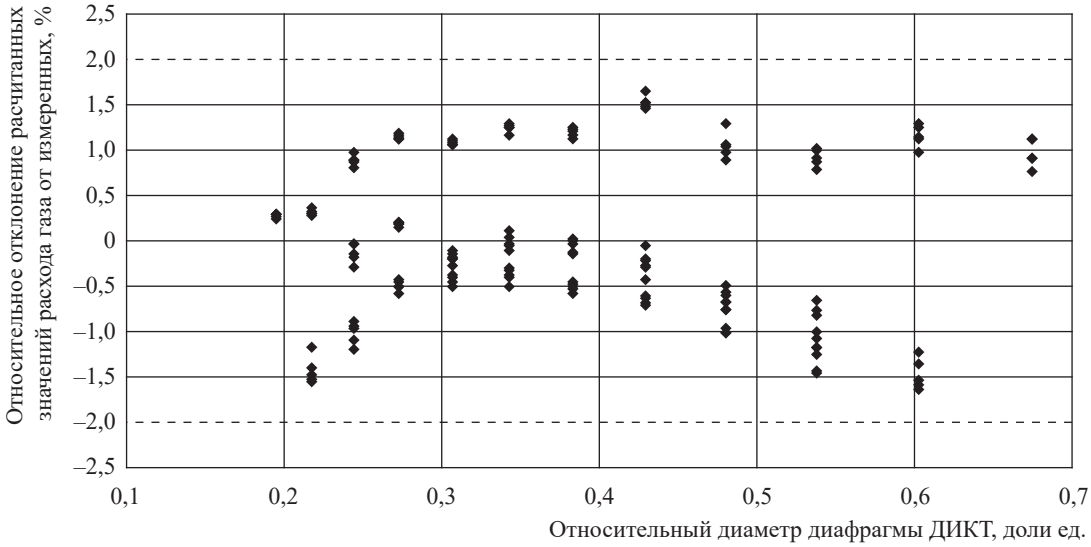


Рис. 4. **График возможных отклонений расчетных (**см. выражение (9)**) значений $Q_{ст}$ в режиме критического истечения от измеренных по методике, базирующейся на метрологически аттестованном методе измерений, при изменении диаметра отверстия диафрагмы ДИКТ в диапазоне от 10 до 76 мм**

учитываются факторы (термобарические, термодинамические и газодинамические характеристики потока природного газа и геометрические параметры ДИКТ) процесса определения расхода газа в режиме критического истечения через диафрагму. Следовательно, представленный расчетный комплекс может рассматриваться для практического применения при газодинамических исследованиях газовых скважин вместо используемых в настоящее время расчетных выражений.

Список литературы

1. Гиматудинов Ш.К. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений: учеб. для вузов / Ш.К. Гиматудинов, И.И. Дунюшкин, В.М. Зайцев и др.; под ред. Ш.К. Гиматудинова. – М.: Недра, 1988. – 302 с.
2. Гриценко А.И. Руководство по исследованию скважин / А.И. Гриценко, З.С. Алиев, О.М. Ермилов и др. – М.: Наука, 1995. – 523 с.
3. Долгушин Н.В. Исследование природных газоконденсатных систем / Н.В. Долгушин, Ю.М. Корчажкин, В.Г. Подюк и др. – Ухта, 1997. – 178 с.
4. Катц Д.Л. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа / Д.Л. Катц. – М.: Недра, 1965. – 677 с.
5. Абрамович Г.Н. Прикладная газовая динамика / Г.Н. Абрамович. – М.: Наука, 1976. – 888 с.
6. Альтшуль А.Д. Гидравлика и аэродинамика / А.Д. Альтшуль. – М.: Стройиздат, 1987. – 414 с.
7. Чаплыгин С.А. О газовых струях / С.А. Чаплыгин. – М.: Университетская типография, 1902. – 121 с.
8. Benedict R.P. Generalized contraction coefficient of an orifice for subsonic and supercritical flows / R.P. Benedict // Journal of Basic Engineering. – 1971. – Т. 93. – № 2. – С. 99–120.
9. Rawlins E.L. Back-pressure data on natural-gas and their application to production practices / E.L. Rawlins, M.A. Schelhardt. – Washington, DC: U.S. Bureau of Mines, 1936.
10. Брилл Дж. П. Многофазный поток в скважинах / Дж. П. Брилл, Х. Мукерджи. – М.: Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 384 с.
11. Рогалев М.С. Определение расхода газового потока при проведении гидродинамических исследований скважин. Ч. 1 / М.С. Рогалев, Н.В. Саранчин, В.Н. Маслов и др. // Известия вузов. Нефть и газ. – 2014. – № 6. – С. 50–59.

12. Рогалев М.С. Определение расхода газового потока при проведении гидродинамических исследований скважин. Ч. 2 / М.С. Рогалев, Н.В. Саранчин, В.Н. Маслов и др. // Известия вузов. Нефть и газ. – 2015. – № 1. – С. 43–54.
13. Рогалев М.С. Определение расхода газового потока при проведении гидродинамических исследований скважин. Ч. 3 / М.С. Рогалев, Н.В. Саранчин, В.Н. Маслов и др. // Известия вузов. Нефть и газ. – 2017. – № 1. – С. 72–83.
14. Фалькович С.В. К теории газовых струй / С.В. Фалькович // ПММ. – 1957. – Т. XXI. – Вып. 4.

Determination of gas well capacity during hydrodynamic testing

M.S. Rogalev[1], N.V. Saranchin[1*]

[1] Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
[*] E-mail: n_saranchin@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. This article indicates the grounds for the possible divergence between the gas well yields calculated according to the orifice critical flow measurements and their true values depending on a chosen formula. Authors derivate a math expression missing the disadvantages of the commonly applied ones. There is an example of the practical approbation of the suggested expression.

Keywords: gas wells, well capacity, hydrodynamic testing of wells, gas flow rate, critical flow, orifice critical flow meter.

References

1. GIMATUDINOV, Sh.K. (ed.), I.I. DUNYUSHKIN, V.M. ZAYTSEV, et al. *Development and operation of oil, gas and gas-condensate fields* [Razrabotka, i ekspluatatsiya neftyanykh, gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy]: textbook for higher school. Moscow: Nedra, 1988. (Russ.).
2. GRITSENKO, A.I., Z.S. ALIYEV, O.M. YERMILOV, et al. *Guidelines on well exploration* [Rukovodstvo po issledovaniyu skvazhin]. Moscow: Nauka, 1995. (Russ.).
3. DOLGUSHIN, N.V., Yu.M. KORCHAZHKIN, V.G. PODYUK, et al. *Studying natural gas-condensate systems* [Issledovaniye prirodnykh gazokondensatnykh sistem]. Ukhta, 1997. (Russ.).
4. KATTS, D.L. *Guidelines on production, transportation and processing of natural gas* [Rukovodstvo po dobyche, transport i pererabotke prirodnogo gaza]. Moscow: Nedra, 1965. (Russ.).
5. ABRAMOVICH, G.N. *Applied gas dynamics* [Prikladnaya gazovaya dinamika]. Moscow: Nauka, 1976. (Russ.).
6. ALTSHUL, A.D. *Hydraulics and aerodynamics* [Gidravlika i aerodinamika]. Moscow: Stroyizdat, 1987. (Russ.).
7. CHAPLYGIN, S.A. *On gas jets* [O gazovykh struyakh]. Moscow: Universitetskaya tipografiya, 1902. (Russ.).
8. BENEDICT, R.P. Generalized contraction coefficient of an orifice for subsonic and supercritical flows. *Journal of Basic Engineering*, 1971, vol. 93, no. 2, pp. 99–120, ISSN 0021-9223.
9. RAWLINS, E.L., M.A. SCHELHARDT. *Back-pressure data on natural-gas and their application to production practices*. Washington, DC: U.S. Bureau of Mines, 1936.
10. BRILL, J.P., H.K. MUKHERJEE. *Multiphase flow in wells* [Mnogofaznyy potok v skvazhinakh]. Translated from Engl. Moscow, Izhevsk: Institut kompyuternykh issledovaniy, 2006. (Russ.).
11. ROGALEV, M.S., N.V. SARANCHIN, V.N. MASLOV, et al. Determination of gas stream flow rate when conducting hydrodynamic studies of wells [Opredeleniye raskoda gazovogo potoka pri provedenii gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin]. Pt. 1. *Izvestiya Vyshikh Uchebnykh Zavedeniy. Neft i Gaz*, 2014, no. 6, pp. 50–59, ISSN 0445-0108. (Russ.).
12. Determination of gas stream flow rate when conducting hydrodynamic studies of wells [Opredeleniye raskoda gazovogo potoka pri provedenii gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin]. Pt. 2. *Izvestiya Vyshikh Uchebnykh Zavedeniy. Neft i Gaz*, 2015, no. 1, pp. 43–54, ISSN 0445-0108. (Russ.).
13. Determination of gas stream flow rate when conducting hydrodynamic studies of wells [Opredeleniye raskoda gazovogo potoka pri provedenii gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin]. Pt. 3. *Izvestiya Vyshikh Uchebnykh Zavedeniy. Neft i Gaz*, 2017, no. 1, pp. 72–83, ISSN 0445-0108. (Russ.).
14. FALKOVICH, S.V. To a theory of gas jets [K teorii gazovykh struy]. *Prikladnaya Matematika i Mekhanika*, 1957, vol. XXI, is. 4, ISSN 0032-8235. (Russ.).

УДК 550.3

Вариативность корреляционных построений при выполнении подсчета запасов углеводородов

Е.А. Пономарева

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1
E-mail: E_Ponomareva@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: геологическая модель, межскважинная корреляция, подсчетные параметры залежей углеводородов.

Тезисы. В статье рассмотрены вопросы вариативности корреляционных построений межскважинного пространства. Корреляционные построения разрезов скважин выполняются с применением данных геофизических исследований скважин, исследований кернового материала, сейсморазведки в комплексе с геолого-геофизической информацией, в некоторых случаях с привлечением фаунистической, флористической, палинологической, минералогической, геохимической, петрографической, литолого-стратиграфической информации, в отдельных случаях используются структурно-геометрические методы для прослеживания сейсмических горизонтов, пластов, слоев. В работе продемонстрирована значимость корреляционных построений при подсчете запасов углеводородов.

В 2021 г. на конкурсе научно-технических произведений молодых ученых и специалистов по направлению «Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России» данная работа была удостоена диплома лауреата I степени. Конкурс проводился в рамках реализации концепции развития корпоративной системы подготовки научных кадров ПАО «Газпром» и его дочерних обществ.

В Российской Федерации насчитываются 11 нефтеперспективных зон распределения ресурсов на нелицензионной территории: к зонам для лицензирования относятся Западно-Кубанская, Южно-Бузулукская, Северо-Хорейверская, гряда Чернышева, Ляпинская, Южно-Сибирская; к зонам для поисково-оценочных работ относятся Озинско-Алтатинская, Карабашская, Юганско-Колтогорская, Гыдано-Хатангская, Аргишско-Чунская, по данным Е.Б. Груниса [1]. По оценке специалистов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» [2], выявлены распределение начальных потенциальных ресурсов свободного газа по основным нефтегазоносным провинциям (НГП) и их подтверждаемость при поисково-разведочных работах.

При добыче и эксплуатации месторождений углеводородов активно применяются новые технологии, в частности, к решению задач геологоразведки привлекается искусственный интеллект. Остановимся подробнее на вопросах корреляции межскважинного пространства, а именно: на примере вымышленного месторождения покажем, к чему могут привести разнообразные варианты решения геологических задач (корреляция) для выполнения промышленного или оперативного подсчета запасов.

На разных этапах геологоразведочных работ (региональном, поисково-оценочном, разведочном или при вводе месторождения в разработку) корреляционные построения решают задачи выявления, уточнения, определения, прослеживания комплекса пластов, пластов или залежей. Корреляционные построения разрезов скважин выполняются с применением данных геофизических исследований скважин, исследований кернового материала, сейсморазведки с привлечением геолого-геофизической, фаунистической, флористической, палинологической, минералогической, геохимической, петрографической, литолого-стратиграфической информации. В отдельных случаях используются структурно-геометрические методы для прослеживания сейсмических горизонтов, пластов, слоев [3–12]. При выполнении корреляционных построений разрезов скважин прослеживаются мощность отложений, их выдержанность и сходное строение, выклинивание пластов, анализируются фациальные и литологические замещения, тектонические особенности разреза, залегание слоев (согласное, несогласное) и многое другое.

Как отмечают специалисты ООО «Тюменский нефтяной научный центр», «сложность корреляции отложений… связана с отсутствием надежных выдержанных реперов внутри комплекса и вариативностью строения продуктивной толщи, где могут формироваться как связанные тела, так и отдельные линзы, имеющие свои уровни контактов…» [13]. По мнению Н.Б. Вассоевича, при изучении геологического разреза необходимо понимать режим формирования однородного слоя: миграционный с постоянным перемещением или мутационное осаждение одного осадка из взвеси другого осадка. Также необходимо учитывать режим и смену осадконакопления в тот или иной период, климатические и тектонические изменения. При выполнении корреляционных построений с учетом литолого-стратиграфических данных следует понимать уровень изменений изучаемого разреза, будь то гранулоседиментогенез, стратоседиментогенез или циклоседиментогенез.

Выполнение построений межскважинной корреляции не всегда однозначно. На рис. 1 схематично приведен вариант возможных корреляционных построений в межскважинном пространстве сходных по литологическому описанию пластов. Прослеживается залегание пластов аргиллитов, алевролитов, песчаников и выше лежащего пласта алевролитов в скважинах (далее – скв.) 12 и 15.

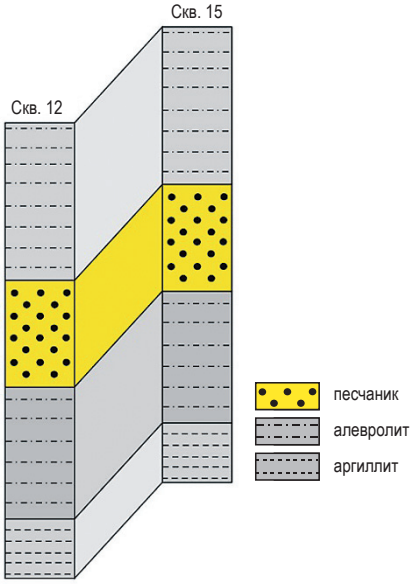


Рис. 1. **Пример однозначной межскважинной корреляции**

На рис. 2 корреляционные построения сопоставлены с возможными вариантами прослеживания пластов. Разрез скв. 12 представлен песчаным пластом в алевролитах, а разрез скв. 14 – переслаиванием песчаных пластов с алевролитами. Песчаный пласт 2′ скв. 12 можно сопоставить с пластами 2, 4, 6 скв.14; алевролиты пласта 1′ скв. 12 соотносятся

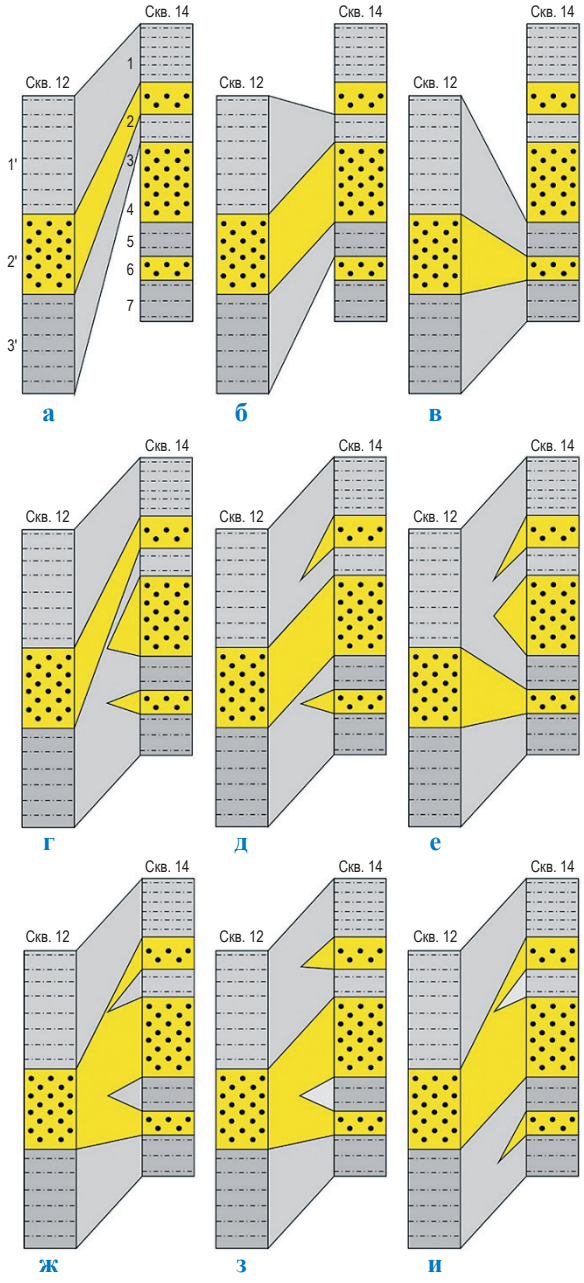


Рис. 2. **Пример многовариантной корреляции межскважинного пространства терригенного разреза** (Е.А. Пономарева, 2021): арабскими цифрами на рис. 2а обозначены индексы пластов; условные обозначения литологического состава см. в экспликации к рис. 1

с пластами 1, 3, 5 скв. 14; алевролиты пласта 3′ скв. 12 соотносятся с пластами 3, 5, 7 скв. 14 (см. рис. 2а–в), возможны варианты выклинивания как песчаных, так и алевритовых пластов (см. рис. 2г–и).

На примере пластов скв. 12 и 14 рассмотрим изменение оценок мощностей пластов в зависимости от выполненного корреляционного построения. Условно принятые значения мощности приведены в табл. 1, изменение значений мощностей – в табл. 2.

Согласно табл. 2 среднее значение мощности песчаного пласта 2′ варьируется от 5,0 до 13,5 м. Если учесть, что при выполнении корреляционных построений принимаются в работу данные о нескольких десятках скважин, то становится очевидно, какое изменение толщин возможно.

При постоянной площади залежи при изменении общей мощности пласта изменятся значения эффективной нефтенасыщенной толщины, коэффициента пористости и нефтенасыщенности в пласте. Состав и свойства нефти, плотность, газосодержание и коэффициент усадки нефти определяются по данным стандартных лабораторных исследований глубинных проб, взятых с определенной глубины. При изменении индексации пластов значение мощности пласта 1 может соответствовать значениям мощности пласта 2 и наоборот. В случае отсутствия глубинной пробы свойства нефти принимаются по месторождениям-аналогам, расположенным вблизи изучаемой структуры, по принятым отметкам глубин. Коэффициент извлечения нефти утверждается согласно

Таблица 1

Мощности пластов скв. 12, 14

Скв. 12		Скв. 14	
Индекс пласта	Мощность пласта, м	Индекс пласта	Мощность пласта, м
1′	10,0	1	4,0
2′	8,0	2	3,0
3′	9,0	3	3,0
		4	8,0
		5	3,0
		6	2,0
		7	4,0

Таблица 2

Изменение средних значений мощности пласта, м, в зависимости от варианта корреляционного построения

Индекс пласта	Рис. 2а			Рис. 2б		
	скв. 12	скв. 14	в среднем	скв. 12	скв. 14	в среднем
1′	10,0	4,0	7,0	10,0	3,0	6,5
2′	8,0	3,0	**5,5**	8,0	8,0	**8,0**
3′	9,0	3,0	6,0	9,0	3,0	6,0
Рис. 2в				Рис. 2г		
1′	10,0	3,0	6,5	10,0	4,0	7,0
2′	8,0	2,0	**5,0**	8,0	3,0	**5,5**
3′	9,0	4,0	6,5	9,0	20,0	14,5
Рис. 2д				Рис. 2е		
1′	10,0	10,0	10,0	10,0	21,0	15,5
2′	8,0	8,0	**8,0**	8,0	2,0	**5,0**
3′	9,0	9,0	9,0	9,0	4,0	6,5
Рис. 2ж				Рис. 2з		
1′	10,0	4,0	7,0	10,0	10,0	10,0
2′	8,0	19,0	**13,5**	8,0	13,0	**10,5**
3′	9,0	4,0	6,5	9,0	4,0	6,5
Рис. 2и						
1′	10,0	4,0	7,0			
2′	8,0	14,0	**11,0**			
3′	9,0	9,0	9,0			

нормативно-технической документации на разработку месторождения (залежи или пласта).

Применение утвержденной литолого-стратиграфической корреляции изучаемого региона, согласно постановлению Межведомственного стратиграфического комитета, позволяет избежать неверного корреляционного расчленения геологического разреза. Комплексирование детальных корреляционных построений позволяет уточнить седиментационные условия осадкообразования с анализом прогноза распространения отложений в пределах изучаемой площади.

При подсчете запасов объемным методом все вычисляемые параметры усредняются. Отсутствует пространственное распределение подсчитываемого параметра, которое учитывается при построении геологической модели с помощью программных комплексов.

Следствием изменения объема нефтенасыщенных пород является изменение оценки начальных геологических запасов нефти, при изменении начальных извлекаемых запасов нефти изменяются остаточные извлекаемые запасы нефти, и начальные геологические запасы растворенного газа пересчитываются. Полученные значения закладываются в качестве параметров цифровых геологических и фильтрационных моделей. Как следствие, эти значения учитываются в геолого-технологических параметрах разработки месторождения.

Список литературы

1. Грунис Е.Б. Состояние ресурсной базы углеводородного сырья России и актуальные проблемы нефтегазогеологической науки / Е.Б. Грунис, С.Л. Барков, А.А. Епифанов и др. // Геология нефти и газа. – 2016. – № 5. – С. 32–43.
2. Скоробогатов В.А. Опыт оценок потенциальных ресурсов свободного газа осадочных бассейнов России и их подтверждаемость при поисково-разведочных работах / В.А. Скоробогатов, Г.Р. Пятницкая, Д.А. Соин и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s. – С. 59–65.
3. Аипов Н.А. Построение геологической модели ботуобинского горизонта Среднеботуобинского месторождения на основе комплексирования геолого-геофизических и промысловых данных / Н.А. Аипов, О.В. Неделько, А.П. Вилесов и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 10. – С. 62–67.
4. Гришкевич В.Ф. Эволюция отложений и флюидопроводящей системы баженовской свиты / В.Ф. Гришкевич, В.Е. Касаткин, С.В. Лагутина и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 9. – С. 4–19.
5. МакФи К. Лабораторные исследования керна: гид по лучшим практикам: пер с англ. / К. МакФи, Дж. Рид, И. Зубизаретта. – М.: Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. – 912 с.
6. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна. Г.Г. Яценко. – М.: ВНИГНИ; Тверь: НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 257 с.
7. Плюснин А.В. Концептуальная седиментологическая модель ботуобинского продуктивного горизонта Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения / А.В. Плюснин // Вестник ВГУ. Сер.: Геология. – 2019. – № 2. – С. 61–69.
8. Плюснин А.В. Модель строения венда северо-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы по результатам изучения опорных разрезов и сиквенс-стратиграфического моделирования Непского свода и Мирнинского выступа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – № 3. – С. 1–39.
9. Пономарева Е.А. Комплексный подход к оценке перспектив нефтегазоносности на основе интеграции геолого-геофизической информации / Е.А. Пономарева // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 2. – С. 53–61.
10. Фортунатова Н.К. Методика прогноза структурно-литологических и литологических ловушек нефти и газа в верхнедевон-турнейском и нижнепермском карбонатных нефтегазоносных комплексах востока Волго-Уральской НГП / Н.К. Фортунатова, А.Г. Швец-Тэнэта-Гурий, М.А. Бушуева и др. // Геология нефти и газа. – 2019. – № 3. – С. 23–38.
11. Хайн Н.Дж. Геология, разведка, бурение и добыча нефти / Н.Дж. Хайн. – М.: Олимп-Бизнес, 2019. – 746 с.
12. Черепанов Е.А. Опыт применения петроупругого моделирования при построении сейсмогеологических моделей коллекторов со сложным литологическим строением и фазовым состоянием / Е.А. Черепанов, А.М. Спирина // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 9. – С. 61–69.

13. Титенков А.С. Геологическое моделирование с использованием изохронной корреляции на примере пластов верхнеяковлевской свиты / А.С. Титенков, А.С. Широков, Д.В. Грандов и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 10. – С. 47–53.

Diversity of correlation schemes when calculating hydrocarbon reserves

Ye.A. Ponomareva

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
E-mail: E_Ponomareva@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Author examines variety of the interwell correlation schemes. Correlation schemes of well columns are plotted using well logs, the data of core tests and seismic surveys together with the geological-geophysical, faunistic, palynological, mineralogical, geochemical, petrographic, lithologic and stratigraphic information. In some cases, the structural geometric methods are used to trace the seismic horizons, layers, beds. The article demonstrates importance of the correlation schemes for calculation of the hydrocarbon reserves.

Keywords: geological model, interwell correlation, volumetric parameters of hydrocarbon deposits.

References

1. GRUNIS, Ye.B., S.L. BARKOV, A.A. YEPIFANOV, et al. Present Russian hydrocarbon resources potential and urgent issues for oil and gas geology [Sostoyaniye resursnoy bazy uglevodorodnogo syrya Rossii i aktualnyye problemy neftegazogeologicheskoy nauki]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2016, no. 5, pp. 32–43, ISSN 0016-7894. (Russ.).
2. SKOROBOGATOV, V.A., G.R. PYATNITSKAYA, D.A. SOIN, et al. Estimation of free gas potential resources in the Russian sedimentary basins and their verifiability by exploration and prospecting activities [Opyt otsenok potentsialnykh resursov svobodnogo gaza osadochnykh basseynov Rossi ii ikh podtverzhdayemost pri poiskovo-razvedochnykh rabotakh]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 4s, pp. 59–65, ISSN 0016-7894. (Russ.).
3. AIPOV, N.A., O.V. NEDELKO, A.P. VILESOV, et al. Building of a geological model of the Botuobinsky horizon of the Srednebotuobinskoye deposit based on complexing of geological-geophysical and field data [Postroyeniye geologicheskoy modeli botuobinskogo gorizonta Srednebotuobinskogo mestorozhdeniya na osnove kompleksirovaniya geologo-geofizicheskikh i promyslovykh dannykh]. *Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftyanykh i Gazovykh Mestorozhdeniy*, 2020, no. 10, pp. 62–67, ISSN 2413-5011. (Russ.).
4. GRISHKEVICH, V.F., V.Ye. KASATKIN, S.V. LAGUTINA, et al. Evolution of sediments and fluid-conducting system of the Bazhenovskaya formation [Evolutsiya otlozheniy i fluidoprovodyashchey sistemy Bazhenovskoy svity]. *Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftyanykh i Gazovykh Mestorozhdeniy*, 2020, no. 9, pp. 4–19, ISSN 2413-5011. (Russ.).
5. MCPHEE, C., J. REED, I. ZUBIZARRETA. *Core analysis: a best practice guide* [Laboratornyye issledovaniya kerna: gid po luchshim praktikam]. Translated from English. Moscow, Izhevsk: Institut kompyuternykh issledovaniy, 2018. (Russ.).
6. PETERSILYE, V.I., V.I. POROSKUN, G.G. YATSENKO (eds.). *Guidelines on volumetric calculation of oil and gas geological reserves* [Metodicheskiye rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefti i gaza obyemnym metodom]. Moscow & Tver: All-Russian Research Geological Oil Institute & Tvergeofi zika, 2003. (Russ.).
7. PLYUSNIN, A.V. Conceptual sedimentological model of Botuoba productive horizon of Srednebotuobinskoye oil and gas condensate deposit [Kontseptualnaya sedimentologicheskaya model botuobinskogo produktivnogo gorizonta Srednebotuobinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya]. *Vestnik Voronezhskogo gosudarstvennogo universiteta. Series: Geologiya*, 2019, no. 2, pp. 61–69, ISSN 1609-0691. (Russ.).
8. PLYUSNIN, A.V. Structural model of the Vendian section belonging to the north-eastern part of the Nepa-Botuoba anteclise, based on the structural cross-sections and sequence-stratigraphic modeling concerning Nepa arch and Mirny ridge areas [Model stroyeniya venda severo-vostochnoy chasti Nepsko-Botuobinskoy anteklizy po rezultatam izucheniya opornykh rezervov i sikvens-strategicheskogo modelirovaniya Nepskogo svoda Mirninskogo vystupa]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoruya i Praktika* [online], 2019, no. 3, pp. 1–39, ISSN 2070-5379. (Russ.).

9. PONOMAREVA, Ye.A. Integrated approach to appraisal of oil-and-gas content on the grounds of integration of geological-geophysical information [Kompleksnyy podkhod k otsenke perspektiv neftegazonosnosti na osnove integratss geologo-geofizicheskoy informatsii]. *Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftyanykh i Gazovykh Mestorozhdeniy*, 2015, no. 2, pp. 53–61, ISSN 2413-5011. (Russ.).
10. FORTUNATOVA, N.K., A.G. SHVETS-TENETA-GURIY, M.A. BUSHUYEVA, et al. Methodology of lithologically screened and lithological oil and gas traps prediction in Upper-Devonian–Tournaisian and Lower-Permian carbonate plays of Eastern Volga-Urals petroleum province [Metodika prognoza strukturno-litologicheskikh i litologicheskikh lovushek nefti i gaza v verkhnedevon-turneyskom i nizhnepermskom karbonatnykh neftegazonosnykh kompleksakh vostoka Volgo-Uralskoy NGP]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2019, no. 3, pp. 23–38, ISSN 0016-7894. (Russ.).
11. HYNE, N.J. *Petroleum geology, exploration, drilling and production* [Geologiya, razvedka, bureniye i dobycha nefti]. Translated from English. Moscow: Olimp-Biznes, 2019. (Russ.).
12. CHEREPANOV, Ye.A., A.M. SPIRINA. Experience of petro-elastic modeling application when developing seismogeological models of reservoirs with a complex lithological structure and phase state [Opyt primeneniya petrouprugogo modelirovaniya pri postroyenii seysmogeologicheskikh modeley kollektorov so slozhnym litologicheskim stroyeniyem i fazovym sostoyaniyem]. *Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftyanykh i Gazovykh Mestorozhdeniy*, 2020, no. 9, pp. 61–69, ISSN 2413-5011. (Russ.).
13. TITENKOV, A.S., A.S. SHIROKOV, D.V. GRANDOV, et al. Geological modeling using isochronous correlation on the example of the layers of the Verkhneyakovlevskaya suite [Geologicheskoye modelirovaniye s ispolzovaniyem izokhronnoy korrelyatsii na primere plastov verkhneyakovlevskoy svity]. *Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftyanykh i Gazovykh Mestorozhdeniy*, 2020, no. 10, pp. 47–53, ISSN 2413-5011. (Russ.).

УДК 622.324.5

Особенности исследования пластовых систем метаноугольных месторождений Кузбасса

А.Г. Шевцов

ООО «Газпром добыча Кузнецк», Российская Федерация, 650000, Кемеровская обл. – Кузбасс, г. Кемерово, пр. Советский, д. 32, пом. 46
E-mail: a.shevtsov@gazpromdk.ru

Ключевые слова: метан угольных пластов, геомеханическое моделирование, напряженно-деформированное состояние, геофизические исследования скважин, гидродинамические исследования скважин, керновый материал.

Тезисы. Представлены особенности исследования пластовых систем метаноугольных месторождений Кузбасса в пределах лицензионного участка ООО «Газпром добыча Кузнецк». Отмечены актуальные проблемы специальных исследований кернового материала угольных пластов, заключающиеся в нестабильной трещиноватой структуре угля, а также необходимости определения коэффициента пороупругости Био для продуктивных угольных пластов. Подчеркнута необходимость проведения геомеханического моделирования для исследования напряженно-деформированного состояния углепородных массивов и оценки его влияния на частоту и степень раскрытия кливажа, а также проницаемости продуктивных угольных пластов разрабатываемых месторождений.

Форма нахождения метана в угольных пластах, а именно связанное состояние, при котором газ сорбирован в микропорах угля [1, 2], диктует подходы не только к его извлечению, но и к исследованию пластовых систем метаноугольных месторождений. В связи с тем что основное движение флюидов в угольных пластах происходит по системе трещин [2], именно их частота и степень раскрытия определяют наиболее важный параметр, обусловливающий возможность извлечения десорбированного газа из угольного пласта, – его проницаемость. Анализ эндогенной трещиноватости угля является крайне важной геологической задачей и начинается непосредственно с исследования кернового материала.

В структурных и поисково-оценочных метаноугольных скважинах отбор керна производится колонковым снарядом на всю глубину скважины, а в разведочных скважинах – только в продуктивных интервалах. Первичное описание полученного угольного керна позволяет выделить преимущественные направления трещин относительно оси скважины, а также оценить характер угольного вещества. Петрографический анализ проб угольного керна позволяет провести оценку развитости эндогенной трещиноватости и прогнозной проницаемости угольных пластов. Так, кливаж наиболее развит в витринитовых углях [3], при этом, как правило, чем больше глубина угольного пласта, тем выше в нем содержание витринита и, соответственно, выше его прогнозная проницаемость.

На рис. 1 представлен пример кернового материала, отобранного в интервале мощного угольного пласта 73-72 из разведочной скважины Нарыкско-Осташкинского метаноугольного месторождения Кузбасса. На керне четко прослеживаются эндогенные трещины (как на срезе, так и параллельно оси керна). Визуальный анализ также показывает, что уголь является витринитовым, средних стадий метаморфизма, что должно благоприятно сказываться на его фильтрационных характеристиках. Результаты петрографического анализа подтверждают первичную оценку. Тем не менее количественная оценка проницаемости возможна только по результатам гидродинамических исследований скважин (ГДИС).

До глубины 700 м для проведения ГДИС в метаноугольных скважинах используются испытатели пластов на трубах путем вызова притока пластовых вод после создания умеренных значений депрессии и регистрации кривой восстановления давления. На глубинах более 700 м применяется метод падения давления – инжект-тест, основанный на закачке технологической воды в угольный пласт в течение

определенного периода времени, после чего устье скважины закрывается и производится запись кривой падения давления.

Оба метода количественного определения проницаемости были также использованы на скважинах Нарыкско-Осташкинского месторождения Кузбасса. Полученные в результате проведения ГДИС данные представлены на рис. 2. На графике видно, что до глубины 600 м проницаемость снижается с глубиной, на глубине 675 м – является максимальной, а с дальнейшим увеличением глубины

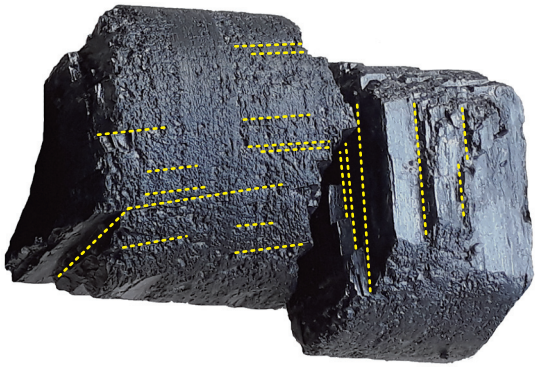


Рис. 1. **Полноразмерный керн угольного пласта 73-72, отобранный в пределах Нарыкско-Осташкинского метаноугольного месторождения, с выделением направлений развития кливажа**

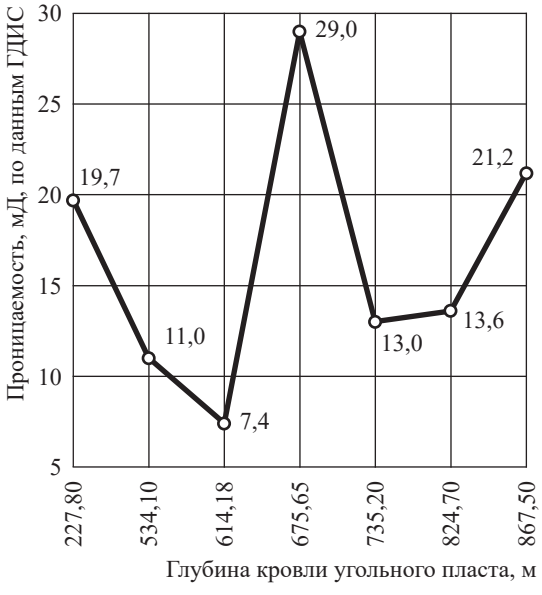


Рис. 2. **Зависимость проницаемости угольного пласта 73-72 от глубины залегания в пределах Нарыкско-Осташкинского месторождения Кузбасса**

залегания наблюдается рост проницаемости. С учетом того, что минеральный и петрографический составы в пробах исследуемого угольного пласта изменяются незначительно, в условиях возрастания глубин залегания такое изменение проницаемости в скважинах, очевидно, свидетельствует о влиянии действующих в массиве напряжений. Подтверждением указанного вывода являются данные последних промысловых исследований на метаноугольных месторождениях Австралии [4], которые показали, что притоки газа на глубинах более 1150 м соответствуют промышленным притокам газа на гораздо меньших глубинах – от 400 до 600 м.

Для определения напряженно-деформированного состояния (НДС), действующего в угольных пластах, как и в случае традиционных месторождений, широко используется одномерное геомеханическое моделирование. Результатом определения НДС являются значения главных напряжений (геостатическое, минимальное и максимальное горизонтальные напряжения) вдоль ствола скважины, рассчитанные по данным каротажей и исследований керна.

Для вычисления горизонтальных напряжений требуются значения статических (определяемых на керне) физико-механических свойств керна – модуля Юнга и коэффициента Пуассона, а также коэффициента пороупругости Био. В связи с нестабильностью угольного керна наблюдается недостаток указанных данных. В настоящее время керновый материал метаноугольных месторождений

Рис. 3. **Применяемые при исследовании физико-механических свойств угольного керна методы борьбы с нестабильностью материала: восстановление торцов (слева) и компенсация бокового распора (справа)**

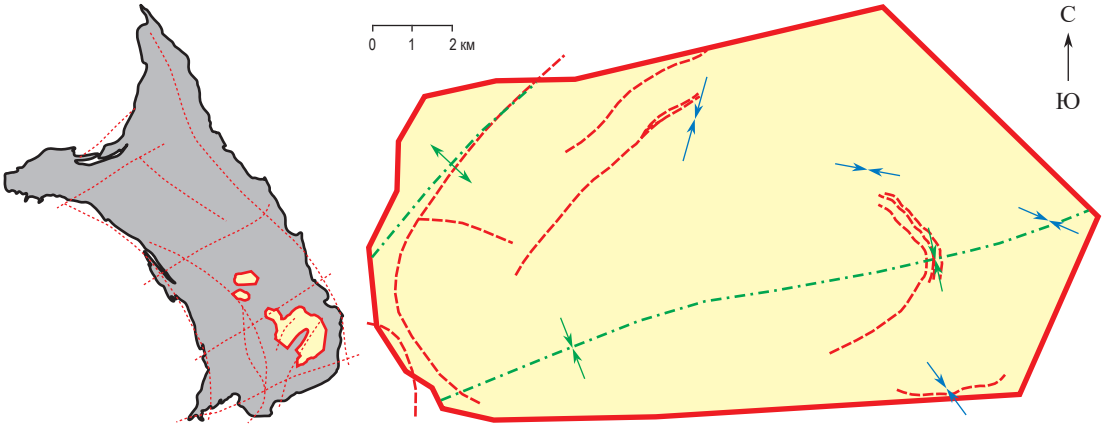


Рис. 4. **Пример анализа направлений развития кливажа угольных пластов в пределах Нарыкско-Осташкинского месторождения: схема Кузнецкого угольного бассейна с обозначением лицензионного участка ООО «Газпром добыча Кузнецк» и линеаментов (слева) и схема месторождения с обозначением разрывных нарушений и направлений кливажа (справа)**

Кузбасса направляется в Тюменский центр исследования пластовых систем (керн и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ», где уже используются различные методы получения кондиционных данных при прочностных испытаниях угольного керна – восстановление нарушенных торцов и компенсация бокового распора угольного керна [5, 6] (рис. 3).

Анализ тектоники региона и месторождения, геоморфологический анализ и анализ данных кросс-дипольного каротажа и сейсмического профилирования позволяют определить наиболее вероятное направление максимального напряжения, вдоль которого в угле распространяется кливаж. Задача на текущий момент для ООО «Газпром добыча Кузнецк» новая, но перспективная, так как позволяет оптимизировать конструкции скважин, в особенности многозабойных. На рис. 4 представлен пример анализа направленности кливажа угольных пластов в пределах Нарыкско-Осташкинского месторождения.

***

Подводя итог, можно сделать следующие выводы. Угольный коллектор как нетрадиционный источник газа значительно отличается от традиционных коллекторов и требует тщательного изучения пластовых систем. Пористость угольных пластов минимальна и не является проводящей, движение флюидов в угольных пластах осуществляется преимущественно в эндогенных трещинах. Проницаемость угольных пластов в значительной степени зависит от действующего в массиве НДС, которое изучается методами геомеханики. Для уточнения результатов одномерного геомеханического моделирования и определения главных напряжений, действующих в целевых угольных пластах, необходимо и далее повышать эффективность работ с нестабильным угольным керном и провести исследования в области определения коэффициента пороупругости Био для метаноугольных месторождений Кузбасса.

Список литературы

1. Rogers R.E. Coal bed methane: Principles and practices / R.E. Rogers, K. Ramurthy, G. Rodvelt, et al. – Houston, TX: Halliburton Co., 2007. – 504 с.
2. Al-Jubori A. Coalbed methane: clean energy for the world / Al-Jubori, A., S. Johnston, Ch. Boyer, et al. // Oilfield Review. – Лето 2009. – Т. 21. – № 2. – С. 4–17.

3. Аммосов И.И. Трещиноватость углей / И.И. Аммосов, И.В. Еремин. – М.: Изд. Академии наук СССР, 1960.
4. Quarterly activities report // State Gas Limited: [сайт]. – https://stategas.com/wp/wp-content/uploads/2021/07/2021-Q4-Qtrly-Reports_30-July-2021.pdf
5. Gray I. Mechanical properties of coal measure rocks containing fluids at pressure / I. Gray, X. Zhao, L. Liu // Coal Operators Conference. – 2018. – С. 195–204.
6. Kumar H. Experimental evaluation of geo-mechanical properties of coal using sonic wave velocity / H. Kumar, S. Mishra, K. Mishra // International Conference on AABES. – 2015. – С. 41–45.

Research specifics of bedded systems belonging to coalbed methane fields in Kuzbass

A.G. Shevtsov

Gazprom dobycha Kuznetsk LLC, off. 46, Bld. 32, prospect Sovetskiy, Kemerovo, Kemerovo region – Kuzbass, 650000, Russian Federation
E-mail: a.shevtsov@gazpromdk.ru

Abstract. The paper presents the special features of studying the bedded systems at the Kuzbass coalbed methane fields within the framework of the Gazprom dobycha Kuznetsk LLC licensed site. The topical problems of the special core material testing of the coal seams are highlighted, namely these are the unsteady fracture pattern of coal, and the need to determine Biot poroelasticity coefficient for the productive deposits. Author notes the necessity of geomechanical modelling to investigate the stress-strain state of coal-bearing rock massifs and to assess its effect on frequency and extent of the cleavage opening, as well as the permeability of the productive coal seams of the deposits being developed.

Keywords: coalbed methane, geomechanical modelling, stress-strain state, geophysical well logging, dynamic well testing, core material.

References

1. ROGERS, R.E., K. RAMURTHY, G. RODVELT, et al. *Coal bed methane: Principles and practices*. Houston, TX: Halliburton Co., 2007.
2. AL-JUBORI, A., S. JOHNSTON, Ch. BOYER, et al. Coalbed methane: clean energy for the world. *Oilfield Review*. Summer 2009, vol. 21, no. 2, pp. 4–17, ISSN 0923-1730.
3. AMMOSOV, I.I., I.V. YEREMIN. *Fracture porosity of coals* [Treshchinovatost ugley]. Moscow: AN SSSR, 1960. (Russ.).
4. Quarterly activities report. In: *State Gas Limited* [online]. Available from: https://stategas.com/wp/wp-content/uploads/2021/07/2021-Q4-Qtrly-Reports_30-July-2021.pdf
5. GRAY, I., X. ZHAO, L. LIU. Mechanical properties of coal measure rocks containing fluids at pressure. In: *Coal Operators Conference*, 2018, pp. 195–204.
6. KUMAR, H., S. MISHRA, K. MISHRA. Experimental evaluation of geo-mechanical properties of coal using sonic wave velocity. In: *International Conference on AABES*, 2015, pp. 41–45.

УДК 536.4

Плотность жидкой фазы и критические свойства раствора пропанол-1 + вода

А.А. Герасимов[1], И.С. Александров[1]*, Б.А. Григорьев[2]

[1] Калининградский государственный технический университет, Российская Федерация, 236022, г. Калининград, Советский пр-т, д. 1
[2] ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1
* E-mail: alexandrov_kgrd@mail.ru

Ключевые слова: плотность, температура, давление, концентрация, критические свойства, уравнение Тейта.

Тезисы. Представлены результаты анализа опубликованных экспериментальных данных о p,ρ,T,x-свойствах раствора пропанол-1 + вода. Отобран массив из 1084 экспериментальных значений плотности при атмосферном давлении в диапазоне температур от тройной точки до нормальной температуры кипения при концентрации пропанола-1 от 0 до 1 мольных долей. В рамках теории подобия растворов разработано новое уравнение, описывающее с высокой точностью плотность жидкой фазы при атмосферном давлении. Среднее относительное отклонение составило ±0,12 %.

В указанных диапазонах температур и концентраций отобран массив экспериментальных p,ρ,T,x-данных при давлениях до 100 МПа (578 экспериментальных точек). Для описания плотности жидкой фазы при повышенных давлениях разработана новая версия уравнения состояния Тейта для раствора, базирующаяся на индивидуальных авторских уравнениях на основе уравнения Тейта для воды и пропанола-1. Представлены результаты тестирования разработанного локального уравнения состояния. Среднее относительное отклонение плотности составило ±1,3 %.

На основе отобранных экспериментальных данных о параметрах пограничной кривой «жидкость – газ» и масштабного уравнения состояния многокомпонентной смеси, базирующегося на гипотезе перемешивания переменных, определены значения критических свойств водного раствора пропанола-1, представлены результаты сравнения с имеющимися экспериментальными данными и получены новые интерполяционные уравнения для расчета критических значений температуры, давления и плотности.

Водные растворы одноатомных спиртов, включая раствор пропанола-1, широко применяются в промышленности: это перспективные рабочие тела в абсорбционных преобразователях теплоты, применяемых в различных системах утилизации теплоты удаляемого воздуха, использования вторичных и низкопотенциальных энергетических ресурсов; растворители в пищевой, парфюмерной и фармацевтической промышленности; компоненты антифризов и др. Следовательно, они в полной мере относятся к веществам технически важным, для которых необходимы надежные данные о теплофизических свойствах в широком диапазоне параметров состояния, включая критическую область. Наиболее эффективной формой представления и хранения данных о термодинамических свойствах веществ является фундаментальное уравнение состояния (ФУС), описывающее все термодинамические свойства и фазовые равновесия.

В рамках разработки ФУС водного раствора пропанола-1 собраны и проанализированы экспериментальные данные о его термодинамических свойствах (ТДС). Анализ показал, что, несмотря на многочисленные экспериментальные исследования, большинство измерений выполнены при атмосферном давлении для жидкой фазы и посвящены измерению плотности (ρ) и фазовых равновесий. Ниже будут рассмотрены результаты исследования плотности при атмосферном давлении и при повышенных давлениях до p = 100 МПа. Имеющиеся исследования p,ρ,T,x-свойств вблизи линий фазовых переходов «жидкость – газ» позволили определить критические свойства рассматриваемого раствора и получить уравнения пограничных кривых вблизи критических точек.

Плотность жидкой фазы при атмосферном давлении

Как уже отмечалось, анализ опубликованных данных о ТДС водного раствора пропанола-1 показал, что, несмотря на многочисленность, подавляющее большинство экспериментальных исследований посвящено плотности жидкой фазы при атмосферном давлении. Поэтому при разработке ФУС возникает проблема включения тех или иных данных в обрабатываемый массив. Анализ одних лишь публикаций не позволяет сделать обоснованный выбор. Для объективной оценки были отобраны практически все опубликованные данные о плотности раствора пропанола-1 и воды при атмосферном давлении в диапазоне изменения мольной доли пропанола-1 от 0 до 1. Отобранный массив содержал 1260 экспериментальных точек. (Здесь не приводится список использованных источников, так как он содержит более сорока наименований.)

Интерполяционное уравнение имеет вид

$$\nu_m(\tau,x)=\nu_1(\tau)x+\nu_2(\tau)(1-x)+x(1-x)\sum_{i=0}^{2}a_i\tau^{-i}+x^2(1-x)\frac{a_3}{\tau}+x(1-x)^2\frac{a_4}{\tau^2}, \quad (1)$$

где $\nu_m(\tau,x)=\dfrac{V(\tau,x)}{V_{пк}}$ – приведенный удельный объем смеси (здесь: $V(\tau, x)$ – удельный объем смеси; $V_{пк}$ – псевдокритический удельный объем смеси); $\tau=\dfrac{T}{T_{пк}}$ – приведенная температура смеси (здесь: T – температура смеси; $T_{пк}$ – псевдокритическая температура смеси); $\nu_1(\tau)=\dfrac{V_1}{V_{к1}}=\dfrac{\rho_{к1}}{\rho_1}$ и $\nu_2(\tau)=\dfrac{V_2}{V_{к2}}=\dfrac{\rho_{к2}}{\rho_2}$ – соответственно приведенные удельные объемы 1-го (пропанол-1) и 2-го (вода) компонентов смеси при приведенной температуре τ (здесь соответственно: V_1, V_2 и ρ_1, ρ_2 – удельные объемы и плотности 1-го и 2-го компонентов; $V_{к1}$, $V_{к2}$ и $\rho_{к1}$, $\rho_{к2}$ – критические удельные объемы и критические плотности 1-го и 2-го компонентов).

Для расчета приведенной плотности чистых компонентов разработаны интерполяционные уравнения, описывающие с высокой точностью плотность жидкой фазы в диапазоне температур от тройной точки до нормальной точки кипения (табл. 1):

$$\delta=\sum_{i=0}^{3}d_i\tau^i, \quad (2)$$

где $\delta=\dfrac{\rho}{\rho_к}$; $\tau=\dfrac{T}{T_к}$. Значения критических свойств принимают по данным табл. 2.

Таблица 1

Значения коэффициентов уравнения (2) для компонентов смеси

Компонент	d_0	d_1	d_2	d_3	Среднеквадратичное отклонение (СКО), %
Пропанол-1	4,206462	–4,194529	5,552673	–3,819704	0,035
Вода	2,354556	3,690751	–4,477148	–0,1003753	0,040

Таблица 2

Критические свойства компонентов исследованных систем

Компонент	Химическая формула	Молярная масса, г/моль	Критическое свойство		
			$T_к$, К	$p_к$, МПа	$\rho_к$, кмоль/м^3
Пропанол-1	C_3H_7OH	60,096	536,76	5,4359	4,535
Вода	H_2O	18,01527	647,096	22,064	17,873

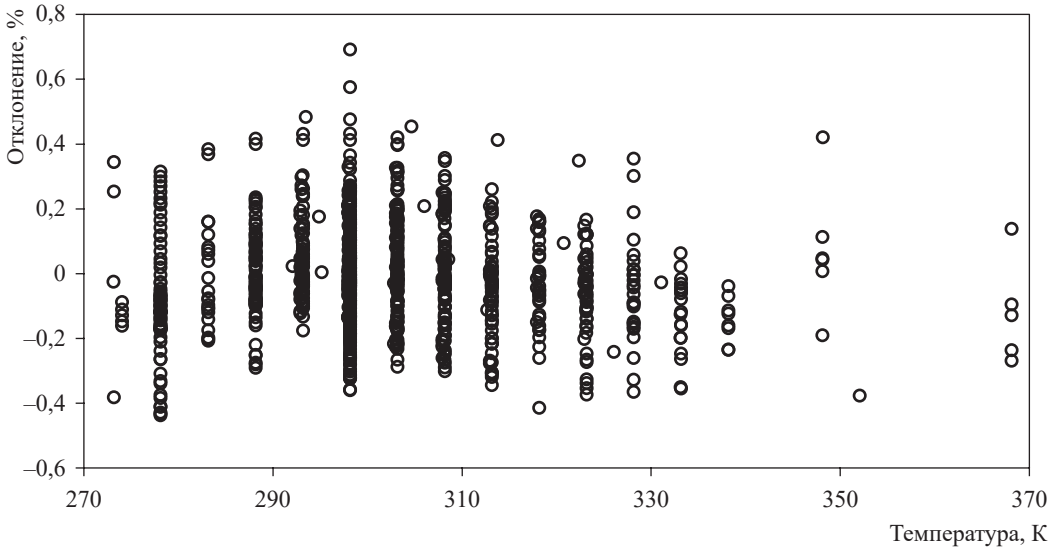


Рис. 1. **Отклонения экспериментальных данных о плотности раствора пропанола-1 в воде от рассчитанных по уравнению (1)**

Расчет псевдокритических свойств производился по правилам комбинирования Ли и Кеслера [1]:

$$V_{пк} = x_1^2 V_{к1} + x_2^2 V_{к2} + \frac{1}{4} x_1 x_2 (V_{к1}^{1/3} + V_{к2}^{1/3})^3; \quad (3)$$

$$T_{пк} = \frac{x_1^2 V_{к1} T_{к1} + x_2^2 V_{к2} T_{к2} + \frac{1}{4} x_1 x_2 (V_{к1}^{1/3} + V_{к2}^{1/3})^3 (T_{к1} T_{к2})^{1/2}}{V_{пк}}. \quad (4)$$

Псевдокритическое давление ($p_{пк}$) рассчитывалось по правилу аддитивности.

После статистической обработки сформированного массива экспериментальных данных и исключения данных, отклонения которых существенно превышали доверительный интервал оцененной погрешности, окончательный массив содержал 1084 экспериментальных точки. В результате получены следующие значения коэффициентов локального уравнения (1): $a_0 = –0{,}2167331$; $a_1 = 0{,}4315576$; $a_2 = –0{,}1217969$; $a_3 = –6{,}541957 \cdot 10^{–2}$; $a_4 = 1{,}310277 \cdot 10^{–3}$. Оценки точности имели следующие значения, %: СКО – 0,159; среднее относительное отклонение (СОО) – 0,122; среднее систематическое отклонение (ССО) – 0,009. Характер отклонений показан на рис. 1.

Анализ показал, что использование других, более сложных, правил комбинирования, в частности правила Кунца и Вагнера [2], не приводит к повышению точности описания плотности в исследуемом диапазоне параметров состояния.

Плотность жидкой фазы при давлениях до 100 МПа

Плотность жидкой фазы при повышенных давлениях исследована в нескольких работах [3–7]. Отобранный массив p,ρ,T,x-данных содержал 578 экспериментальных точек (табл. 3).

Для описания плотности жидкой фазы при повышенных давлениях использовано уравнение Тейта в форме

$$1 - \frac{\rho_0(T)}{\rho(T,p)} = A \ln \frac{B(T) + p}{B(T) + p_0}, \quad (5)$$

где ρ_0 – плотность при атмосферном давлении и температуре T; $\rho(T, p)$ – плотность при температуре T и давлении p; $p_0 = 0{,}1$ МПа; $B(T)$ – температурная функция; A – постоянный коэффициент.

Таблица 3

Массив изученных экспериментальных *p*,ρ,*T*,*x*-данных

Год	Первый автор	Число экспериментальных точек	Эксперимент			Сравнение экспериментальных и расчетных (см. уравнение (6)) значений ρ, %	
			T, К	*p*, МПа	*x*, молярных долей	СОО	ССО
1987	Кубота [3]	113	283…348	0,1…104	0,07…0,75	1,07	–0,28
1999	Булган [4]	96	283…373	5…100	0,09…0,47	1,31	0,99
2003	Китаяма [5]	241	283…371	6,4…29,7	0,25…0,74	1,66	–0,57
2014	Абдулагатов [6]	72	298…373	2,3…40	0,01…1,0	0,71	–0,26
2016	Оно [7]	56	350…373	10…40	0,0…1,0	0,95	–0,79

Таблица 4

Значения коэффициентов уравнения Тейта индивидуальных веществ

Вещество	A	b_0	b_1	b_2	b_3	b_4
C_3H_7OH	0,091	–232,753	269,7027	–47,51301	–4,022081	1,620365
H_2O	0,1301	–2639,58	2786,362	–119,5833	–499,0859	114,3622

Для смеси уравнение имеет вид

$$\rho_m(T,p)=\frac{\rho_{m.0}(T)}{1-A_m\ln\dfrac{B_m(T)+p}{B_m(T)+p_0}}+x(1-x)\sum_{i=0}^{2}a_i\tau^{-i}+\frac{x^2(1-x)a_3}{\tau}+\frac{x(1-x)^2a_4}{\tau^2}, \quad (6)$$

где $\rho_{m.0}(T)$ – плотность смеси при атмосферном давлении, определяется по уравнению (1);

$$A_m=A_1x+A_2(1-x);\ B_m(\tau)=\frac{p_{пк}}{p_{к1}}B_1(\tau)x+\frac{p_{пк}}{p_{к2}}B_2(\tau)(1-x);\ \tau=\frac{T}{T_{пк}}.$$

Температурная функция $B(\tau)$ для каждого компонента аппроксимирована уравнением

$$B(\tau)=\sum_{i=0}^{4}b_i\tau^{-i}, \quad (7)$$

где $\tau=\dfrac{T}{T_к}$.

Значения коэффициентов уравнения Тейта (табл. 4) для пропанола-1 и воды получены аппроксимацией данных[1] в диапазоне температур от тройной точки до нормальной температуры кипения при давлениях до 100 МПа. СКО для воды составило 0,024 %, для пропанола-1 – 0,031 %.

Аппроксимацией отобранных экспериментальных *p*,ρ,*T*,*x*-данных получены следующие значения коэффициентов избыточной функции в уравнении (6): a_0 = 47,51932; a_1 = –64,2947; a_2 = 20,55031; a_3 = 3,303937; a_4 = –5,3346. Результаты сравнения с экспериментальными данными представлены в табл. 3, а характер отклонений показан на рис. 2.

Согласно рис. 2 и табл. 3 явно выраженных систематических отклонений для данных разных авторов не наблюдается. Достаточно большие отклонения объясняются, по-видимому, погрешностями результатов экспериментального исследования.

[1] См.: Таблицы стандартных справочных данных. Пропанол-1 (плотность, теплоемкость, энтальпия, энтропия, скорость звука, коэффициенты теплопроводности и вязкости) в диапазоне температуры от тройной точки до 700 К при давлениях до 100 МПа: ГССД 375-2020.
Александров А.А. Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара: справ.: ГССД Р-776-98 / А.А. Александров, Б.А. Григорьев; рек. Гос. службой стандартных справочных данных. – М.: МЭИ, 1999. – 168 с.

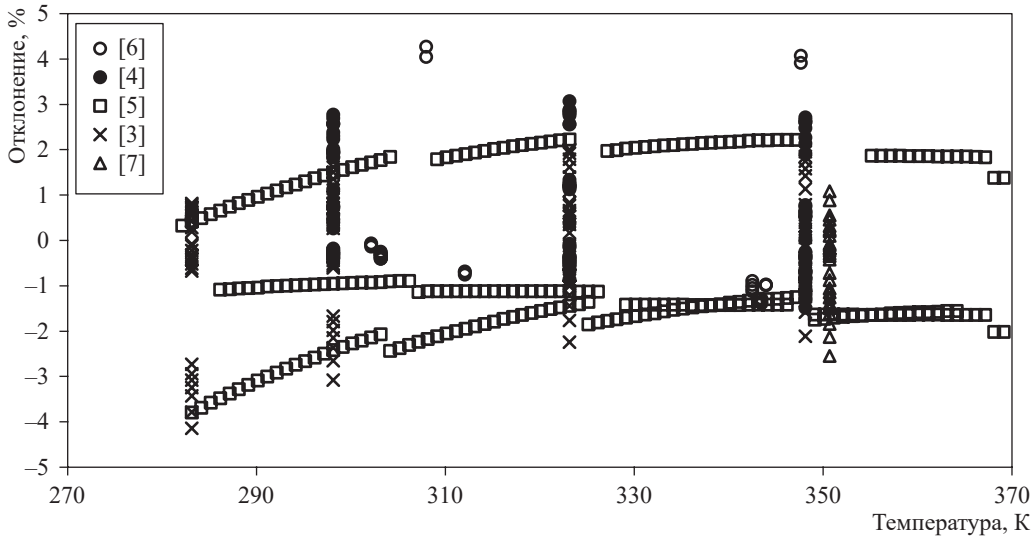


Рис. 2. **Отклонения экспериментальных данных о плотности водного раствора пропанола-1 от рассчитанных по уравнению (6)**

Пограничные кривые и критические свойства

Широкодиапазонные исследования p,ρ,T,x-зависимости выполнены в Дагестанском научном центре группой авторов под руководством А.Р. Базаева и И.М. Абдулагатова [6, 8, 9]. В целом диапазон исследований по температуре составляет 336…673 К при давлениях до 60 МПа и концентрациях пропанола-1 0,2…0,8 мольных долей. Исследованы жидкая и газовая фазы, область фазовых переходов «жидкость – газ», критическая и сверхкритическая области. Поскольку знание ТДС водных растворов алифатических спиртов в критической области необходимо не только для развития теории критических явлений и фазовых переходов, но также и для практического использования, в частности для разработки критических технологий, то здесь будут представлены результаты анализа пограничных кривых исследуемого раствора в области критической точки. Эти данные весьма важны для последующей разработки фундаментальных масштабных уравнений состояния.

Значения параметров пограничных кривых в широком диапазоне температуры, включая критическую область, получены в работах А.Р. Базаева с соавторами [8, 9]. Исследована p,ρ,T,x-зависимость растворов при мольных долях спирта 0,2; 0,5; 0,8. Исследования проводились по изохорам, значения параметров пограничной кривой определялись по излому изохор. На основе этих данных авторы методом прямолинейного диаметра определили значения критических свойств – $T_к$, давления $p_к$ и плотности $\rho_к$ (табл. 5) [8, 9]. Анализ показывает, что между значениями, полученными исходя из одних и тех же данных, имеются расхождения – иногда в пределах оцененной неопределенности, а иногда и более.

В сложившейся ситуации несомненный интерес представляет определение новых значений критических свойств аналитическим методом, основанном на масштабной гипотезе критических явлений и гипотезе перемешивания термодинамических полей [10]. На основе указанных гипотез получено масштабное уравнение состояния многокомпонентной смеси фиксированного состава [11]. Для пограничной кривой могут быть записаны следующие соотношения:

$$\tau = C_{\tau 1}\Delta\rho + C_{\tau 2}(\Delta\rho)^2 + C_{\tau 3}\left|\Delta\rho\right|^{(1-\alpha)/\beta} + C_{\tau 4}\left|\Delta\rho\right|^{1/\beta}, \quad (8)$$

$$\pi = C_{\pi 1}\Delta\rho + C_{\pi 2}(\Delta\rho)^2 + C_{\pi 3}\left|\Delta\rho\right|^{(1-\alpha)/\beta} + C_{\pi 4}\left|\Delta\rho\right|^{1/\beta}, \quad (9)$$

где $C_{\tau i}$ и $C_{\pi i}$ – системно зависимые коэффициенты; $\tau = T/T_к - 1$; $\pi = 1 - p/p_к$; $\Delta\rho = \rho/\rho_к - 1$; $\alpha = 0{,}1$ и $\beta = 0{,}325$ – универсальные критические показатели.

Неизвестными величинами в уравнениях (8) и (9) являются коэффициенты $C_{\tau i}$, $C_{\pi i}$ и критические свойства. Для решения системы уравнений (8), (9) разработан алгоритм и написана компьютерная программа, которая позволяет определить все неизвестные величины в процессе итерационной процедуры,

реализуемой для двух уравнений. Исходными данными для расчета служили экспериментальные данные о пограничных кривых [8, 9]. В результате определены коэффициенты $C_{\tau i}$ и $C_{\pi i}$ локальных уравнений пограничной кривой (8) и (9), а также критические свойства. В качестве примера в табл. 6 представлены указанные коэффициенты для водного раствора пропанола-1 и оценки среднеквадратических отклонений.

Представленные новые значения критических свойств не могут считаться более точными, чем данные Дагестанского научного центра, так как они рассчитаны на основе тех же экспериментальных данных. Их отличие заключается в том, что они получены аналитически на основе масштабного уравнения состояния, разработанного для многокомпонентных смесей фиксированного состава.

Значения критических свойств на критической линии аппроксимированы полиномом вида

$$Y_к(x) = Y_{к1}(1-x) + Y_{к2}x + x(1-x)\sum_{i=0}^{2} Y_i (1-2x)^i, \quad (10)$$

где $Y_к(x)$ – критическое свойство смеси (табл. 7); $Y_{к1}$, $Y_{к2}$ – критические свойства компонентов смеси.

***

Получено новое локальное уравнение, описывающее с высокой точностью плотность водного раствора пропанола-1 при атмосферном давлении во всем диапазоне жидкой фазы – от точки застывания до нормальной точки кипения. Представлена новая версия уравнения Тейта для раствора, определены коэффициенты

Таблица 5

Значения критических свойств раствора пропанол-1 + вода

Год	Первый автор, источник	$T_к$, К	$p_к$, МПа	$\rho_к$, кг/м^3	x, мольных долей (см. уравнение (1))
2013	Базаев А.Р. [9]	647,096	22,064	17,874	0
		598,15 ± 0,3	15,10 ± 0,3	11,471 ± 0,019	0,2
		557,15 ± 0,3	9,5 ± 0,3	7,361 ± 0,013	0,5
		541,15 ± 0,3	6,5 ± 0,3	5,499 ± 0,01	0,8
		536,85	4,99	4,576	1
2009	Базаев А.Р. [8]	647,096	22,064	17,874	0
		598,15 ± 0,3	15,10	11,619 ± 0,019	0,2
		557,15 ± 0,3	9,5	7,451 ± 0,013	0,5
		541,15 ± 0,3	6,5	5,418 ± 0,010	0,8
		536,85 ± 0,3	4,99	4,5761	1
2022	Герасимов А.А. (публикуются впервые)	598,11	15,05	11,653	0,2
		557,09	9,469	7,553	0,5
		540,92	6,450	5,547	0,8

Таблица 6

Коэффициенты уравнений (8) и (9) для водного раствора 0,2 мольных долей пропанола-1

Коэффициент	$i = 1$	$i = 2$	$i = 3$	$i = 4$	СКО, %
$C_{\tau i}$	$-4{,}529613 \cdot 10^{-3}$	–0,1647239	0,6742379	–0,7092396	0,01
$C_{\pi i}$	$1{,}411759 \cdot 10^{-2}$	–1,359339	4,229062	–3,946464	0,20

Примечание: СКО указаны соответственно для температуры и давления на пограничной кривой.

Таблица 7

Коэффициенты уравнения (10) для раствора пропанол-1 + вода

$Y_к(x)$	Y_0	Y_1	Y_2	Число экспериментальных точек	СКО, %
$T_к(x)$, К	–139,2319	–47,56045	–0,9706709	9	0,01
$p_к(x)$, МПа	–17,0618	–7,171144	–4,254546	9	0,29
$\rho_к(x)$, кмоль/м^3	–14,998	–9,950002	–4,693053	9	0,97

уравнения для чистых компонентов и избыточной функции. Уравнение описывает плотность исследуемого раствора в жидкой фазе до нормальной температуры кипения при давлениях до 100 МПа. Уравнения имеют самостоятельную практическую ценность, а также будут использованы для отбора наиболее надежных экспериментальных значений, включенных в разнородный массив данных о термодинамических свойствах при разработке многоконстантного ФУС водного раствора пропанола-1.

На основе экспериментальных данных о пограничной кривой «жидкость – газ» и масштабного уравнения состояния раствора фиксированного состава получены новые значения критических свойств – температуры, давления и плотности – для бинарного раствора пропанола-1 и воды. Разработаны новые уравнения критических линий указанных веществ, необходимые для построения масштабных уравнений состояния в критической области, а также для термодинамического анализа поверхности состояния.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ, грант 20-08-00167.

Список литературы

1. Lee B.I. A Generalized thermodynamic correlation based on three-parameter corresponding states / B.I. Lee, M.G. Kesler // AIChE Journal. – 1975. – Т. 21. – № 3. – С. 510–527.
2. Kunz O. The Gerg-2004 wide-range equation of state for natural gases and other mixtures / O. Kunz, R. Klimeck, W. Wagner, et al. – Dusseldorf: VDI Verlag GmbH, 2007. – 535 с.
3. Kubota H. Volumetric behavior of pure alcohols and their water mixtures / H. Kubota, Y. Tanaka, T. Makita // Int. J. Thermophys. – 1987. – Т. 8. – С. 47–70.
4. Булган А.Т. Термические свойства растворов н-пропанола и воды / А.Т. Булган, А. Коч, А. Кечеджиляр и др. // Теплофизика высоких температур. – 1999. – Т. 37. – № 6. – С. 1002–1004.
5. Kitajima H. Isochoric heat capacities of alkanols and their aqueous mixtures / H. Kitajima, N. Kagawa, H. Endo, et al. // J. Chem. Eng. Data. – 2003. – Т. 48. – С. 1583–1586.
6. Abdulagatov I.M. Experimental study of the density and derived volumetric (excess, apparent, and partial molar volumes) properties of aqueous 1-propanol mixtures at temperatures from 298 K to 582 K and pressures up to 40 MPa / I.M. Abdulagatov, N.D. Azizov // J. Chem. Thermodyn. – 2014. – Т. 71. – С. 155–170.
7. Ono T. Measurements and correlations of density and viscosity for short chain (C_1–C_3) n-alcohol – Water mixtures in the temperature range from 350.7 K to 476.2 K at pressures up to 40 MPa / T. Ono, R. Amezawa, A. Igarashi, et al. // Fluid Phase Equilib. – 2016. – Т. 407. – С. 198–208.
8. Базаев А.Р. Экспериментальное исследование критического состояния водных растворов алифатических спиртов / А.Р. Базаев, А.А. Базаев, А.А. Абдурашидова // Теплофизика высоких температур. – 2009. – Т. 47. – № 2. – С. 215–220.
9. Базаев А.Р. P,ρ,T,x-зависимость сверхкритических водных растворов алифатических спиртов / А.Р. Базаев, Б.К. Карабекова, А.А. Абдурашидова // Сверхкритические флюиды: теория и практика. – 2013. – Т. 8. – № 2. – С. 1–28.
10. Покровский В.Л. О возможности экспериментальной проверки гипотезы конформной инвариантности / В.Л. Покровский // Письма в ЖЭТФ. – 1973. – Т. 17. – С. 219.
11. Беляков М.Ю. Пограничные кривые и определение критических параметров многокомпонентных смесей / М.Ю. Беляков, Е.Е. Городецкий, В.Д. Куликов и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 46–53

Density of the liquid phase and critical properties of solution 1-propanol + water

A.A. Gerasimov[1], I.S. Alexandrov[1*], B.A. Grigoriev[2]

[1] Kaliningrad State Technical University, Bld. 1, Sovetskiy prospect, Kaliningrad, 236022, Russian Federation
[2] Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
[*] E-mail: alexandrov_kgrd@mail.ru

Abstract. The results of the analysis of published experimental data on the *p,*ρ*,T,x*-properties of a 1-propanol + water solution are presented. An array of experimental data on the density at atmospheric pressure in the temperature range from the triple point to the normal boiling point has been selected. The array contains 1084 experimental points at 1-propanol concentrations from 0 to 1. Within the framework of the theory of similarity of solutions, a new equation has been developed that describes with high accuracy the density of the liquid phase at atmospheric pressure. The value of the average relative deviation was ±0,12%.

In the specified range of temperatures and concentrations, an array of experimental *p*,ρ,*T,x* – data at pressures up to 100 MPa (578 experimental points) was selected. To describe the density of the liquid phase at elevated pressures, a new version of the Tait equation of state for a solution has been developed. The new equation is based on individual authors' equations derived from the Tait's equation for water and 1-propanol. The results of testing the local equation of state are presented. The value of the average relative deviation was ±1,3%.

Based on the selected experimental data on the parameters of the liquid-gas boundary curve and the scale equation of state of a multicomponent mixture, the values of the critical properties of the 1-propanol + water solution were determined. The approach used bases on the variable mixing hypothesis. The results of comparison with the available experimental data are presented, and new interpolation equations are obtained for calculating the critical values of temperature, pressure, and density.

Keywords: density, temperature, pressure, concentration, critical properties, Tait equation.

References

1. LEE, B.I., M.G. KESLER. A Generalized thermodynamic correlation based on three-parameter corresponding states. *AIChE Journal*, 1975, vol. 21, no. 3, pp. 510–527, ISSN 0001-1541.
2. KUNZ, O., R. KLIMECK, W. WAGNER, et al. *The Gerg-2004 wide-range equation of state for natural gases and other mixtures*. Dusseldorf: VDI Verlag GmbH, 2007.
3. KUBOTA, H., Y. TANAKA, T. MAKITA. Volumetric behavior of pure alcohols and their water mixtures. *Int. J. Thermophys*., 1987, vol. 8, pp. 47–70, ISSN 0195-928X.
4. BULGAN, A.T., A. KOCH, A. KECHEDZHILYAR, et al. Thermal properties of aqueous n-propanol solutions [Termicheskiye svoystva rastvorov n-propanola i vody]. *Teplofizika Vysokikh Temperatur*, 1999, vol. 37, № 6, pp. 1002–1004, ISSN 0040-3644. (Russ.).
5. KITAJIMA, H., N. KAGAWA, H. ENDO, et al. Isochoric heat capacities of alkanols and their aqueous mixtures. *J. Chem. Eng. Data*, 2003, vol. 48, pp. 1583–1586, ISSN 0021-9568.
6. ABDULAGATOV, I.M., N.D. AZIZOV. Experimental study of the density and derived volumetric (excess, apparent, and partial molar volumes) properties of aqueous 1-propanol mixtures at temperatures from 298 K to 582 K and pressures up to 40 MPa. *J. Chem. Thermodyn.*, 2014, vol. 71, pp. 155–170, ISSN 0021-9614.
7. ONO, T., R. AMEZAWA, A. IGARASHI, et al. Measurements and correlations of density and viscosity for short chain (C_1–C_3) n-alcohol – Water mixtures in the temperature range from 350.7 K to 476.2 K at pressures up to 40 MPa. *Fluid Phase Equilib*., 2016, vol. 407, pp. 198–208, ISSN 0378-3812.
8. BAZAYEV, A.R., A.A. BAZAYEV, A.A. ABDURASHIDOVA. Experimental studying critical state of aqueous solutions of aliphatic alcohols [Eksperimentalnoye issledovaniye kriticheskogo sostoyaniya vodnykh rastvorov alifaticheskikh spirtov]. *Teplofizika Vysokikh Temperatur*, 2009, vol. 47, no. 2, pp. 215–220, ISSN 0040-3644. (Russ.).
9. BAZAYEV, A.R., B.K. KARABEKOVA, A.A. ABDURASHIDOVA. *P*,ρ,*T*,*x*-dependency of supercritical aqueous solutions of aliphatic alcohols [*P*,ρ,*T*,*x*-zavisimost sverkhkriticheskikh vodnykh rastvorov alifaticheskikh spirtov]. *Sverkhkriticheskiye Flyuidy: Teoriya i Praktika*, 2013, vol. 8, no. 2, pp. 1–28, ISSN 992-8130. (Russ.).
10. POKROVSKIY, V.L. On possibility to test a conformal invariance hypothesis experimentally [O vozmozhnosti eksperimentalnoy proverki gipotezy konformnoy invariantnosti]. *Pisma v ZhETF*, 1973, vol. 17, pp. 219, ISSN 0370-274X. (Russ.).
11. BELYAKOV, M.Yu., Ye.Ye. GORODETSKIY, V.D. KULIKOV, et al. Dew-bubble curves and determination of the critical parameters of multicomponent mixtures [Pogranichnyye krivyye i opredeleniye kriticheskikh parametrov mnogokomponentnykh smesey]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013, no. 1 (12): Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems, pp. 46–53. ISSN 2306-8949. (Russ.).

УДК 536.7

Объемные свойства смесей паров воды и н-октана в условиях разработки нефтяных месторождений тепловыми методами

Э.А. Базаев[1]*, А.Р. Базаев[1], Б.К. Османова[1], Е.Б. Григорьев[2]

[1] Институт проблем геотермии и возобновляемой энергетики – филиал ОИВТ РАН в г. Махачкале, Российская Федерация, 367030, г. Махачкала, пр. Шамиля, д. 39А
[2] ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1
* E-mail: emilbazaev@gmail.com

Ключевые слова: температура, давление, концентрация, избыточный объем, парциальный объем, кажущийся объем.

Тезисы. Приведены экспериментальные значения *p,*ρ,*T,x*-зависимости смесей водяного пара с парами н-октана при температурах 623,15 и 647,10 К и давлениях 0,1…40 МПа для составов смеси в диапазоне 0,031…0,847 мольных долей н-октана. Зависимость давления от плотности и состава смеси описана вириальным уравнением состояния. Среднее относительное отклонение расчетных значений давления от экспериментальных составляет 1,5 %. Определены значения избыточных и парциальных мольных объемов смесей, а также кажущегося мольного объема н-октана. Установлено, что величина избыточного мольного объема смесей принимает как положительные, так и отрицательные значения в зависимости от состава смеси и давления.

Одним из эффективных методов увеличения коэффициента извлечения нефти является закачка в пласт водяного пара. В результате повышения температуры в пласте увеличивается давление паров компонентов нефти, вследствие чего пары углеводородов в определенном количестве растворяются с водяным паром. При этом должны увеличиться или уменьшиться объем паровой фазы и измениться ее плотность. Известно, что в легких нефтях значительная доля извлекаемой при закачке водяного пара нефти приходится на процесс переноса водяным паром испаряющихся фракций [1]. При оценке количества нефтяных паров, присутствующих в смеси с водяным паром в зоне насыщенного пара [2], следует принимать во внимание, что в этой зоне наиболее летучие компоненты нефти будут отсутствовать. Показано [1, 2], что каждый летучий компонент характеризуется определенной скоростью выноса (скоростью движения полосы). Эта скорость есть скорость продвижения по пласту зоны, лишенной данного летучего компонента. В тех случаях, когда скорость выноса данного компонента оказывается выше скорости прогрева пласта, пар не содержит этого компонента. Испарившись на границе нагретой зоны, этот компонент будет выноситься за ее пределы и конденсироваться впереди зоны насыщенного пара. Следовательно, для суждения о механизме вытеснения нефти при высокой температуре необходимо знать изменение объемных свойств смесей водяного пара с компонентами нефти.

Исследования объемных свойств смесей водяного пара с парами н-пентана, н-гексана и н-гептана показали, что избыточные мольные объемы их смесей положительные [3–5]. Как будет показано ниже, величина избыточного мольного объема смесей водяного пара с парами н-октана в зависимости от состава и давления принимает как положительные, так и отрицательные значения.

Методом сжимаемости с помощью пьезометра постоянного объема по изотермам авторами получены экспериментальные данные *p,*ρ,*T,x*-зависимости (где ρ – плотность) смесей водяного пара с парами н-октана при температурах $T = 623{,}15$ К и $T = 647{,}10$ К и давлениях $p = 0{,}1…40$ МПа для составов смеси $x = 0{,}031…0{,}847$ мольных долей н-октана. Для измерений использовались вода дистиллированная двойной перегонки и н-октан марки ХЧ.

Эксперимент

P,ρ,T,x-измерения проводились на пьезометрической установке (табл. 1) методом сжимаемости с помощью ячейки постоянного объема. Отличие установки от известных аналогов состоит в том, что в конструкции рабочей ячейки (пьезометра) отсутствуют «балластные» объемы, так как мембранный разделитель 2 и вентиль 3 вмонтированы непосредственно в корпус ячейки (рис. 1), установленной горизонтально в воздушном термостате. Поэтому все части исследуемого вещества в объеме ячейки находятся при температуре опыта, что повышает точность измерений в целом и значений параметров фазовых превращений и критического состояния системы в частности.

В ходе эксперимента два из четырех параметров состояния системы (T и p) измеряют непосредственно приборами. Для определения двух других параметров (объема смеси в пьезометре (V) и x) необходимо знать объем пьезометра $V_П$ и количество компонентов в этом объеме при T и p. Объем пьезометра в зависимости от температуры и давления определяли его калибровкой по воде [6]. Для этого в предварительно вакуумированный пьезометр подается вода. При установившейся температуре измеряют давление с помощью грузопоршневого манометра МП-600 (1-го класса точности). После выдержки при условии постоянства давления при постоянной температуре пар выпускают в вакуумированную ловушку-пробоотборник, помещаемую в сосуд Дьюара с жидким азотом. После окончания выпуска ловушку при комнатной температуре взвешивают на аналитических весах. По разности весов ловушки с водой и пустой ловушки находят количество воды, выпущенной из пьезометра.

По массе (m^0) и известной [7] плотности (ρ^0) воды при температуре и давлении опыта определяют объем пьезометра $V^П = \rho^0 m^0$.

Таблица 1

Данные о погрешности параметров, измеряемых и определяемых на пьезометрической установке

Параметр		Интервал изменения параметра	Относительная погрешность, %
Температура (T), К	измеряемая	423,15…673,15	0,002
	термостатирования	423,15…673,15	0,003
p, МПа		0,1…6,0	0,020
		6,0…50	0,050
ρ, кг/м^3		40…600	0,150
Содержание н-октана (x), мол. долей		0…1	0,001
Масса (m), г		1…25	0,003
Объем пьезометра ($V_П$) при p и T опыта, см^3		32,38…32,80	0,060

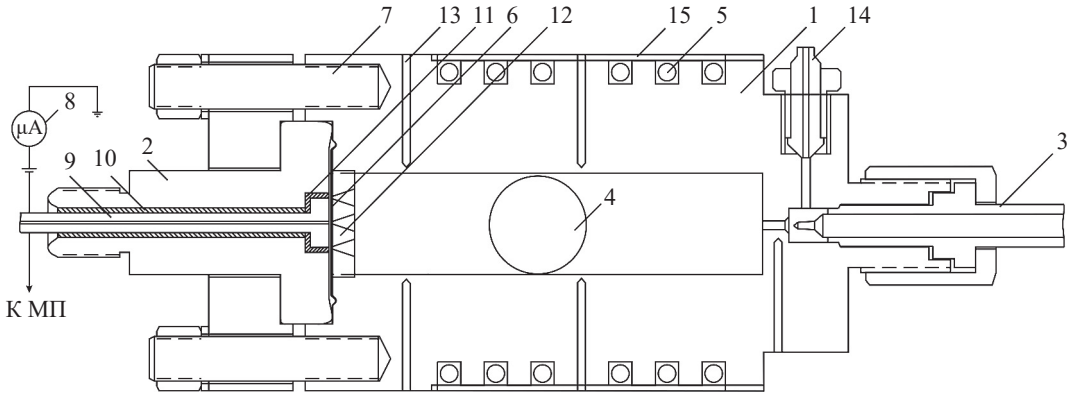


Рис. 1. **Пьезометр постоянного объема:** 1 – корпус пьезометра; 2 – дифференциальный мембранный разделитель; 3 – запорный (регулировочный) вентиль; 4 – шарик; 5 – электронагреватель; 6 – мембрана (разделитель); 7 – болт; 8 – микроамперметр; 9 – металлическая трубка; 10 – керамическая трубка; 11 – слюда; 12 – диск с отверстиями; 13 – отверстия (карманы) для термопар и термометров сопротивления; 14 – ниппель; 15 – кожух; К МП – манометр поршневой МП-60 или МП-600

При одних и тех же значениях T и p опыт повторяют несколько раз и берут среднее значение $V^{П}$. Погрешность калибровки объема пьезометра составляет ±0,02 см^3.

Изменение объема пьезометра в зависимости от T и p опыта определялось по выражению [8]: $V^{П}_{T,p} = V^{П}_{T_0,p_0}[1 + 3\alpha(T - T_0) + \beta(p - p_0)]$, где V_{T_0,p_0} – объем пьезометра, определяемый калибровкой по воде при температуре T_0 и давлении p_0; α – средний коэффициент линейного расширения материала пьезометра в интервале температуры 523,15…673,15 К; β – коэффициент сжимаемости.

Для заполнения пьезометра исследуемой смесью соблюдают следующую последовательность. Первым этапом подают воду по описанной выше методике. При заданной температуре опыта и достижении термического равновесия в системе (стабильность давления в течение часа-двух) измеряют давление. Зная $V^{П}_{T,p}$ при T и p, а также плотность воды ρ_1, по таблицам [7] определяют количество поданной воды в пьезометр: $m_1 = \rho_1 V^{П}_{T,p}$. Далее подают 2-й компонент смеси (н-октан), для этого подключают к пьезометру ручной измерительный пресс и вакуумируют линии, соединяющие пресс и пьезометр. Создавая давление в линии подачи выше давления пара воды в пьезометре и медленно открывая вентиль пьезометра, подают н-октан нужной массы (оценивается по шкале пресса). При заданной температуре опыта и при условии достижения термического равновесия (стабильность давления в течение часа-двух) измеряют давление смеси с помощью грузопоршневых манометров МП-60 и МП-600.

Далее на малой скорости выпускают смесь в несколько этапов с интервалом 30…40 мин. Процесс отбора (выпуска) смеси при высоких значениях T и p является одним из труднейших вопросов методики в подобных исследованиях. Нужно стараться, чтобы в процессе отбора не происходило снижения температуры смеси. После проведения опыта и отбора всей смеси рассчитываются общая масса смеси и мольный состав компонентов.

Анализ результатов измерений

Экспериментальные значения P,ρ,T,x-зависимостей смесей приведены в табл. 2. Характер зависимости давления от плотности и состава чистых компонентов (воды и н-октана) и их смесей демонстрируют рис. 2 и 3. При T = 623,15 К характер зависимости $p = f(\rho, x)$ при $x \le 0{,}2$ и $x \ge 0{,}7$ мольных долей н-октана такой же, как для чистых компонентов. При T = 647,10 К зависимость $p = f(\rho, x)$ несколько отличается: изотермы чистой воды и смесей состава $x \le 0{,}08$ мольных долей при $\rho > 150$ кг/м^3 пересекают изотермы смесей состава $x \ge 0{,}26$ мольных долей.

Особый интерес для практики и теории представляет характер изотермического изменения фактора сжимаемости $Z = pV_m/RT$ смесей паров воды и н-октана в зависимости

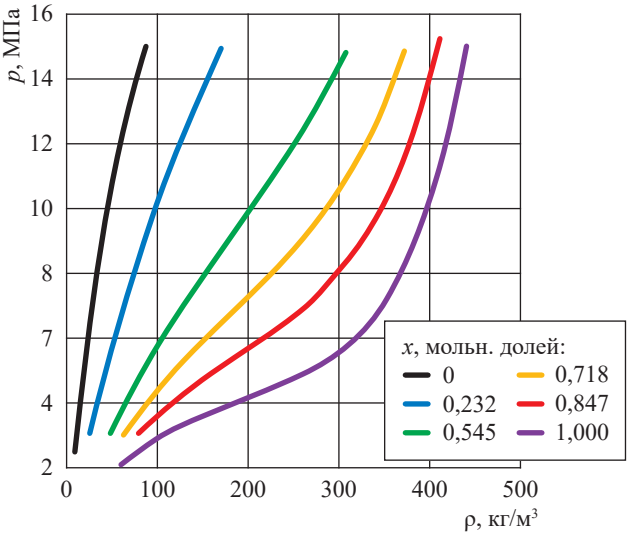


Рис. 2. **Зависимость давления от плотности при T = 623,15 К**

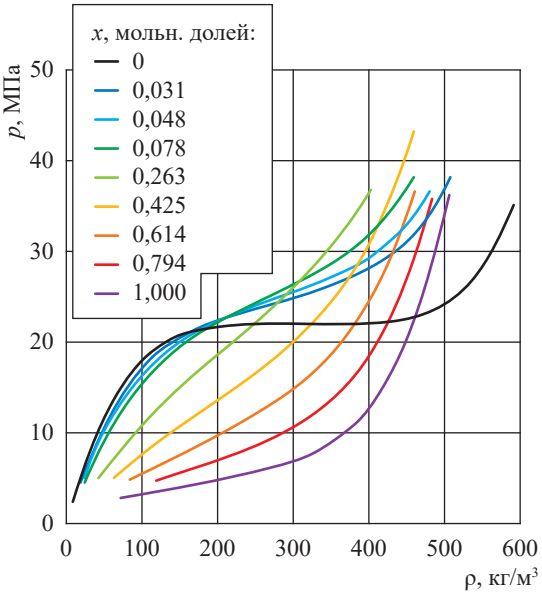


Рис. 3. **Зависимость давления от плотности при T = 647,10 К**

Таблица 2

Экспериментальные данные о системе «вода – н-октан»

p, МПа	ρ, кг/м^3	$V_м$, см^3/моль	x, мольн. долей	Z
T = 623,15 К				
2,50	9,11	1977,26	0,000	0,954
5,00	19,26	935,57		0,903
7,50	30,85	584,08		0,846
10,00	44,60	403,92		0,780
12,50	62,04	290,42		0,701
15,00	87,19	206,63		0,598
3,08	25,40	1589,01	0,232	0,944
4,60	39,00	1034,90		0,918
6,02	52,80	764,41		0,888
9,01	85,20	473,72		0,824
11,93	122,80	328,67		0,757
14,95	169,80	237,70		0,686
3,08	47,60	1479,82	0,545	0,880
4,54	74,50	945,50		0,829
6,02	105,40	668,31		0,777
8,96	176,00	400,22		0,692
10,94	225,50	312,37		0,660
12,88	269,90	260,98		0,649
14,83	307,50	229,07		0,656
3,06	62,90	1384,26	0,718	0,779
4,55	104,60	832,41		0,698
6,02	154,00	565,39		0,626
9,06	260,50	334,24		0,558
11,96	329,40	264,33		0,582
14,92	372,90	233,49		0,642
3,08	79,60	1250,06	0,847	0,742
4,06	118,50	839,71		0,659
5,04	166,10	599,07		0,583
6,01	216,60	459,40		0,533
7,07	265,50	374,78		0,512
8,98	325,00	306,17		0,531
11,01	363,40	273,82		0,582
12,94	388,40	256,19		0,640
15,25	411,00	242,11		0,713
2,07	60,50	1888,00	1,000	0,754
3,11	112,40	1016,23		0,610
4,15	199,00	573,99		0,460
5,12	277,10	412,21		0,407
6,08	321,10	355,73		0,417
7,01	348,00	328,23		0,444
8,06	369,30	309,30		0,481
9,04	384,70	296,92		0,518
10,04	397,40	287,43		0,557
11,58	413,50	276,24		0,618
13,08	426,30	267,94		0,676
15,10	441,30	258,84		0,754
T = 647,10 К				
5,43	20,00	900,80	0,000	0,910
11,66	50,00	360,32		0,781
15,91	80,00	225,20		0,666
17,88	100,00	180,16		0,599
20,31	140,00	128,69		0,486
25,42	520,00	34,65		0,164
31,04	570,00	31,61		0,182
36,83	600,00	30,03		0,206

p, МПа	ρ, кг/м^3	$V_м$, см^3/моль	x, мольн. долей	Z
T = 647,10 К				
4,61	19,66	1070,12	0,031	0,916
7,76	35,57	591,49		0,854
11,43	54,22	388,05		0,824
17,84	107,32	196,03		0,650
21,72	176,38	119,28		0,482
23,57	244,52	86,04		0,377
26,92	368,39	57,11		0,286
28,69	410,82	51,21		0,273
38,27	507,83	41,43		0,295
5,11	23,51	961,63	0,048	0,913
7,41	34,89	647,98		0,893
12,31	63,48	356,11		0,815
18,30	123,71	182,74		0,622
21,81	184,71	122,39		0,496
25,22	289,90	77,98		0,366
27,03	345,60	65,41		0,329
36,50	480,17	47,08		0,320
4,60	22,64	1125,44	0,078	0,963
9,85	54,35	468,88		0,859
15,99	105,49	241,56		0,718
20,47	164,62	154,79		0,589
22,72	208,56	122,18		0,516
24,14	243,36	104,71		0,470
27,23	321,30	79,31		0,402
38,26	460,10	55,38		0,394
5,14	43,36	998,61	0,263	0,955
9,56	87,76	493,33		0,877
15,21	149,72	289,19		0,818
20,20	224,19	193,12		0,725
36,80	402,70	107,51		0,735
5,15	63,47	928,25	0,425	0,889
9,46	127,77	461,12		0,811
14,99	222,79	264,46		0,737
22,38	328,28	179,48		0,747
33,56	415,97	141,64		0,884
43,21	459,47	128,23		1,030
4,89	84,13	916,36	0,614	0,834
9,47	190,13	405,49		0,714
14,97	301,70	255,54		0,711
22,43	385,13	200,18		0,835
36,62	460,69	167,35		1,139
4,86	118,66	795,35	0,794	0,719
6,72	184,23	512,28		0,640
9,08	260,54	362,25		0,611
13,00	341,49	276,37		0,668
22,34	426,17	221,46		0,920
35,78	482,74	195,51		1,300
2,92	72,15	1583,08	1,000	0,858
3,33	103,86	1099,77		0,680
5,90	254,21	449,33		0,493
7,30	308,94	369,73		0,502
9,03	349,53	326,80		0,548
12,77	399,06	286,24		0,679
21,99	458,74	249,00		1,018
36,53	507,49	225,08		1,529

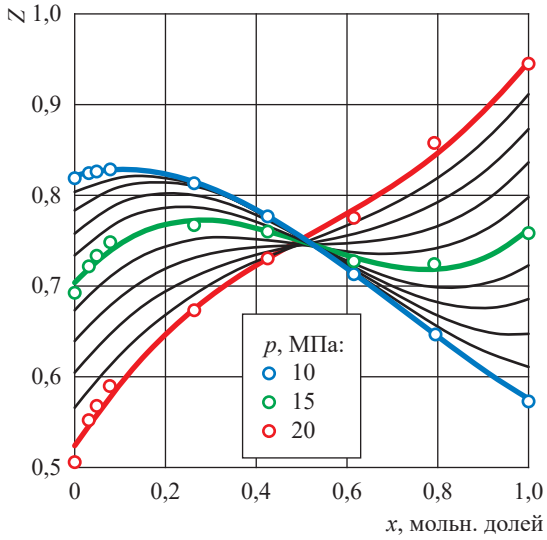


Рис. 4. **Зависимость фактора сжимаемости от состава для $T = 647{,}10$ К**

от давления и состава (рис. 4). Видно, что для смесей воды и н-октана в области давления 15 МПа $Z \approx 0{,}75$ независимо от состава смеси.

Зависимость давления от плотности и состава описана вириальным уравнением состояния [9, 10]: $Z = pV_м/RT = 1 + B(T,x)\rho_м + C(T,x)\rho_м^2 + D(T,x)\rho_м^3 + ...$, где $V_м$ – молярный объем; $\rho_м$ – молярная плотность; R – универсальная (молярная) газовая постоянная. Вириальные (силовые) коэффициенты $B(T,x)$, $C(T,x)$, $D(T,x)$ и т.д. зависят от температуры и состава смеси. Зависимость от концентрации и температуры 2-го и 3-го вириального коэффициентов представлена на рис. 5. Среднее относительное отклонение расчетных значений давления от экспериментальных составляет 1,5 %.

Интерес также представляет зависимость избыточных мольных объемов ($V_м^{изб}$) смесей воды и н-октана от давления и состава (рис. 6, 7). В отличие от смесей водяного пара с парами н-пентана, н-гексана и н-гептана, избыточные мольные объемы которых положительны [4], величина $V_м^{изб}$ для смесей паров воды и н-октана принимает как положительные, так и отрицательные значения в зависимости от состава и давления.

В реальном эксперименте по измерению объемов смесей мы получаем лишь кажущийся молярный объем н-октана в воде ($V_м^*$), определяемый выражением

$$V_м^*(T,p,x) = \frac{V_м(T,p,x) - (1-x)V_{м_1}^0(T,p)}{x},$$

где $V_{м_i}^0$ – молярный объем чистого растворителя воды.

На рис. 8, 9 представлена зависимость величины $V_м^*$ для н-октана в водяном паре от давления для состава $x = 0{,}2$ мольных долей. Видно, что при давлениях 5…15 МПа величина $V_м^*$ для н-октана близка к мольному объему идеального газа ($V_м^{ид}$), в то время как мольный объем чистого н-октана в этих условиях значительно ниже. Поэтому $V_м$ для смеси

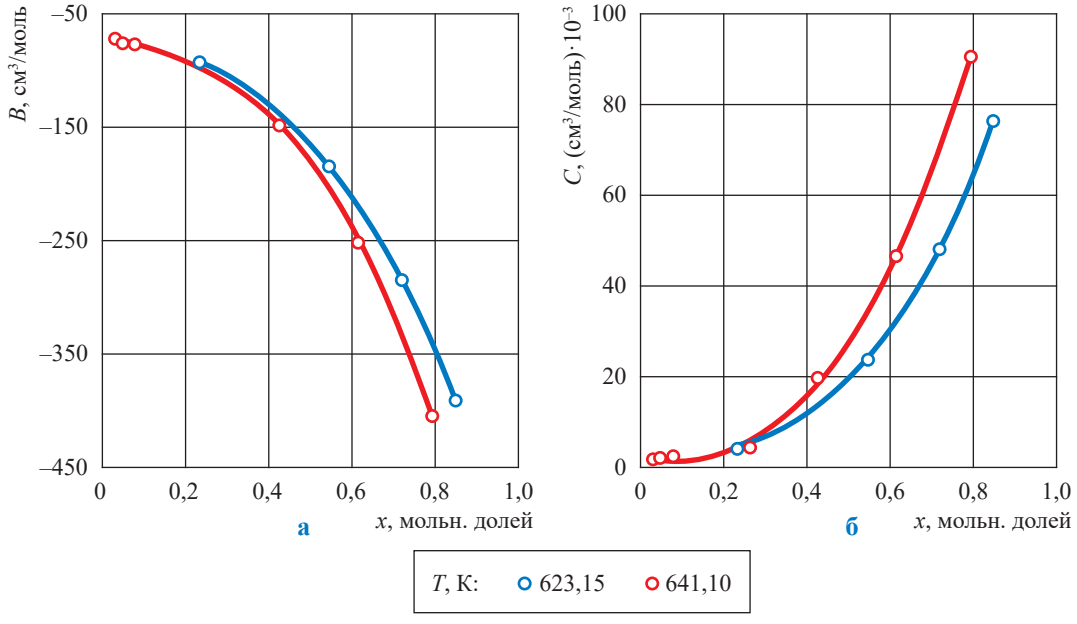


Рис. 5. **Зависимость 2-го (а) и 3-го (б) вириальных коэффициентов от состава смеси**

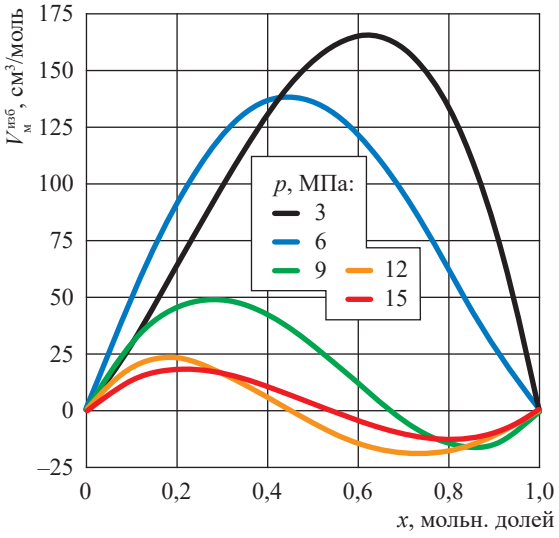


Рис. 6. **Зависимость избыточного мольного объема от состава для T = 623,15 К**

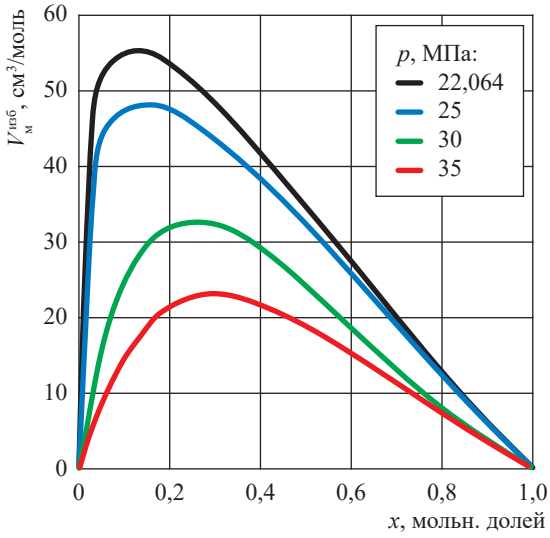


Рис. 7. **Зависимость избыточного мольного объема от состава для T = 647,10 К**

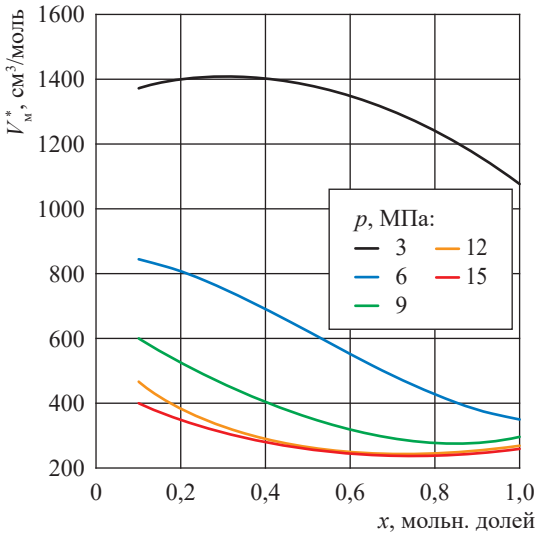


Рис. 8. **Зависимость кажущегося мольного объема от состава для T = 623,15 К**

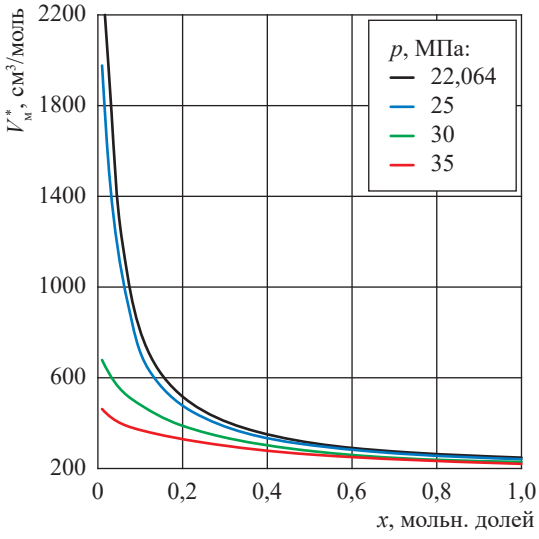


Рис. 9. **Зависимость кажущегося мольного объема от состава для T = 647,10 К**

водяного пара с н-октаном в пределах состава x = 0,2 мольных долей можно приближенно рассчитать по уравнению

$$V_м(T,p,x) = (1-x)V_{м_1}^0(T,p) + xV_м^{ид}(T,p).$$

Термодинамические методы изучения изменения объемных свойств при смешении чистых веществ базируются на использовании парциальных мольных объемов компонентов смесей [11, 12]:

$$\overline{V}_1 = V_м - x\left(\frac{\partial V_м}{\partial x}\right)_{T,p} \text{ и } \overline{V}_2 = V_м + (1-x)\left(\frac{\partial V_м}{\partial x}\right)_{T,p}.$$

Значение $V_м^*$ н-октана в области малых, но конечных значений его концентрации может быть принято за парциальный мольный объем растворенного вещества – н-октана [12]. Парциальный мольный объем н-октана вблизи критической точки воды имеет расходимость (рис. 10).

Представляется, что полученные результаты можно обобщить и считать, что кажущиеся объемы углеводородов, а также узких нефтяных фракций (при невысоких концентрациях последних в смеси с водяным паром и вдали от критической точки чистой воды) в расчетах процессов добычи нефти тепловыми методами

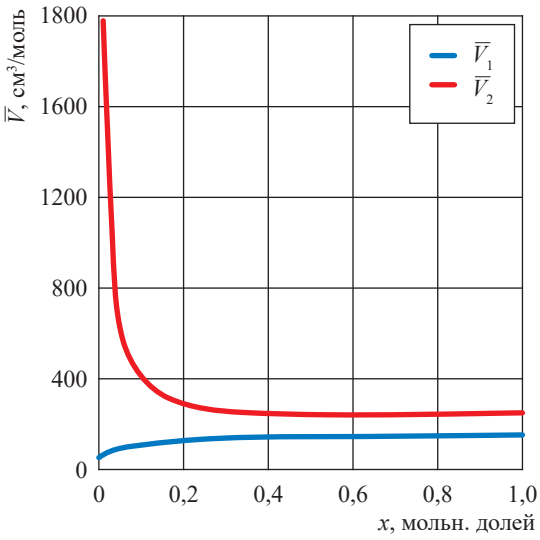


Рис. 10. **Зависимость парциальных мольных объемов от состава смеси для T = 647,10 К и p = 22,064 МПа**

приближенно можно принимать равными объему газа в идеальном состоянии при соответствующих значениях температуры и давления.

Список литературы

1. Намиот А.Ю. Испарение нефти при нагнетании водяного пара в нефтяной пласт / А.Ю. Намиот, М.М. Бондарева // Труды БНИИНефти. – М.: Недра, 1970. – Вып. 37. – С. 66–71.
2. Намиот А.Ю. Методика расчета испарения нефти при закачке водяного пара в пласт / А.Ю. Намиот, М.З. Карнаев. – М.: ВНИИНефти, 1973. – 26 с.
3. Abdulagatov I.M. Volumetric properties of near-critical and supercritical water+pentane mixtures: molar, excess, partial, and apparent volumes / I.M. Abdulagatov, A.R. Bazaev, E.A. Bazaev, et al. // Journal of Chemical and Engineering Data. – 1998. – Т. 43. – № 3. – С. 451–458.
4. Abdulagatov I.M. Excess, partial, and molar volumes of n-alkanes in near-critical and supercritical water / I.M. Abdulagatov, A.R. Bazaev, E.A. Bazaev, et al. // Journal of Solution Chemistry. – 1998. – Т. 27. – № 8. – С. 731–753.
5. Abdulagatov I.M. PVTX Measurements and partial molar volumes for water-hydrocarbon mixtures in the near-critical and supercritical conditions / I.M. Abdulagatov, A.R. Bazaev, E.A. Bazaev, et al. // Fluid Phase Equilibria. – 1998. – Т. 150–151. – С. 537–547.
6. Порхун А.И. Учет деформаций пьезометра для исследования PVT свойств жидкостей и газов / А.И. Порхун, А.Б. Цатурянц, А.А. Порхун // ПТЭ. – 1976. – № 5. – С. 253–262.
7. Александров А.А. Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара / А.А. Александров, Б.А. Григорьев. – М.: МЭИ, 1999. – 168 с.
8. Abdulagatov I.M. pvTx Measurements of aqueous mixtures at supercritical conditions / I.M. Abdulagatov, Bazaev A.R., Ramazanova A.E. // Int. J. Thermophysics. – 1993. – Т. 14. – С. 231–250.
9. Abdulagatov I.M. Properties and virial coefficients of the binary water–n-hexane system / I.M. Abdulagatov, A.R. Bazaev, A.E. Ramazanova // Teplofizika vysokikh temperatur. – 1992. – Т. 30. – № 5. – С. 897–907.
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. Карапетьянц М.Х. Химическая термодинамика / М.Х. Карапетьянц. – 3-е изд. – М.: Химия, 1975. – 584 с.
12. Кричевский И.Р. Термодинамика критических явлений в двойных бесконечно разбавленных растворах / И.Р. Кричевский // ЖФХ. – 1967. – Т. 41. – № 10. – С. 2458–2469.

Bulk properties of water–n-octane mixtures when oil fields are treated thermally

E.A. Bazayev[1*], A.R. Bazayev[1], B.K. Osmanova[1], Ye.B. Grigoryev[2]

[1] Institute of Geothermal and Renewable Energy Problems – Makhachkala subsidiary of the Joint Institute for High Temperatures of RAS, Bld. 39A, prospect Shamilya, Makhachkala, 367030, Russian Federation
[2] Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
[*] E-mail: emilbazaev@gmail.com

Abstract. There are the experimental values for a p,ρ,T,x-dependency referring to the water–n-octane mixtures with 0,031…0,847 mole fractions of n-octane at the temperatures of 623,15 and 647,10 K and pressures

of 0,1…40 MPa. A virial equation of state describes a pressure correlation with mixture density and composition. An average relative deviation of the calculated values from the experimental ones corresponds to 1,5 %. Authors determined the partial and excess molar volumes of the named mixtures, as well as the apparent molar volume of the n-octane. They stated that the excess molar volumes of mixtures are able to accept either positive or negative values depending on mixture composition and pressure.

Keywords: temperature, pressure, concentration, excess volume, partial volume, apparent volume.

References

1. NAMIOT, A.Yu., M.M. BONDAREVA. Oil evaporation at pumping aqueous vapor into an oil reservoir [Ispareniye nefti pri nagnetanii vodyanogo para v neftyanoy plast]. In: *Trudy BNIINefti*. Moscow: Nedra, 1970, is. 37, pp. 66–71. (Russ.).
2. NAMIOT, A.Yu., M.Z. KARNAYEV. Procedure for calculating oil evaporation at pumping aqueous vapor into a reservoir [Metodika rascheta ispareniya nefti pri zakachke vodyanogo para v plast]. Moscow: VNIINefti, 1973. (Russ.).
3. ABDULAGATOV, I.M., A.R. BAZAEV, E.A. BAZAEV, et al. Volumetric properties of near-critical and supercritical water+pentane mixtures: molar, excess, partial, and apparent volumes. *Journal of Chemical and Engineering Data*, 1998, vol. 43, no. 3, pp. 451–458, ISSN 0021-9568.
4. ABDULAGATOV, I.M., A.R. BAZAEV, E.A. BAZAEV, et al. Excess, partial, and molar volumes of n-alkanes in near-critical and supercritical water. *Journal of Solution Chemistry*, 1998, vol. 27, no. 8, pp. 731–753, ISSN 0095-9782.
5. ABDULAGATOV, I.M., A.R. BAZAEV, E.A. BAZAEV, et al. PVTX Measurements and partial molar volumes for water-hydrocarbon mixtures in the near-critical and supercritical conditions. *Fluid Phase Equilibria*, 1998, vol. 150–151, pp. 537–547, ISSN 0378-3812.
6. PORKHUN, A.I., A.B. TSATURYANTS, A.A. PORKHUN. Recording piezometer deformations for PVT studies of liquids and gases [Uchet deformatsiy pyezometra dlya issledovaniya PVT svoystv zhidkostey i gazov]. *Pribory i Tekhnika Eksperimenta*, 1976, no. 5, pp. 253–262. ISSN 0032-8162. (Russ.).
7. ALEKSANDROV, A.A., B.A. GRIGORYEV. *Tables of thermophysical properties of water and aqueous vapor* [Tablitsy teplofizicheskikh svoystv vody i vodyanogo para]. Moscow: MPEI, 1999. (Russ.).
8. ABDULAGATOV, I.M., BAZAEV A.R., RAMAZANOVA A.E. pvTx Measurements of aqueous mixtures at supercritical conditions. *Int. J. Thermophysics*, 1993, vol. 14, pp. 231–250, ISSN 0195-928X.
9. ABDULAGATOV, I.M., A.R. BAZAEV, A.E. RAMAZANOVA. Properties and virial coefficients of the binary water–n-hexane system. *Teplofizika Vysokikh Temperatur*, 1992, vol. 30, no. 5, pp. 897–907, ISSN 0018-151X.
10. ABDULAGATOV, I.M., A.R. BAZAEV, A.E. RAMAZANOVA. Bulk properties and virial coefficients of a water–methane binary system [Obyemnyye svoystva i virialnyye koeffitsiyenty binarnoy smesi voda-metan]. *Zhurnal Fizicheskoy Khimii*, 1993, vol. 67, no. 1, pp. 13, ISSN 0044-4537. (Russ.).
11. KARAPETYANTS, M.Kh. *Chemical thermodynamics* [Khimicheskaya termodinamika]. 3rd ed. Moscow: Chemistry, 1975. (Russ.).
12. KRICHEVSKIY, I.R. Thermodynamics of ultimate phenomena in binary infinitely dilute solutions [Termodinamika kriticheskikh yavleniy v dvoynykh beskonechno razbavlennykh rastvotakh]. *Zhurnal Fizicheskoy Khimii*, 1967, vol. 41, no. 10, pp. 2458–2469, ISSN 0044-4537, (Russ.).

УДК 550.8.05:553.98

Экспериментальные исследования влияния трещин на петрофизические свойства коллекторов

В.С. Жуков

Институт физики Земли имени О.Ю. Шмидта РАН, Российская Федерация, 123242,
г. Москва, ул. Б. Грузинская, д. 10
E mail: zhukov@ifz.ru

Ключевые слова:
пористость, трещинная пористость, скорость продольной волны, проницаемость, удельное электросопротивление, пластовые условия.

Тезисы. Зачастую на месторождениях углеводородов имеются трещины в коллекторах. При гидродинамическом моделировании разработки месторождений в рамках модели двойной пористости используются данных о трещинной пористости. Но даже на лабораторном уровне недостаточно исследовано влияние трещин на физические и фильтрационно-емкостные свойства коллекторов при разработке месторождений. Дополнительные возможности исследования пластовых систем нефти и газа появляются при разработке и применении нового оборудования и новых методик проведения исследований. ООО «Газпром ВНИИГАЗ» обладает патентами определения трещинной пористости горных пород. Результаты экспериментальных исследований показали, что трещинная и межзерновая пористость оказывают существенно разное влияние на отдельные физические свойства коллектора. Приведены примеры влияния трещинной пористости на коэффициент проницаемости, электрическое сопротивление и скорость упругих волн. Показано, что трещинная компонента пористости оказывает значительное влияние на изменения проницаемости коллектора при разработке месторождений нефти и газа.

Получены оценки величины трещинной пористости коллекторов ряда месторождения углеводородов при различных значениях эффективного давления и на большом количестве исследованных образцов. Результаты оценки влияния увеличения эффективного напряжения на межзерновую и трещинную пористость могут быть использованы как при подсчете запасов, так и при подготовке проектов разработки месторождений нефти и газа.

Новые возможности и технологии в области исследований коллекторов нефти и газа как составной части пластовых систем нефти и газа появляются в результате разработки и применения нового оборудования и новых методик проведения исследований [1–7]. Примером разработки нового оборудования может служить универсальный автоматизированный комплекс оборудования, разработанный совместно ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и ООО «Кортех» и состоящий из модулей исследования фильтрационных, петрофизических и прочностных свойств образцов горных пород в широком диапазоне термобарических условий, моделирующих пластовые условия [1].

Наличие разломной тектоники на месторождениях углеводородов зачастую формирует трещиноватую структуру резервуаров. В ряде программ гидродинамического моделирования процессов разработки месторождений предусмотрено использование данных о трещинной пористости в рамках модели двойной пористости. Петрофизические свойства трещинных горных пород существенно влияют на деформационные последствия разработки и возникновения аварийных ситуаций на объектах инфраструктуры месторождений [8–10]. Но до сих пор даже на лабораторном уровне недостаточно исследованы различные аспекты влияния разрывных нарушений и трещин в горных породах на их физические и фильтрационно-емкостные свойства и динамику их изменения при разработке месторождений.

Методика исследований. Имеются убедительные доказательства зависимости скоростей продольных волн от пористости и трещиноватости горных пород [11–15]. Принимая, что общая пористость состоит из двух компонент (межзерновой и трещинной) [16], получили выражение для расчета величины трещинной пористости с использованием зависимости нормированной скорости от общей пористости [5, 17, 18]:

$$К_{п.тр} = \frac{100 - 1,6К_{п} - 100\dfrac{V_p}{V_{p.M}}}{20,4}, \quad (1)$$

где $К_{п.тр}$ – трещинная пористость, %; $К_{п}$ – общая (открытая) пористость, %; V_p и $V_{p.M}$ – скорости распространения продольной волны в горной породе и в ее твердой матрице (скелете), км/с.

Определения скорости продольных волн и пористости горных пород в условиях, моделирующих пластовые, выполнялись по методике ГССССД МЭ 257-2016а [2, 3].

Обсуждение экспериментальных результатов. Определения трещинной пористости, проведенные на керне горных пород, отобранных на нескольких месторождениях Западной Сибири, показали, что ее средние значения достигают 0,6…0,7 абсолютных процентов пористости в атмосферных условиях и в условиях, моделирующих пластовые (рис. 1).

Экспериментальные исследования показали, что влияния трещинной и межзерновой пористости на физические свойства коллекторов сильно различаются.

Влияние трещин на проницаемость. Для оценки влияния трещин на проницаемость при увеличении эффективного давления сопоставлены изменения проницаемости для двух групп образцов: с наибольшими значениями межзерновой пористости и с наибольшими значениями $К_{п.тр}$. Исследованы изменения проницаемости 19 образцов песчаника вендского возраста Чаяндинского месторождения (Восточная Сибирь), обладавших межзерновой пористостью и трещинной пористостью [19]. В атмосферных условиях их открытая пористость составляла от 3,2 до 18,2 %, проницаемость по газу – от 7,24 до 548 мД (рис. 2).

Для объективного сопоставления образцов с различной начальной проницаемостью и получения данных об изменениях проницаемости независимо от ее значения в атмосферных условиях значения проницаемости ($К_{пр}$) каждого образца при различных эффективных давлениях ($P_{эф}$) были нормированы (разделены) на значение проницаемости этого образца в атмосферных условиях ($К_{пр.атм}$), затем получены зависимости от эффективного давления:

$$\frac{К_{пр}}{К_{пр.атм}} = AP_{эф}^{-B}, \quad (2)$$

где A – величина, МПа$^{-1}$, по определению близкая к единице, на которую влияют как точность определения проницаемости, так и то, насколько сильно изменяется проницаемость при начальных изменениях $P_{эф}$; B отражает влияние структуры порового пространства на проницаемость.

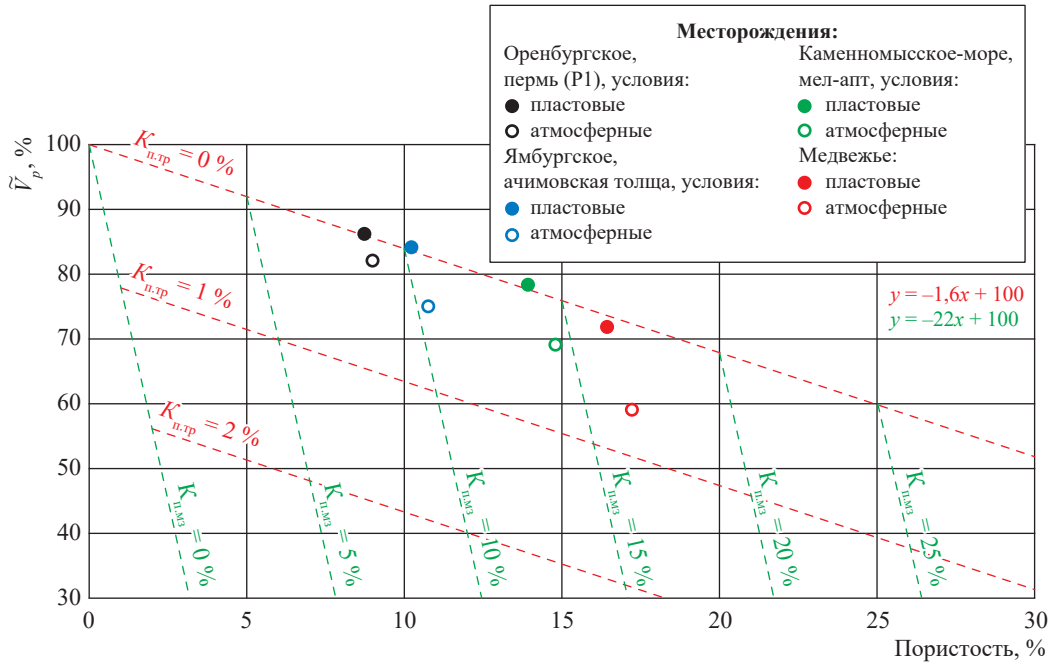


Рис. 1. **Средние значения нормированной скорости $\tilde{V}_p = V_p/V_{p.M}$ в зависимости от средней пористости по ряду месторождений Западной Сибири:** $К_{п.мз}$ – межзерновая пористость (часть общей пористости); $К_{п.тр}$ – трещинная пористость (пустотность)

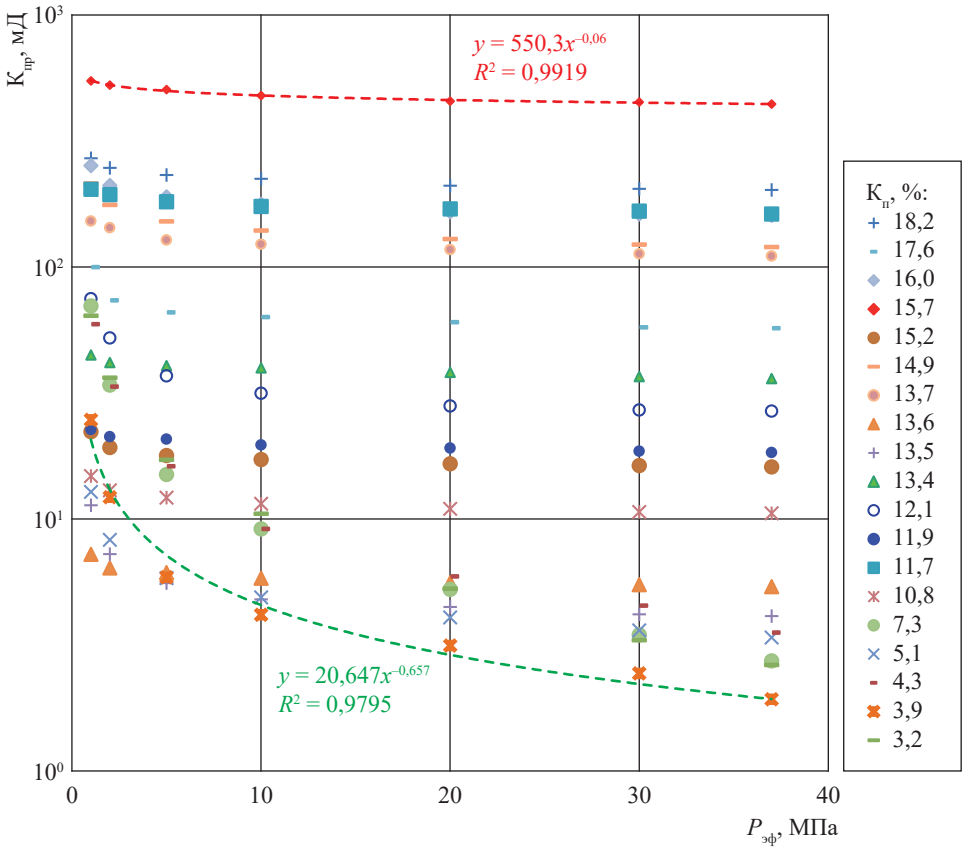


Рис. 2. **Изменения проницаемости по газу при увеличении эффективного давления образцов песчаника вендского возраста Чаяндинского месторождения**

Для оценки влияния трещинной пустотности на изменения нормированной проницаемости исследованы две группы образцов: одна – с наибольшими значениями $К_{п.мз}$, другая – с наибольшими величинами $К_{п.тр}$ (рис. 3).

Анализ зависимостей нормированной проницаемости от $P_{эф}$ (см. формулу (2)) для образцов со значительной трещинной пористостью показал, что для них коэффициент B, отражающий влияние структуры порового пространства на проницаемость, изменяется в диапазоне –0,657…–0,873. В то же время, для образцов с преобладанием межзерновой пористости этот коэффициент в десятки раз меньше: –0,060…–0,080. Отметим также, что для образцов гранита Barre с трещинной пористостью в аналогичных зависимостях B = –1,2…–1,5 [20, 21]. Таким образом, показано, что трещинная компонента пористости оказывает значительное влияние на изменения проницаемости при разработке месторождений нефти и газа на истощение со снижением пластового давления.

Влияние трещин на электрическое сопротивление. Исследованы образцы песчаника вендского возраста, имевшие открытую пористость в атмосферных условиях от 3,2 до 18,2 % [22]. На этих образцах горных пород проводились определения пористости, скорости распространения упругих продольных и поперечных волн и удельного электрического сопротивления при моделировании пластовых условий. Существуют несколько подходов к определению удельного сопротивления и параметра пористости ($P_п$) пород с двойной пористостью. При этом предполагается, что порода содержит две параллельные системы (межзерновые поры и трещины), проводящие электрический ток.

Так, выведено уравнение (3), связывающее $P_п$ горной породы, имеющей двойную пористость, с ее общей пористостью $К_п$ [22, 23]:

$$P_п = \frac{\rho_w \rho_0}{\nu К_п \rho_0 + \rho_w (1-\nu)}, \qquad (3)$$

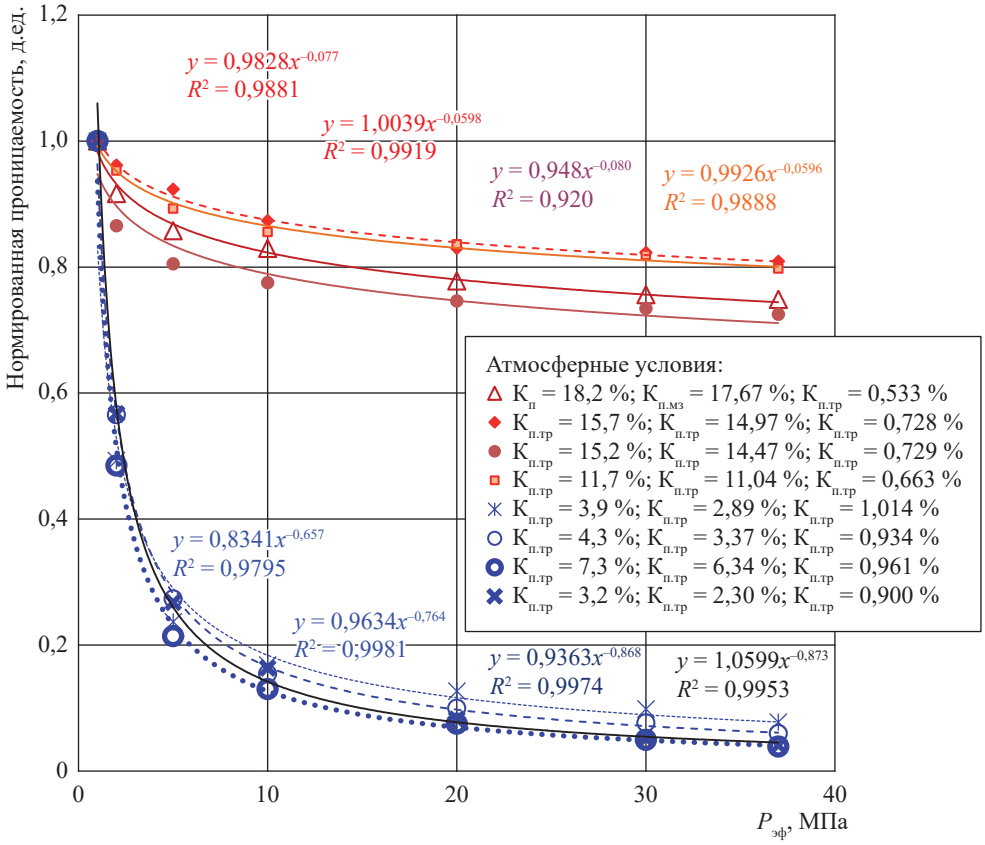


Рис. 3. **Зависимость нормированной газопроницаемости образцов с наибольшими величинами межзерновой пористости и трещинной пористости**

где ρ_0 – удельное электрическое сопротивление породы, Ом·м; ρ_w – удельное электрическое сопротивление электропроводящего раствора, заполняющего поровое пространство, Ом·м;

$v = \frac{К_{п.тр}}{К_п}$ – доля трещинной пористости в общей пористости горной породы.

С учетом полученных значений $К_п$ и $К_{п.тр}$ для исследованной коллекции горных пород параметр $P_п$ рассчитан (см. формулу (3)) по методике Агилеры (*исп.* R. Aguilera) и определен по фактическим данным, полученным при моделировании пластовых условий. Сопоставление расчетных и фактических значений $P_п$ показало, что результаты вычислений, согласно Агилере, достаточно близки фактическим данным (рис. 4).

При отсутствии трещин отношение $К_{п.тр}$ к m равно нулю, и уравнение (3) преобразуется к обычному виду:

$$P_п = \frac{\rho_0}{\rho_w}. \quad (4)$$

Для расчета удельного электрического сопротивления отдельно межзерновой пористости (поровых каналов) воспользуемся известным уравнением Арчи – Дахнова, выведенным для гранулярных (межзерновых) коллекторов (5):

$$P_п = \frac{a}{(К_{п.мз})^m}, \quad (5)$$

где a – коэффициент извилистости; m – показатель цементации, который зависит от формы пор и их распределения по размерам.

Для гранулярных пород без трещин коэффициент a в уравнении (5) обычно принимается равным единице. Для учета степени цементации показатель степени m при коэффициенте пористости $К_п$ подобран таким образом, чтобы значение параметра $P_п$ образца с нулевой трещинной пористостью равнялось фактически полученному значению $P_п$ для этого образца (см. зависимость на рис. 4). При выполнении данного условия m = 2,36.

В случае чисто трещинных коллекторов, когда отсутствует межзерновая (гранулярная)

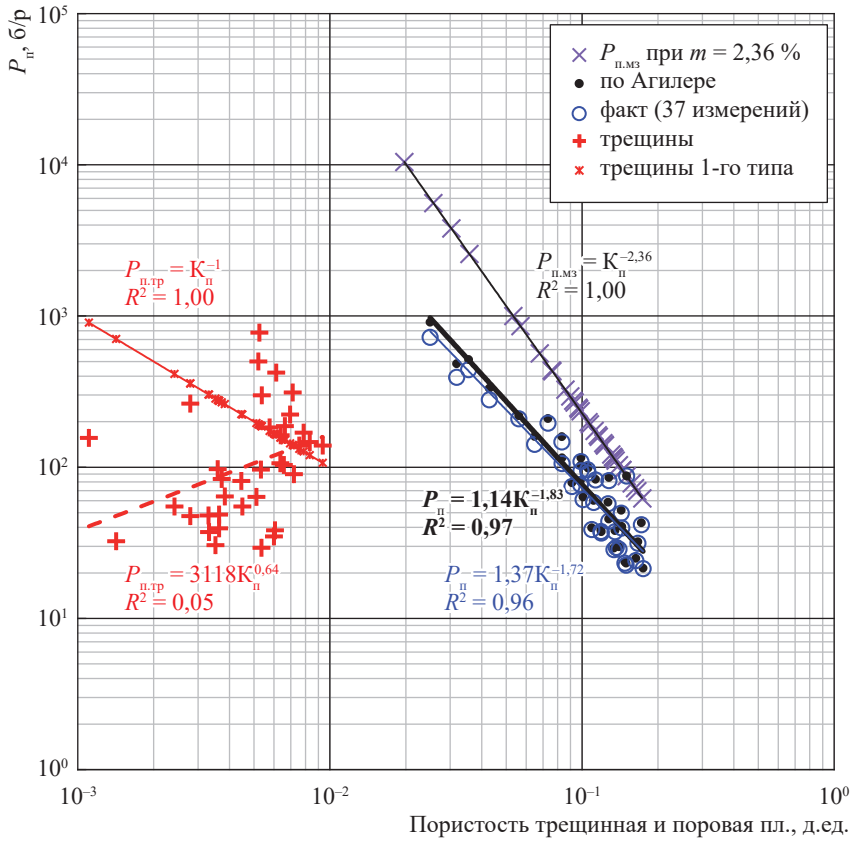


Рис. 4. **Зависимость фактического и расчетного (по Агилере) значений параметра пористости от пористости для исследованных образцов горных пород с двойной пористостью**

пористость, отношение $К_{п.тр}$ к m равно единице, и уравнение (3) приобретает вид

$$P_{п.тр} = \frac{1}{К_{п.тр}}. \quad (6)$$

Тиаб и Доналдсон [24] выражение (6) приводят для случая, когда присутствует только трещинная пористость, а трещины открыты и взаимосвязаны (трещины 1-го типа), причем в этом случае коэффициент извилистости и показатель цементации для трещинной пористости будут примерно равны единице.

Выше, на рис. 4, приведены и зависимость параметра межзерновой пористости 1 – $P_{п.мз} = 1/К_п^{2,36}$ (согласно уравнению (5)), и полученные расчетным путем значения $К_{п.тр}$. Сопоставление рассчитанного в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» параметра трещинной пористости $P_{п.тр} = 3118/К_п^{-0,64}$ (см. рис. 4) и $P_{п.тр} = 1/К_п$ для трещин 1-го типа (см. рис. 4) говорит о том, что полученная трещинная пористость $К_{п.тр}$ весьма далека от предельного случая взаимосвязанных трещин, а $P_{п.тр}$ не имеет явно выраженной и статистически надежной зависимости от нее ($R^2 = 0,05$).

Изменение компонент пористости с увеличением эффективного давления представляет интерес для прогнозирования изменения структуры порового пространства в процессе разработки месторождений на истощение. Предварительно исследованы образцы коллекторов, представленные средне- и мелкозернистыми алевритистыми песчаниками и алевролитами песчанистыми и глинистыми, имевшими открытую пористость в атмосферных условиях 2,9…28,5 % абс. Для них определены значения $К_{п.мз}$ и $К_{п.тр}$ компонент пористости на 236 образцах песчаника дагинского горизонта шельфа Сахалина в атмосферных условиях и в условиях, моделирующих пластовые [25, 26].

При увеличении эффективного давления до 37 МПа уменьшение общей пористости для различных образцов варьирует от 0,254 до 2,164 % абс., составляя в среднем 1,28 % абс. Несмотря на то что и межзерновая и трещинная

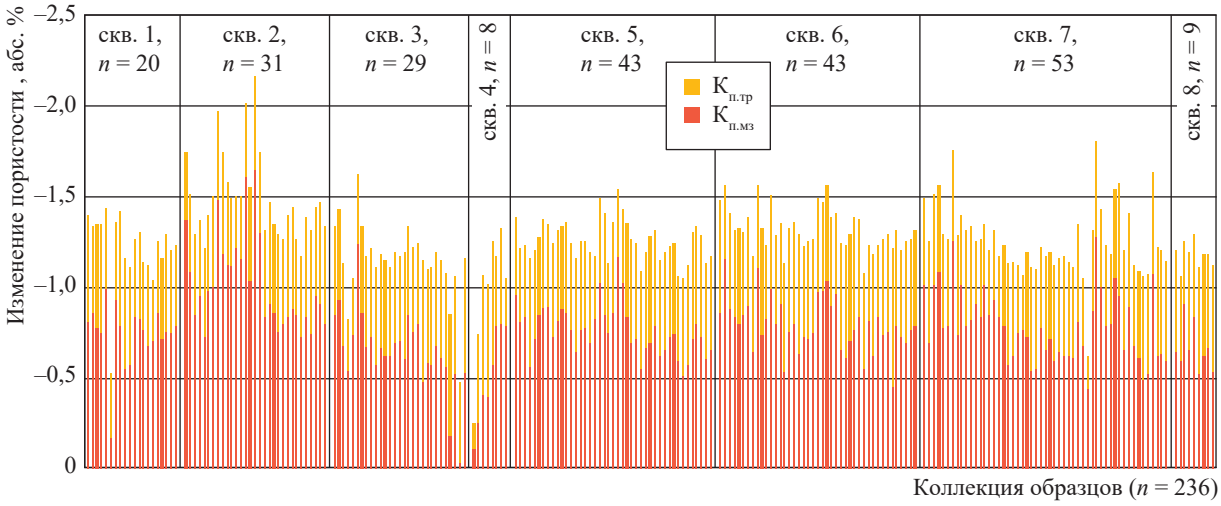


Рис. 5. **Изменение пористости в целом и двух ее составляющих ($К_{п.мз}$ и $К_{п.тр}$) с ростом $P_{эф}$ при переходе от атмосферных условий к пластовым:**
n – количество образцов, исследованных в каждой из скважин

компоненты пористости тоже уменьшились, но в разной степени, видно, что преобладает межзерновая пористость (рис. 5). Отметим, что в атмосферных условиях доля трещинной пористости в пористости составляла в среднем 3,53 %, а в условиях, моделирующих пластовые, – 1,33 %, но, несмотря на ее уменьшение более чем наполовину, она имеется и в пластовых условиях. Видно, что сохраняется доминирующая роль межзерновой компоненты общей пористости как в атмосферных условиях, так и в условиях, моделирующих пластовые. Эта закономерность может быть востребована как при подсчете запасов, так и при подготовке проектов разработки месторождений.

***

Применение новых способов исследования горных пород позволило определить трещинную пористость коллекторов ряда месторождений углеводородов при различных значениях эффективного давления и на большом количестве исследованных образцов. Показано, что влияние трещин и межзерновой пористости на такие физические свойства горных пород, как скорость продольных волн, электрическое сопротивление, проницаемость, существенно различается. Выявлено, что трещинная компонента пористости оказывает более значительное влияние на изменения проницаемости при разработке месторождений нефти и газа на истощение со снижением пластового давления, чем межзерновая пористость. Результаты оценки влияния увеличения эффективного напряжения на межзерновую и трещинную пористость могут быть использованы как при подсчете запасов, так и при подготовке проектов разработки месторождений нефти и газа.

Список литературы

1. Соколов А.Ф. Универсальный автоматизированный комплекс для специальных исследований керна, моделирования фильтрационных процессов и методов воздействия на пористую среду в термобарических условиях залегания пласта / А.Ф. Соколов, С.Г. Рассохин, В.М. Троицкий и др. // Актуальные вопросы исследования нефтегазовых пластовых систем (SPRS-2020): тезисы докладов III Международной научно-практической конференции, Москва, 23–24 сентября 2020 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2020. – С. 113.

2. Жуков В.С. Определение фильтрационно-емкостных и упругих свойств и электрических параметров образцов горных пород при моделировании пластовых условий: учеб.-метод. пособие / В.С. Жуков, Д.В. Люгай. – М.: Газпром ВНИИГАЗ: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2016. – 56 с.

3. Жуков В.С. Методика экспериментального исследования значений некоторых характеристик образцов горных пород, получаемых при поиске углеводородов, в диапазоне температур 0…100 °С и давлений до 85 МПа: Методика ГССССД МЭ 257-2016: депонированная рукопись № 250-2016а / В.С. Жуков, О.В. Иселидзе, Е.Б. Григорьев; ФГУП «ВНИИМС». – М., 2016. – 27 с.

4. Патент № 2583061 Российская Федерация. МПК G01K 17/06. Установка для исследования и способ исследования влияния пористых сред на фазовое поведение жидких и газообразных флюидов: – № 2014149062/28; заявл. 05.12.2014; опубл. 10.05.2016 / Б.А. Григорьев, В.М. Булейко, В.А. Истомин и др.; заявитель и патентообладатель ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

5. Патент № 2516392 Российская Федерация, МПК G01V 1/28. Способ определения трещинной пористости пород: № 2012139179/28; заявл. 13.09.2012; опубл. 20.05.2014 / В.С. Жуков; заявитель и патентообладатель ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

6. Патент № 2615051 Российская Федерация, МПК G01V 1/28. Способ определения трещинной пористости горных пород: № 2015146826: заявл. 30.10.2015; опубл. 03.04.2017 / В.С. Жуков, С.Г. Рассохин, В.В. Моторыгин; заявитель и патентообладатель ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

7. Патент № 2646956 Российская Федерация, МПК G01V 1/28, G01N 15/08. Способ определения трещинной пористости горных пород: № 2017119125; заявл. 31.05.2017; опубл. 12.03.2018 / В.С. Жуков, В.В. Моторыгин; заявитель и патентообладатель ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

8. Кузьмин Ю.О. Геодинамическая природа аварийности нефтегазоносных скважин и трубопроводных систем / Ю.О. Кузьмин, А.И. Никонов // Перспективы развития экологического страхования в газовой промышленности: сб. – М.: Геос, 1998. – С. 315–328.

9. Кузьмин Ю.О. Современная аномальная геодинамика недр, индуцированная разработкой месторождений нефти и газа / Ю.О. Кузьмин // Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности. – М.: Геос, 2002. – С. 418–427.

10. Кузьмин Ю.О. Деформационные последствия разработки месторождений нефти и газа / Ю.О. Кузьмин // Геофизические процессы и биосфера. – 2021. – Т. 20. – № 4. – С. 103–121. – DOI: 10.21455/GPB2021.4-7.

11. Авчян Г.М. Петрофизика осадочных пород в глубинных условиях / Г.М. Авчян, А.А. Матвеенко, З.Б. Стефанкевич. – М.: Недра, 1979. – 224 с.

12. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород / В.Н. Дахнов. – М.: Недра, 1975. – 344 с.

13. Рыжов А.Е. Динамика изменений физических свойств образцов продуктивных пород при разработке месторождений нефти и газа / А.Е. Рыжов, В.С. Жуков, О.В. Иселидзе и др. // Разработка месторождений углеводородов: сб. науч. тр. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2008. – С. 154–168.

14. Walsh J.B. Cracks and pores in rocks / J.B. Walsh, W.F. Brace // 1-er Congres int. de mecanique des roches. – Lisbonne, 1966. – Т. 1. – С. 643–646.

15. Willie M.R. Studies of elastic wave attenuation in porous media / M.R. Willie, G.H.F. Gardner, A.R. Gregory // Geophysics. – 1962. – Т. 15. – № 5. – С. 569–589.

16. 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: пер. с англ. и фр.; под ред. В. Мори и Д. Фурментро. – М.: Мир, 1994. – С. 176–184.

17. Жуков В.С. Оценка трещиноватости коллекторов по скорости распространения упругих волн / В.С. Жуков // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.: сб. научных статей. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 148–152. – (Вести газовой науки).

18. Жуков В.С. Экспериментальные исследования влияния трещиноватости горных пород и модельных материалов на скорость распространения продольной волны / В.С. Жуков, Ю.О. Кузьмин // Физика Земли. – 2020. – № 4. – С. 39–50. – DOI 10.31857/S0002333720040109.

19. Жуков В.С. Влияние различных видов пористости на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов (на примере Чаяндинского месторождения) / В.С. Жуков, В.В. Моторыгин // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – С. 63–67.

20. Жуков В.С. Влияние трещинной пустотности на проницаемость горных пород при росте эффективного давления / В.С. Жуков // Новые идеи в геологии нефти и газа – 2019: сб. – М.: Перо, 2019. – С. 179–184.

21. Жуков В.С. Влияние межзерновой пористости и трещинной пустотности на проницаемость / В.С. Жуков, В.В. Моторыгин // Вести газовой науки: науч.-технический. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 1 (38): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 82–88.

22. Жуков В.С. Влияние различных видов пористости на скорости упругих волн и электропроводность коллекторов Чаяндинского месторождения / В.С. Жуков, В.В. Моторыгин // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 2 (30): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 223–233.

23. Aguilera R. Analysis of naturally fractured reservoirs from conventional well log / R. Aguilera // Journal of Petroleum Technology. – 1976. – Т. 28. – С. 764–772.

24. Тиаб Дж. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов / Дж. Тиаб, Эрл Ч. Доналдсон; пер. с англ. – 2-е изд. – М.: Премиум инжиниринг, 2011. – 866 с.

25. Жуков В.С. Динамика физических свойств коллекторов при разработке месторождений нефти и газа / В.С. Жуков, Е.О. Семёнов, Ю.О. Кузьмин // Вести газовой науки: науч.-технический. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 5 (37): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 82–99.

26. 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: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 3 (31): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 238–246.

Experimental studies of the influence of fractures on the petrophysical properties of reservoirs

V.S. Zhukov

Schmidt Institute of Physics of the Earth, Russian Academy of Sciences, Bld. 10 B, Gruzinskaya street, Moscow, 123242, Russian Federation
E mail: zhukov@ifz.ru

Abstract. Often there are fractures in the reservoirs of hydrocarbons. In hydrodynamic modeling of field development in the framework of double porosity model the data on fractured porosity are used. But even at the laboratory level, the impact of fractures on their physical and filtration-volume properties in rocks during field development has not been sufficiently investigated. Additional opportunities for studies of oil and gas reservoir systems appear with the development and application of new equipment and new research methods. Gazprom VNIIGAZ LLC has patents for determination of fractured porosity of rocks. The results of experimental studies have shown that the effect of fracture and intergranular porosity on various physical properties significantly varies. Examples of the effect of fractured porosity on the permeability coefficient, electrical resistivity and elastic wave velocities are given. It is shown that the fractured porosity component has a significant impact on changes in permeability during oil and gas field development.

Estimates of the value of fractured porosity of reservoirs of a number of hydrocarbon fields at different values of the effective pressure and on the large number of samples studied have been obtained. The results of the assessment of the effect of effective pressure increase on the values of intergranular and fractured porosity can be used both when calculating the reserves and preparing the projects of oil and gas fields development.

Keywords: porosity, fractured porosity, longitudinal wave velocity, permeability, resistivity, in site conditions.

References

1. SOKOLOV, A.F., S.G. RASSOKHIN, V.M. TROITSKIY, et al. Universal automated complex for special core studies, modeling of filtration processes and methods of impact on porous medium in thermobaric reservoir conditions [Universalnyy avtomatizirovannyy kompleks dlya spetsialnykh issledovaniy kerna, modelirovaniya filtratsionnykh protsessov i metodov vozdeystviya na poristuyu sredu v termobaricheskikh usloviyakh zaleganiya plasta]. In: *Actual problems of oil and gas reservoir systems research (SPRS-2020)*: abstracts of the III International Scientific-Practical Conference, Moscow, September 23–24, 2020. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2020, p. 113. (Russ.).
2. ZHUKOV, V.S., D.V. LYUGAY. *Determination of filtration-capacitative and elastic properties and electrical parameters of rock samples when modeling reservoir conditions* [Opredeleniye filtratsionno-emkostnykh i uprugikh svoystv i elektricheskikh parametrov obraztsov gornykh porod pri modelirovanii plastovykh usloviy]: training manual. Moscow: Gazprom VNIIGAZ and Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2016. (Russ.).

3. ZHUKOV, V.S., O.V. ISELIDZE, Ye.B. GRIGORYEV. *Methodology of experimental study of the values of some characteristics of rock samples obtained in the search of hydrocarbons in the temperature range of 0...100°C and 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 85 MPa]: Methodology GSSSSD ME 257-2016. Deposited manuscript number 250-2016a. Moscow: FGUP «VNIIMS», 2016. (Russ.).
4. GAZPROM VNIIGAZ LLC. *Installation for research and method of studying the influence of porous media on the phase behavior of liquid and gaseous fluids* [Ustanovka dlya issledovaniya i sposob issledovaniya vliyaniya poristykh sred na fazovoye povedeniye zhidkikh i gazoobraznykh flyuidov]. Inventors: GRIGORYEV, B.A., V.M. BULEYKO, V.A. ISTOMINET et al. Appl. 5 December 2014 no. 2014149062/28. RU 2583061. (Russ.).
5. GAZPROM VNIIGAZ LLC. *Method of determination of fractured porosity of rocks* [Sposob opredeleniya treshchinnoy poristosti porod]. Inventor: ZHUKOV, V.S. Appl.: 13 September 2012 no. 2012139179/28. RU 2516392. (Russ.).
6. GAZPROM VNIIGAZ LLC. *Method of determination of fractured porosity of rocks* [Sposob opredeleniya treshchinnoy poristosti porod]. Inventors: ZHUKOV, V.S., S.G. RASSOKHIN, V.V. MOTORYGIN. Appl. 30 October 2015 no. 2015146826. RU 2615051. (Russ.).
7. GAZPROM VNIIGAZ LLC. *Method of determination of fractured porosity of rocks* [Sposob opredeleniya treshchinnoy poristosti gornykh porod]. Inventors: ZHUKOV, V.S., V.V. MOTORYGIN. Appl.: 31 May 2017 no. 2017119125. RU 2646956. (Russ.).
8. KUZMIN, Yu.O., A.I. NIKONOV. Geodynamic nature of accidents at oil-gas wells and pipeline systems [Geodinamicheskaya priroda avariynosti neftegazonosnykh skvazhin i truboprovodnykh sistem]. In: *Prospects for advancement of ecological risk insurance in gas industry* [Perspektivy razvitiya ekologicheskogo strakhovaniya v gazovoy promyshlennosti]: collected bk. Moscow: Geos, 1998, pp. 315–328. (Russ.).
9. KUZMIN, Yu.O. Contemporary abnormal geodynamics of subsoil induced by development of oil and gas fields [Sovremennaya anomalnaya geodinamika nedr, indutsirovannaya razrabotkoy mestorozhdeniy nefti i gaza]. In: *Fundamental basis of new techniques in oil and gas industry* [Fundamentalnyy bazis novykh tekhnologiy neftyanoy i gazovoy promyshlennosti]: collected bk.. Moscow: Geos, 2002, pp. 418–427. (Russ.).
10. KUZMIN, Yu.O. Deformative aftereffects of oil and gas fields development [Deformatsionnyye posledstviya razrabotki mestorozhdeniy nefti i gaza]. *Geofizicheskiye Protsessy i Biosfera*, 2021, vol. 20, no. 4, pp. 103–121, ISSN 1811-0045. (Russ.). DOI: 10.21455/GPB2021.4-7.
11. AVCHYAN, G.M., A.A. MATVEYENKO, Z.B. STEFANKEVICH. *Petrophysics of sedimentary rocks in deep conditions* [Petrofizika osadochnykh porod v glubinnykh usloviyakh]. Moscow: Nedra, 1979. (Russ.).
12. DAKHNOV, V.N. *Geophysical methods of determination of reservoir properties and oil and gas saturation of rocks* [Geofizicheskiye metody opredeleniya kollektorskikh svoystv i neftegazonasyshcheniya gornykh porod]. Moscow: Nedra, 1975. (Russ.).
13. 13. RYZHOV, A.Ye., V.S. ZHUKOV, O.V. ISELIDZE, et al. Dynamics of changes in physical properties of samples of productive rocks during development of oil and gas fields [Dinamika izmeneniy fizicheskikh svoystv obraztsov produktivnykh porod pri razrabotke mestorozhdeniy nefti i gaza]. In: *Development of hydrocarbon fields* [Razrabotka mestorozhdeniy uglevodorodov]: collected bk. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2008, pp. 154–168. (Russ.).
14. WALSH, J.B., W.F. BRACE. Cracks and pores in rocks. In: 1-*er Congres int. de mecanique des roches*. Lisbonne, 1966, vol. 1, pp. 643–646.
15. WILLIE, M.R., G.H.F. GARDNER, A.R. GREGORY. Studies of elastic wave attenuation in porous media. *Geophysics*, 1962, vol. 15, no. 5, pp. 569–589, ISSN 0016-8033.
16. TURANK, K., D. FURMENTRO, A. DENNY. Wave propagation and interface in rocks [Rasprostraneniye voln i granitsy razdela v porodakh]. In: MORI, V., D. FURMENTRO (eds.). *Mechanics of rocks as applied to problems of oil exploration and production* [Mekhanika gornykh porod primenitelno k problemam razvedki i dobychi nefti]. Transl. from English and French. Moscow: Mir, 1994, pp. 176–184. (Russ.).
17. 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.).
18. ZHUKOV, V.S., Yu.O. KUZMIN. Experimental studies of the influence of rock fracturing and model materials on the propagation velocity of longitudinal waves [Eksperimentalnyye issledovaniya vliyaniya treshchinovatosti gornykh porod i modelnykh materialov na skorost rasprostraneniya prodolnoy volny]. *Fizika Zemli*, 2020, no. 4, pp. 39–50, ISSN 0002-3337. (Russ.). DOI 10.31857/S0002333720040109.
19. ZHUKOV, V.S., V.V. MOTORYGIN. Influence of different types of porosity on filtrational-capacitive properties of reservoirs (by the example of the Chayanda field) [Vliyaniye razlichnykh vidov poristosti na filtratsionno-yemkostnyye svoystva kollektorov (na primere Chayandinskogo mestorozhdeniya)].*Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2016, no. 1 (25): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 63–67. ISSN 2306-8949. (Russ.).

20. ZHUKOV, V.S. Influence of fractured hollowness on rock permeability during growth of effective pressure [Vliyaniye treshchinnoy pustotnosti na pronitsayemost gornykh porod pri roste effektivnogo davleniya]. In: *New ideas in oil and gas geology – 2019* [Novyye idei v geologii nefti i gaza – 2019]: collected bk. Moscow: Pero, 2019, pp. 179–184. (Russ.).
21. ZHUKOV, V.S., V.V. MOTORYGIN. Impact of intergranular porosity and cracking cavitation to permeability [Vliyaniye mezhzernovoy poristosti i treshchinnoy pustotnosti na pronitsayemost]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2019, no. 1 (38): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 82–88. ISSN 2306-9849. (Russ.).
22. ZHUKOV, V.S., V.V. MOTORYGIN. Influence of various kinds of porosity on velocity of elastic waves and electrical conductivity of Chayanda field reservoir rocks [Vliyaniye razlichnykh vidov poristosti na skorosti uprugikh voln i elektroprovodnost kollektorov Chayandinskogo mestorozhdeniya]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2017, no. 2 (30): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 223–233. ISSN 2306-8949. (Russ.).
23. AGUILERA, R. Analysis of naturally fractured reservoirs from conventional well log. *Journal of Petroleum Technology*, 1976, vol. 28, pp. 764–772, ISSN 0022-3522.
24. TYAB, J., E.C. DONALDSON. *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties* [Petrofizika: teoriya i praktika izucheniya kollektorskikh svoystv gornykh porod i dvizheniya plastovykh flyuidov]. Transl. from English. 2nd ed. Moscow: Premium inzhiniring, 2011. (Russ.).
25. ZHUKOV, V.S., Ye.O. SEMENOV, Yu.O. KUZMIN. Dynamics of physical properties of reservoirs at development of oil and gas fields [Dinamika fizicheskikh svoystv kollektorov pri razrabotke mestorozhdeniy nefti i gaza]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2018, no. 5 (37): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 82–99. ISSN 2306-9849. (Russ.).
26. 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 modelirovanii 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.).

УДК 004.942

Многомасштабная модель цифрового керна для сложнопостроенных карбонатных коллекторов

Д.М. Орлов[1,2]*, В.В. Алексеев[1,2], В.О. Пиманов[1], Е.А. Муравлева[1,2], Д.А. Коротеев[1,2]

[1] Сколковский институт науки и технологий (Сколтех), Российская Федерация, 121205, г. Москва, Можайский г.м.о., территория Инновационного центра «Сколково», Большой б-р, д. 30, стр. 1
[2] ООО «Диджитал Петролеум», 121205, г. Москва, Можайский г.м.о., территория Инновационного центра «Сколково», Большой б-р, д. 30, стр. 1
* E-mail: D.Orlov@skoltech.ru

Ключевые слова: цифровой керн, многомасштабные модели керна, многофазная фильтрация, математическое моделирование.

Тезисы. Смещение ресурсной базы углеводородов в сторону все более сложно построенных коллекторов вынуждает нефтегазовые компании искать новые технологии для ее освоения. Использование цифровых двойников пористых сред – эффективный и относительно быстрый способ всесторонне изучить потенциал извлечения углеводородов. Технологии цифрового керна (ЦК) появились относительно недавно как альтернатива обычным лабораторным керновым исследованиям и уже являются стандартным инструментом характеризации пластовых систем. Использование технологий ЦК для расчета течений на сегодня ограничивается высокопроницаемыми коллекторами относительно простого строения. Применение ЦК для коллекторов более сложного строения требует учета в единой модели разномасштабного порового пространства и различного минерального состава поверхности пор при сохранении ее достаточно большого физического размера (1…10 мм), соизмеримого с размером стандартного образца керна (30 мм).

В работе обсуждаются вопросы разработки новых методов построения цифровых моделей керна с учетом разномасштабного порового пространства, а также новые подходы к моделированию многофазных течений в таких моделях. На основе данных микроанализа различной детализации (от нанометров до микрометров) разработаны подходы к построению мультиклассовых цифровых моделей, содержащих информацию о структуре пустотного пространства различного масштаба. Для моделирования многофазных течений на таких мультиклассовых цифровых моделях решено сосредоточиться на имплементации решения уравнения Навье – Стокса – Бринкмана на воксельных сетках, которое эффективно применяется при расчете течений в комплексных средах, содержащих и открытое пространство, и пористые структуры.

Методы построения многомасштабных моделей цифрового керна. Развитие методов трехмерного микроструктурного анализа материалов и моделирования многофазных течений на масштабе поровых каналов открыло новые возможности для детального изучения свойств пластового материала, представленного керном или шламом. Концепция цифровой лаборатории анализа керна и пластовых флюидов начала формироваться в последние годы XX в. [1, 2]. Образцы керна или шлама оцифровывают современными методами микротомографии и микроскопии. Обычно цифровой образ пробы пласта представляет собой трехмерное воксельное изображение, содержащее информацию о реальной топологии порового пространства. В некоторых случаях трехмерное изображение также содержит данные о распределении минералов и субмикронной пористости в образце.

Необходимость построения многомасштабных цифровых моделей керна обусловлена двумя основными факторами. Первый фактор – это невозможность построить адекватную одномасштабную (бинарную) модель пустотного пространства, позволяющую получать надежные оценки фильтрационно-емкостных и петрофизических характеристик керна. Основная причина того, что одномасштабные модели плохо работают, заключается в том, что для сложнопостроенных коллекторов не удается соблюсти баланс между достаточным физическим размером модели и ее детализацией (размером вокселя / расчетной ячейки). Если порода-коллектор является сильно неоднородной, то для построения релевантной цифровой модели необходимо подвергать микроанализу достаточно большой фрагмент горной породы. Как правило, это возможно сделать, только снизив детализацию изображения. Для получения цифровых

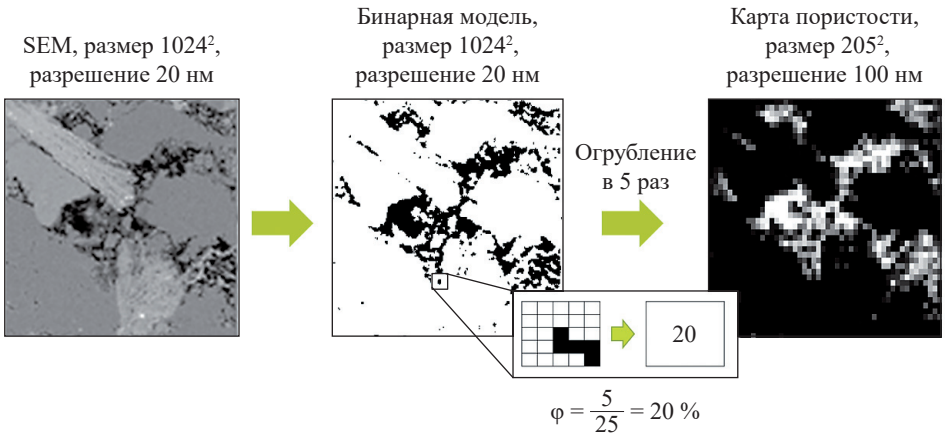


Рис. 1. **Принцип построения мультиклассовой модели:**
φ – пористость огрубленного пикселя карты пористости

изображений (образов) пластового материала используют методы рентгеновской томографии и микроскопии. Современные миро- и нанотомографы позволяют получать трехмерные изображения образцов с разрешением до нескольких десятых долей микрона. Однако существует ограничение, связанное с размером области сканирования. Чем лучше желаемое разрешение (степень детализации изображения), там меньше должен быть образец. В частности, для достижения субмикронного разрешения приходится сканировать образцы размером около 1 мм или меньше. Некоторые микротомографы позволяют сканировать маленькую внутреннюю область большого образца без необходимости ее извлечения из образца. Для сканирования образцов традиционных коллекторов обычно используются миникерны диаметром 5…10 мм, что дает возможность получать трехмерное изображение разрешением 2…4 мкм/воксель[1]. На фоне характерных размеров пустотного пространства, определяющих параметры гидродинамических течений в этих образцах (~50…100 мкм), такое разрешение трактуется как достаточное. Для образцов нетрадиционных коллекторов с субмикронными порами обычно используется набор методов получения изображений, который может включать рентгеновскую томографию, сканирующую электронную микроскопию (SEM), электронную микроскопию с травлением ионным пучком (FIB-SEM) и др.

Второй фактор, обусловливающий необходимость построения многомасштабных моделей цифрового керна, связан с возможностью построения слишком больших цифровых моделей, чтобы на них можно было выполнить расчеты характеристик с использованием доступных ресурсов за приемлемое время. С использованием современных алгоритмов машинного обучения возможно повысить разрешение исходной модели низкого разрешения, но большого физического размера (процедура Super-Resolution) [3]. При этом сохраняется большой физический размер модели, но существенно увеличивается количество вокселей, а значит, и расчетных ячеек. Так, например, при комплексировании 3D-томограммы разрешением 1,2 мкм и размером 2000^3 вокселей с 2D-изображением SEM разрешением 0,08 мкм и размером 8000^2 пикселей возможно построить бинарную цифровую модель размером 30000^3 вокселей и разрешением 0,08 мкм. Но выполнение расчета даже однофазной фильтрации на такой большой модели – очень трудная задача.

Таким образом, построение многомасштабной модели цифрового керна является обоснованной альтернативой. Предлагается рассмотреть мультиклассовый подход к построению многомасштабной модели. Учет разномасштабной структуры пустотного пространства в виде появления дополнительных классов позволяет сохранить относительно небольшую размерность модели и при этом повысить ее детализацию. Концепция мультиклассовой многомасштабной модели проиллюстрирована на рис. 1.

[1] Далее по тексту под разрешением будет подразумеваться физический размер вокселя на изображении и разрешение будет выражаться в микронах.

Основная идея заключается в том, что, имея детализированную бинарную модель (2D-изображение, на котором каждый пиксель имеет одно из двух значений интенсивности), мы можем выполнить ее огрубление – снизить размер модели в соответствии с заданным уровнем огрубления и сохранить информацию о распределении бинарных классов в элементе огрубления. В примере (см. рис. 1) элементом огрубления выступает окно размером 5×5 пикселей, информация о распределении бинарных классов сохраняется в виде данных о пористости для каждого окна, а цифровая модель по своей сути является 3D-картой пористости. Таким образом, после огрубления каждому новому пикселю будет соответствовать не один из двух классов – 0 (пора) или 1 (скелет), а определенное значение пористости. В случае 8-битных изображений удобно рассматривать 101 класс: класс 0 – элемент твердой матрицы, непроницаемый пиксель; класс 100 – элемент крупной поры, размер которой больше 1 пикселя; классы 1…99 – элементы модели с пористостью 1…99 % соответственно. Все вышеописанное также применимо к трехмерным изображениям.

Разрабатываемый в Сколково подход объединяет в единой цифровой модели информацию о многомасштабной структуре порового пространства [1, 4, 5]. В качестве исходной информации для построения таких моделей могут использоваться данные рентгеновской томографии различного разрешения, результаты оптической и сканирующей электронной микроскопии, данные энергодисперсионной рентгеновской спектроскопии, шлифы и другие виды исследований структуры горных пород.

Итоговая многомасштабная цифровая модель керна имеет размеры, сопоставимые с размерами стандартного образца керна, и включает до 101 класса пористости для учета эффектов субмикронного масштаба и от 3 до 6 классов минералов для учета различной смачиваемости поверхности пор при расчете многофазного течения.

Метод контрастной томографии. В основе метода контрастной томографии лежит последовательная томографическая съемка одного и того же образца при различных условиях поглощения рентгеновского излучения в связанных порах горной породы [6–8]. Мультиклассовая многомасштабная модель керна создается по данным компьютерной томографии сухого образца и образца, насыщенного контрастным веществом (ксеноном). Ксенон, являясь контрастным веществом, даже в небольшом количестве активно поглощает рентгеновское излучение. В этом случае субмикронные поры, неразрешенные при обычной томографии, могут быть визуализированы в виде повышенной яркости вокселей реконструированного томографического изображения по сравнению с вокселями скелета горной породы. Сопоставление изображений сухого образца и образца, насыщенного ксеноном, позволяет выделять не только большие (размером больше 1 вокселя) поры, но и частично пористые воксели, содержащие области с неразрешенными порами. Такие пористые воксели содержат в себе некоторое количество ксенона и обладают более высокой яркостью, чем воксели, характеризующие исключительно твердый скелет породы, куда ксенон не способен проникнуть (рис. 2). Более детально методика построения мультиклассовых многомасштабных моделей цифрового керна (карты пористости) описана А. Авдониным и др. [9] и М. Эбади и др. [10].

Метод комплексирования данных микроанализа. Как уже упоминалось, учет

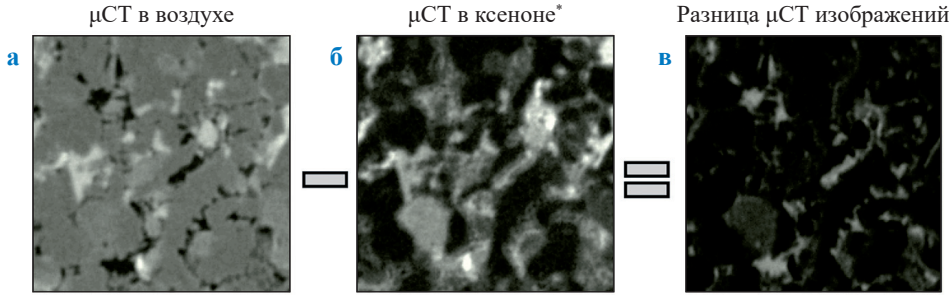


Рис. 2. **Вычитание зарегистрированных 3D-изображений керна в ксеноне (б) из 3D-изображений керна в воздухе (а) для построения карты пористости (в)**

разномасштабной структуры пустотного пространства в виде использования дополнительных классов позволяет сохранить относительно небольшую размерность модели, при этом повысив ее детализацию. Для построения надежной мультиклассовой модели тогда, когда метод контрастной томографии неприменим или недоступен, необходимо разработать подход к комплексированию (объединению) данных различных методов микроанализа. При этом, поскольку предполагается построение физически достаточно большой модели (несколько миллиметров), основой такой модели должны выступать данные микротомографии (μCT) с микронным разрешением. Информацию о структуре порового пространства субмикронного размера обеспечивают SEM- или FIB-SEM-исследования. Особенностью SEM-съемки является возможность получить большие (несколько сантиметров) 2D-изображения очень высокого разрешения (до 5 нм). FIB-SEM позволяет получать 3D-изображения такого же высокого разрешения, как и SEM, но размер исследуемой области довольно мал – несколько микрометров. В этой связи данные FIB-SEM могут оказаться непредставительными и недостаточными для построения мультиклассовой модели.

В основе идеи построения мультиклассовой многомасштабной модели керна (карты пористости) по интенсивности μCT-изображения лежит предположение о том, что между пористостью вокселя и его интенсивностью на изображении существует определенная зависимость. Установив характер зависимости, можно будет строить карту пористости непосредственно по данным μCT-изображения. Для поиска такого рода зависимости используется зарегистрированная в 3D-данных μCT 2D-карта пористости, построенная путем огрубления детализированной бинарной модели, полученной на основе данных SEM (по аналогии с рис. 1).

При построении карты пористости по SEM необходимо для начала выполнить регистрацию 2D SEM и 3D μCT для получения двух 2D-изображений в единой системе координат. Далее следует выполнить предобработку исходного SEM-изображения (удаление шумов и артефактов и пр.) и формирование бинарной модели высокого разрешения (например, с помощью алгоритма локальной бинаризации Random Walker [11]). На следующем этапе происходит преобразование бинарной модели высокого разрешения в карту пористости с разрешением μCT-изображения. Пример построения зарегистрированной пары изображений для установления зависимости между пористостью вокселя и его интенсивностью приведен на рис. 3.

Прямой подход к поиску корреляции между интенсивностью и пористостью, заключающийся в переборе различных видов функциональных зависимостей и комбинаций интенсивностей целевого вокселя и интенсивностей окружения, не дал удовлетворительного результата. Поэтому на основе карты пористости из SEM и соответствующего слайса μCT была обучена глубокая нейронная сеть (*англ.* artificial neural network, ANN). Для решения подобного класса задач (обработки изображений) наиболее эффективным типом ANN является генеративно-состязательная сеть (*англ.* generative adversarial network, GAN [12]). GAN представляет собой алгоритм машинного обучения без учителя, построенный на комбинации двух нейронных сетей, одна из которых генерирует образцы, а другая старается отличить правильные («подлинные») образцы

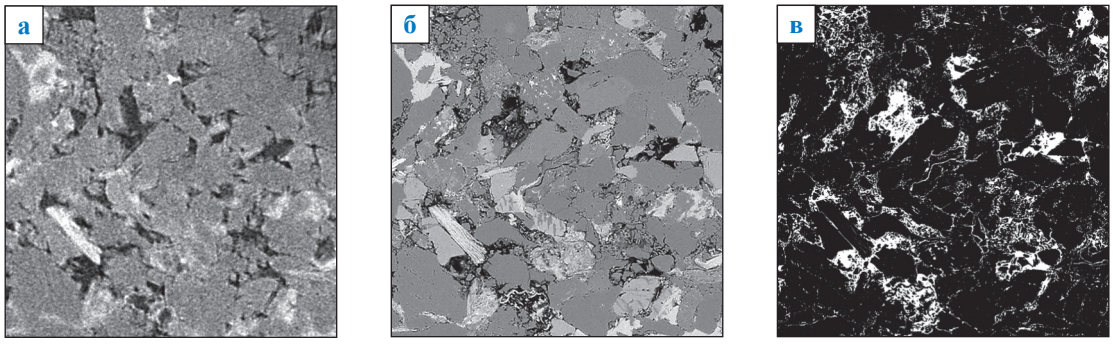


Рис. 3. **Зарегистрированные μCT-изображение (а) и карта пористости (в)** (разрешение – 1,3 мкм/воксель) **построенные из SEM-изображения (б)** (разрешение – 0,05 мкм/воксель)

от неправильных. Для построения карт пористости рассмотрена архитектура pix2pix (модификация GAN), которую также называют условной генеративно-состязательной сетью (*англ.* conditional generative adversarial networks, cGAN). Входными данными для обучения GAN являлось 2D-μCT-изображение без использования алгоритмов шумоподавления, чтобы исключить возможную потерю информации о неразрешенной пористости. Выходными данными служила 2D-карта пористости из SEM. После настройки прогнозной модели она была последовательно применена ко всем слайсам томографии в трех различных направлениях. Это необходимо для уточнения границ областей с субмикронной пористостью. Далее была произведена операция удаления шума с помощью медианного сферического фильтра в одну итерацию. Обучающую выборку составили из фрагментов исходных 2D-изображений размерами 256×256 пикселей.

Расчет течений на мультиклассовых многомасштабных цифровых моделях керна. Для моделирования многофазных течений на мультиклассовых моделях решается уравнение Навье – Стокса – Бринкмана на воксельных сетках, которое эффективно применяется при расчете течений в комплексных средах, содержащих и открытое пространство, и пористые структуры [13]. Двухфазная среда (вода и нефть) рассматривается как однажидкостная среда, состоящая из двух компонент (фаз), и имеет непрерывное распределение плотности и вязкости. Область течения может включать течение в свободном пространстве и течение в пористой среде. Пористость ε описывает локальную долю объема, доступную для жидкости. В свободном пространстве ε = 1, в области твердого тела ε = 0.

При разработке симулятора использовались идеи математических моделей и численных алгоритмов для моделирования пространственных двухфазных течений с пористыми областями [13–15]. Течение жидкости в пористой среде описывается уравнениями Навье – Стокса – Бринкмана с переменными полями динамической вязкости μ и плотности ρ:

$$\nabla \mathbf{u} = 0, \tag{1}$$

$$\frac{1}{\varepsilon}\left(\frac{\partial \rho \mathbf{u}}{\partial t} + \nabla\left(\frac{\rho}{\varepsilon}\mathbf{u}\otimes\mathbf{u}\right)\right) = -\nabla p - \frac{\mu}{k}\mathbf{u} + \frac{1}{\varepsilon}\nabla(2\mu\mathbf{S}) + (\rho - \rho_\infty)\mathbf{g} + \mathbf{f}_c, \tag{2}$$

где $\mathbf{u}$ – вектор скорости (скорость Дарси); t – время; p – относительное осредненное давление; $\mathbf{S} = 0{,}5(\nabla\mathbf{u} + \nabla\mathbf{u}^T)$ – тензор скоростей деформации; ρ_∞ – характерная плотность; k – изотропная проницаемость среды; $\mathbf{g}$ – вектор ускорения свободного падения; $\mathbf{f}_c$ – объемная сила поверхностного натяжения. Значения коэффициентов проницаемости и эффективной динамической вязкости распределены в пространстве неоднородно.

Уравнение переноса маркера границы раздела или объемной доли вытесняющей среды 1:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\varepsilon\alpha) + \nabla(\mathbf{u}\alpha) + \nabla(\alpha(1-\alpha)\mathbf{u}_r) = 0, \tag{3}$$

где α – объемная доля вытесняющей фазы 1; $\mathbf{u}_r$ – относительная скорость, равная разности осредненных скоростей компонент двухфазной среды.

При моделировании вся расчетная область разбивается на области свободного пространства и области пористого материала. В зависимости от области пространства выбирается способ замыкания для следующих величин: средней плотности, относительной скорости, силы поверхностного натяжения и силы сопротивления.

Сила поверхностного натяжения моделируется объемной силой $\mathbf{f}_c$:

$$\mathbf{f}_c = \sigma k \mathbf{n}_s \delta_s \text{ для } \varepsilon = 1, \tag{4}$$

$$\mathbf{f}_c = \left(\frac{M_1\alpha_2 - M_2\alpha_1}{M_1 + M_2}\left(\frac{\mathrm{d}p_c}{\mathrm{d}\alpha_1}\right) - p_\text{к}\right)\nabla\alpha_1 \text{ для } \varepsilon < 1, \tag{5}$$

где σ – коэффициент поверхностного натяжения; $p_\text{к}$ – капиллярное давление; $\mathbf{n}_s$ – нормаль к поверхности раздела флюидов; M_i – коэффициент подвижности i-й фазы; α_i – объемная доля i-й фазы.

Кривизна поверхности раздела k определяется по распределению $\mathbf{n}_s$:

$$k = \nabla \mathbf{n}_s,\ \mathbf{n}_s = \frac{\nabla \alpha}{|\nabla \alpha|}. \quad (6)$$

На твердых поверхностях для областей свободного пространства контактный угол θ используется для определения направления нормального вектора к поверхности раздела жидкостей на линии контакта:

$$\mathbf{n}_s = \mathbf{n}_w \cos\theta + \mathbf{s}_w \sin\theta, \quad (7)$$

где $\mathbf{n}_w$ – нормаль к твердой поверхности; $\mathbf{s}_w$ – единичный вектор, тангенциальный к поверхности на линии контакта жидкостей. Для областей пористого материала контактный угол учитывается косвенно: через коэффициенты подвижности фаз и относительные фазовые проницаемости флюидов. Более детально методика расчета течений на мультиклассовых моделях и численный алгоритм, базирующийся на методе конечного объема для неструктурированной сетки, описаны А.А. Дектеревым, А.А. Гавриловым и др. [16–18].

Учет относительной фазовой проницаемости (ОФП) и капиллярного давления ($p_к$) для пористой среды (вокселей с неразрешенной пористостью) реализован с помощью модели Brooks and Corey [19]:

$$\alpha_{1,e} = \frac{\alpha_1 - \alpha_{1,ост}}{1 - \alpha_{1,ост} - \alpha_{2,ост}}, \quad (8)$$

$$k_1 = k_{1,0}\alpha_{1,e}^m, \quad (9)$$

$$k_2 = k_{2,0}(1 - \alpha_{1,e})^m, \quad (10)$$

$$p_к = p_{к,0}\alpha_{1,e}^{-\beta}, \quad (11)$$

где $\alpha_{1,e}$ – нормированная насыщенность 1-й фазы; $\alpha_{1,ост}$ и $\alpha_{2,ост}$ – остаточная насыщенность фаз 1 (вытесняющий флюид) и 2 (вытесняемый флюид) соответственно; k_i – ОФП i-й фазы; $k_{i,0}$ – максимальная ОФП i-й фазы; $p_{к,0}$ – характерное капиллярное давление; m и β – безразмерные коэффициенты, связанные со свойствами пористой среды.

Пример расчета течений на мультиклассовых многомасштабных цифровых моделях керна. Для тестирования подхода к построению мультиклассовых моделей для карбонатных отложений сопоставлялись характеристики вытеснения нефти водой на фрагментах цифровых моделей (табл. 1), построенных по разным данным и разными способами, но характеризующих один и тот же элемент объема образца керна размером 0,825 мм^3:

1) бинарная модель размером 50^3 вокселей и разрешением 16,5 мкм (построена по данным μCT того же разрешения);

2) бинарная модель размером 165^3 вокселей и разрешением 5 мкм (построена по данным μCT того же разрешения);

3) мультиклассовая модель размером 50^3 вокселей и разрешением 16,5 мкм (построена путем огрубления бинарной модели 2).

Модель 3 построена по аналогии с описанным ранее принципом построения мультиклассовой модели (см. рис. 1). Бинарная модель размером 165^3 вокселей огрублялась: размер модели снижался в 16,5/5 = 3,3 раза, а информация о распределении бинарных классов сохранялась в виде пористости для каждого вокселя мультиклассовой модели. После огрубления исходной бинарной модели разрешением 5 мкм каждому новому пикселю размером 16,5 мкм соответствует не один из двух классов – 0 (пора) или 1 (твердый скелет), а определенное значение пористости. Построенная мультиклассовая модель имеет 101 класс: класс 0 – элемент твердой матрицы, непроницаемый пиксель; класс 100 – элемент крупной поры, размер которой больше 1 пикселя;

Таблица 1

Характеристики моделей, на которых выполнено сравнение расчета вытеснения нефти водой

Параметр	Модель 1	Модель 2	Модель 3
1. Разрешение, мкм	16,5	5	16,5
2. Тип	Бинарная	Бинарная	Мультиклассовая
3. Линейный размер, вокселей	50	165	50
4. Общая пористость, %	6,73	13,24	13,06
5. Открытая пористость, %	6,69	12,19	12,07
6. Связанная пористость (по оси Z), %	6,57	11,08	10,91
7. Абсолютная проницаемость по оси Z, мД	228,8	271	289,3

классы 1…99 – элементы модели с пористостью 1…99 % соответственно.

На рис. 4 видно, что модель 2 обладает более расширенной системой фильтрующих поровых каналов, чем модель 1, и более репрезентативна с точки зрения получения надежных результатов расчета многофазного течения. Поскольку объектом исследования являются карбонатные отложения, сложенные преимущественно кальцитами, то нет необходимости строить замысловатую мультиминеральную модель скелета. В дальнейшем предполагается, что контактный угол в каждом вокселе моделей 1, 2 и 3 одинаковый и равен 45°.

Для того чтобы рассчитать характеристики однофазного и многофазного течения на мультиклассовой модели, необходимо помимо значения пористости задать для каждого пористого вокселя следующие характеристики:

- абсолютную проницаемость как функцию пористости;
- ОФП с соответствующими значениями остаточной водо- и нефтенасыщенности.

Для построения зависимости абсолютной проницаемости от пористости модель 2 разбивалась на фрагменты размером 3×3×3 вокселя, соответствующим размеру огрубленного вокселя мультиклассовой модели (рис. 5, см. а). Далее каждый фрагмент использовался для расчета абсолютной проницаемости с помощью уравнения Навье – Стокса – Бринкмана. Тем не менее полученная корреляция требовала корректировки. Абсолютная проницаемость модели 3, рассчитанная с использованием исходной корреляции, равна 70,1 мД, что почти в 4 раза меньше проницаемости, рассчитанной на бинарной модели 2. Наилучшее совпадение проницаемостей моделей 2 и 3 получено для корреляции, приведенной на рис. 5б.

Для расчета характеристик многофазного течения на мультиклассовых моделях использовались единые зависимости ОФП для каждого класса пористых вокселей. По аналогии с построением петрофизической зависимости абсолютной проницаемости от пористости

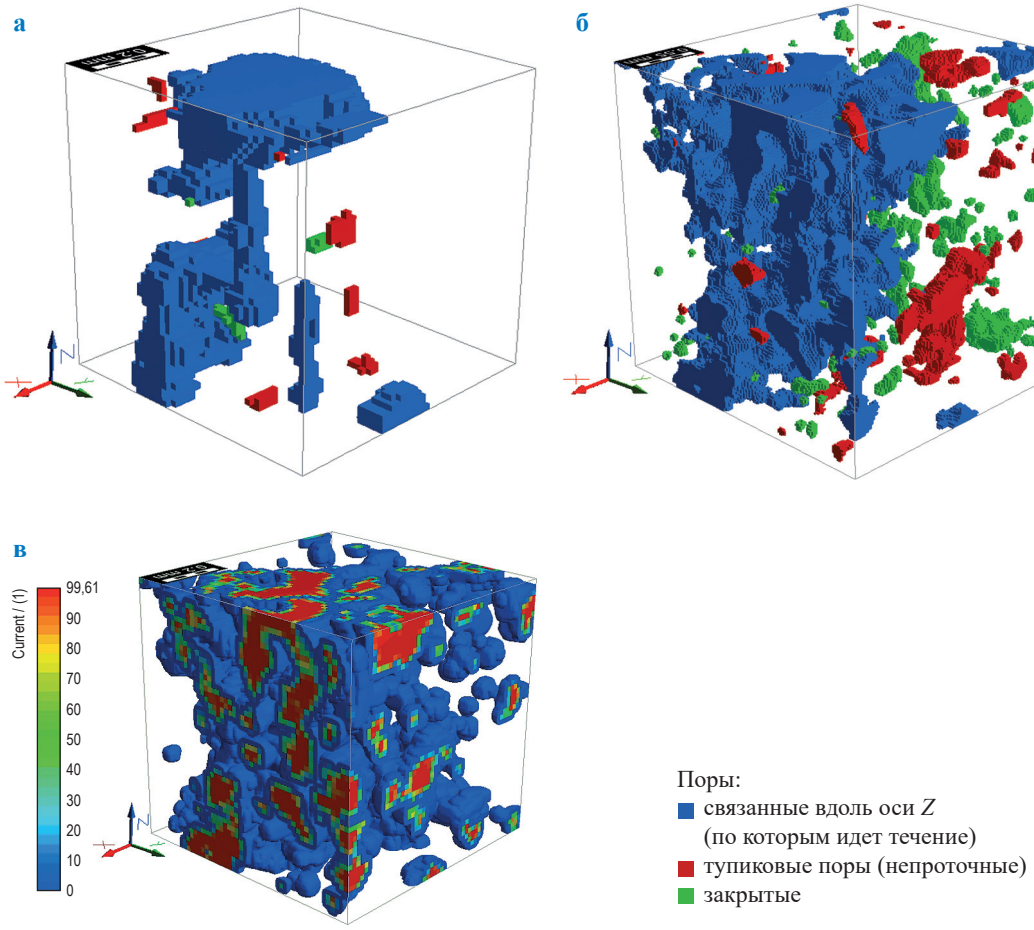


Рис. 4. **Распределение пор в объеме моделей 1 (а), 2 (б) и 3 (в)**

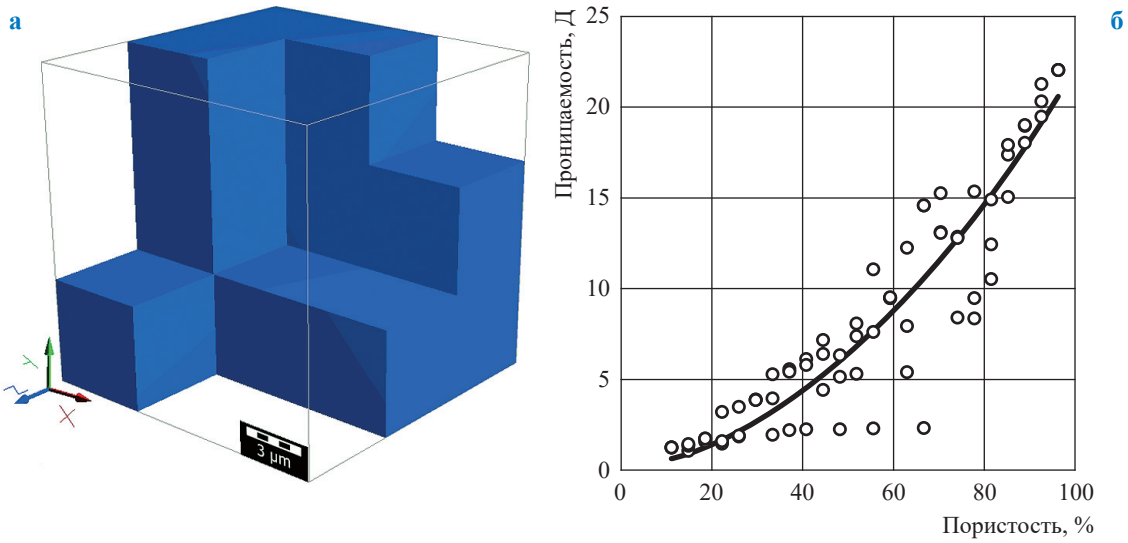


Рис. 5. **Корреляция пористости и проницаемости для мультиклассовой модели: а – пример фрагмента цифровой модели размером 3×3×3 вокселя и пористостью 14/27 = 52 %; б – корреляция пористости и проницаемости для пористых вокселей**

выполнен расчет ОФП для наиболее характерных фрагментов размером 3×3×3 вокселя со значениями пористости 20, 40, 60 и 80 %. ОФП этих фрагментов модели из-за простой геометрии порового пространства представляют собой биссектрисы (как для течений в трещинах) – прямые линии, связывающие нулевые и единичные значения проницаемости в концевых точках. Остаточная водонасыщенность в зависимости от пористости и распределения пустых вокселей в объеме варьировалась от 4 до 60 %. Остаточная нефть не превышала 10 %. Таким образом, для расчета двухфазного течения в мультиклассовой модели использовались следующие параметры ОФП в аппроксимации Brooks and Corey: $\alpha_{1,ост} = 0,1$; $\alpha_{2,ост} = 0,3$; $k_{1,0} = 1$; $k_{2,0} = 1$; $m = 1$.

При данных параметрах ОФП высчитывается в соответствии со следующими зависимостями для относительной проницаемости по нефти (k_1) и воде (k_2) от нормированной насыщенности нефти ($\alpha_{1,e}$):

$$\alpha_{1,e} = \frac{\alpha_1 - \alpha_{1,ост}}{1 - \alpha_{1,ост} - \alpha_{2,ост}} = \\ = \frac{\alpha_1 - 0,1}{1 - 0,1 - 0,3} = \frac{\alpha_1 - 0,1}{0,6}, \quad (12)$$

$$k_1 = k_{1,0}\alpha_{1,e}^m = \alpha_{1,e}, \quad (13)$$

$$k_2 = k_{2,0}(1 - \alpha_{1,e})^m = 1 - \alpha_{1,e}. \quad (14)$$

Учет капиллярного давления в рассмотренном подходе выполнен в виде концевых точек ОФП при расчете течений с заданными поверхностным натяжением и углом смачиваемости. Таким образом, явный учет $p_к$ в соответствии с зависимостью (11) не требуется.

Расчет многофазного течения через бинарные и многомасштабные цифровые модели выполнен в нестационарной постановке: рассматривался режим вытеснения нефти водой при остаточной водонасыщенности (пропитка). Скорость нагнетания u была постоянной величиной, равной 0,0001 м/с. На 1-м этапе в полностью водонасыщенный образец закачивалась нефть для создания остаточной водонасыщенности. На 2-м этапе в образец с остаточной водонасыщенностью закачивалась вода. Расчет продолжался до достижения установившегося течения, когда средняя насыщенность в модели и перепад давления переставали существенно изменяться.

При расчете остаточной водонасыщенности и вытеснения нефти использовались следующие свойства флюидов: плотность воды – 1000 кг/м^3; плотность нефти – 680 кг/м^3; вязкость воды – 0,9 мПа·с; вязкость нефти – 0,4 мПа·с; для капли нефти в воде – поверхностное натяжение 0,05 Н/м и угол смачиваемости (θ) 45°.

Зависимости нефтенасыщенности и перепада давления на моделях 1, 2 и 3 от времени при расчете вытеснения представлены на рис. 6 и в табл. 2. Наиболее точными

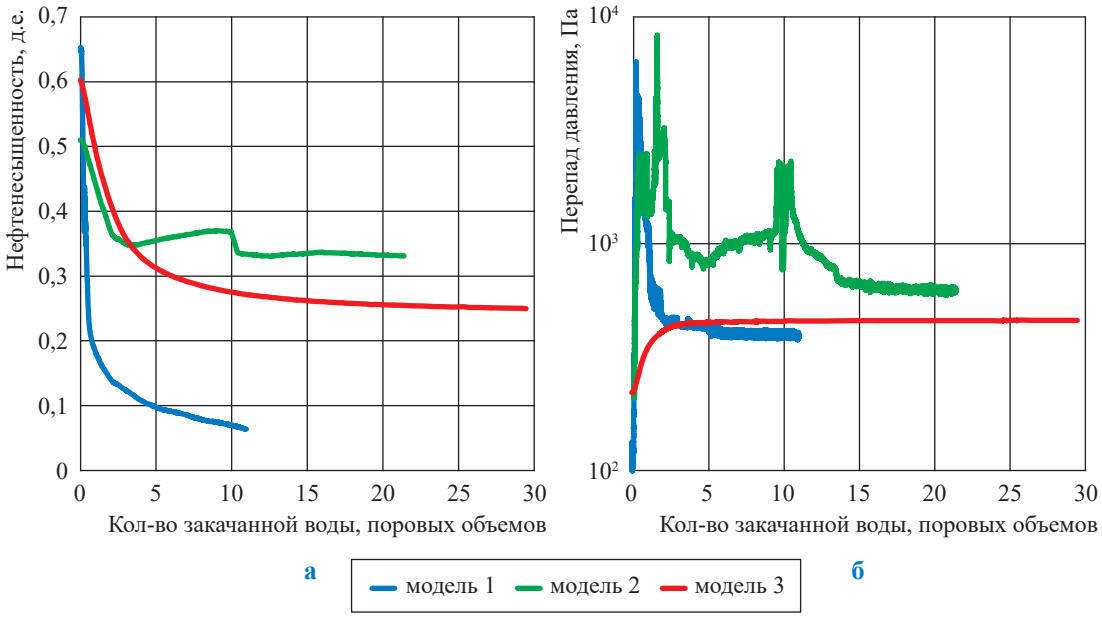


Рис. 6. **Результаты сопоставления динамики вытеснения нефти водой по трем моделям: зависимости нефтенасыщенности (а) и перепада давления (б) от количества закачанной воды**

Таблица 2

Результаты вытеснения нефти водой

Характеристика	Модель 1	Модель 2	Модель 3
1. Разрешение, мкм	16,5	5	16,5
2. Тип	Бинарная	Бинарная	Мультиклассовая
3. Линейный размер, вокселей	50	165	50
4. Остаточная водонасыщенность ($\alpha_{2,ост}$), %	35	49	40
5. ОФП нефти при $\alpha_{2,ост}$, д.ед.	0,98	0,83	0,78
6. Остаточная нефтенасыщенность ($\alpha_{1,ост}$), %	6,4	33	25
ОФП воды при $\alpha_{1,ост}$, д.ед.	0,85	0,45	0,57

данными являются результаты расчета течений на бинарной модели 2, отличающейся наибольшей степенью детализации структуры пустотного пространства. Результаты расчета вытеснения в данном случае являются эталоном для других расчетов.

Остаточная водонасыщенность $\alpha_{2,ост}$, с которой начинается процесс вытеснения нефти водой, для модели 2 равна 49 %, а остаточная $\alpha_{1,ост}$ в конце пропитки – 33 %. Результаты расчета на модели 1 (с более низким разрешением) сильно отличаются от результатов для модели 2: $\alpha_{2,ост}$ = 35 %, $\alpha_{1,ост}$ = 6,4 %. Результаты расчетов по мультиклассовой модели 3 оказались значительно ближе к результатам для модели 2, чем к результатам для модели 1: $\alpha_{2,ост}$ = 40 %, $\alpha_{1,ост}$ = 25 %. Значения ОФП в концевых точках для модели 3 также оказались ближе к эталонным значениям, полученным на модели 2. При более точной настройке параметров ОФП, которые задаются в пористых вокселях модели 3, можно ожидать более хорошего соответствия характеристик многофазной фильтрации эталону модели 2. В целом видно, что использование многомасштабных цифровых моделей керна позволяет получать надежные результаты при уменьшении размерности задачи и снижении степени детализации при описании структуры пустотного пространства.

Дальнейшие исследования будут направлены на совершенствование методики построения мультиклассовых цифровых моделей керна и расширение перечня валидационных тестов на новые объекты.

***

В работе обсуждается вопрос построения цифровых моделей керна для сложнопостроенных коллекторов. Для пород с разномасштабной структурой пустотного пространства обосновывается невозможностью построить адекватную одномасштабную (бинарную) модель, позволяющую получать надежные оценки фильтрационно-емкостных и петрофизических характеристик керна. В качестве альтернативы бинарным моделям предложено построение мультиклассовых многомасштабных моделей, которые позволяют соблюсти баланс между достаточным физическим размером модели и ее детализацией (размером вокселя / расчетной ячейки). Разработанный подход позволяет объединять в единой цифровой модели информацию о многомасштабной структуре порового пространства, полученную различными методами. В качестве исходной информации для построения таких моделей могут использоваться данные рентгеновской томографии различного разрешения, результаты оптической и сканирующей электронной микроскопии, шлифы и другие виды исследований структуры горных пород. Итоговая мультиклассовая многомасштабная цифровая модель керна может иметь размеры, сопоставимые с размерами стандартного образца керна, и включать 101 класс пористости для учета эффектов более высокого масштаба. Еще одним преимуществом мультиклассовых моделей является их небольшой размер с точки зрения количества вычислительных ячеек, что позволяет выполнять расчеты быстрее, чем на бинарных моделях высокой детализации, характеризующих тот же физический образец горной породы.

На примере карбонатных отложений построены две бинарные модели с разной степенью детализации (на основе данных томографии с разрешениями 5 и 16,5 мкм) и одна мультиклассовая модель разрешением 16,5 мкм. Все три модели характеризовали один и тот же элемент объема образца керна. Расчет многофазного течения в нестационарной постановке для бинарных моделей выполнен на основе уравнения Навье – Стокса, а для мультиклассовой модели – на основе уравнения Навье – Стокса – Бринкмана. Сравнение результатов моделирования двухфазного течения на разных моделях показало, что использование многомасштабных цифровых моделей керна позволяет получать надежные результаты при уменьшении размерности задачи и снижении степени детализации при описании структуры пустотного пространства.

Работа поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-10-2022-011 в рамках программы развития НЦМУ.

Список литературы

1. Orlov D. Different methods of permeability calculation in digital twins of tight sandstones / D. Orlov, et al. // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2021. – Т. 87. – № 103750.
2. Auzerais F.M. Transport in sandstone: A study based on three dimensional microtomography / F.M. Auzerais, et al. // Geophysical Research Letters. 1996. – Т. 23. – № 7. – С. 705–708.
3. Jackson S.J. Deep learning of multi-resolution X-Ray micro-CT images for multi-scale modelling / S.J. Jackson, Y. Niu, S. Manoorkar et al. // arXiv preprint. – 2021. – № arXiv:2111.01270.
4. Alekseev V.V. Multi-mineral segmentation of SEM images using deep learning techniques / V.V. Alekseev, D.M. Orlov, D.A. Koroteev // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Richardson, TX: OnePetro, 2021.
5. Sidorenko M., et al. Deep learning in denoising of micro-computed tomography images of rock samples / M. Sidorenko, et al. // Computers & Geosciences. – 2021. – Т. 151. – № 104716.
6. Hill-Casey F., et al. Hyperpolarised xenon MRI and time-resolved X-ray computed tomography studies of structure-transport relationships in hierarchical porous media / F. Hill-Casey // Chemical Engineering Journal. – 2021. – Т. 405. – Ст. № 126750.
7. Le Thi-Xiu, et al. An experimental investigation on methane hydrate morphologies and pore habits in sandy sediment using synchrotron X-ray computed tomography / Thi-Xiu Le, et al. // Marine and Petroleum Geology. – 2020. – Т. 122. – Ст. № 104646.
8. Li Zhengji, et al. Multiscale modeling algorithm for core images / Zhengji Li, et al. // Physical Review E. – 2020. – Т. 101.5. – Ст. № 053303.

9. Avdonin A. Application of high-contrast μCT and FIB-SEM for the improvement in the permeability prediction of tight rock samples / A. Avdonin, M. Ebadi, V. Krutko // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Richardson, TX: OnePetro, 2021.

10. Ebadi M. Lift the veil of secrecy in sub-resolved pores by Xe-enhanced computed tomography / M. Ebadi, et al. // Fuel. – 2022. – Т. 328. – Ст. № 125274.

11. Grady L. Random walks for image segmentation / L. Grady // IEEE transactions on pattern analysis and machine intelligence. – 2006. – Т. 28. – № 11. – С. 1768–1783.

12. Goodfellow I. Generative adversarial nets / I. Goodfellow, J. Pouget-Abadie, M. Mirza et al. // Advances in neural information processing systems. – 2014. – Т. 27.

13. Soulaine C. Pore-scale modelling of multiphase reactive flow: application to mineral dissolution with production of CO_2 / C. Soulaine, S. Roman, H. Tchelepi // Journal of Fluid Mechanics. – 2018. – Т. 855. – С. 616–645.

14. Carrillo F.J. Multiphase flow modeling in multiscale porous media: An open-source micro-continuum approach / F.J. Carrillo, I.C. Bourg, C. Soulaine // Journal of Computational Physics. – 2020. – Т. X8. – Ст. № 100073.

15. Horguea P. An open-source toolbox for multiphase flow in porous media / P. Horguea, C. Soulaine, J. Franc, et al. // Computer Physics Communications. – 2015. – Т. 187. – С. 217–226.

16. Дектерев А.А. Современные возможности CFD кода SigmaFlow для решения теплофизических задач / А.А. Дектерев, А.А. Гаврилов, А.В. Минаков // Современная наука: исследования, идеи, результаты, технологии. – 2010. – Вып. 2 (4). – С. 117–122.

17. Гаврилов А.А. Численный алгоритм для моделирования установившихся ламинарных течений неньютоновских жидкостей в кольцевом зазоре с эксцентриситетом / А.А. Гаврилов, А.В. Минаков, А.А. Дектерев и др. // Вычислительные технологии. – 2012. – Т. 17. – № 1. – С. 44–56.

18. Дектерев А.А. Свободно распространяемый программный комплекс SIGMA_FW для моделирования гидродинамики и теплообмена / А.А. Дектерев, К.Ю. Литвинцев, А.А. Гаврилов и др. // Журнал Сибирского федерального университета. Серия: Техника и технологии. – 2017. – Т. 10. – № 4. – С. 534–542.

19. Brooks R.H. Hydraulic properties of porous / R.H. Brooks, A.T. Corey // Hydrology Papers. – Fort Collins, Colorado: Colorado State University, 1964. – Paper 3. – https://www.engr.colostate.edu/ce/facultystaff/yevjevich/papers/Yevjevich_n3_1964.pdf

Multiscale simulator of digital core for complex carbonaceous reservoirs

D.M. Orlov[1,2*], V.V. Alekseyev[1,2], V.O. Pimanov[1], Ye.A. Muravleva[1,2], D.A. Koroteyev[1,2]

[1] Skolkovo Institute of Science and Technology (Skoltech), Block 1, Bld. 30, boulevard Bolshoy, Mozhayskiy urban municipal district, Moscow, 121205, Russian Federation
[2] Digital Petroleum LLC, Block 1, Bld. 30, boulevard Bolshoy, Mozhayskiy urban municipal district, Moscow, 121205, Russian Federation
[*] E-mail: D.Orlov@skoltech.ru

Abstract. Transition of the hydrocarbon resource base towards the more complicated structure of reservoirs makes the oil-and-gas companies look for the new techniques of its development. Application of digital clones for porous media is an efficient and relatively rapid way to study the potential of hydrocarbons recovery. The digital core techniques have appeared rather recently as an alternative for the common laboratory core testing, and nowadays they are standardly being used for describing the reservoir systems. Today, application of digital cores to calculate the flows is limited with the highly permeable reservoirs of rather simple structure. The more complicated reservoirs require a unified simulator to consider the multiscale porous space and the different mineral composition of pore surface. At that, this simulator should be rather physically large (1…10 mm), which is comparable with dimensions of a standard core sample (30 mm).

This paper highlights the new methods to design the digital core simulators with consideration of the multiscale pore space, as well as the new approaches to modelling the multiphase flows by means of these simulators. On the grounds of the microanalysis data of various resolution (from nanometers up to microns) authors suggest the procedures for designing the multiclass digital simulators which incorporate information on the structure of void space of different dimensions. To simulate the multiphase flows, it was decided to solve the Navier–Stokes–Brinkman equation using the voxel grids. This approach is efficiently applied at calculation of the flows within the complex media containing both the open space and the porous structures.

Keywords: digital core, multiscale core simulators, multiphase filtration, mathematical modelling.

References

1. ORLOV, D., et al. Different methods of permeability calculation in digital twins of tight sandstones. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2021, vol. 87, no. 103750, ISSN 1875-5100.
2. AUZERAIS, F.M., et al. Transport in sandstone: A study based on three dimensional microtomography. *Geophysical Research Letters*, 1996, vol. 23, no. 7, pp. 705–708, ISSN 0094-8276.
3. JACKSON, S.J., Y. NIU, S. MANOORKAR, et al. Deep learning of multi-resolution X-Ray micro-CT images for multi-scale modelling. In: *arXiv preprint*, 2021, no. arXiv:2111.01270.
4. ALEKSEEV, V.V., D.M. ORLOV, D.A. KOROTEEV. Multi-mineral segmentation of SEM images using deep learning techniques. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Richardson, TX: OnePetro, 2021.
5. SIDORENKO, M., et al. Deep learning in denoising of micro-computed tomography images of rock samples. *Computers & Geosciences*, 2021, vol. 151, no. 104716, ISSN 0098-3004.
6. HILL-CASEY, F., et al. Hyperpolarised xenon MRI and time-resolved X-ray computed tomography studies of structure-transport relationships in hierarchical porous media. *Chemical Engineering Journal* [online], 2021, vol. 405, no. 126750, ISSN 1873-3212.
7. LE, Thi-Xiu, et al. An experimental investigation on methane hydrate morphologies and pore habits in sandy sediment using synchrotron X-ray computed tomography. *Marine and Petroleum Geology* [online], 2020, vol. 122, no. № 104646, ISSN 1873-4073.
8. LI, Zhengji, et al. Multiscale modeling algorithm for core images. *Physical Review E* [online], 2020, vol. 101.5, no. 053303, ISSN 2470-0053.
9. AVDONIN, A., M. EBADI, V. KRUTKO. Application of high-contrast μCT and FIB-SEM for the improvement in the permeability prediction of tight rock samples. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Richardson, TX: OnePetro, 2021.
10. EBADI, M., et al. Lift the veil of secrecy in sub-resolved pores by Xe-enhanced computed tomography. *Fuel* [online], 2022, vol. 328, no. 125274, ISSN: 2673-3994.
11. GRADY, L. Random walks for image segmentation. *IEEE transactions on pattern analysis and machine intelligence*, 2006, vol. 28, no. 11, pp. 1768–1783, ISSN 0162-8828.
12. GOODFELLOW, I., J. POUGET-ABADIE, M. MIRZAET al. Generative adversarial nets. *Advances in Neural Information Processing Systems*, 2014, vol. 27, ISSN 1049-5258.
13. SOULAINE, C., S. ROMAN, H. TCHELEPI. Pore-scale modelling of multiphase reactive flow: application to mineral dissolution with production of CO_{2}. *Journal of Fluid Mechanics*, 2018, vol. 855, pp. 616–645, ISSN 0022-1120.
14. CARRILLO, F.J., I.C. BOURG, C. SOULAINE. Multiphase flow modeling in multiscale porous media: An open-source micro-continuum approach. *Journal of Computational Physics*, 2020, vol. X8, no. 100073, ISSN 0021-9991.
15. HORGUEA, P., C. SOULAINE, J. FRANC, et al. An open-source toolbox for multiphase flow in porous media. *Computer Physics Communications*, 2015, vol. 187, pp. 217–226, ISSN 0010-4655.
16. DEKTEREV, A.A., A.A. GAVRILOV, A.V. MINAKOV. State-of-art capability of SigmaFlow CFD code to solve thermophysical problems [Sovremennyye vozmozhnosti CFD koda SigmaFlow dlya resheniya teplofizicheskikh zadach]. *Sovremennaya Nauka: Issledovaniya, Idei, Rezultaty, Tekhnologii*, 2010, is. 2(4), pp. 117–122, ISSN 2076-6866. (Russ.).
17. GAVRILOV, A.A., A.V. MINAKOV, A.A. DEKTEREV. Numerical algorithm to simulate stationary laminar flows of non-Newtonian fluids in eccentric radial gap [Chislennyy algoritm dlya modelirovaniya ustanovivshikhsya laminarnykh techeniy nenyutonovskikh zhidkostey v koltsevom zazore s ekstsentrisitetom]. *Vychislitelnyye Tekhnologii*, 2012, vol. 17, no. 1, pp. 44–56, ISSN 1560-7534. (Russ.).
18. DEKTEREV, A.A., K.Yu. LITVINTSEV, A.A. GAVRILOV. Freeware SIGMA_FW program complex to simulate hydrodynamics and heat exchange [Svobodno rasprostranyayemyy programmnyy kompleks SIGMA_FW dlya modelirovaniya gidrodinamiki i teploobmena]. *Zhurnal Sibirskogo federalnogo universiteta. Series: Tekhnika i Tekhnologii*, 2017, vol. 10, no. 4, pp. 534–542, ISSN 1999-494X. (Russ.).
19. BROOKS, R.H., A.T. COREY. Hydraulic properties of porous. *Hydrology Papers*. Fort Collins, Colorado: Colorado State University, 1964, paper 3. Available from: https://www.engr.colostate.edu/ce/facultystaff/yevjevich/papers/Yevjevich_n3_1964.pdf

УДК 622.279:550.84

Перспективы применения электролитов как ингибиторов гидратообразования

А.А. Тройникова[1]*, В.А. Истомин[1,2], А.П. Семенов[3], Д.В. Сергеева[1,2], В.Г. Квон[1], Э.Ж. Муратова[3]

[1] ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1
[2] Сколковский институт науки и технологий (Сколтех), Российская Федерация, 143025, Московская обл., Одинцовский р-н, Новоивановское г.п., д. Сколково, ул. Новая, д. 100
[3] РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, к. 1
* E-mail: a_troynikova@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова:
лед, гидраты, смешанные ингибиторы гидратообразования, электролиты, пластовая минерализованная вода, газовые и газоконденсатные месторождения.

Тезисы. Отмечена целесообразность применения в современных условиях альтернативных метанолу термодинамических ингибиторов льдо- и гидратообразования, включая концентрированные растворы солей (электролитов). Ингибиторы-электролиты могут быть получены из ряда природных источников – бишофита, сильвинита, природных рассолов, а также как побочные продукты при производстве удобрений. В работе проанализированы возможности и перспективы применения ингибиторов-электролитов и смесевых ингибиторов (метанол + электролиты, метанол + пластовая высокоминерализованная вода) для предупреждения льдо- и гидратообразования на газовых и газоконденсатных месторождениях России.

В связи с началом разработки крупных нефтегазоконденсатных месторождений Восточной Сибири, а также освоением надсеноманских залежей в Западной Сибири актуализируются вопросы предупреждения гидратообразования в скважинах и системах внутрипромыслового сбора газа. Возникает необходимость детального анализа возможностей применения альтернативных метанолу ингибиторов гидратообразования. Это связано с рядом факторов, а именно:

- с низкими пластовыми температурами продуктивных горизонтов (при проектных технологических режимах насосно-компрессорные трубы скважин эксплуатируются в гидратном режиме, гидратообразование возможно даже в призабойной зоне скважин). В качестве примеров можно привести залежи Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения в Южной Якутии и туронскую залежь Южно-Русского месторождения;
- сложным рельефом местности с большими перепадами высот (накопление жидкости в промысловых трубопроводах возможно даже на начальном этапе эксплуатации месторождений, что приводит к существенным особенностям ингибирования систем сбора газа). Характерным здесь является Ковыктинское газоконденсатное месторождение в Иркутской области;
- высокой минерализацией пластовых и остаточных вод продуктивных коллекторов (пластовая вода является естественным ингибитором гидратообразования), а также наличием залежей природных рассолов, расположенных в разрезе выше газоносных отложений. Это характерно для месторождений Восточной Сибири.

Как известно, основной метод предупреждения гидратообразования в промысловых системах состоит в применении химических реагентов – ингибиторов гидратообразования. Ингибиторы гидратообразования подразделяют на термодинамические, кинетические и ингибиторы-антиагломеранты (предупреждающие агломерацию гидратных частиц). Кроме того, могут использоваться и смешанные (смесевые) ингибиторы комплексного и синергетического действия [1, 2]. В промысловых условиях в основном применяются термодинамические ингибиторы гидратообразования – концентрированные растворы неэлектролитов и электролитов. Механизм

действия термодинамических ингибиторов состоит в снижении активности воды в водном растворе, как следствие, изменении равновесных условий образования гидратов [3, 4].

В настоящее время в России в качестве термодинамических ингибиторов гидратообразования главным образом используются метанол и этиленгликоль (моноэтиленгликоль), тогда как растворы электролитов (преимущественно растворы хлорида кальция) активно применялись в 1950–1960-е гг., т.е. на начальном этапе развития газовой промышленности России.

В отечественной литературе имеются публикации, специально посвященные ингибиторам-электролитам (например, [5]). Водный раствор 25…35 % масс. хлорида кальция (технических сортов) применялся в России и на Украине как ингибитор гидратообразования и как осушитель природного газа [6]. Так, проверка антигидратной активности раствора хлорида кальция и других хлористых солей на действующих газовых скважинах Шебелинского промысла [7] показала важное экологическое преимущество солевых ингибиторов по сравнению с метанолом. Для уменьшения коррозионной активности растворов хлорида кальция предлагался метод десорбционного обескислороживания посредством обработки приготовленных электролитных растворов природным газом при интенсивном перемешивании. Таким образом, в промысловых условиях было показано, что концентрированные растворы солей хлоридов щелочных и щелочноземельных металлов, подаваемые в газовые потоки в мелкодисперсном состоянии, являются достаточно эффективными ингибиторами гидратообразования.

В настоящее время раствор хлорида кальция достаточно часто используется для ингибирования разведочных скважин (в России), а также шлейфов газоконденсатных месторождений (на Украине). Достоинства этого ингибитора: высокая антигидратная активность, дешевизна технических сортов (побочный продукт содового производства и производства калийных удобрений), простота приготовления раствора и нетоксичность. Недостатки: достаточно высокая коррозионная активность, возможность выпадения осадка (сульфатов и карбонатов кальция) при смешении с пластовой минерализованной водой, необходимость специального узла подготовки рабочего раствора.

На месторождениях Восточной Сибири в верхних горизонтах разреза имеются промышленные источники рассолов – естественных ингибиторов гидратообразования. Кроме того, пластовые воды месторождений имеют высокую минерализацию, в основном превышающую 300 г/л. Ионный состав и минерализация пластовых вод для ряда газоконденсатных залежей приведен в таблице.

Анализируя данные в таблице (см. ниже), можно сделать вывод, что в составе вод в основном присутствуют хлориды натрия и кальция. Но их соотношение сильно колеблется по площади месторождения и от месторождения к месторождению (так, встречаются случаи пластовых вод нефтяных месторождений, являющихся практически растворами хлорида кальция). Отметим, что в пластовых водах обычно содержание хлорида калия симбатно содержанию хлорида натрия, но примерно в 7…10 раз меньше. Аналогичная ситуация и с соотношением хлоридов кальция

Усредненный состав пластовых вод ряда газоконденсатных месторождений Восточной Сибири [8]

Ион	Содержание в пластовой воде месторождения, г/л				
	Братского газоконденсатного	Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного		Куюмбинского нефтегазового	Вилюйско-Джербинского газового
Cl^-	178,90	249,41	247,49	179,40	242,05
SO_4^{2-}	1,52	0,12	0	0,69	0,46
$HCO_3^- + CO_3^{2-}$	0,11	0,20	0,04	0,35	0,06
Br^-	0,90	5,76	5,74	0,003	0,002
Na^+	84,70	6,36	16,80	56,45	28,5
K^+	7,98	3,57	2,99	4,86	2,00
Ca^{2+}	17,33	102,82	97,59	39,70	94,60
Mg^{2+}	3,41	19,67	16,72	5,10	5,45
Общая минерализация	294,9	399,1	387,4	286,6	378,0

и магния (содержание хлорида магния составляет 10…20 % от содержания хлорида кальция). Кроме того, в составе сильноминерализованных природных вод присутствуют соли брома, йода и лития, но надо отметить, что эти компоненты практически не влияют на условия гидратообразования из-за их небольшого количества.

В связи с вышеизложенным представляет особый интерес детальный анализ перспектив использования ингибиторов-электролитов, а также смесевых ингибиторов, в состав которых входят природные электролиты. Речь идет преимущественно о новых нефтегазоконденсатных месторождениях Восточной Сибири.

В контексте рассматриваемого вопроса представляют интерес следующие свойства сильно минерализованных природных вод: активность воды, понижение температуры замерзания, а также сдвиг гидратного равновесия в зависимости от общей минерализации растворов. Отметим, что температура замерзания и антигидратные свойства ингибиторов-электролитов в зависимости от концентрации соли в растворе находятся в функциональной связи с активностью воды.

Активность воды (a_i) в растворах определяется исходя из соотношения

$$a = \frac{p}{p_0}, \qquad (1)$$

где p – парциальное давление пара воды над рассматриваемым раствором; p_0 – давление пара над чистой водой (при заданной температуре). Эта величина может быть определена экспериментально двумя основными методами: измерением точки росы воздуха, приведенного в равновесие с водным раствором электролита [9], и классическим изопиестическим методом [10]. Также могут использоваться различные эмпирические и полуэмпирические методы расчета, например метод Питцера и его модификации [11].

На рис. 1 представлены расчетные зависимости активности воды от содержания солей в водном растворе при температуре 25 °С.

Для сильно минерализованных пластовых вод, состоящих преимущественно из хлоридов натрия, кальция, калия и магния (например, для нефтегазоконденсатных месторождений Восточной Сибири), расчет активности воды может быть выполнен с высокой точностью по правилу Здановского. Высокая точность такого расчета с использованием правила Здановского для рассматриваемых пластовых вод обусловлена близостью активности воды в водных растворах хлоридов натрия и кальция (см. рис. 1).

В то же время, если состав солей пластовых вод точно не известен, то приближенный расчет активности воды в зависимости от концентрации растворенных солей в природных водах может быть проведен по обобщающей зависимости

$$a = 1 - 3{,}445 \cdot 10^{-4} M - 2{,}056 \cdot 10^{-6} M^2, \qquad (2)$$

где M – минерализация воды, г/л [12].

На рис. 2 представлена зависимость температуры замерзания растворов от массовой концентрации соли в растворе.

На рис. 3 представлены расчетные кривые образования гидратов метана при равновесии с растворами солей при одинаковой массовой концентрации солей (15 % масс.), для сравнения на рис. 3 также приведена кривая гидратообразования для систем «метан – вода» [13] и «метан – метанол – вода» (15 % масс. спирта).

Исходя из анализа опубликованных данных [14–16] об антигидратной эффективности хлоридов (оцениваемой как снижение температуры гидратообразования в водном растворе заданной массовой концентрации электролита) имеет место следующий «ряд антигидратной активности», который был

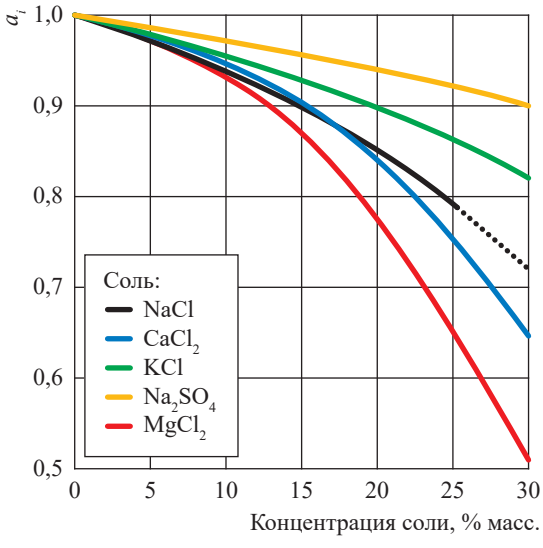


Рис. 1. **Активность воды в водных растворах солей различной массовой концентрации при температуре 25 °С**

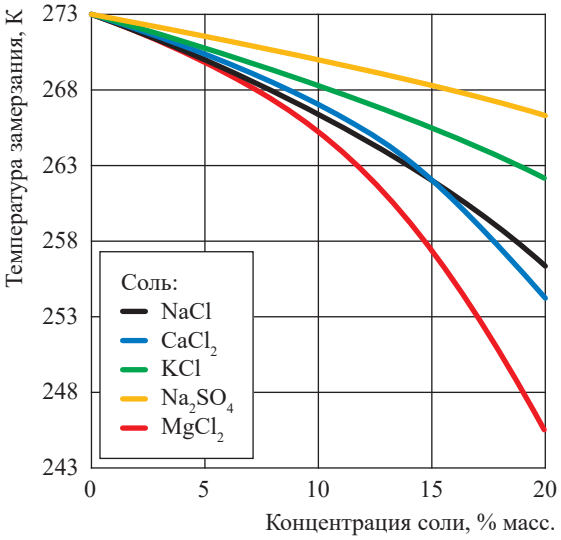


Рис. 2. **Температуры замерзания растворов в зависимости от массовой концентрации соли**

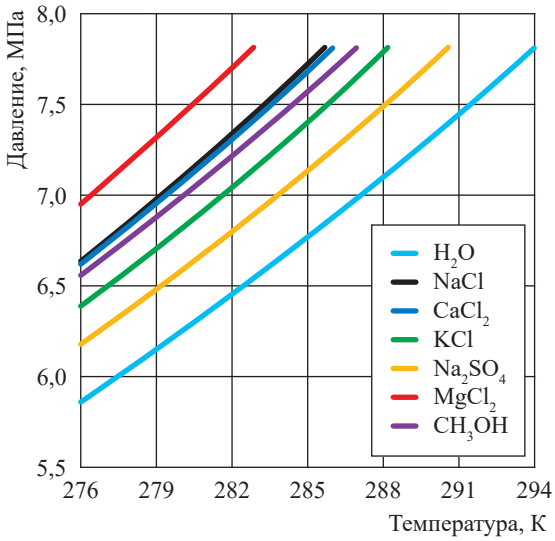


Рис. 3. **Условия образования гидрата метана при равновесии с водными растворами ингибиторов одинаковой массовой концентрации (15 % масс.)**

отмечен еще в 1974 г. Г.В. Лисичкиным и Ю.Ф. Макогоном [17]:

$$LiCl > AlCl_3 > MgCl_2 > NaCl \geq CaCl_2 > KCl.$$

Смысл этого «ряда активности» вполне ясен из графиков на рис. 3 и состоит в следующем: антигидратная активность (сдвиг кривой гидратообразования по температуре ΔT, К, при рассматриваемом давлении газа) при одинаковой массовой доле хлорида лития выше, чем хлорида магния и т.д. Таким образом, наибольший термодинамический эффект среди рассматриваемых солей имеет место для хлорида лития. Однако его выделение из природных рассолов является достаточно сложной и дорогой технологической задачей, что на текущий момент актуально при производстве литий-ионных аккумуляторов.

Таким образом, для хлористых солей, которые реально можно использовать как ингибиторы гидратообразования, равновесные условия гидратообразования максимально сдвигаются в область более низких температур в растворах хлорида магния. Исходя из вышепредставленных данных фактически только соли хлоридов магния, натрия и кальция лучше всего снижают активность воды, как следствие, препятствуя процессу гидратообразования наиболее эффективно. Отметим, что по растворам хлоридов имеется ряд публикаций [18, 19]. Исходя из экономических и термодинамических соображений хлориды натрия и кальция (как отходы производства калийных удобрений), а также хлорид магния среди индивидуальных электролитов оказываются наиболее подходящими ингибиторами гидратообразования.

Что касается природных минеральных солей, то для практического применения в качестве ингибиторов можно рассматривать сильвинит (осадочная порода, состоящая из чередующихся слоев галита и сильвина непостоянного состава nNaCl + mKCl, включая некоторые примеси) и бишофит ($MgCl_2 \cdot 6H_2O$). Сильвинит используется при производстве калийных удобрений, поэтому наиболее приемлемым является бишофит, который состоит в основном из хлорида магния с небольшими примесями хлорида кальция и других солей. Бишофит имеет в настоящее время ограниченное применение, например, иногда используется как противогололедный реагент. По принципу действия он аналогичен галиту (хлористый натрий), но менее вреден для окружающей среды и менее коррозионно-активен, кроме того, бишофит более эффективен как антигидратный реагент. В 1930–1950-х гг. в Поволжье обнаружены обширные залежи бишофита, а в 1990-х гг. в Полтаве открыто самое древнее и глубокое (глубина залегания 2,5 км) месторождение этого минерала. Бишофит легко растворяется в воде и поэтому

добывается методом подземного выщелачивания посредством растворения артезианской водой сухого подземного пласта минерала на глубине залегания, а полученный рассол перекачивается на поверхность. Однако при его перекачке по трубопроводам за счет высокой реакционной способности происходит окисление железа труб, и раствор насыщается ионами железа. Также ионы железа содержатся и в самом растворе бишофита, вследствие чего раствор приобретает желтоватый оттенок. При хранении бишофита цвет может измениться (потемнеть) из-за продолжающихся химических процессов.

Бишофит ранее неоднократно предлагался к использованию как ингибитор гидратообразования. На Украине раствор природного бишофита был рекомендован к применению как ингибитор гидратообразования, а его промышленная добыча осуществлялась на нескольких месторождениях. В то же время, наличие в составе раствора бишофита примесей сульфатных и карбонатных ионов усложняет его применение вследствие возможности образования нерастворимых соединений, в первую очередь гипса. Удаление из его раствора сульфатов и карбонатов позволяет снизить риск загрязнения продуктивных пластов и дополнительно обеспечить совместимость с метанолом. Кроме того, раствор бишофита также может применяться в качестве технологической жидкости на разных этапах заканчивания скважин.

Таким образом, концентрированный водный раствор бишофита при его специальной обработке (очистке от нежелательных примесей сульфатов и карбонатов) вполне может использоваться на газовых и газоконденсатных месторождениях. Исходя из общих термодинамических соображений антигидратная активность бишофита может быть выше, чем хлорида кальция на 20…30 %. Важно отметить, что он хорошо совместим с пластовыми водами, имеет низкую температуру замерзания (для водных растворов плотностью 1280 кг/м^3 температура замерзания раствора оказывается ниже минус 30 °С) и обладает низкой коррозионной активностью (по сравнению с хлоридом кальция). Применительно к газовым месторождениям Крайнего Севера в чистом виде этот ингибитор имеет недостатки, связанные с высокой вязкостью его концентрированного раствора при низких отрицательных по Цельсию температурах.

Сдвиг температуры гидратообразования ΔT, К, растворами хлоридов ($\Delta T = T_0 - T_1$, где T_0 – температура гидратообразования в чистой воде при постоянном давлении (P); T_1 – температура гидратообразования в растворе электролита заданной концентрации) можно приближенно оценивать, пользуясь следующим соотношением [3]:

$$\Delta T = -A\ln a \text{ при } P = \text{const}, \quad (3)$$

где A – эмпирический коэффициент. На основании анализа экспериментальных данных [20, 21] параметр A находится в диапазоне 69…75. Строго говоря, в формуле (3) активность воды в растворе должна определяться при температуре гидратообразования. Однако температурная зависимость активности воды в растворах электролитов очень слабая, и при практических приложениях в первом приближении ее может не учитывать, т.е. использовать имеющиеся справочные значения a при температурах 25 или 0 °С.

Следует отметить наличие в литературе для расчета ΔT более точных термодинамических соотношений, чем (3), например:

$$\frac{1}{T_0} - \frac{1}{T_1} = -A\ln a \text{ при } P = \text{const}. \quad (4)$$

Формула (4) была впервые выведена Пьероном [22] при рассмотрении гидрата как химического соединения постоянного состава и недавно уточнена [23]. Уточнение состоит в рассмотрении зависимости (3) не при постоянном давлении, а при фиксированной летучести газа (f), а также введении вместо a комплексного параметра, учитывающего растворимость газа в растворе ингибитора и эффект Пойтинга.

Активность воды связана функциональной зависимостью с температурой замерзания водного раствора ингибитора-электролита. Поэтому естественно получить термодинамические корреляции между температурой замерзания и сдвигом условий гидратообразования в рассматриваемом растворе. В литературе приведен ряд зависимостей понижения температуры гидратообразования от температуры замерзания раствора электролита $t_з$, °С, причем первой предложенной является зависимость Р.М. Мусаева и др. [24]:

$$\Delta T = 0{,}5\,|\,t_з\,|\,. \quad (5)$$

Для формулы (5) более точным будет коэффициент 0,67, причем этот коэффициент зависит от состава газа и конкретного ингибитора [14].

Для внедрения технологий использования ингибиторов, альтернативных метанолу и гликолям, требуется более детальное изучение термодинамических условий и кинетики образования газовых гидратов для водных растворов ингибиторов, а также их физико-химических свойств. Экспериментальное изучение кинетики процесса гидратообразования в растворах электролитов проводилось главным образом в лабораторных условиях. Одной из первых в этой области работала канадская группа профессора П.Р. Бишной [25], проводившая кинетические исследования в реакторе с мешалкой. Исследовались растворы NaCl и KCl различной минерализации (до 8 % масс.) в узком диапазоне температур. Был рассмотрен диффузионный механизм процесса гидратообразования. Предполагается, что на поверхности образовавшихся гидратных частиц имеется пленка воды, через которую диффундирует газ к поверхности гидрата. Моделирование зарождения и роста кристалла гидрата в растворе хлорида натрия [25] и для смеси хлоридов натрия и калия с добавлением гликоля [26] подробно описано. Кинетика гидратообразования диоксида углерода и газовых смесей, содержащих диоксид углерода в растворах хлорида натрия, исследовалась пекинской группой профессора Т.-М. Гуо [18].

Резюмируя, отметим: литература по термодинамике газовых гидратов в солевых растворах достаточно обширна [27–29], тогда как публикаций по кинетике гидратообразования в растворах электролитов не так много. По существу, большинство из них являются интерпретациями и продолжением работ специалистов под руководством профессоров П.Р. Бишной и Т.-М. Гуо.

Методический интерес представляет и сопутствующая работа, в которой дано описание кинетических кривых гидратообразования метана в дистиллированной воде и воде, содержащей ингибиторы (концентрация солей – до 5 % масс.) [30]. В соответствии с традиционными представлениями формальной кинетики предложен механизм протекания процесса, включающий стадии растворения газа, образования метастабильного гидратного кластера и роста частицы газового гидрата. Учитывалась потенциальная обратимость каждой стадии процесса, и было предложено общее кинетическое уравнение процесса. Давление газа-гидратообразователя в ходе процесса не поддерживалось. Скорость поглощения метана рассчитывалась по уменьшению давления газа в экспериментальной установке.

Российские специалисты провели экспериментальные исследования уже в более широком концентрационном диапазоне растворов электролитов (в растворе NaCl) и предложили механизм и модификацию кинетической модели [31]. Эксперименты также проводились в реакторе с мешалкой. Дополнительно проведены модельные расчеты для практически важной ситуации, учитывающей вынос пластовой воды Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения. В ходе кинетических экспериментов по исследованию предложенного компанией АО «ОХК «Уралхим» ингибитора гидратообразования (хлориды двухвалентных металлов с различными добавками, в том числе с противокоррозионным компонентом и некоторым количеством метанола для регулирования вязкости и температуры замерзания раствора) установлено (рис. 4), что ингибиторы на основе хлоридов магния и кальция являются не только

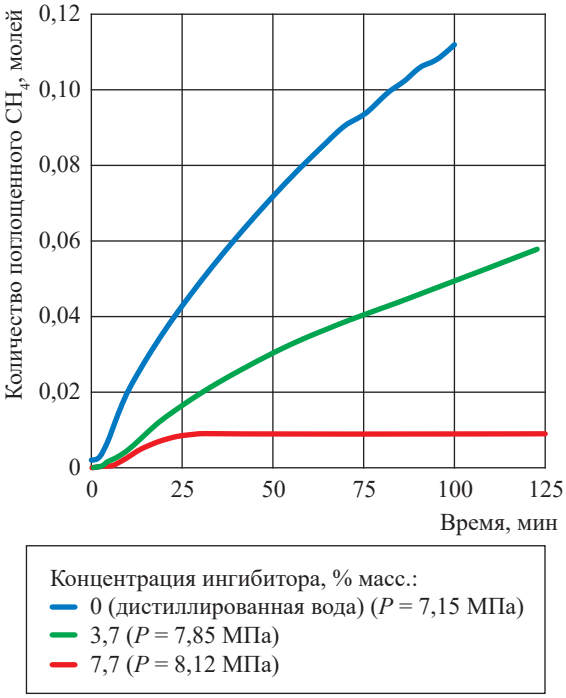


Рис. 4. **Кинетические кривые гидратообразования метана в растворе ингибитора-электролита (предложенного АО «ОХК «Уралхим»)**

термодинамическими, но и кинетическими ингибиторами газовых гидратов [32]. Сравнение кинетических свойств проводилось при фиксированном значении движущей силы процесса гидратообразования для воды и водного раствора соли заданной концентрации (в качестве движущей силы выбрано отношение летучестей газа при заданной температуре).

Как упоминалось выше, на нефтегазоконденсатных месторождениях в качестве ингибитора гидратообразования может быть использована пластовая вода. Например, еще в 1980-х гг. на ряде скважин Оренбургского газоконденсатного месторождения отказались от подачи метанола в скважины, поскольку было отмечено, что вынос значительного количества пластовой воды минерализацией 200…270 кг/м^3 обеспечивает безгидратный режим работы скважин. На основе расчетных корреляций и опыта Оренбургского месторождения было предложено использовать пластовую воду в качестве ингибитора гидратообразования [33]. Следует учитывать, что если вынос пластовых вод является значительным, а в скважину будут продолжать подавать метанол, то может начаться процесс выпадения солей, что негативным образом скажется на работе оборудования.

Источником электролитов могут быть и отходы химических производств[1], а добавление метанола делает смешанный ингибитор более эффективным и экономически выгодным [34–36]. При этом необходимо включать в состав ингибитора и противокоррозионные добавки. Перспективным представляется также использование ионных жидкостей в качестве ингибиторов гидратообразования [37], однако их применение в практике нефтегазодобычи еще требует дополнительного анализа и промышленных испытаний.

В заключение отметим, что растворы электролитов (преимущественно хлоридов кальция, магния и натрия) в качестве ингибиторов обладают рядом преимуществ. Они могут быть получены из ряда источников: бишофит, сильвинит, пластовые воды, природные рассолы, отходы химических производств. Электролиты эффективно снижают равновесные температуры гидратообразования в потоке газа, пожаро- и взрывобезопасны, нетоксичны, а также в сравнении с метанолом отсутствуют технологические потери ингибитора за счет его растворимости в газовой фазе. При наличии дополнительных добавок они не вызывают коррозии оборудования, могут быть регенерированы и не требует специальных мер хранения и транспортировки. Ингибиторы-электролиты также являются ингибиторами синергетического действия (сочетают свойства термодинамических и кинетических ингибиторов), что расширяет диапазон их применения. Для каждого ингибитора гидратообразования целесообразно проводить специальные исследования по определению его физико-химических свойств. Необходимо разработать технологию приготовления ингибиторов-электролитов (например, в случае использования в качестве их источников пластовой воды, бишофита, сильвинита), а также технологии их регенерации и утилизации. Целесообразно тестировать коррозионную активность разрабатываемых ингибиторов на основе электролитов и их совместимость с метанолом или водометанольным раствором. С целью практического применения ингибиторов-электролитов и смесевых ингибиторов (метанол + электролиты) необходима дополнительная разработка удобных в практическом отношении термодинамических корреляций для использования их в технологических расчетах расхода ингибиторов (сдвиг равновесной температуры гидратообразования, влагосодержание и метанолосодержание природного газа над смесевыми ингибиторами и др.), конкретизирующих действующий документ[2] по нормированию химреагентов.

Список литературы

1. Semenov A. Synergistic effect of salts and methanol in thermodynamic inhibition of sII gas hydrates / A. Semenov, A. Stoporev, R. Mendgaziev, et al. // J. Chem. Thermodynamics. – 2019. – Т. 137. – С. 119–130.

2. Semenov A.P. Synergism of methanol and magnesium chloride for thermodynamic inhibition of methane hydrate / A.P. Semenov, R.I. Mendgaziev, A.S. Stoporev, et al. // Chemistry and Technology of Fuels and Oils. – 2019. – Т. 54. – № 6. – С. 738–742.

[1] См. ТУ 6-18-24-84. Хлорат калия увлажненный (соль бертолетова техническая).

[2] Система норм и нормативов расхода ресурсов, использования оборудования и формирования производственных запасов ОАО «Газпром». Методика расчета норм расхода химических реагентов для газодобывающих дочерних обществ ПАО «Газпром»: СТО Газпром 2-3.3-1242-2021.

3. Истомин В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа / В.А. Истомин, В.Г. Квон. – М.: ИРЦ Газпром, 2004. – 509 с.
4. Wu M. A study on inhibitors for the prevention of hydrate formation in gas transmission pipeline / M. Wu, S. Wang, H. Liu // J. Nat. Gas Chem. – 2007. – Т. 16. – С. 81−85.
5. Андрюшенко Ф.К. Растворы электролитов как антигидратные ингибиторы / Ф.К. Андрюшенко, В.П. Васильченко, В.И. Шагайденко. – Харьков: Вища шк., 1973. – 38 с.
6. Бухгалтер Э.Б. Инструкция по предупреждению и борьбе с гидратообразованием в скважинах и промысловых коммуникациях на месторождениях Крайнего Севера / Э.Б. Бухгалтер, Б.В. Дегтярев, В.А. Хорошилов. – М.: ВНИИГАЗ, 1971. – 87 с.
7. Васильченко В.П. Применение растворов электролитов для предотвращения гидратообразования при добыче природного газа: автореф. дис. … канд. тех. наук / В.П. Васильченко. – Харьков, 1969.
8. Воды нефтяных и газовых месторождений СССР: справ. / под ред. Л.М. Зорькина – М.: Недра, 1989. – 382 с.
9. Campbell G.S. Soil water potential measurement: An overview / G.S. Campbell // Irrig. Sci. – 1988. – Т. 9. – № 4. – С. 265–273.
10. Tereshchenko A.G. Reflections on factors that affect the duration and accuracy of isopiestic investigations / A.G. Tereshchenko // Journal of Solution Chemistry. – 2019. – Т. 48. – С. 354–366.
11. Pitzer K.S. Thermodynamics of electrolytes. I: Theoretical basis and general equations / K.S. Pitzer // Journal of Physical Chemistry. – 1973. – Т. 77. – С. 268–277.
12. Истомин В.А. Влияние минерализации пластовых вод на равновесное влагосодержание природного газа / В.А. Истомин, Д.М. Федулов // Газовая промышленность. – 2013. – № 8 (694). – С. 52–54.
13. Haghigi H. Methane and water phase equilibria in the presence of single and mixed electrolyte solutions using the cubic-plus-association equation of state / H. Haghigi, A. Chapoy, B. Tohidi // Oil Gas Sci. Technol. Rev. – 2009. – Т. 64. – С. 141−154.
14. Istomin V.A. Frozen soil, unfrozen water, clay, pore water activity, contact method / V.A. Istomin, E.M. Chuvilin, B.A. Bukhanov // Earth. – 2009. – Т. 21. – № 6. – С. 116–120.
15. Du J. Experiments and prediction of phase equilibrium conditions for methane hydrate formation in the NaCl, $CaCl_2$, $MgCl_2$ electrolyte solutions / Jianfen Du, Xuesong Wang, Huang Liu, et al. // Fluid Phase Equilibria. – 2019. – Т. 479. – С. 1–8.
16. Najibi H. Experimental determination and prediction of methane hydrate stability in alcohols and electrolyte solutions / H. Najibi, A. Chapoy, H. Haghigi, et al. // Fluid Phase Equilib. – 2009. – Т. 275. – № 2. – С. 127−131.
17. Макогон Ю.Ф. Гидраты природных газов / Ю.Ф. Макогон. – М.: Недра, 1974. – 208 с.
18. Fan S.-S. Hydrate formation of CO_2-rich binary and quaternary gas mixtures in aqueous sodium chloride solutions / S.-S. Fan, T.-M. Guo // Journal of Chemical Engineering Data. – 1999. – Т. 44. – С. 829–832.
19. Kharrat M. Experimental determination of stability conditions of methane hydrate in aqueous calcium chloride solutions using high pressure differential scanning calorimetry / M. Kharrat, D. Dalmazzone // J. Chem. Thermodyn. – 2003. – Т. 35. – С. 1489–1505.
20. Мендыбаев Р.Г. Термодинамическое исследование ингибирования гидратообразования / Р.Г. Мендыбаев, Э.В. Маленко. – М., 1983. – Деп. в ЦНИИЭнефтехиме. №153 НХ-Д83. – 43 с.
21. Istomin V. Pore water content in equilibrium with ice or gas hydrate in sediments / V. Istomin, E. Chuvilin, B. Bukhanov, et al. // Cold Regions Science and Technology. – 2017. – Т. 137. – С. 60–67.
22. Pieroen A.P. Gas hydrates approximate relations between heat of formation, composition and equilibrium temperature lowering by inhibitors / A.P. Pieroen // Rec. Trav. Chem. – 1955. – Т. 74. – С. 995–1002.
23. Sergeeva D. Development of thermodynamic models for phase equilibria of water-ice-gas-hydrate in aqueous solutions of inhibitors and in porous media: PhD Thesis Doctoral program in petroleum engineering / D. Sergeeva. – Moscow: Skolkovo Institute of Science and Technology, 2021. – 210 с.
24. Мусаев Р.М. К вопросу определения понижения температуры гидратообразования / Р.М. Мусаев, Ф.А. Дашдамиров // Совершенствование технологических процессов подготовки природного газа: сб. науч. тр. – Баку: ВНИПИгаз, 1986. – С. 24–26.
25. Dholabhai P.D. Kinetics of methane hydrate formation in aqueous electrolyte solutions / P.D. Dholabhai, N. Kalogerakis, P.R. Bishnoi // Canadian Journal of Chemical Engineering. – 1993. – Т. 71. – С. 68–74.

26. Liu Y. The growth of methane hydrate with impingement influenced by thermodynamic inhibitor / Y. Liu, C. Chen, Zh. Chen, et al. // Fuel. – 2021. – T. 304. – № 121390.

27. Истомин В.А. Газовые гидраты в природных условиях / В.А. Истомин, В.С. Якушев. – М.: Недра, 1992. – 235 с.

28. Истомин В.А. Термодинамика призабойной зоны пласта с учетом минерализации остаточной воды в коллекторе и возможности гидратообразования / В.А. Истомин, Д.М. Федулов // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 4 (15): Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – С. 6–14.

29. Истомин В.А. Предупреждение гидратообразования в призабойной зоне пласта при высокой минерализации остаточной воды в коллекторе / В.А. Истомин, Д.М. Федулов, И.И. Минаков и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 4 (15): Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – С. 15–21.

30. Guo T.-M. Kinetic of methane hydrate formation in pure water and inhibitor containing systems / T.-M. Guo, J.-H. Qiu // Chinese Journal of Chemical Engineering. – 2002. – T. 10. – № 3. – С. 490–497.

31. Нефёдов П.А. Особенности кинетики гидратообразования метана в водных растворах электролитов / П.А. Нефёдов, А.А. Джеджерова, В.А. Истомин и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 2 (18): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 83–89.

32. Тройникова А.А. Экспериментальные исследования ингибиторов гидратообразования на основе хлоридов двухвалентных металлов / А.А. Тройникова, В.А. Истомин, В.Г. Квон и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 2 (30): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 104–109.

33. Мирзаев М.Ш. Использование пластовой воды в качестве ингибитора гидратообразования / М.Ш. Мирзаев, С.В. Козлов, А.А. Комаровский // Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. – 1985. – № 8. – С. 10–12.

34. Абдулгасанов А.З. Результаты промышленных испытаний новой композиции в качестве ингибитора гидратообразования / А.З. Абдулгасанов, С.Г. Агаева, Б.М. Али-Заде и др. // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: науч.-тех. сб. – М.: ВНИИЭгазпром, 1988. – Вып. 5. – С. 1–4.

35. А.с. № 452233, СССР. Состав для предотвращения гидратообразования при добыче природного газа: № 1479161, 25.09.1970 / Тюменский филиал Всесоюзного научно-исследовательского института природного газа; Колодезный П.А., Минаков В.В., Аршинов С.А.

36. Минаков В.В. Применение смеси метанол – раствор хлорида кальция в качестве антигидратного ингибитора / В.В. Минаков, Т.А. Сайфеев, П.А. Колодезный // Разработка и эксплуатация газовых месторождений: науч.-тех. сб. – М.: ВНИИЭгазпром, 1969. – № 8. – С. 8–12.

37. Tariq M. Gas hydrate inhibition: A review of the role of ionic liquids / M. Tariq, D. Rooney, E. Othman, et al. // Ind. Eng. Chem. Res. – 2014. – T. 53. – С. 17855–17868.

Outlooks for application of electrolytes as inhibitors of hydrating

A.A. Troynikova[1*], V.A. Istomin[1,2], A.P. Semenov[3], D.V. Sergeyeva[1,2], V.G. Kvon[1], E.Zh. Muratova[3]

[1] Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
[2] Skolkovo Institute of Science and Technology (Skoltech), Bld. 100, Novaya street, Skolkovo village, Novoivanovskoye urban settlement, Odintsovskiy district, Moscow region, 143025, Russian Federation
[3] National University of Oil and Gas «Gubkin University», Block 1, Bld. 65, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russian Federation
[*] E-mail: a_troynikova@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Application at current conditions of some thermodynamic inhibitors of ice and hydrates (as alternative to methanol) including concentrated solutions of salts (electrolytes) is considered. Electrolyte inhibitors can be obtained from a number of natural sources: bischofite, sylvinite, natural brines, and also as by-products in the fertilizers production. The paper analyzes the possibilities and prospects for practical application of electrolyte

solutions and mixed inhibitors (methanol + electrolytes, methanol + reservoir highly mineralized water) to prevent ice and hydrate formation at gas and gas-condensate fields of Russia.

Key words: ice, hydrates, mixed hydrate inhibitors, electrolytes, formation mineralized water, gas and gas-condensate fields.

References

1. SEMENOV, A., A. STOPOREV, R. MENDGAZIEV, et al. Synergistic effect of salts and methanol in thermodynamic inhibition of sII gas hydrates. *J. Chem. Thermodynamics*, 2019, vol. 137, pp. 119–130, ISSN 0021-9614.
2. SEMENOV, A.P., R.I. MENDGAZIEV, A.S. STOPOREV, et al. Synergism of methanol and magnesium chloride for thermodynamic inhibition of methane hydrate. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, 2019, vol. 54, no. 6, pp. 738–742, ISSN 0009-3092.
3. ISTOMIN, V.A., V.G. KVON. *Prevention and liquidation of gas hydrates in gas production systems* [Preduprezhdeniye i likvidatsiya gazovykh gidratov v sistemakh dobychi gaza]. Moscow: IRTs Gazprom, 2004. (Russ.).
4. WU, M., S. WANG, H. LIU. A study on inhibitors for the prevention of hydrate formation in gas transmission pipeline. *J. Nat. Gas Chem*, 2007, vol. 16, pp. 81−85, ISSN 1003-9953.
5. ANDRYUSHENKO, F.K., V.P. VASILCHENKO, V.I. SHAGAYDENKO. *Solutions of electrolytes as anti-hydrate inhibitors* [Rastvory elektrolitov kak antigidratnyye ingibitory]. Kharkov: Vishcha shkola, 1973. (Russ.).
6. BUKHGALTER, E.B., B.V. DEGTYAREV, V.A. KHOROSHILOV. *Instruction on prevention and control of hydrating in wells and within field infrastructure at the Far North* [Instruktsiya po preduprezhdeniyu i borbe s gidratoobrazovaniyem v skvazhinakh i promyslovykh kommunikatsiyakh na mestorozhdeniyakh Kraynego Severa]. Moscow: VNIIGAZ, 1971. (Russ.).
7. VASILCHENKO, V.P. *Application of electrolytic solutions for prevention of hydrating when recovering natural gas* [Primeneniye rastvorov elektrolitov dlya predotvrashcheniya gidratoobrazovaniya pri dobyche prirodnogo gaza]. Synopsis of candidate's thesis (engineering). Kharkov, 1969. (Russ.).
8. ZORKIN, L.M. (ed.). *Waters of oil and gas fields at the USSR* [Vody neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy SSSR]: reference bk. Moscow: Nedra, 1989. (Russ.).
9. CAMPBELL, G.S. Soil water potential measurement: An overview. *Irrigation Science*, 1988, vol. 9, no. 4, pp. 265–273. ISSN 0342-7188.
10. TERESHCHENKO, A.G. Reflections on factors that affect the duration and accuracy of isopiestic investigations. *Journal of Solution Chemistry*, 2019, vol. 48, pp. 354–366, ISSN 0095-9782.
11. PITZER, K.S. Thermodynamics of electrolytes. I: Theoretical basis and general equations. *Journal of Physical Chemistry*, 1973, vol. 77, pp. 268–277, ISSN 0022-3654.
12. ISTOMIN, V.A., D.M. FEDULOV. Effect of in-situ water mineralization on balanced moisture content in natural gas [Vliyaniye mineralizatsii plastovykh vod na ravnovesnoye vlagosoderzhaniye prirodnogo gaza]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2013, no. 8(694), pp. 52–54, ISSN 0016-5581. (Russ.).
13. HAGHIGI, H., A. CHAPOY, B. TOHIDI. Methane and water phase equilibria in the presence of single and mixed electrolyte solutions using the cubic-plus-association equation of state. *Oil Gas Sci. Technol.-Rev*., 2009, vol. 64, pp. 141−154, ISSN 1294-4475.
14. ISTOMIN, V.A., E.M. CHUVILIN, B.A. BUKHANOV. Frozen soil, unfrozen water, clay, pore water activity, contact method. *Earth*, 2009, vol. 21, no. 6, pp. 116–120, ISSN 2673-4834.
15. DU, J., X. WANG, H. LIU, et al. Experiments and prediction of phase equilibrium conditions for methane hydrate formation in the NaCl, $CaCl_2$, $MgCl_2$ electrolyte solutions. *Fluid Phase Equilibria*, 2019, vol. 479, pp. 1–8, ISSN 0378-3812.
16. NAJIBI H., A. CHAPOY, H. HAGHIGI, et al. Experimental determination and prediction of methane hydrate stability in alcohols and electrolyte solutions. *Fluid Phase Equilibria*, 2009, vol. 275, no. 2, pp. 127−131, ISSN 0378-3812.
17. MAKOGON, Yu.F. *Hydrates of natural gases* [Gidraty prirodnykh gazov]. Moscow: Nedra, 1974. (Russ.).
18. FAN, S.-S., T.-M. GUO. Hydrate formation of CO_2-rich binary and quaternary gas mixtures in aqueous sodium chloride solutions. *Journal of Chemical Engineering Data*, 1999, vol. 44, pp. 829–832, ISSN 0021-9568.
19. KHARRAT, M., D. DALMAZZONE. Experimental determination of stability conditions of methane hydrate in aqueous calcium chloride solutions using high pressure differential scanning calorimetry. *J. Chem. Thermodyn*., 2003, vol. 35, pp. 1489–1505, ISSN 0021-9614.
20. MENDYBAYEV, R.G., E.V. MALENKO. *Thermodynamic study of hydrating inhibition* [Termodinamicheskoye issledovaniye ingibirovaniya gidratoobrazovaniya]. Moscow, 1983. Deposited in TsNIIEneftekhim no. 153 НХ-Д83. (Russ.).
21. ISTOMIN, V., E. CHUVILIN, B. BUKHANOV, et al. Pore water content in equilibrium with ice or gas hydrate in sediments. *Cold Regions Science and Technology*, 2017, no. 137, pp. 60–67, ISSN 0165-232X.
22. PIEROEN, A.P. Gas hydrates approximate relations between heat of formation, composition and equilibrium temperature lowering by inhibitors. *Rec. Trav. Chem*., 1955, vol. 74, pp. 995–1002, ISSN 0165-0513.

23. SERGEEVA, D. *Development of thermodynamic models for phase equilibria of water-ice-gas-hydrate in aqueous solutions of inhibitors and in porous media*: PhD Thesis Doctoral program in petroleum engineering. Moscow: Skolkovo Institute of Science and Technology, 2021.
24. MUSAYEV, R.M., F.A. DASHDAMIROV. To determination of hydrating temperature drop [K voprosu opredeleniya ponizheniya temperatury gidratoobrazovaniya]. In: *Perfection of natural gas treatment processes* [Sovershenstvovaniye tekhnologicheskikh protsessov podgotovki prirodnogo gaza]: collected bk. Baku: VNIPIgaz, 1986, pp. 24–26. (Russ.).
25. DHOLABHAI, P.D., N. KALOGERAKIS, P.R. BISHNOI. Kinetics of methane hydrate formation in aqueous electrolyte solutions. *Canadian Journal of Chemical Engineering*, 1993, vol. 71, pp. 68–74, ISSN 0008-4034.
26. LIU, Y., C. CHEN, Zh. CHEN, et al. The growth of methane hydrate with impingement influenced by thermodynamic inhibitor. *Fuel* [online], 2021, vol. 304, no. 121390, ISSN 1873-7153.
27. ISTOMIN, V.A., V.S. YAKUSHEV. *Gas hydrates in natural environment* [Gazovyye gidratu v prirodnykh usloviyakh]. Moscow: Nedra, 1992. (Russ.).
28. ISTOMIN, V.A., D.M. FEDULOV. Near wellbore formation thermodynamics at residual water salinity in the reservoir and the possibility of hydrate formation [Termodinamika prizaboynoy zony plasta s uchetom mineralizatsii ostatochnoy vody v kollektore i vozmozhnosti gidratoobrazovaniya]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013, no. 4 (15): Problems of operation of gas, gas condensate and oil and gas fields, pp. 6–14. ISSN 2306-8949. (Russ.).
29. ISTOMIN, V.A., D.M. FEDULOV, I.I. MINAKOV, et al. Hydrates prevention in the bottom hole formation zone at high reservoir water salinity [Preduprezhdeniye gidratoobrazovaniya v prizaboynoy zone plasta pri vysokoy mineralizatsii ostatochnoy vody v kollektore]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013, no. 4 (15): Problems of operation of gas, gas condensate and oil and gas fields, pp. 15–21. ISSN 2306-8949. (Russ.).
30. GUO, T.-M., J.-H. QIU. Kinetic of methane hydrate formation in pure water and inhibitor containing systems. *Chinese Journal of Chemical Engineering*, 2002, vol. 10, no. 3, pp. 490–497, ISSN 1004-9541.
31. NEFEDOV, P.A., A.A. DZHEDZHEROVA, V.A. ISTOMIN, et al. Peculiar features of methane hydrating kinetics in water solutions of electrolytes [Osobennosti kinetiki gidratoobrazovaniya metana v vodnykh rastvorakh elektrolitov]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2014, no. 2 (18): Actual problems of research of stratal hydrocarbon systems, pp. 83–89. ISSN 2306-8949. (Russ.).
32. TROYNIKOVA, A.A., V.A. ISTOMIN, V.G. KVON, et al. Experimental research of hydrate inhibitors containing chlorides of bivalent metals [Eksperimentalnyye issledovaniya ingibitorov gidratoobrazovaniya na osnove khloridov dvukhvalentnykh metallov]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2017, no. 2 (30): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 104–109. ISSN 2306-8949. (Russ.).
33. MIRZAYEV, M.Sh., S.V. KOZLOV, A.A. KOMAROVSKIY. Using in-situ water to inhibit hydrating [Ispolzovaniye plastovoy vody v kachestve ingibitora gidratoobrazovaniya]. *Neftepromyslovoye Delo i Transport Nefti*, 1985, no. 8, pp. 10–12. (Russ.).
34. ABDULGASANOV, A.Z., S.G. AGAYEVA, B.M. ALI-ZADE, et al. Results of industrial testing of a new composition as an inhibitor of hydrating [Rezultaty promyshlennykh ispytaniy novoy kompozitsii v kachestve ingibitora gidratoobrazovaniya]. In: *Razrabotka i Ekspluatatsiya Gazovykh i Gazokondensatnykh Mestorozhdeniy*. Moscow: VNIIEgazprom, 1988, is. 5, pp. 1–4. (Russ.).
35. TUMEN SUBSIDIARY OF THE ALL-UNION SCIENTIFIC AND RESEARCH INSTITUTE OF NATURAL GAS. *Composition for prevention of hydrating at recovery of natural gas* [Sostav dlya predotvrashcheniya gidratoobrazovaniya pri dobyche prirodnogo gaza]. Inventors: KOLODEZNYY, P.A., V.V. MINAKOV, S.A. ARSHINOV. Appl.: no 1479161, 25 September 1970. Inventor's certificate no. 452233 USSR.
36. MINAKOV, V.V., T.A. SAYFEYEV, P.A. KOLODEZNYY. Using a methanol – calcium chloride solution mixture as anti-hydrate inhibitor [Primeneniye smesi metanol – rastvor khlorida kaltsiya v kachestve antigidratnogo ingibitora]. In: *Razrabotka i Ekspluatatsiya Gazovykh Mestorozhdeniy*. Moscow: VNIIEgazptom, 1969, no. 8, pp. 8–12. (Russ.).
37. TARIQ, M., D. ROONEY, E. OTHMAN, et al. Gas hydrate inhibition: A review of the role of ionic liquids. *Ind. Eng. Chem. Res*., 2014, vol. 53, pp. 17855–17868, ISSN 0888-5885.

УДК 532.5.013.2

Предупреждение солеотложений при эксплуатации скважин на подземных хранилищах газа, созданных в водоносных горизонтах

Д.В. Сергеева[1,2]*, Э.Ж. Муратова[2], В.А. Истомин[1,2], С.А. Шулепин[1], Д.М. Федулов[1]

[1] ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1
[2] Сколковский институт науки и технологий (Сколтех), Российская Федерация, 121205, г. Москва, территория Инновационного центра «Сколково», Большой б-р, д. 30, стр. 1
* E-mail: D.Sergeeva@skoltech.ru

Тезисы. Отложение солей в призабойной зоне пласта (ПЗП) и насосно-компрессорных трубах (НКТ) скважин может приводить к снижению производительности скважин и выходу из строя скважинного оборудования. Это технологическое осложнение характерно для скважин подземных хранилищ газа (ПХГ), созданных в сильно минерализованных водоносных горизонтах. Также подобное осложнение прогнозируется для месторождений Восточной Сибири при водопроявлениях эксплуатационных скважин.

В работе анализируются причины солеотложений на ПХГ и даны практические предложения по сохранению проектных дебитов эксплуатационных скважин за счет предупреждения солеотложений. При закачке сухого газа в ПЗП возникает зона осушки с выпадением солей в твердую фазу. При последующем отборе газа соли, выпавшие в ПЗП, выносятся из пласта и откладываются в НКТ. Для предотвращения солеотложений рекомендовано проводить подачу пресной воды в закачиваемый в пласт магистральный газ. Ее удельное количество определяется термодинамическими расчетами исходя из следующих соображений: минерализация остаточной воды в коллекторе воды по крайней мере должна сохраняться на первоначальном уровне, но может быть повышена до уровня начала выпадения твердой фазы (галита).

Ключевые слова: призабойная зона пласта, подземное хранилище газа, эксплуатационные скважины, солеотложения, предупреждение гидратообразования.

В настоящее время в России имеется несколько подземных хранилищ газа (ПХГ), расположенных в сильно минерализованных водоносных горизонтах с общей минерализацией пластовой воды, варьирующейся в диапазоне 200…300 г/л. Таким образом, речь идет о ПХГ с остаточной водой в коллекторе, которую можно отнести к рассолам. Компонентами этого рассола главным образом являются соли натрия, калия, кальция и магния часто с преобладанием хлоридов натрия и кальция (в различных соотношениях). Содержание сульфат-ионов в пластовых водах незначительное и ограничивается растворимостью $CaSO_4$ в воде. Ионы HCO_3^- в пластовых водах, содержащих CO_2, появляются в результате растворения природными водами карбонатов кальция и магния. При этом уменьшение концентрации CO_2 в пластовых водах (например, за счет уменьшения давления закачанного в пласт газа) может сопровождаться переходом гидрокарбонатов в карбонаты, выпадающие в осадок.

После создания ПХГ в сильно минерализованных водоносных горизонтах может иметь место серьезное технологическое осложнение, а именно снижение фактической производительности отдельных скважин по отношению как к начальной, так и к проектной производительности. Например, на одном из таких ПХГ при проектных дебитах в 400…600 тыс. $м^3$/сут фактические отборы на некоторых скважинах постепенно снижались в два-три раза. Причиной снижения производительности скважин оказалось отложение солей на забое скважин и в призабойной зоне пласта (ПЗП). Промысловые исследования показывают, что на скважинах, снизивших производительность, изменилась конфигурация текущих забоев и уменьшился внутренний диаметр эксплуатационной колонны. Геофизические приборы по ряду скважин не смогли пройти интервал перфорации (остановка приборов в интервале перфорации и башмаке насосно-компрессорных труб (НКТ)). Отложения фиксировались с применением каверномера на уровне продуктивной толщи пласта и выше. Химический анализ

поднятой с забоя соли показал, что в основном это хлорид натрия с примесями хлоридов щелочных и щелочноземельных металлов, обнаруживалось также некоторое небольшое количество сульфатов и карбонатов.

Появление солеотложений в НКТ обусловлено закачкой осушенного магистрального газа в пласт (с приведенной к 3,92 МПа точкой росы газа по влаге в диапазоне температур от минус 5 до минус 20 °С), что приводит к осушению ПЗП и тем самым к возможности выпадения солей из остаточной минерализованной воды в твердую фазу. При этом соли откладываются в ПЗП в мелкодисперсной форме. При последующем отборе газа соли выносятся на забой скважины и откладываются в НКТ.

В связи с этим специалистами ООО «Газпром ПХГ» и ООО «Газпром ВНИИГАЗ» предложено техническое решение по увлажнению закачиваемого в ПХГ газа посредством подачи в поток газа воды [1–3]. Основная идея этого технического решения состоит в закачке такого удельного количества воды, чтобы увеличить влагосодержание осушенного газа до значения, отвечающего равновесному значению влагосодержания пластового газа при исходной минерализации остаточной воды в коллекторе для текущих пластовых температуры и давления.

Ниже представлены детализированный термодинамический анализ обсуждаемого технологического осложнения и методы его предупреждения. Одна из основных целей – определить минимальное удельное количество воды, подаваемой в закачиваемый в пласт, обеспечивающее предупреждение солеотложений при отборе газа. При этом минерализацию остаточной воды в коллекторе ПЗП как минимум нужно сохранить на первоначальном уровне. Однако более целесообразно поднять ее до максимально возможного уровня, обеспечивающего, с одной стороны, отсутствие образования твердой фазы сухой соли в ПЗП, а с другой стороны, по возможности обеспечить безгидратный режим работы НКТ скважин в период отбора газа.

Рассмотрим подробнее физико-химическую модель процессов, протекающих в ПЗП при закачке и отборе газа. В ходе создания ПХГ пластовая минерализованная вода не полностью вытесняется из области пласта-коллектора, занимаемой газом. Газовая часть коллектора остается частично заполненной водой (примерно на уровне 20 % порового объема, точное количество остаточной воды зависит от петрофизических характеристик коллектора).

Как выше отмечено, при закачке сухого газа, поступающего из магистрального газопровода, происходит осушение пласта-коллектора вокруг скважины. При этом уменьшается объем защемленной в порах пласта-коллектора остаточной воды за счет перехода части жидкой воды в паровую фазу. Тем самым увеличивается минерализация оставшегося раствора с последующим выпадением солей в твердую кристаллическую фазу и образованием кристаллов разного размера. На стадии отбора поступающий из пласта влажный газ смачивает поверхность кристаллов, что приводит к уменьшению сцепления с породой и последующему выносу наиболее мелких кристаллов из ПЗП с потоком газа в ствол скважины. Данный механизм выноса солей в какой-то мере аналогичен механизму выноса песка из коллектора ПЗП. Солеотложения, поднятые с забоя скважины, показаны на рис. 1, а состав солей – в табл. 1.

Таким образом, для ПХГ рассматриваемого класса, созданных в водоносных сильноминерализованных горизонтах, именно низкая точка росы закачиваемого магистрального газа является первопричиной появления солей в ПЗП с последующими их отложениями на стадии отбора газа как на забое, так и по стволу скважины. Такое осложнение может иметь место практически для широкого диапазона начальной минерализации остаточной воды в коллекторе.

Дальнейшая задача – провести термодинамические расчеты по определению оптимального увлажнения закачиваемого осушенного газа. Цель таких расчетов – определить рекомендуемый удельный расход воды на увлажнение закачиваемого газа.

Рис. 1. **Соль, поднятая с забоя скважин**

Таблица 1

Данные химического анализа поднятой соли

Ион		Химическая формула	Содержание в дециметре кубическом		
			миллиграммов	миллиграмм-эквивалентов	миллиграмм-эквивалентов на 1 %
Катион	Кальций	Ca^{2+}	9,80	0,49	3,13
	Магний	Mg^{2+}	2,93	0,24	1,54
	Натрий + калий	$Na^{+} + K^{+}$	342,55	14,90	95,33
Анион	Гидрокарбонат	HCO_3^{-}	45,81	0,75	4,80
	Карбонат	CO_3^{2-}	0,00	0,00	0,00
	Сульфат	SO_4^{2-}	5,14	0,107	0,68
	Хлорид	Cl^{-}	523,95	14,78	94,51

Зададим исходные данные для последующих расчетов. Принимаем, что температура в залежи может меняться в диапазоне 25…40 °С, а пластовое давление – в диапазоне 8…15 МПа. Для дальнейшего рассмотрения также примем, что при отборе газа скважины практически не обводняются, т.е. законтурная пластовая вода бóльшую часть периода отбора газа не вторгается в область дренирования скважин.

Средний состав магистрального газа задан в табл. 2, состав модельной остаточной воды (представленной хлоридами калия, натрия, кальция и магния) приведен в табл. 3.

На основании данных табл. 3 проведены расчеты активности (a) воды и плотности (ρ) поровых растворов различной минерализации (табл. 4).

Приведем аналитические аппроксимации расчетных данных табл. 4:

$$\rho = -0{,}000154239298X^2 - 0{,}004011523638X + 1,$$

$$a = -0{,}000154239298X^2 - 0{,}004011523638X + 1,$$

где X – суммарная концентрация солей в водном растворе, % масс.

Из-за довольно низкой пластовой температуры в период отбора газа в стволах скважин не исключается возможность гидратообразования, поэтому дополнительно проведены расчеты условий гидратообразования в зависимости минерализации воды (рис. 2).

Расчеты показывают, что образование гидратов в НКТ скважин не ожидается для температур газа на устье скважин 16…17 °С (в отсутствие выноса пластовой воды в скважину). Механизм образования гидратов в НКТ скважин следующий. Газ с влагосодержанием,

Таблица 2

Усредненный компонентный состав, % мол., отбираемого газа на ПХГ

Метан	98,178
Этан	0,675
Пропан	0,227
и-Бутан	0,036
н-Бутан	0,040
C_{5+}	0,017
N_2	0,786
CO_2	0,044

Таблица 3

Модельный состав воды в зависимости от ее минерализации

Минерализация		Содержание, % масс.				
г/л	% масс.	NaCl	KCl	$CaCl_2$	$MgCl_2$	H_2O
50	4,77	3,19	0,27	0,88	0,44	95,23
100	9,23	6,18	0,52	1,7	0,84	90,77
150	13,44	9,00	0,75	2,47	1,23	86,56
200	17,44	11,67	0,97	3,2	1,59	82,56
250	21,26	14,23	1,19	3,9	1,94	78,74
300	24,92	16,68	1,39	4,58	2,28	75,08
350	28,46	19,05	1,59	5,23	2,6	71,54
400	31,88	21,34	1,78	5,85	2,91	68,12

Таблица 4

Плотность поровых растворов различной минерализации и активность воды в зависимости от компонентного состава солей при температуре 20 °С, давлении 0,101325 МПа

Минерализация		ρ, г/см^3	a
г/л	% масс.		
50	4,77	1,0474	0,9731
100	9,23	1,0831	0,9456
150	13,44	1,1161	0,9143
200	17,44	1,1470	0,8778
250	21,26	1,1760	0,8349
300	24,92	1,2036	0,7856
350	28,46	1,2298	0,7300
400	31,88	1,2546	0,6689

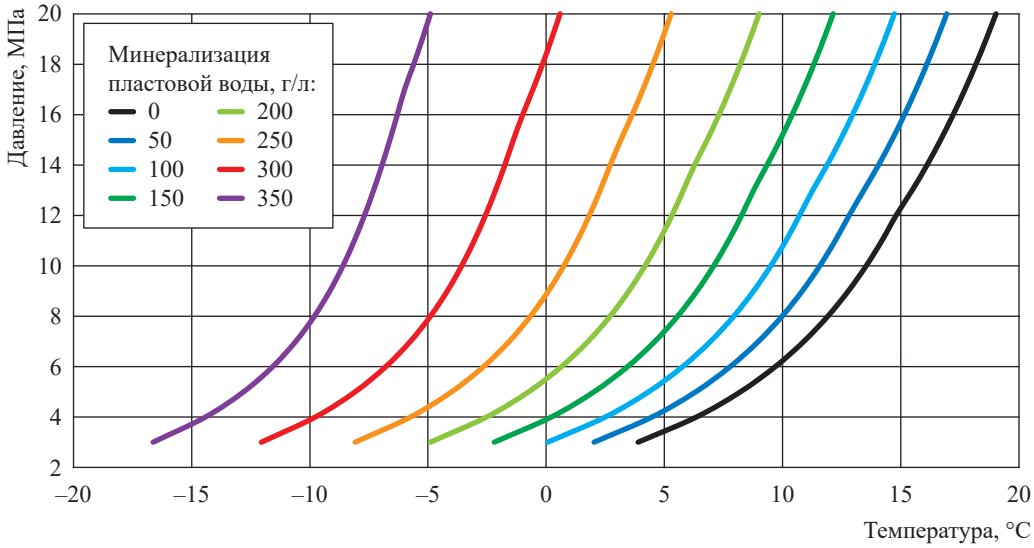


Рис. 2. **Кривые гидратообразования во всем диапазоне возможных минерализаций пластовой воды**

равновесным с остаточной водой коллектора заданной минерализации, поступает в НКТ. При этом температура газа, поднимающегося по НКТ, постепенно снижается и, начиная с некоторой глубины, точка росы газа по влаге становится равной его температуре, т.е. начинает выпадать конденсационная вода. Газ, двигаясь вверх по НКТ, продолжает охлаждаться и может попадать в зону гидратообразования уже в верхней части ствола скважины. Таким образом, при наличии гидратообразования в стволе скважины реализуется равновесие «газ – конденсационная вода – гидрат» (см. черную линию на рис. 2). При высокой минерализации остаточной воды в ПЗП зона гидратообразования в скважине (при ее фиксированном дебите) уменьшается из-за уменьшения влагосодержания газа, а при увеличении дебита эта зона может увеличиваться из-за уменьшения температуры на устье скважины вследствие эффекта Джоуля – Томпсона. Для случая выноса пластовой воды в скважину картина качественно меняется: зона возможного гидратообразования в верхней части НКТ уменьшается, так как пластовая вода является ингибитором гидратообразования (см. рис. 2).

Для предупреждения гидратообразования традиционно используется метанол, подаваемый на забой скважины через затрубное пространство или же через ингибиторный клапан. Из приведенных качественных соображений следует, что подача воды в осушенный газ на стадии закачки газа приводит к увеличению подачи метанола в НКТ на стадии отбора. Именно поэтому при закачке воды необходимо, с одной стороны, предупредить процесс солеотложения в ПЗП, а с другой стороны, не увеличивать заметно расход метанола, подаваемого в НКТ на стадии отбора газа.

Для расчета подачи воды в поток закачиваемого газа необходимо прежде всего рассчитать влагосодержание газа при равновесиях с пластовой водой различной минерализации. Эти расчеты выполнены с использованием уравнения состояния CPA (*англ.* cubic plus association) и представлены ниже (табл. 5, рис. 3–7).

Расчет удельного количества воды (испаряющейся в газовую фазу), закачиваемой в газ

Таблица 5

Влагосодержание газа над чистой водой в диапазоне давлений от 9 до 15 МПа при пластовых температурах 25…40 °С

Давление, МПа	Влагосодержание[1], г/м³			
	25 °С	30 °С	35 °С	40 °С
9	0,367	0,482	0,628	0,810
10	0,343	0,450	0,584	0,752
11	0,324	0,423	0,548	0,705
12	0,308	0,402	0,519	0,666
13	0,295	0,384	0,495	0,634
14	0,285	0,369	0,475	0,607
15	0,276	0,356	0,457	0,583

[1] Здесь и далее на рис. 3–7 единицей измерения влагосодержания будем считать грамм на нормальный метр кубический.

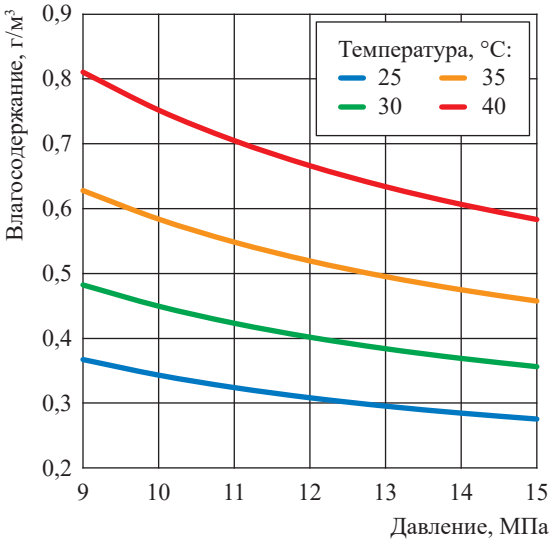


Рис. 3. **Влагосодержание газа над чистой водой в диапазонах давлений от 9 до 15 МПа и температур 25…40 °С**

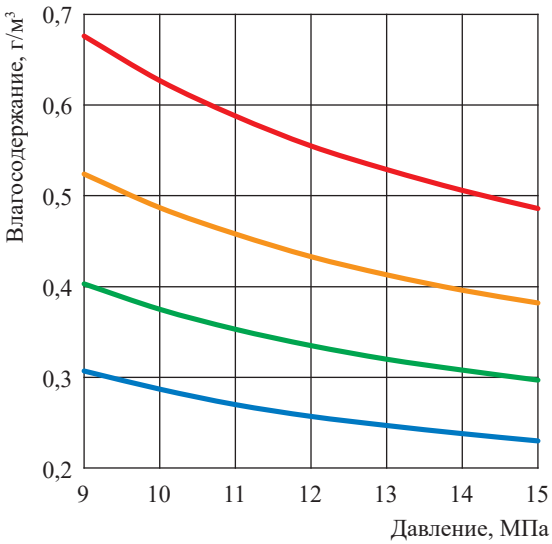


Рис. 4. **Влагосодержание газа над засоленной (минерализация 250 г/л) водой в диапазонах давлений от 9 до 15 МПа и температур 25…40 °С:** здесь и далее на рис. 5–7 см. экспликацию к рис. 3

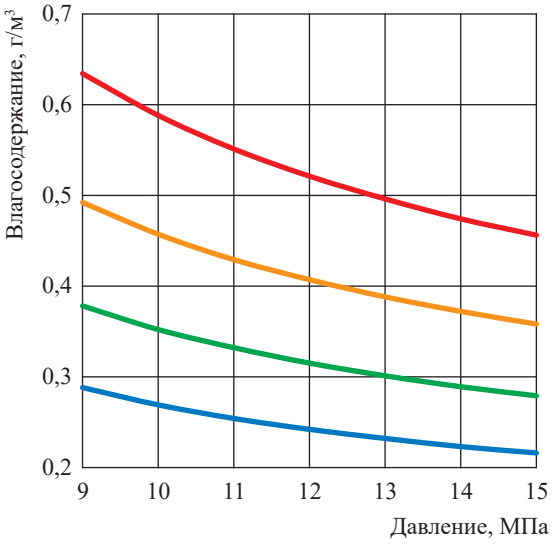


Рис. 5. **Влагосодержание газа над засоленной (300 г/л) водой в диапазонах давлений от 9 до 15 МПа и температур 25…40 °С**

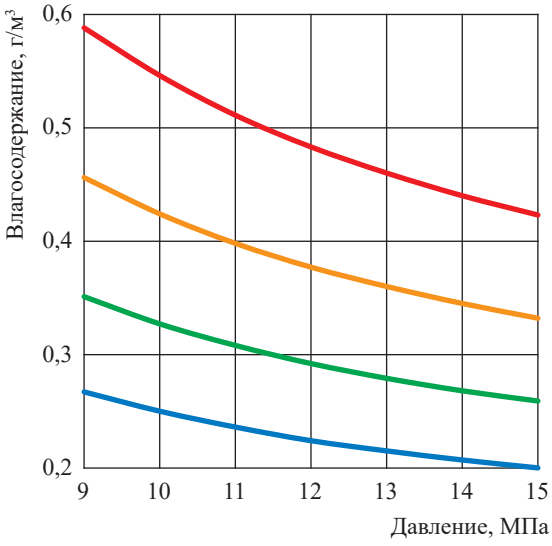


Рис. 6. **Влагосодержание газа над засоленной (350 г/л) водой в диапазонах давлений от 9 до 15 МПа и температур 25…40 °С**

на стадии закачки газа в ПХГ, состоит в поддержании его влагосодержания на уровне влагосодержания газа, равновесного с остаточной водой в коллекторе, обладающей исходной минерализацией (рис. 8–11). Кроме того, исходное влагосодержание магистрального (осушенного) газа задаем равным ~30 г/м³ (что соответствует его точке росы на уровне минус 20 °С).

***

По результатам расчетных исследований можно сделать следующие выводы:

1) отложение солей в ПЗП и НКТ скважин характерно для ПХГ, созданных в сильно минерализованных водоносных горизонтах. Также подобное осложнение прогнозируется для месторождений Восточной Сибири при

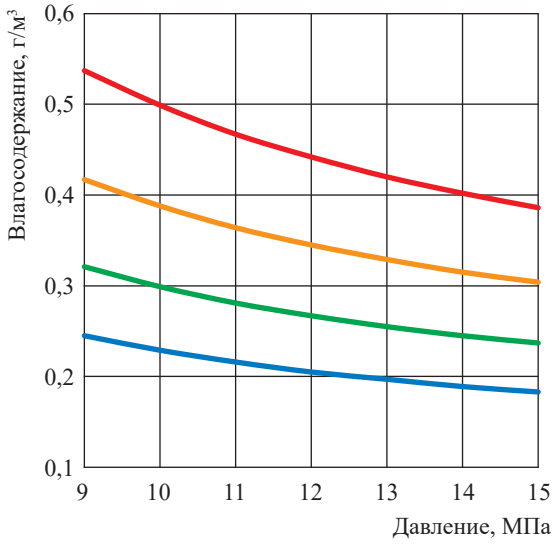


Рис. 7. **Влагосодержание газа над засоленной (400 г/л) водой в диапазонах давлений от 9 до 15 МПа и температур 25…40 °С**

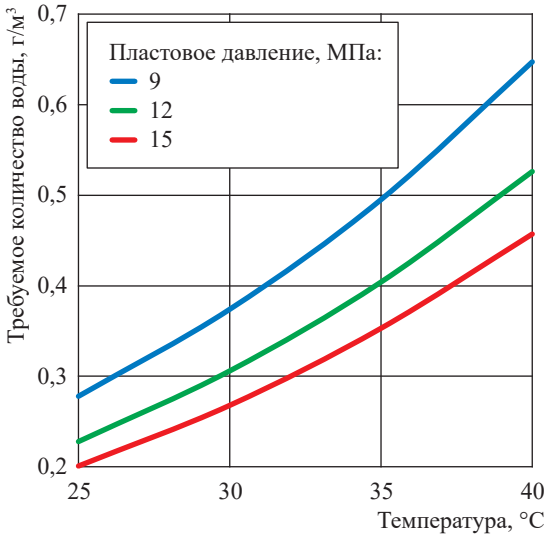


Рис. 8. **Удельное количество воды в зависимости от пластовой температуры, обеспечивающее минерализацию остаточной воды 250 г/л при разных пластовых давлениях**

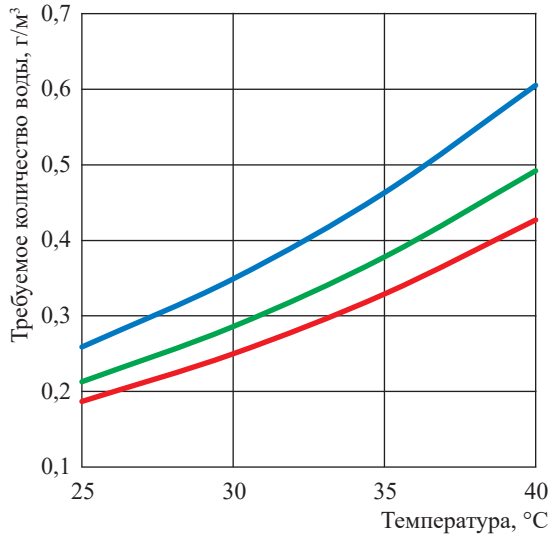


Рис. 9. **Удельное количество воды в зависимости от пластовой температуры, обеспечивающее минерализацию остаточной воды 300 г/л при разных пластовых давлениях:** здесь и далее на рис. 10, 11 см. экспликацию к рис. 8

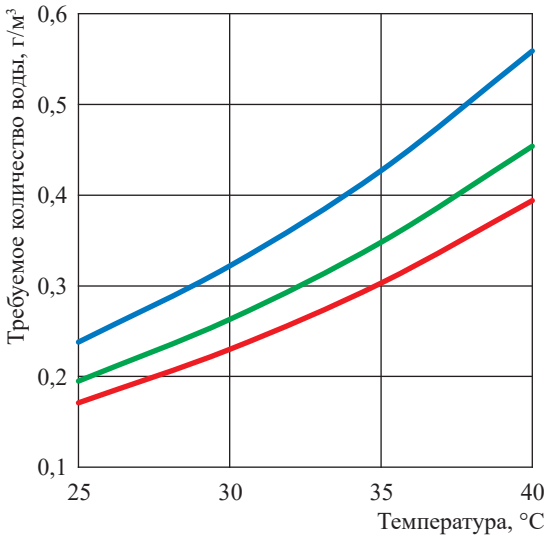


Рис. 10. **Удельное количество воды в зависимости от пластовой температуры, обеспечивающее минерализацию остаточной воды 350 г/л при разных пластовых давлениях**

водопроявлениях эксплуатационных скважин. Проанализированы причины солеотложений на ПХГ. При закачке сухого газа в ПЗП возникает зона осушки с выпадением солей в твердую фазу. При последующем отборе газа в ПЗП соли выносятся из пласта и откладываются в НКТ;

2) для предотвращения солеотложений рекомендовано подавать пресную воду в закачиваемый в ПХГ магистральный газ. Ее удельное количество определяется термодинамическими расчетами исходя из следующих соображений: минерализация остаточной воды в коллекторе воды по крайней мере должна сохраняться

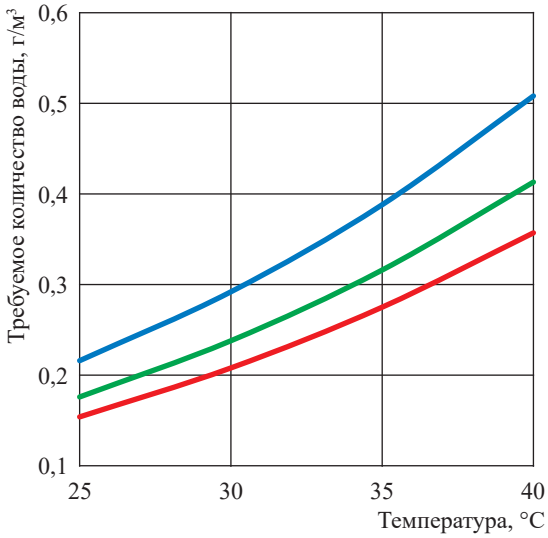


Рис. 11. **Удельное количество воды в зависимости от пластовой температуры, обеспечивающее минерализацию остаточной воды 400 г/л при разных пластовых давлениях**

на первоначальном уровне и может быть повышена до уровня начала выпадения твердой фазы (обычно галита). Экономический эффект от мероприятия определяется сохранением проектной производительности скважин, а также увеличением времени их работы с установленными параметрами.

Практические предложения состоят в следующем:

1) на стадии закачки рекомендуется в газ подавать воду в количестве, обеспечивающем как минимум сохранение исходной концентрации солей в остаточной воде в ПЗП, т.е. сохранение концентрации солей в растворенном виде. В этом случае гарантированно обеспечивается отсутствие солеотложений на забое и в НКТ скважин;

2) расчеты показали, что для рассматриваемых выше пластовых условий целесообразно проводить подачу воды в закачиваемый в пласт газ в количестве 250…300 г/1000 м^3. При этом допустима подача воды в осушенный газ в таком количестве, чтобы минерализация остаточной воды в коллекторе увеличивалась примерно до 350 г/л. Такой вариант технологии способствует снижению расхода метанола на предупреждение гидратообразования в НКТ скважин в период отбора газа. При этом требование отсутствия выпадения солей в ПЗП будет соблюдаться;

3) в настоящее время на одном из ПХГ для увлажнения закачиваемого газа производится подача водометанольного раствора в объеме 300…400 г на 1000 м^3 газа с содержанием в воде метанола на уровне 5 % масс. При этом закачивать метанол в таком небольшом удельном количестве не представляется необходимым. Дополнительная подача метанола с закачиваемой водой на указанном уровне не оказывает заметного влияния на равновесие солей пластовой воды с метанолом. Для оценки концентрации метанола в пластовой воде целесообразно проводить контроль содержания метанола в закачиваемом и отбираемом газах;

4) в закачиваемом осушенном (магистральном) газе содержание метанола составляет в среднем 100 г на 1000 м^3. При расчете норм удельного расхода метанола на ингибирование НКТ скважин его расход может быть уменьшен на содержание метанола в закачиваемом газе (по результатам лабораторных определений содержания метанола в магистральном газе).

Список литературы

1. Патент на изобретение № 2641152C1 Российская Федерация, МПК E21B37/00. Способ предупреждения отложения хлорида натрия в призабойной зоне пласта и стволах скважин подземных хранилищ газа: № 2016145569: заявл. 21.11.2016: опубл. 16.01.2018 / Д.В. Гришин, Г.С. Голод, П.А. Кошеваров и др.

2. Кошеваров П.А. Карашурское ПХГ – резервирующий комплекс Удмуртии / П.А. Кошеваров // Газовая промышленность. – 2004. – №. 3. – С. 20–21.

3. Апостолов А.С. ПАО «ВНИПИгаздобыча» у истоков подземного хранения газа / А.С. Апостолов, Р.В. Новоселова, С.В. Милованов // Газовая промышленность. – 2015. – № 10. – С. 26–30.

Prevention of salt deposition during operation of wells at underground gas storages in water-bearing horizons

D.V. Sergeyeva[1,2*], E.Zh. Muratova[2], V.A. Istomin[1,2], S.A. Shulepin[1], D.M. Fedulov[1]

[1] Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
[2] Skolkovo Institute of Science and Technology (Skoltech), Block 1, Bld. 30, Bolshoy boulevard, territory of the "Skolkovo" innovative center, Moscow, 121205, Russian Federation
[*] E-mail: D.Sergeeva@skoltech.ru

Abstract. Scaling in the bottomhole zone (BHZ) and wells tubing can lead to reduced well capacity and breakage of downhole equipment. This technological complication is typical for underground gas storage (UGS) created in highly saline aquifers. A similar complication is also predicted for the East Siberian fields when production wells are ingress of formation water.

The paper analyses the causes of salt deposition in UGS facilities and provides practical suggestions for maintaining flow rates of production wells by preventing scaling. Injection of dry gas creates a drying zone in the BHZ with salts precipitated into a solid phase. During subsequent gas extraction, the salts are carried out of the reservoir and deposited in the tubing. It is recommended to inject pure water to the gas in order to prevent scales in the BHZ. Its specific quantity is determined by thermodynamic calculations based on the following considerations: the mineralization of the residual water in the BHZ should at least be at initial level and it can be raised to the level of the beginning of solid phase precipitation (halite).

Keywords: bottom-hole zone, underground gas storage, production wells, scaling, hydrate formation prevention.

References

1. GAZPROM PKhG LLC. *Method for preventing deposition of sodium chloride in formation bottom-hole zone and wellbores of underground gas storages*. Inventors: GRISHIN, D.V., G.S. GOLOD, P.A. KOSHEVAROV et al. Appl. no. 2016145569 dated 21.11.2016. RU 2641152C1.
2. KOSHEVAROV, P.A. Karashurskoye UGS as a reserving complex at Udmurtia [Karashurskoye PKhG – rezerviruyushchiy kompleks Udmurtii]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2004, no. 3, pp. 20–21, ISSN 0016-5581. (Russ.).
3. APOSTOLOV, A.S., R.V. NOVOSELOVA, S.V. MILOVANOV. VNIPIgazdobycha PJSC at the origins of underground gas storage [PAO " VNIPIgazdobycha" u istokov podzemnogo khraneniya gaza]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2015, no. 10, pp. 26–30, ISSN 0016-5581. (Russ.).

УДК 543.7/79; 543.8; 543.42; 543.57

Комплексная оценка содержания органического вещества в породах методами ИК-спектроскопии, термического анализа и пиролиза

Ю.Ю. Петрова[1], Н.Г. Танькова[1]*, М.Ю. Спасенных[1,2], Е.В. Козлова[2], Е.А. Леушина[2], Ю.В. Костина[3]

[1] Сургутский государственный университет, Российская Федерация, 628400, г. Сургут, пр. Ленина, д. 1
[2] Сколковский институт науки и технологий (Сколтех), Российская Федерация, 121205, г. Москва, Территория инновационного центра “Сколково”, Большой б-р, д. 30, стр. 1
[3] Институт нефтехимического синтеза им. А.В. Топчиева РАН, Российская Федерация, 119071, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 29, стр. 2
* E-mail: tanykova_ng@surgu.ru

Тезисы. В данной работе на примере образцов пород баженовской свиты продемонстрирована возможность полуколичественной оценки органического вещества (ОВ) и карбонатных минералов методами инфракрасной (ИК) спектроскопии и термогравиметрического анализа (ТГА) в сравнении с применяемым методом программируемого пиролиза Рок-Эвал. Содержание ОВ и минералов оценивали методом ИК-спектроскопии по интенсивностям полос поглощения, характеризующих колебания функциональных групп алифатических (волновые числа – 2800…3000 $см^{-1}$) и ароматических (1630 $см^{-1}$) фрагментов ОВ, а также карбонатных (1430 $см^{-1}$), глинистых (1000…1100 $см^{-1}$), кремнистых (400…500 $см^{-1}$) минералов, в том числе кварца (798 и 777 $см^{-1}$). Полученные результаты сравнивали с потерями массы, %, в ТГА и пиролитическим параметром, характеризующим содержание общего органического углерода (TOC, %). Было показано, что содержание ОВ в образцах сланцевых пород (от 4,4 до 6,0 %), рассчитанное по результатам, полученным методом ИК-спектроскопии, согласуется с результатами ТГА в инертной среде (от 3,5 до 9,3 %) и TOC (от 2,9 до 13,4 %). Данные ИК-спектроскопии о содержании карбонатных минералов (от 2,7 до 32,4 %) коррелируют с соответствующими данными ТГА в окислительной среде (от 2,5 до 24,1 %).

Ключевые слова: ИК-Фурье-спектроскопия, дифференциальный термический анализ, органическое вещество, кероген, нефтяные сланцы, нетрадиционные коллекторы.

Минералого-геохимическая информация необходима для достоверной оценки перспектив нефтегазоносности. Эффективность поисков месторождений нефти и газа во многом определяется теми теоретическими предпосылками, которыми руководствуются геологи при прогнозе нефтегазоносности и планировании поисковых и разведочных работ. Так, состав минералов важен для изучения основных физико-механических свойств горных пород, таких как механическая прочность, упругость, пластичность, хрупкость, твердость, а информация о химическом составе керогена – для оценки зрелости органического вещества (ОВ) и генерационного потенциала пород. Наиболее распространенным методом изучения минерального состава является рентгенофазовый анализ (РФА). Нетрадиционные коллекторы в основном представлены глинистыми породами, и для их исследования методом РФА необходима весьма трудоемкая предварительная пробоподготовка образцов. Кроме того, исследовать данным методом аморфное ОВ в породах не представляется возможным [1]. Содержание ОВ оценивают отдельно методами, основанными на сжигании образца, такими как анализ общего органического углерода (*англ.* total organic carbon, TOC) или программируемый пиролиз [2]. Достаточно часто образцы пород перед анализом обрабатывают растворами минеральных кислот (например, соляной) для удаления карбонатов.

Применение широкого комплекса современных физических и физико-химических методов анализа способствует накоплению новых минералого-геохимических данных [3], которые позволят в перспективе уточнить геологическую модель нетрадиционных коллекторов нефти и газа, усовершенствовать построенные классификации генетического типа и катагенеза рассеянного ОВ [4]. Такой подход будет способствовать более достоверному прогнозу перспектив нефтегазоносности осадочных комплексов.

Инфракрасная (ИК) Фурье-спектроскопия уже со второй половины XX в. зарекомендовала себя как экспрессный и неразрушающий метод структурно-группового анализа рассеянного ОВ и минеральных составляющих пород [4–7]. Исследования последних 10–15 лет демонстрируют возможности методов ИК-спектроскопии и ИК-микроскопии в комплексе с другими методами для изучения геохимических свойств, связанных с оценкой перспектив нефтегазоносности и потенциальным выходом углеводородов из нефтяных сланцев [1, 8–10]. Следует отметить, что методы ИК-спектроскопии успешно применяют как для традиционных, так и для нетрадиционных коллекторов.

Термический анализ, основанный на измерении изменения массы при нагревании породы, является альтернативой методу Рок-Эвал и позволяет определить тип керогена, минуя стадию его выделения. Известно, что измерение зрелости по результатам пиролиза Рок-Эвал ненадежно для зрелых и постзрелых образцов, а большинство биомаркеров неприменимы, когда уровень зрелости достигает газового окна [11]. Показано [12], что использование термического анализа в сочетании с ИК-спектроскопией выделяющихся при пиролизе газов, в частности метана, позволило определить зрелость ОВ за пределами окна конденсата. Измерение потери массы образца при нагревании позволяет оценить суммарное содержание ОВ в породе [8].

Далее будет показана возможность комплексного подхода с применением четырех физико-химических методов в исследовании сланцевых пород нетрадиционных коллекторов на примере баженовской свиты, а именно: 1) программируемого пиролиза Рок-Эвал, 2) элементного анализа (CHNS[1]), 3) дифференциального термического анализа и 4) ИК-Фурье-спектроскопии. Такой подход позволил не только изучить состав рассеянного ОВ и минеральный состав пород (методом ИК-спектроскопии и термического анализа), но и полуколичественно оценить содержание ОВ и карбонатов в сравнении с геохимическими параметрами, полученными стандартными методами программируемого пиролиза и CHNS-элементного анализа.

[1] Определяется содержание углерода (C), водорода (H), азота (N), серы (S).

Материалы и методы

Объектами исследования были выбраны четыре образца глинисто-кремнисто-карбонатных пород баженовской свиты Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (Красноленинский свод), отобранные с глубины 2700…2800 м. Измельченные образцы исследовали методами пиролиза по методике Рок-Эвал, ИК-Фурье-спектроскопии в режиме пропускания (в таблетках бромида калия), элементного и дифференциального термического анализа.

Пиролитические параметры: S_1 – количество термодесорбированных углеводородов, мг, на грамм породы; S_2 – количество углеводородов термического крекинга нелетучих органических соединений, мг, на грамм породы; T_{max} – температура максимального выделения углеводородов при крекинге, °C. T_{max} и TOC, % масс., определяли с использованием пиролизатора HAWK Resource Workstation по методике программируемого пиролиза, аналогичной Рок-Эвал [13]. Соотношение водорода и углерода (H/C) рассчитывали, используя результаты элементного анализа, полученные на CHNS/O-анализаторе 2400 Series II (Perkin Elmer).

Для проведения дифференциальной сканирующей калориметрии (ДСК) и термогравиметрического анализа (ТГА) использовали термический анализатор TGA/DSC 3+ Star System (Mettler Toledo). Навеску образца породы (массой 20…30 мг) помещали в корундовый тигель и нагревали до 1000 °C со скоростью 10 °C/мин в условиях окислительной среды (газ – воздух, скорость потока 50 мл/мин) или 25 °C/мин в условиях инертной среды (газ – азот, скорость потока 50 мл/мин). Тепловые эффекты процессов при термическом воздействии на породу изучали, анализируя данные ДСК, а потери массы образцов, вызванные деструкцией либо окислением ОВ и разложением карбонатов, рассчитывали по ТГА-кривым в интервалах 200…650 °C и 650…1000 °C соответственно. Содержание ОВ методом термического анализа оценивали, рассчитывая относительную потерю, %, массы образца в интервале 200…650 °C, а карбонатов – в интервале 650…1000 °C, допуская, что карбонатные минералы в основном представлены карбонатом кальция (кальцит, доломит, арагонит и др.).

Для исследования пород баженовской свиты методом ИК-Фурье-спектроскопии образцы

пород измельчали и гомогенизировали с бромидом калия, предварительно прокаленным в муфельной печи при температуре 650 °С в течение 6 ч. Полученную смесь массой ~300 мг прессовали в таблетку диаметром 13 мм в течение 5 мин под вакуумом (давление – 8 т) и регистрировали ИК-спектр в режиме пропускания в диапазоне волновых чисел 4000…400 $см^{-1}$ с разрешением 1 $см^{-1}$ и числом сканирований 25 (спектрометр Spectrum 100 производства компании Perkin Elmer). Идентификацию структурных фрагментов ОВ и минералов проводили по полосам поглощения валентных симметричных и асимметричных колебаний CH_3- и CH_2-групп (2855 и 2925 $см^{-1}$ соответственно), валентных колебаний C=C-связей ароматических колец (1630 $см^{-1}$), CO_3^{2-}-иона (1430 $см^{-1}$), Si-O-связей глинистых минералов (1000…1100 $см^{-1}$), Si-O-Si-связей кварца (дублет 777 и 798 $см^{-1}$) и деформационных колебаний Si-O-Si других кремнистых минералов [3, 9, 11, 12, 14]. Содержание алифатических и ароматических фрагментов, а также минералов в породе оценивали по относительной интенсивности, %, соответствующих полос поглощения. Содержание ОВ в этом случае оценивали как сумму содержаний алифатических и ароматических фрагментов, рассчитанных как относительные интенсивности полос валентных колебаний 2925 и 1630 $см^{-1}$.

Результаты и обсуждение

Геохимические характеристики исследуемых образцов баженовской свиты (табл. 1) демонстрируют высокое содержание ОВ (ТОС = 2,87…13,43 %), степень зрелости которого соответствует середине нефтяного окна (T_{max} = 441…447 °С) и II типу керогена (H/C = 8,85…1,32), а также хороший генерационный потенциал (S_2 = 4…52 мг/г). Следует отметить при этом неоднородность образцов по составу в узком диапазоне глубин отбора.

ИК-спектры исследуемых образцов подтверждают их сложный многокомпонентный состав (рис. 1). Наблюдаемые полосы поглощения 712, 876 и 1431 $см^{-1}$ соответствуют

Таблица 1

Геохимические характеристики образцов баженовской свиты

Образец	Глубина отбора породы, м	ТОС, % масс.	T_{max}, °С	S_1, мг/г	S_2, мг/г	H/C
1	2815	3,39	445	4,68	6,07	–
2	2717	13,43	447	4,27	52.04	0,92
3	2725	2,87	441	3,11	4,18	0,85
4	2727	6,58	445	1,49	15,38	1,32

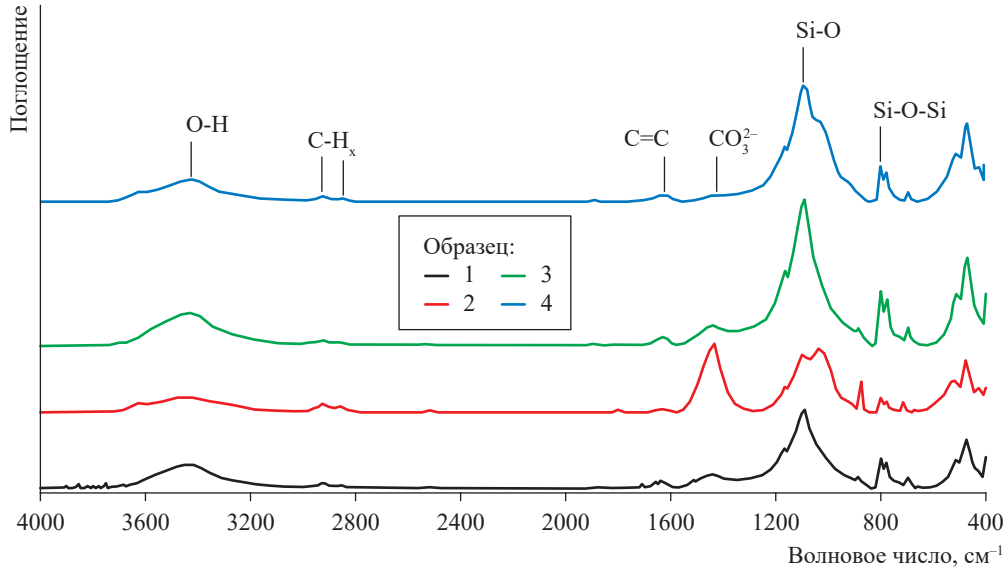


Рис. 1. **ИК-спектры образцов 1…4 баженовской свиты (в таблетках бромида калия, содержание породы 0,25 %)**

плоскостным и внеплоскостным деформационным и валентным асимметричным колебаниям C-O-связей карбонат-иона. На всех представленных ИК-спектрах хорошо видна широкая интенсивная полоса в области 900…1200 $см^{-1}$, которая соответствует валентным колебаниям Si-O-связей в глинистых и кремнистых минералах, а в области 400…600 $см^{-1}$ – деформационным колебаниям O-Si-O связей в силикатных породах. Дублет 777 и 798 $см^{-1}$ характеризует присутствие кварца в породе. Химическую структуру ОВ характеризуют слабые полосы валентных колебаний C-H-связей (2800…3000 $см^{-1}$) алифатических и C=C-связей (1600…1700 $см^{-1}$) ароматических фрагментов.

Оценку содержания ОВ и минералов в породе, % масс., проводили, нормируя ИК-спектры по интенсивностям полос валентных и деформационных колебаний: 2925, 1630, 1430, 1000…1100, 798, 400…500 $см^{-1}$ (табл. 2). В глинисто-кремнистых породах баженовской свиты, по данным ИК-спектроскопии, содержание глинистых минералов варьирует от 30 до 47 %, а силикатов (не учитывая кварц) – от 25 до 31 %. Содержание карбонатов, найденное в образце 2 (32,4 %), значительно выше, чем в образцах 1, 3 и 4 (от 2,7 до 7,4 %); а содержание кварца, наоборот, снижено в образце 2 (6,7 %) по сравнению с другими (от 14 до 16,5 %). Действительно, в ИК-спектре образца 2 (см. рис. 1, кривую 2) наблюдали интенсивную полосу при 1430 $см^{-1}$, а соотношение карбонатных и глинистых минералов составило около 1:1. Следовательно, этот образец можно отнести по составу к карбонатно-глинистым, а выбранный метод ИК-спектроскопии позволяет быстро и без термического разложения породы обнаруживать карбонатные прослои.

Содержание ОВ в исследуемых образцах, которое оценивали как сумму алифатических (AL) и ароматических (AR) фрагментов, используя интенсивности полос 2925 и 1630 $см^{-1}$ соответственно, варьирует в диапазоне от 4 до 6 % (см. табл. 2); а соотношение AL/AR в образцах 1, 3 и 4 меняется от 0,7 до 1,1, что коррелирует с пиролитическими показателями TOC и H/C (см. табл. 1). Однако для карбонатного образца 2 содержание ОВ, найденное по относительным интенсивностям полос поглощения в ИК-спектрах, ниже параметра TOC более чем в 2 раза, а соотношение AL/AR (2,5), наоборот, выше параметра H/C (0,92) в 2,7 раз. Такое существенное отличие можно объяснить наложением широкой полосы колебаний CO-связей карбонат-иона (1430 $см^{-1}$) на полосу колебаний C=C-связей (1630 $см^{-1}$), что приводит к занижению содержания AR-фрагментов, рассчитанного по результатам ИК-спектроскопии.

Исследование пород баженовской свиты (см. табл. 1) методом дифференциального термического анализа проводили в инертной и окислительной средах. Полученные ТГА-, ДСК- и ДТГ-кривые (рис. 2, 3) использовали для описания химических процессов при нагревании и оценки содержания ОВ и карбонатов в породе.

На ТГА-кривых образцов 1…3, полученных в окислительной среде, наблюдали две ступени потери массы (m) образца (см. рис. 2а): первая в диапазоне температур T = 200…650 °C вызвана окислительной деструкцией ОВ (экзотермический эффект на кривой ДСК с двумя-тремя максимумами в области T = 340…480 °C); вторая при T = 650 до 800 °C вызвана термическим разложением карбонатов (эндотермический эффект с минимумом в области T = 750 °C). На ТГА-кривой образца 4 с низким содержанием карбонатов (см. табл. 2) 2-я ступень после T = 650 °C и соответствующий ей эндотермический эффект на ДСК-кривой отсутствовали. В условиях инертной среды (см. рис. 2б) на ТГА-кривых масса образца

Таблица 2

Оценка содержания ОВ и минералов в образцах 1…4 пород баженовской свиты методом ИК-спектроскопии

Образец	Содержание, %					
	ОВ	AL/AR	карбонаты	глины	кварц	другие силикаты
1	6,0	1,1	7,4	43,6	16,4	26,5
2	5,9	2,5	32,4	30,4	6,7	24,6
3	4,4	0,7	6,4	45,5	16,5	27,3
4	5,0	0,8	2,7	47,1	14,0	31,2

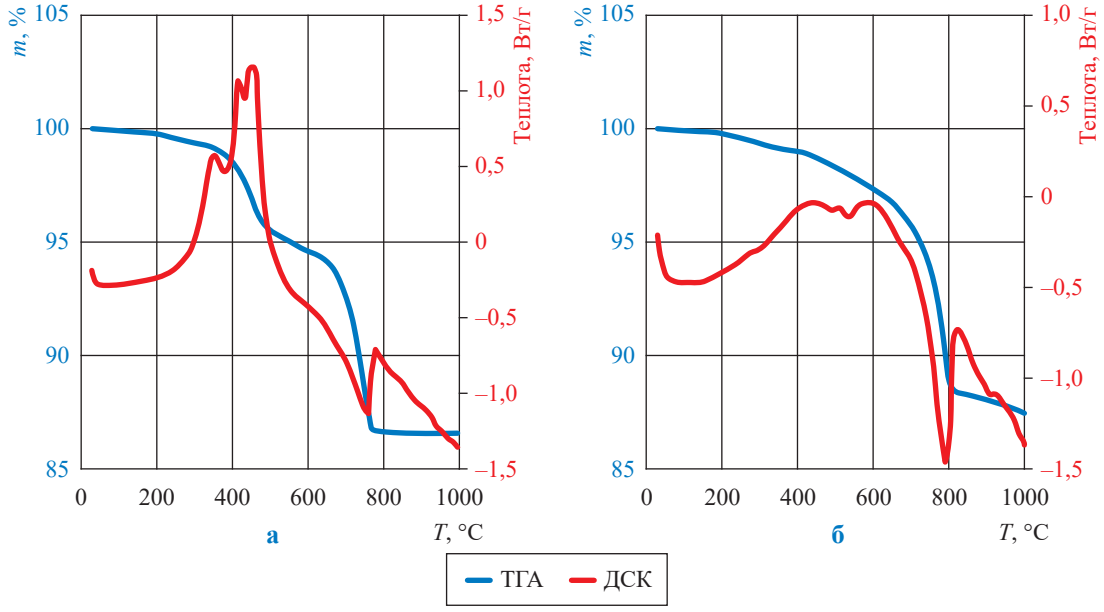


Рис. 2. **ТГА- и ДСК-кривые образца 1: а – воздух; б – азот**

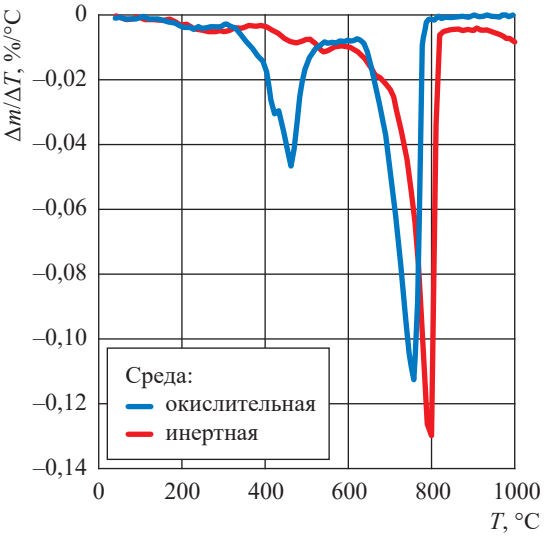


Рис. 3. **ДТГ-кривые образца 1 в окислительной и инертной средах**

при нагревании до 650 °C снижается медленно, а на ДСК-кривой эндотермические процессы при T < 400 °C можно объяснить испарением воды и легких летучих углеводородов, а также началом процесса термической деструкции ОВ; при T = 450…550 °C – пиролизом керогена; при $T \approx$ 800 °C – разложением карбонатов. Потери массы (Δm) образца в интервале температур от 200 до 650 °C в окислительной среде выше по сравнению с инертной средой, что, вероятно, связано с дополнительной потерей массы из-за окисления серосодержащих органических соединений и пирита до летучих оксидов серы, и, наоборот, в интервале T = 650…1000 °C в окислительной среде Δm ниже, чем в инертной, возможно, по причине дегидроксилирования глинистых минералов в инертной среде [3].

Анализ ДТГ-кривых (см. рис. 3) позволяет сделать выводы как о составе исследуемых пород (содержании ОВ и минералов), так и о типе керогена и природе самих минералов. Пики в области 400…600 °C характеризуют выделение газообразных продуктов пиролиза или окислительной деструкции ОВ. Максимальный выход продуктов сжигания образца 1 в окислительной среде (см. рис. 3) соответствует пику T = 450…480 °C, а его пиролиза – T = 540 °C. На ДСК-кривой окислительной деструкции (см. рис. 2а) хорошо видны три экзотермических максимума в областях T = 340…350 °C, $T \approx$ 410 °C и T > 450 °C с максимальным выходом продуктов в области 3-го пика (см. рис. 3), характерных для керогена II типа [15]. На ДТГ-кривой пиролиза керогена в инертной среде (см. рис. 3) отмечается широкий пик в области T = 440…500 °C. Интенсивные пики в области температур более 650 °C характеризуют разложение карбонатных и других минералов пород: с максимальным выходом при температурах ~755 и ~800 °C в окислительной и инертной средах соответственно. Такой сдвиг можно объяснить сжиганием пирита в окислительной среде

Таблица 3

Оценка содержания, % масс., ОВ и карбонатов в образцах 1…4 пород баженовской свиты методами ИК-спектроскопии (ИК), ТГА и пиролиза (ТОС)

Образец	ОВ				Карбонаты		
	ИК	ТГА		ТОС	ИК	ТГА	
		воздух	азот			воздух	азот
1	6,0	5,6	3,7	3,4	7,4	17,3	21,1
2	5,9	19,4	9,3	13,4	32,4	24,1	35,9
3	4,4	4,9	3,5	2,9	6,4	16,1	19,5
4	5,0	12,8	5,6	6,6	2,7	2,5	9,3

и дегидроксилированием глинистых минералов в инертной среде.

Сравнение результатов ИК-спектроскопии, пиролиза и термического анализа, полученных для образцов сланцевых пород баженовской свиты, (табл. 3), показало, что содержание ОВ (от 4,4 до 6,0 % масс.), рассчитанное по данным ИК-спектроскопии, хорошо согласуется с результатами ТГА в инертной среде (от 3,5 до 9,3 % масс.) и параметром ТОС (от 2,9 до 13,4 % масс.). Содержание карбонатных минералов (от 2,7 до 32,4 % масс.), по данным ИК-спектроскопии, наоборот, хорошо коррелирует с данными ТГА в окислительной среде (от 2,5 до 24,1 % масс.), что можно объяснить влиянием процессов дегидроксилирования глинистых минералов в интервале T = 650…850 °С в инертной среде.

***

Показаны возможности методов ИК-Фурье-спектроскопии и дифференциального термического анализа для обнаружения карбонатных прослоев и полуколичественной оценки содержания ОВ и минералов (глинистых, кремнистых и карбонатных) в образцах породы нетрадиционных коллекторов на примере баженовской свиты. Полученные результаты хорошо согласуются друг с другом, а также с показателем ТОС, % масс., и соотношением H/C, измеренными независимо. Показано, что отношение интенсивностей полос поглощения валентных асимметричных колебаний C-H-связей метиленовых групп и валентных колебаний C=C-связей в ароматических кольцах можно корректно применять для оценки зрелости ОВ, а положение пиков в интервале T = 400…600 °С на ДСК- и ДТГ- кривых – для оценки типа керогена.

Исследования проведены при финансовой поддержке Правительства Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (приказ от 04.09.2020 № 10-П-1308), Министерства науки и высшего образования в рамках программы развития Научного центра мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты» (соглашение № 075-10-2020-119) и государственного задания от 25.12.2020 № 075-00660-21-00.

Список литературы

1. Washburn, K.E. Detailed description of oil shale organic and mineralogical heterogeneity via Fourier transform infrared microscopy / K.E. Washburn, J.E. Birdwell, M. Foster et al. // Energy Fuels. – 2015. – Т. 29. – № 7. – С. 4264–4271.
2. Козлова Е.В. Технология исследования геохимических параметров органического вещества керогенонасыщенных отложений (на примере баженовской свиты, Западная Сибирь) / Е.В. Козлова, Н.П. Фадеева, Г.А. Калмыков и др. // Вестник Московского университета. Сер. 4: Геология. – 2015. – № 5. – С. 44–53.
3. Tanykova N. Study of organic matter of unconventional reservoirs by IR spectroscopy and IR microscopy / N. Tanykova, Yu. Petrova, J. Kostina et al. // Geosciences. – 2021. – Т. 11. – № 7.
4. Богородская Л.И. Кероген. Методы изучения, геохимическая интерпретация / Л.И. Богородская, А.Э. Конторович, А.И. Ларичев – Новосибирск: Гео, 2005. – 254 с.
5. Lis G.P. FTIR absorption indices for thermal maturity in comparison with vitrinite reflectance R_0 in type-II kerogens from Devonian black shales / G.P. Lis, M. Mastalerz, A. Schimmelmann et al. // Org. Geochem. – 2005. – Т. 36. – С. 1533–1552.

6. Bosch-Reig F. Quantification of minerals from ATR-FTIR spectra with spectral interferences using the MRC method / F. Bosch-Reig, J.V. Gimeno-Adelantado, F. Bosch-Mossi et al. // Spectrochim. Acta A. – 2017. – T. 181. – C. 7–12.

7. Беккер Ю. Спектроскопия / Ю. Беккер. – М.: Техносфера, 2009. – 528 с.

8. Каюкова Г.П. Изменения нефтегенерационного потенциала доманиковых пород в условиях гидротермальных и пиролитических воздействий / Г.П. Каюкова, Н.М. Хасанова, Д.Т. Габдрахманов и др. // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2017. – Вып. 4 (19) – С. 1–17.

9. Chen Y. Characterization of chemical functional groups in macerals across different coal ranks via micro-FTIR spectroscopy / Y. Chen, M. Mastalerz, A. Schimmelmann // Int. J. Coal Geol. – 2012. – T. 104. – C. 22–33.

10. Petrova Yu.Yu. The possibility of using IR spectroscopy in the estimation of the oil-generating potential of oil shales / Yu.Yu. Petrova, N.G. Tanykova, M.Yu. Spasennykh et al. // Moscow Univ. Chem. Bull. – 2020. – T. 75. – № 1. – C. 28–35.

11. Labus M. Studies of Polish Paleozoic shale rocks using FTIR and TG/DSC methods / M. Labus, M. Lempart // J. Petrol. Sci. Eng. – 2018. – T. 161. – C. 311–318.

12. Dang S.T. University of Oklahoma study of kerogen maturity using Fourier transform infrared spectroscopy (FTIR) and thermogravimetric analysis (TGA) / S.T. Dang, C.H. Sondergeld, C.S. Rai // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2015. – SPE-175149-MS.

13. Espitalie J. La pyrolyse Rock-Eval et ses applications / J. Espitalie, G. Deroo, F. Marquis // Oil Gas Sci. Technol. – Rev. IFP. – 1985. – T. 40. – C. 563–579.

14. Geng W. Analysis of carboxyl group in coal and coal aromaticity by Fourier transform infrared (FT-IR) spectrometry / W. Geng, T. Nakajima, H. Takanashi et al. // Fuel. – 2009. – T. 88. – C. 139–144.

15. Skala D. Determination of kerogen type by using DSC and TG analysis / D. Skala, S. Korica, D. Vitorovi´c et al. // J. Therm. Anal. Calorim. – 1997. – T. 49. – C. 745–753.

Comprehensive assessment of the organic matter content in source rocks by IR spectroscopy, thermal analysis and pyrolysis

Yu.Yu. Petrova[1], N.G. Tanykova[1*], M.Yu. Spasennykh[1,2], E.V. Kozlova[2], E.A. Leushina[2], J.V. Kostina[3]

[1] Institute of Natural and Technical Sciences, Surgut State University, Bld. 1, Lenina prospect, Surgut, 628412, Russian Federation
[2] Center for Hydrocarbon Recovery, Skolkovo Institute of Science and Technology, Block 1, Bld. 30, Bolshoy boulevard, Moscow, 121205, Russian Federation
[3] A.V. Topchiev Institute of Petrochemical Synthesis, Russian Academy of Sciences, Bld. 29, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russian Federation
[*] E-mail: tanykova_ng@surgu.ru

Abstract. The article demonstrates the possibility of semi-quantitative analysis of the organic matter (OM) and carbonate minerals content in rock samples from the Bazhenov shale formation (West Siberia, Russia) by IR spectroscopy and thermogravimetric analysis (TGA) in comparison with Rock-Eval pyrolysis. The content of OM and minerals was evaluated by IR spectroscopy by absorption band intensities: stretching C-H vibrations of aliphatic fragments (2800…3000 cm^{-1}) and stretching C=C vibrations of aromatic rings (1630 cm^{-1}) of OM, as well as the vibrations of the functional groups of carbonate (1430 cm^{-1}), clay (1000…1100 cm^{-1}) and silicate (400…500 cm^{-1}) minerals, incl. quartz (798, 777 cm^{-1}). The results were compared with the mass loss, %, obtained by TGA and the total organic carbon (TOC, %) measured during pyrolysis. It was shown that the OM content in shale samples (4,4…6,0 %), calculated by IR spectroscopy, correlates with the results of TGA (inert atmosphere; 3,5…9,3 %) and TOC (2,9…13,4 %). The carbonate content, estimated using IR spectroscopy data (2,7…32,4 %), correlates well with TGA data in an oxidizing atmosphere (2,5…24,1 %).

Keywords: FTIR spectroscopy, differential thermal analysis, organic matter, kerogen, oil shale, unconventional reservoirs.

References

1. WASHBURN, K.E. J.E. BIRDWELL, M. FOSTER, et al. Detailed description of oil shale organic and mineralogical heterogeneity via Fourier transform infrared microscopy. *Energy Fuels*, 2015, vol. 29, no. 7, pp. 4264–4271, ISSN 0887-0624.

2. KOZLOVA, E.V., N.P. FADEEVA, G.A. KALMYKOV, et al. Geochemical technique of organic matter research in deposits enrich in kerogene (the Bazhenov formation, West Siberia) [Tekhnologiya issledovaniya geokhimicheskikh parametrov organicheskogo veshchestva kerogenonasyshchennykh otlozheniy (na primere bazhenovskoy svity, Zapadnaya Sibir]. *Vestnik Moskovskogo Universiteta*, *Series 4: Geologiya*, 2015, no. 5, pp. 44–53, ISSN 0579-9406. (Russ.).
3. TANYKOVA, N., YU. PETROVA, J. KOSTINA, et al. Study of organic matter of unconventional reservoirs by IR spectroscopy and IR microscopy. *Geosciences* [online], 2021, vol. 11, no. 7, ISSN 2076-3263.
4. BOGORODSKAYA, L.I., A.E. KONTOROVICH, A.I. LARICHEV. *Kerogen. Methods for study and geochemical interpretation* [Kerogen. Metody izucheniya, geokhimicheskaya interpretatsiya]. Novosibirsk: Geo, 2005. (Russ.).
5. LIS, G.P., M. MASTALERZ, A. SCHIMMELMANN, et al. FTIR absorption indices for thermal maturity in comparison with vitrinite reflectance R_0 in type-II kerogens from Devonian black shales. *Org. Geochem.*, 2005, vol. 36, pp. 1533–1552, ISSN 0146-6380.
6. BOSCH-REIG, F., J.V. GIMENO-ADELANTADO, F. BOSCH-MOSSI, et al. Quantification of minerals from ATR-FTIR spectra with spectral interferences using the MRC method. *Spectrochim. Acta A*., 2017, vol. 181, pp. 7–12, ISSN 0584-8539.
7. BECKER, Y. *Spectroscopy* [Spektroskopiya]. M.: Tekhnosfera, 2009. (Russ.).
8. KAYUKOVA, G.P., N.M. KHASANOVA, D.T. GABDRAKHMANOV, et al. Changes of the oil-generation potential of the Domanik rocks in the conditions of hydrothermal and pyrolytic exposure [Izmeneniya nrftegeneratsionnogo potentsiala domanikovykh porod v usloviyakh gedrotermalnykh i piroliticheskikh vozdeystviy]. *Actual Problems of Oil and Gas* [online], 2017, is. 4(19), pp. 1–17, ISSN 2687-0312. (Russ.).
9. CHEN, Y., M. MASTALERZ, A. SCHIMMELMANN. Characterization of chemical functional groups in macerals across different coal ranks via micro-FTIR spectroscopy. *Int. J. Coal Geol.*, 2012, vol. 104, pp. 22–33, ISSN 0166-5162.
10. PETROVA, Yu.Yu., N.G. TANYKOVA, M.Yu. SPASENNYKH, et al. The possibility of using IR spectroscopy in the estimation of the oil-generating potential of oil shales. *Moscow Univ. Chem. Bull.*, 2020, vol. 75, № 1, pp. 28–35, ISSN 0027–1314.
11. LABUS, M., M. LEMPART. Studies of Polish Paleozoic shale rocks using FTIR and TG/DSC methods. *J. Petrol. Sci. Eng.*, 2018, vol. 161, pp. 311–318, ISSN 0920-4105.
12. DANG, S.T., C.H. SONDERGELD, C.S. RAI. University of Oklahoma study of kerogen maturity using Fourier transform infrared spectroscopy (FTIR) and thermogravimetric analysis (TGA). In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 2015, SPE-175149-MS.
13. ESPITALIE, J., G. DEROO, F. MARQUIS. La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. *Oil Gas Sci. Technol. – Rev. IFP.*, 1985, vol. 40, pp. 563–579, ISSN 1294-4475.
14. GENG, W., T. NAKAJIMA, H. TAKANASHI, et al. Analysis of carboxyl group in coal and coal aromaticity by Fourier transform infrared (FT-IR) spectrometry. *Fuel*, 2009, vol. 88, pp. 139–144, ISSN 0016-2361.
15. SKALA, D., S. KORICA, D. VITOROVI´C, et al. Determination of kerogen type by using DSC and TG analysis. *J. Therm. Anal. Calorim.*, 1997, vol. 49, pp. 745–753, ISSN 1388-6150.

УДК 536.423

Метод определения функций относительных фазовых проницаемостей двухкомпонентных углеводородных смесей

Б.А. Григорьев[1], В.М. Зайченко[2], О.А. Иванин[2], Д.А. Молчанов[2]*

[1] ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1
[2] Объединенный институт высоких температур Российской академии наук, Российская Федерация, 125412, г. Москва, ул. Ижорская, д. 13, стр. 2
* E-mail: dmitriy.molchanov13@gmail.com

Тезисы. В статье описывается метод определения функций относительных фазовых проницаемостей (ОФП) двухкомпонентных смесей углеводородов. Предлагаемый подход является развитием стационарных методов и может быть использован в условиях применимости закона Дарси. Для реализации метода необходимы результаты измерений распределения давлений по длине экспериментального участка в процессе моделирования стационарной двухфазной фильтрации двухкомпонентной смеси, полученные для различных соотношений компонентов этой смеси. Преимуществом предлагаемого метода является отсутствие необходимости измерения влагосодержания по длине экспериментального участка. Результат применения метода показан на примере определения функций ОФП для смеси метана и н-пентана.

Ключевые слова: двухфазная фильтрация, фильтрация углеводородов, относительная фазовая проницаемость, экспериментальное моделирование фильтрации, применимость закона Дарси.

Исследования двухфазной фильтрации смесей углеводородов – комплексная задача, требующая совместного применения методов экспериментального и математического моделирования. Необходимость экспериментального моделирования процессов двухфазной фильтрации углеводородов обусловлена сложным поведением флюида в процессе фильтрации, возможностью возникновения неустойчивых режимов течения, причины которого обсуждаются в литературе с различных позиций и, строго говоря, изучены недостаточно [1–4]. При этом большое количество режимных параметров процесса и сложность экспериментов [3, 4] не позволяют провести эксперименты для всех интересующих исследователя режимов фильтрации. В этих условиях разработка математических моделей, которые отражали бы реальные процессы достаточно точно, чтобы по результатам расчетов можно было по крайней мере сократить количество исследуемых режимов, представляется ключевой задачей. Одним из слабых мест существующих математических моделей является выбор функций относительных фазовых проницаемостей (ОФП) смеси, в значительной степени влияющих на режим фильтрации [5, 6]. В литературе приводится множество зависимостей для систем «нефть – вода», однако для двухкомпонентных углеводородных смесей, находящихся в двухфазной области фазовой диаграммы, экспериментальные данные отсутствуют. При этом двухкомпонентные углеводородные смеси используются для моделирования газоконденсатных смесей, данные о функциях ОФП для них могли бы иметь практическое значение. Для вычисления коэффициентов ОФП предлагается использовать эмпирические формулы, определяющие их как функции газонасыщенности (s) [7, 8]:

$$f_1 = \begin{cases} 0, & s \le a_1, \\ \left(\dfrac{s-a_1}{1-a_1}\right)^{b_1} (4-3s), & s > a_1, \end{cases} \quad (1)$$

$$f_2 = \begin{cases} 0, & s \ge a_2, \\ \left(\dfrac{a_2-s}{a_2}\right)^{b_2}, & s < a_2, \end{cases} \quad (2)$$

где f_1, f_2 – коэффициенты ОФП для газовой и жидкой фаз соответственно; a_1 – газонасыщенность, ниже которой проницаемость газовой фазы становится равной нулю; a_2 – газонасыщенность, выше которой проницаемость жидкой фазы становится равной нулю; b_1, b_2 – показатели степени, определяющие вид функций ОФП газовой и жидкой фаз соответственно.

Фактически в выражениях (1), (2) присутствуют 4 параметра (a_1, a_2, b_1, b_2), выбор которых определяет вид функций фазовой проницаемости. Хотя для отдельных режимов возможно подобрать наборы параметров, позволяющих при расчетах получить суммарный расход флюида, соответствующий экспериментально полученному значению, такая задача имеет бесконечное множество решений. Поэтому совпадение расхода флюида – недостаточное условие для того, чтобы считать полученные таким образом параметры соответствующими реальным функциям фазовых проницаемостей. Помимо соответствия расходов важно, чтобы функции отображали соответствующие действительности подвижности отдельных фаз.

Необходимо заметить, что существуют многочисленные методы определения функций фазовых проницаемостей флюидов по результатам экспериментов, причем их можно разделить на две группы: стационарные и нестационарные [9, 10]. Нестационарные методы (методы вытеснения) применимы при расчетах фазовых проницаемостей системы «нефть – вода», поскольку используемая при расчетах теория Баклея – Леверетта применима для описания линейного вытеснения несжимаемых и несмешиваемых флюидов [11]. Существующие стационарные методы определения функций фазовых проницаемостей предполагают определение распределения газонасыщенности вдоль экспериментального участка, однако в случае со смесью углеводородов в двухфазном состоянии эта задача представляется трудновыполнимой. При моделировании фильтрации углеводородной смеси в условиях, приближенных к реальным условиям залегания газоконденсата, давление на входе в экспериментальный участок может составлять около 200 бар. Для того чтобы выдерживать такое давление, участок изготавливается из толстостенной стальной трубы, что затрудняет применение оптического или ультразвукового метода определения газонасыщенности [12]. Можно предположить, что при известном давлении в некотором сечении экспериментального участка взятие пробы позволило бы определить состав флюида в этом сечении, а затем с помощью фазовой диаграммы – и газонасыщенность. Однако состав пробы может значительно отличаться от состава флюида в сечении из-за различных значений коэффициентов f_1 и f_2. По этой причине взятие проб также не является решением проблемы контроля газонасыщенности. Таким образом, для определения функций ОФП стационарным методом необходимо решить задачу определения газонасыщенности по длине экспериментального участка с использованием тех данных, которые могут быть получены с помощью известных и отработанных методов измерений. Такими данными являются распределение давлений по длине участка и суммарный расход флюида [3, 4, 13]. В данной статье предлагается метод определения функций ОФП двухкомпонентной углеводородной смеси по результатам таких измерений. Метод представляет собой развитие существующих стационарных методов определения функций ОФП.

Описание метода

В основе стационарных методов расчета ОФП лежит предположение о постоянстве расхода компонентов смеси для всех сечений экспериментального участка в стационарном режиме фильтрации в силу закона сохранения массы. Предлагаемый метод разработан для определения функций ОФП двухкомпонентных углеводородных смесей, расчеты и эксперименты проводились для смеси метана и н-пентана. При определении параметров углеводородной смеси используется одномерная модель фильтрации [4]. Предполагается, что для каждого сечения рассматриваемого участка справедлива гипотеза локального термодинамического равновесия. Исходными данными для расчетов являются: компонентный состав смеси, подаваемой на вход; распределение давлений по длине; геометрические параметры и абсолютная проницаемость участка; массовый расход смеси.

Массовый расход j-й фазы (G_j, кг/с) для произвольного сечения может быть определен следующим образом:

$$G_j = U_j n_j M_j F, \qquad (3)$$

где $j = 1$ – газ; $j = 2$ – жидкость; U_j – скорость фильтрации j-й фазы, м/с; n_j – молярная плотность j-й фазы, моль/м^3; M_j – молярная масса j-й фазы, кг/моль; F – площадь эффективного сечения модельного участка с учетом пористости, м^2.

$$M_j = M^1 c_j^1 + M^2 c_j^2, \quad (4)$$

где верхний индекс обозначает компонент (здесь и далее: 1 – метан, 2 – н-пентан); M^1, M^2 – молярные массы соответствующих компонентов, кг/моль; c_j^1 и c_j^2 – молярные доли соответствующих компонентов в j-й фазе.

Скорости фильтрации фаз могут быть выражены с помощью линейного закона Дарси при выполнении условий его применимости [14]:

$$U_j = -r \frac{f_j}{\mu_j} \frac{\partial P}{\partial x}, \quad (5)$$

где r – абсолютная проницаемость участка, м^2; μ_j – динамическая вязкость фазы, Па·с; $\frac{\partial P}{\partial x}$ – производная давления по координате, Па/м. Известное для стационарного режима распределение давлений позволяет получить аппроксимирующую функцию зависимости давления от координаты $P(x)$ для произвольного момента времени t, соответствующего стационарному режиму. Тогда $\frac{\partial P}{\partial x}$ может быть вычислена для любого сечения как производная аппроксимирующей функции.

Массовые расходы фаз для сечений, соответствующих двухфазной области, неизвестны, но в стационарном режиме сумма этих расходов (G_{sum}) постоянна. Это же утверждение верно и для расходов отдельных компонентов:

$$G_{\text{sum}}^i = G_1^i + G_2^i, \quad (6)$$

где G_{sum}^i – полный массовый расход i-го компонента; G_1^i, G_2^i – массовые расходы i-го компонента по газовой и жидкой фазам соответственно. Массовые расходы компонентов могут быть выражены через массовые расходы фаз. В этом случае выражение (6) примет следующий вид:

$$G_{\text{sum}} c_{\text{sum}}^i \frac{M^i}{M_{\text{sum}}} = G_1 c_1^i \frac{M^i}{M_1} + G_2 c_2^i \frac{M^i}{M_2}, \quad (7)$$

где G_{sum} – полный расход флюида; концентрация c_{sum}^i соответствует компонентному составу, а M_{sum} – молярной массе смеси, подаваемой на вход модельного участка. Молярная масса смеси при этом определяется следующим образом:

$$M_{\text{sum}} = M^1 c_{\text{sum}}^1 + M^2 c_{\text{sum}}^2. \quad (8)$$

Обозначим массовую долю газовой фазы в общем расходе через m. Доля жидкой фазы составит $1 - m$. Расходы фаз можно выразить через общий расход:

$$G_1 = m G_{\text{sum}}, \quad (9)$$

$$G_2 = (1 - m) G_{\text{sum}}. \quad (10)$$

Подставим выражения (9), (10) в уравнение (7), записанное для метана:

$$G_{\text{sum}} c_{\text{sum}}^1 \frac{M^1}{M_{\text{sum}}} = $$

$$= m G_{\text{sum}} c_1^1 \frac{M^1}{M_1} + (1-m) G_{\text{sum}} c_2^1 \frac{M^1}{M_2}. \quad (11)$$

После деления обеих частей уравнения (11) на общие множители и приведения правой части к общему знаменателю можно выразить m:

$$m = \left(\frac{c_{\text{sum}}^1}{M_{\text{sum}}} - \frac{c_2^1}{M_2} \right) \frac{M_1 M_2}{c_1^1 M_2 - c_2^1 M_1}. \quad (12)$$

Зная расходы фаз, можно выразить коэффициенты ОФП, подставив формулу (5) в формулу (4):

$$f_j = \frac{G_j \mu_j}{\left(-r \frac{\partial P}{\partial x} n_j M_j F \right)}. \quad (13)$$

В выражениях (12) и (13) нет неизвестных и неопределимых величин. Состав фаз, их молярные плотности и массы определяются уравнением состояния [15] при известном давлении. Коэффициенты вязкости фаз могут быть определены методом Лоренца – Брея – Кларка [16] либо другим полуэмпирическим методом.

Зависимости (3)–(13) позволяют определить значения коэффициентов ОФП по результатам эксперимента в любой точке экспериментального участка в стационарных режимах, однако не позволяют восстановить для них функциональные зависимости: распределение компонентного состава по длине участка, а значит,

и газонасыщенность остаются неизвестными, поскольку практически всегда состав смеси в сечении будет отличаться от состава смеси, подаваемой на вход экспериментального участка. Например, концентрация метана на входе в участок превышает концентрацию в критической точке: в этом случае смесь, подаваемая на вход участка при сверхкритическом давлении, находится полностью в газообразном состоянии. Однако по мере понижения давления смесь попадет в двухфазную область, при этом содержание метана в газовой фазе будет выше, а в жидкой – ниже, чем в исходной смеси. Это значит, что для установления стационарного режима фильтрации (расход компонентов постоянен по длине участка) необходимо, чтобы имело место течение обеих фаз в любой точке двухфазной области. Но при высоких значениях газонасыщенности ($s > a_2$) жидкость будет иметь нулевую подвижность, что приведет к постепенному накоплению жидкости в сечении – до тех пор, пока ее объемная доля не обеспечит необходимой подвижности. Это означает изменение компонентного состава в сечении участка в сторону увеличения более тяжелого компонента – пентана. Аналогичным образом следует ожидать увеличения доли метана при очень низких значениях газонасыщенности, если на вход участка будет подаваться смесь с концентрацией метана ниже критической.

Из выражения (13) следует, что значение коэффициента ОФП связано зависимостью с различными параметрами конкретного процесса, в том числе с абсолютной проницаемостью рассматриваемого участка, локальным градиентом давления и т.д. Однако, если выразить величину f_1/f_2, используя формулы (9), (12) и (13), получим, что в условиях стационарной фильтрации отношение коэффициентов ОФП в двухфазной области определяется только давлением и составом смеси, подаваемой на вход участка:

$$\frac{f_1}{f_2} = \frac{\dfrac{G_1\mu_1}{-r\dfrac{\partial P}{\partial x}n_1M_1F}}{\dfrac{G_2\mu_2}{-r\dfrac{\partial P}{\partial x}n_2M_2F}} = \frac{m\mu_1n_2M_2}{(1-m)\mu_2n_1M_1}. \qquad (14)$$

Из выражения (14) можно также сделать следующий вывод: при стационарной фильтрации в условиях применимости закона Дарси отношение фазовых проницаемостей никак не зависит от пористой структуры. С помощью выражения (14) можно определить отношение f_1/f_2 для стационарных процессов фильтрации модельных смесей различных составов на входе в участок.

Серия стационарных экспериментов по фильтрации двухкомпонентной смеси позволяет получить массив данных с зависимостями коэффициентов ОФП от давления в любой точке экспериментального участка и состава смеси, подаваемой на вход. Имея эти данные и предполагая, что общий вид функций фазовых проницаемостей соответствует, например, функциям (1), (2), можно подобрать параметры этих функций, решая многопараметрическую задачу минимизации [17]. Простейший алгоритм решения такой задачи поисковым методом будет следующим:

1) подготовка исходных данных. Исходными данными для расчета являются: фазовая диаграмма смеси при заданной температуре, физические свойства компонентов смеси (молярная масса, критические параметры), экспериментальные данные, полученные для стационарных режимов (концентрация метана в исходной смеси, зависимость коэффициентов ОФП от давления);

2) задаемся начальными значениями параметров функции фазовой проницаемости для одной из фаз, например a_2 и b_2 для жидкой фазы. Эту фазу будем называть независимой, а ту, для которой мы не задаемся этими параметрами, – зависимой;

3) для любой точки в пределах экспериментально полученных данных известно значение коэффициента ОФП для независимой фазы. Поскольку функциональной зависимостью мы задались на предыдущем этапе, зная коэффициент проницаемости, можно получить соответствующее ему значение газонасыщенности, решив уравнение вида $f_2 = \left(\dfrac{a_2 - s}{a_2}\right)$ относительно s. Поскольку значение s лежит в пределах от 0 до 1, уравнение решается методом деления интервала пополам [18];

4) поскольку для любой точки определено f_1/f_2, обе фазовых проницаемости для данной точки становятся известны. Таким образом, значения газонасыщенности, соответствующие относительным фазовым проницаемостям, могут быть определены для всего диапазона

параметров, соответствующего загруженным ранее исходным данным;

5) с помощью математической оптимизации параметры функции фазовой проницаемости для второй фазы могут быть определены таким образом, чтобы среднеквадратичное отклонение расчетных значений от полученных экспериментально было минимальным;

6) пункты 3…5 повторяются для экспериментальных данных, соответствующих другим составам исходной смеси. При этом будут получены другие значения оптимальных параметров функции фазовой проницаемости. Для каждого с-того состава смеси определяется среднеквадратичное отклонение (σ_c) расчетных значений от полученных экспериментально. Затем среднеквадратичные отклонения складываются, при этом значения отклонений умножаются на долю экспериментально полученных точек (w_c) для соответствующего состава от общего количества экспериментально полученных точек (W):

$$\delta = \sum_c \sigma_c \frac{w_c}{W}. \qquad (15)$$

Величину δ назовем ошибкой аппроксимации;

7) затем варьируется один из параметров функции фазовой проницаемости для независимой фазы. Параметр сначала приращивается, а затем понижается на такую же величину, причем величина должна быть малой, например 0,01. Для обоих случаев вычисляется δ, а затем параметр меняется в сторону понижения величины ошибки по сравнению с предыдущим значением. Процесс повторяется до тех пор, пока ошибка не начнет увеличиваться. В этом случае значение параметра остается равным последнему, для которого δ снизилась;

8) пункт 7 реализуется для другого параметра. По исполнении пункта 7 снова начинается варьирование первого параметра. Процесс повторяется до тех пор, пока последовательное переключение между двумя параметрами не приводит к снижению ошибки и изменению параметров функции.

В результате реализации предлагаемого алгоритма параметры модельных функций могут быть определены таким образом, что обеспечат максимальное соответствие результатов расчетов проницаемостей экспериментальным данным, а следовательно – максимальную адекватность математического моделирования.

Экспериментальные данные

Экспериментальное моделирование процессов фильтрации проводилось на стенде «Пласт» [3]. Одномерная модель керна на стенде представляет собой сварную конструкцию длиной 3000 мм и внутренним диаметром 6 мм. Модель заполнена кварцевым песком, просеянным через сито с ячейками размером 50 мкм. Вдоль модельного участка расположены мембранные датчики давления, массовый расход смеси фиксируется с помощью расходомера кориолисова типа, расположенного на выходе из участка.

Данные, полученные на стенде «Пласт» в результате эксперимента, позволяют определить значения коэффициентов ОФП, пользуясь формулами (3)–(14) при условии стационарности процесса фильтрации. Процесс считался стационарным, если изменения давлений и расхода не превышали 2 % от среднего значения на временно́м отрезке, соответствующем времени распространения возмущения вдоль экспериментального участка. Анализ результатов ранее проведенных экспериментов показал, что такое время составляет не более 100 с.

Кроме того, для каждой серии экспериментальных данных необходимо было проверить применимость закона Дарси. Критические значения числа Рейнольдса (Re), ограничивающие применимость линейного закона фильтрации, согласно В.Н. Щелкачеву [14], находятся в пределах от 1 до 12. Поскольку данных для точного определения критического значения Re в рассматриваемых условиях нет, будем считать критическим значением Re = 6,5, т.е. среднее значение в пределах обозначенного диапазона. Число Re для j-й фазы вычисляется по следующей формуле:

$$\mathrm{Re} = \frac{10}{p^{2,3}} \frac{U_j \sqrt{r} \rho_j}{\mu_j}, \qquad (16)$$

где p – пористость среды; ρ_j – плотность j-й фазы, кг/м^3. Для подтверждения применимости закона Дарси число Re в каждом из рассматриваемых экспериментов рассчитывалось для газовой фазы в точках, соответствующих первому и последнему датчикам давления на рассматриваемом участке. Газовая фаза была выбрана как определяющая, поскольку предварительные расчеты показали, что числа Re для нее будут выше, чем для жидкой фазы, за счет меньшей вязкости и значительно более высокой скорости. Скорости фаз вычислялись

с помощью выражения (5), необходимые для этого величины расходов фаз вычислялись с помощью выражений (9), (10), (12) в ходе дальнейших расчетов. Из двух рассчитанных значений Re в качестве характерного выбиралось большее.

Для определения функций ОФП использовались результаты восьми экспериментов, проведенных со смесью метана и н-пентана. Характеристики стенда и параметры, общие для всех экспериментов, представлены в табл. 1. Режимные параметры экспериментов, а также характерные значения числа Re представлены в табл. 2. Распределения давлений по длине экспериментального участка представлены в табл. 3.

Характерные числа Re (см. табл. 2) для всех режимов не превышают выбранного ранее порогового значения Re = 6,5. Следует отметить, что в табл. 2 представлены максимальные значения числа Re на участке для наиболее подвижной и наименее вязкой фазы. При этом для режимов 1…4 характерное значение Re не достигает нижней границы диапазона критических значений. С учетом вышесказанного можно считать, что для рассматриваемых режимов течения применим линейный закон Дарси.

Таблица 1

Постоянные условия экспериментов

F, м^2	$28{,}27 \cdot 10^{-6}$
r, м^2	$7{,}5 \cdot 10^{-14}$
p	0,4
Длина экспериментального участка (l), м	3
Расстояние между датчиками давления (Δx), м	0,4
Температура в помещении (T), К	293
M_1, кг/моль	$16{,}04 \cdot 10^{-3}$
M_2, кг/моль	$72{,}15 \cdot 10^{-3}$

Таблица 2

Режимные параметры экспериментов

№ режима	Молярная доля CH_4 на входе	Давление на верхней границе двухфазной области, МПа	G_{sum}, мг/с	Длительность режима, с	Re
1	0,85	18,8585	16,5	480	0,268
2	0,85	18,8585	21,87	275	0,389
3	0,85	18,8585	25,52	800	0,474
4	0,7	16,8774	37,76	310	0,269
5	0,9	18,150	50	125	1,54
6	0,9	18,150	55,47	260	1,79
7	0,9	18,150	59,60	355	2,03
8	0,9	18,150	69,62	370	2,75

Таблица 3

Распределение давлений, МПа, по длине экспериментального участка для стационарных режимов: цветом выделены точки, находящиеся в однофазной области

№ режима	Координаты датчиков давления относительно входа в экспериментальный участок, м						
	0	0,4	0,8	1,2	1,6	2	2,4
1	19,2326	19,0089	18,7565	18,4795	18,2375	18,0119	17,7674
2	18,9896	18,6921	18,3509	17,9896	17,6545	17,3572	17,0195
3	18,8855	18,542	18,1427	17,7212	17,3323	16,9808	16,5789
4	18,9408	18,2218	17,4775	16,716	16,0689	15,4244	14,3778
5	19,2541	18,5186	17,7656	17,0916	16,4598	15,7521	14,2541
6	19,2818	18,4726	17,6311	16,8856	16,1925	15,3934	13,4912
7	19,2685	18,3912	17,4878	16,6897	15,9347	14,8465	12,4678
8	19,1213	18,1127	17,0646	16,1439	15,2233	13,1336	9,559

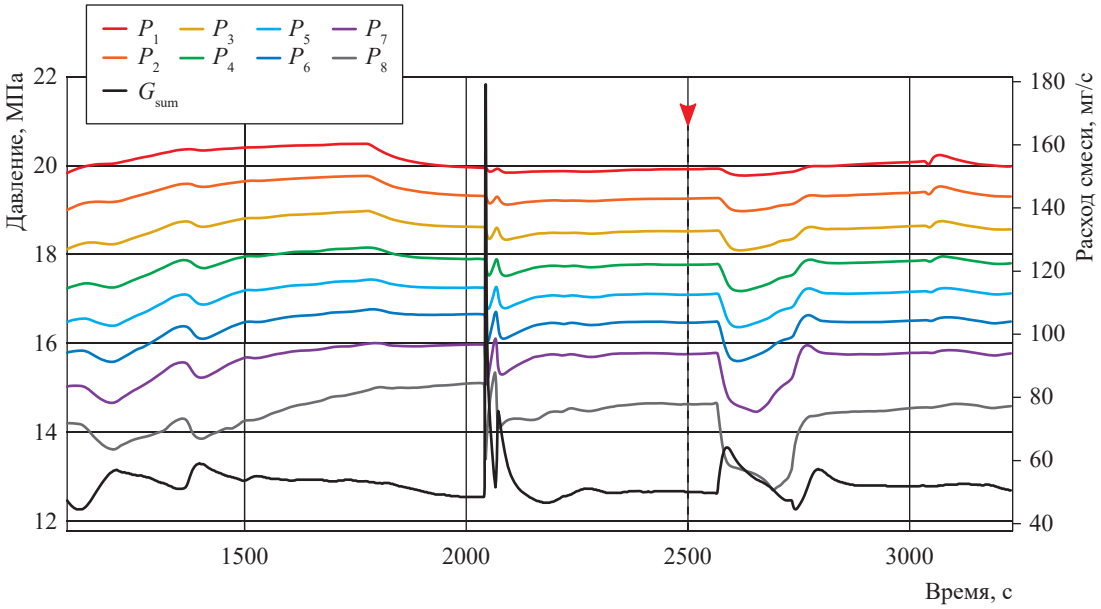


Рис. 1. **Показания датчиков давления и расходомера во времени:**
стрелка указывает момент времени, соответствующий стационарному режиму

Пример экспериментальных данных, которые были использованы в процессе расчета, представлен на рис. 1 (см. режим № 6). Поскольку для определения коэффициента фазовой проницаемости по формуле (13) необходимо знать значение производной давления по координате в точке, для дальнейших вычислений зависимость давления от координаты для каждого эксперимента аппроксимировалась полиномом третьей степени (рис. 2). С помощью этой функции также определяются давление и его производная в точке, соответствующей началу двухфазной области при заданном составе смеси. Хотя эта точка и является началом двухфазной области, она должна содержать только 1 фазу и, следовательно, относительная проницаемость этой фазы должна быть равна 1. В случае если значение относительной проницаемости в результате расчетов получается отличным от единицы, для дальнейших вычислений коэффициентов проницаемости по результатам одного эксперимента вводится поправочный коэффициент $\alpha = 1/f_1^0$, где f_1^0 – ОФП по газу при давлении начала фазового перехода. Для режима № 6 давление на границе двухфазной области, соответствующее исходной концентрации CH_4, составляет 18,15 МПа. Аппроксимирующая распределение давлений по длине функция имеет вид:

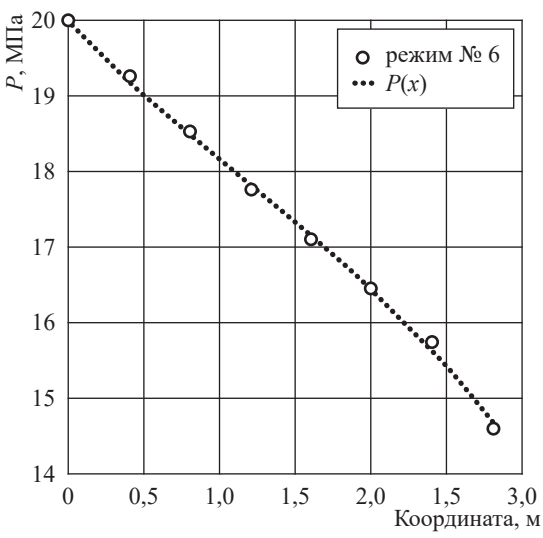


Рис. 2. **Аппроксимация распределения давлений по длине участка в выбранный момент времени**

$$P(x) = 20{,}156 - 3{,}18 \cdot 10^{-3} x + \\ + 1{,}42 \cdot 10^{-6} x^2 - 4{,}47 \cdot 10^{-10} x^3. \quad (17)$$

Производная (17) в точке, соответствующей началу двухфазной области, составляет –1,71 МПа/м. Координата точки $x = 0{,}892$ м. Поскольку расход в точке также известен, с помощью формулы (13) можно определить ОФП по газу: $f_1^0 = 0{,}99$. В таком случае поправочный коэффициент α составит 1,01. Поскольку давление, его производные и расход

известны также и для других точек, аналогичным образом вычисляются функции фазовых проницаемостей в них, полученные величины умножаются на α.

Результаты расчета

По результатам анализа восьми экспериментов получены массивы точек соответствия давления и коэффициентов относительных фазовых проницаемостей в стационарных режимах фильтрации для трех различных концентраций метана в исходной смеси: 0,7; 0,85 и 0,9. Результаты этих вычислений представлены в табл. 4–6, а также на рис. 3, 4. При построении графиков зависимости ОФП от давления использовалась аппроксимация полиномиальными функциями.

Таблица 4

Коэффициенты фазовых проницаемостей в стационарных режимах фильтрации для смеси с исходной концентрацией метана 0,7

P, МПа	f_1 (с поправкой)	f_2 (с поправкой)	f_1 (без поправки)	f_2 (без поправки)	α
16,752	0,0105	0,818	0,0105	0,818	1
16,208	0,0480	0,855	0,0480	0,855	1
15,665	0,0825	0,938	0,0825	0,938	1

Таблица 5

Коэффициенты фазовых проницаемостей в стационарных режимах фильтрации для смеси с исходной концентрацией метана 0,85

P, МПа	f_1 (с поправкой)	f_2 (с поправкой)	f_1 (без поправки)	f_2 (без поправки)	α
18,480	0,446	0,331	0,429	0,345	0,960
18,238	0,449	0,368	0,431	0,383	0,960
18,012	0,470	0,410	0,451	0,427	0,960
18,692	0,544	0,323	0,559	0,315	1,027
18,351	0,474	0,373	0,486	0,363	1,027
17,990	0,453	0,397	0,465	0,387	1,027
17,655	0,454	0,424	0,466	0,413	1,027
17,357	0,471	0,456	0,484	0,444	1,027
18,143	0,439	0,371	0,427	0,381	0,973
17,721	0,422	0,389	0,411	0,400	0,973
17,332	0,423	0,412	0,412	0,423	0,973
16,981	0,438	0,441	0,426	0,453	0,973

Таблица 6

Коэффициенты фазовых проницаемостей в стационарных режимах фильтрации для смеси с исходной концентрацией метана 0,9

P, МПа	f_1 (с поправкой)	f_2 (с поправкой)	f_1 (без поправки)	f_2 (без поправки)	α
17,766	0,827	0,089	0,862	0,093	0,960
17,092	0,713	0,174	0,743	0,181	0,960
16,460	0,619	0,205	0,645	0,214	0,960
17,631	0,901	0,125	0,939	0,131	0,960
16,886	0,734	0,202	0,764	0,211	0,960
16,193	0,504	0,184	0,525	0,191	0,960
15,393	0,389	0,171	0,405	0,178	0,960
17,488	0,950	0,163	0,938	0,161	1,013
16,690	0,721	0,219	0,712	0,216	1,013
15,935	0,502	0,196	0,496	0,194	1,013
14,847	0,344	0,165	0,340	0,163	1,013
17,065	0,817	0,203	0,908	0,225	0,900
16,144	0,548	0,202	0,609	0,224	0,900
15,223	0,340	0,153	0,377	0,170	0,900

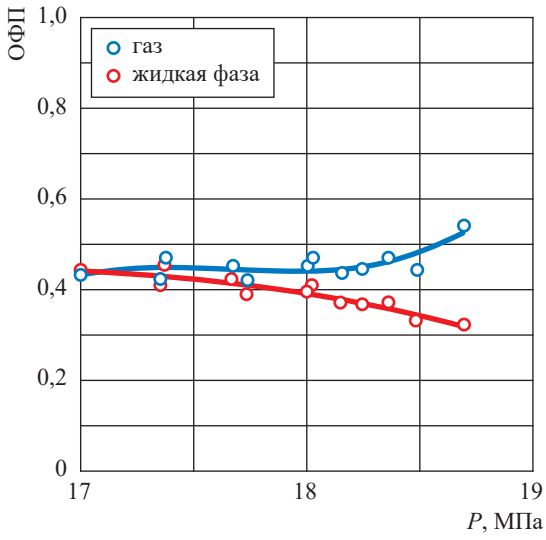


Рис. 3. **Коэффициенты фазовых проницаемостей в стационарных режимах фильтрации для смеси с исходной концентрацией метана 0,85**

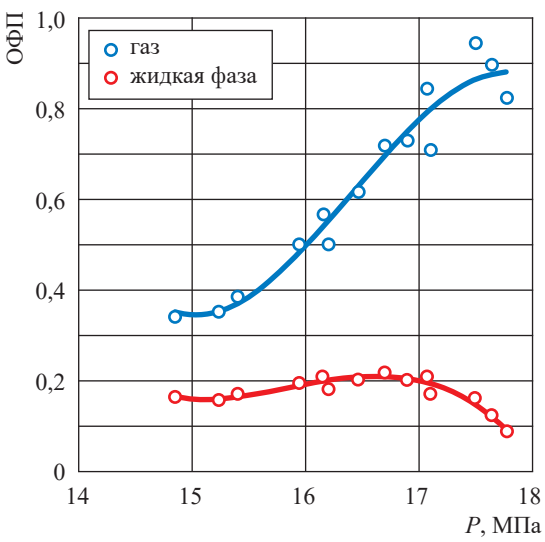


Рис. 4. **Коэффициенты фазовых проницаемостей в стационарных режимах фильтрации для смеси с исходной концентрацией метана 0,9**

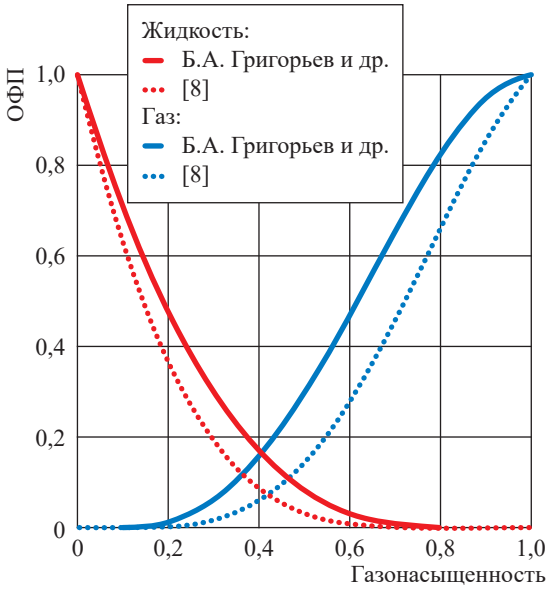


Рис. 5. **Сравнение результатов расчета с модельной функцией, предлагаемой в литературе** [8]

Полученные данные позволяют решить задачу подбора параметров функций фазовых проницаемостей (1), (2), пользуясь ранее предложенным алгоритмом. Алгоритм реализован в среде программирования Delphi. В результате обработки экспериментальных данных получены следующие значения параметров для функций ОФП для смеси метана и н-пентана: $a_2 = 0{,}84$; $b_2 = 2{,}74$; $a_1 = 0{,}11$; $b_1 = 2{,}62$. Параметры модельных функций, предлагаемые в литературе [8]: $a_2 = 0{,}8$; $b_2 = 3{,}5$; $a_1 = 0{,}1$; $b_1 = 3{,}5$. Сравнение полученной зависимости с модельной функцией, предлагаемой в литературе [8], представлено на рис. 5.

Минимальная ошибка аппроксимации δ составила 0,037. Необходимо заметить, что это довольно высокая ошибка, учитывая пределы изменения функции ОФП (0…1). Вероятно, проблема метода заключается в необходимости большего количества экспериментальных данных, которое позволило бы отбросить при расчете данные с высокой систематической погрешностью (например, вследствие незафиксированного изменения температуры стенда). В данном расчете основную долю погрешности внесли эксперименты, проведенные при концентрации метана в исходной смеси, равной 0,85. Кроме того, оптимизация параметров проводится для функций выбранного вида и, возможно, выбор другого вида зависимости мог бы дать более высокий результат.

***

Разработан метод, позволяющий по результатам экспериментов определять функции фазовых проницаемостей двухкомпонентных углеводородных смесей в условиях применимости закона Дарси. Метод является развитием известных стационарных методов определения функций фазовых проницаемостей. Ключевое

преимущество метода – отсутствие необходимости измерения влагонасыщенности по длине экспериментального участка. На точность метода могут влиять выбор вида функций ОФП и объем анализируемых экспериментальных данных.

Список литературы

1. Мирзаджанзаде А.Х. Моделирование процессов нефтегазодобычи / А.Х. Мирзаджанзаде, М.М. Хасанов, Р.Н. Бахтизин. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 368 с.
2. Митлин В.С. Автоколебательные режимы течения двухфазных многокомпонентных смесей через пористые среды / В.С. Митлин // Докл. АН СССР. – 1987. – Т. 296. – № 6. – С. 1323–1327.
3. Zaichenko V.M. An experimental setup for simulation of two-phase hydrocarbon mixture flow in porous stratums / V.M. Zaichenko, I.L. Maikov, A.K. Smolkin, et al. // Instrum. Exper. Tech. – 2012. – Т. 55. – № 5. – С. 601–604. – DOI: 10.1134/s002044121204015x.
4. Zaichenko V.M. Features of hydrocarbon mixtures filtration in a porous medium / V.M. Zaichenko, I.L. Maikov, V.M. Torchinskii // High. Temp. – 2013. – Т. 51. – С. 776–784. – DOI: 10.1134/S0018151X13050222.
5. Mohamadi-Baghmolaei M. Novel method for estimation of gas/oil relative permeabilities / M. Mohamadi-Baghmolaei, R. Azin, Z. Sakhaei, et al. // J. Mol. Liq. – 2016. – Т. 224. – С. 1109–1116. – DOI: 10.1016/j.molliq.2016.08.055.
6. Gholampour F. A new correlation for relative permeability in gas-condensate reservoirs / F. Gholampour, H. Mahdiyar // J. Pet. Sci. Eng. – 2019. – Т. 172. – С. 831–838. – DOI: 10.1016/j.petrol.2018.08.077.
7. Чэнь Чжун-сян. Задачи фильтрации двухфазной жидкости при учете массовых сил: дис. ... канд. тех. наук: 05.00.00 / Чэнь Чжун-сян. – М., 1962. – 186 с.
8. Басниев К.С. Подземная гидромеханика: учеб. для вузов / К.С. Басниев, И.Н. Кочина, В.М. Максимов. – М.: Недра, 1993. – 416 с.
9. Шабаров А.Б. Методы определения функций относительной фазовой проницаемости в задачах многофазной фильтрации / А.Б. Шабаров, А.В. Шаталов, П.В. Марков и др. // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2018. – Т. 4. – № 1. – С. 79–109. – DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-1-79-109.
10. Dury O. A comparison of relative nonwetting-phase permeability models / O. Dury, U. Fisher, R. Schulin // Water Resources Research. – 1999. – Т. 35. – С. 1481–1493. – DOI: 10.1029/1999WR900019.
11. Buckley S.E. Mechanism of fluid displacement in sands / S.E. Buckley, M.C. Leverett // Transactions of the AIME. – 1942. – Т. 146. – DOI: 10.2118/942107-G.
12. Дробков В.П. Методы и средства измерений влажности нефти: обзор / В.П. Дробков, С.А. Лабутин, В.И. Мельников // Датчики и системы. – 2002. – № 11. – С. 23–27.
13. Vo H.X. Experimental study of composition variation during flow of gas-condensate / H.X. Vo, R.N. Horne // SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas, USA, 28–30 September 2015. – SPE-175011-MS. – DOI: 10.2118/175011-MS.
14. Щелкачев В.Н. Подземная гидравлика / В.Н. Щелкачев, Б.Б. Лапук. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2001. – 736 с.
15. Баталин О.Ю. Фазовые равновесия в системах природных углеводородов / О.Ю. Баталин, А.И. Брусиловский, М.Ю. Захаров. – М.: Недра, 1992. – 272 с.
16. Lohrenz J. Calculating viscosities of reservoir fluids from their compositions / J. Lohrenz, B.G. Bray, C.R. Clark // J. Pet. Technol. – 1964. – Т. 16. – С. 1171–1176.
17. Жиглявский А.А. Методы поиска глобального экстремума / А.А. Жиглявский, А.Г. Жилинскас. – М.: Наука, 1991. – 248 с.
18. Бахвалов Н.С. Численные методы / Н.С. Бахвалов, Н.П. Жидков. – М.: Наука, 2016. – 636 с.

Method of deriving relative phase permeability functions for binary hydrocarbon mixtures

B.A. Grigoryev[1], V.M. Zaychenko[2], O.A. Ivanin[2], D.A. Molchanov[2*]

[1] Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
[2] Joint Institute for High Temperatures of the Russian Academy of Sciences, Block 2, Bld. 13, Izhorskaya street, Moscow, 125412, Russian Federation
[*] E-mail: dmitriy.molchanov13@gmail.com

Abstract. The article describes a method aimed at determining the relative phase permeability functions for binary hydrocarbon mixtures. The suggested approach expounds the stationary methods and may be applied in case of the Darcy's law applicability. To realize this method, one needs the measured data on pressure distribution lengthwise a tested tube section in course of modelling the double-phase filtration for binary mixtures in various combinations of component concentrations. An advantage of the suggested method is the absence of necessity to measure the humidity lengthwise the experimental section. A result of method approbation is shown for a case of a methane–n-pentane mixture.

Keywords: double-phase filtration, filtration of hydrocarbons, relative phase permeability, experimental simulation of filtration, Darcy's law applicability.

References

1. MIRZADZHANZADE, A.Kh., M.M. KHASANOV, R.N. BAKHTIZIN. *Simulation of oil and gas production processes* [Modelirovaniye protsessov neftegazodobychi]. Moscow & Izevsk: Institut kompyuternykh issledovaniy, 2004. (Russ.).
2. MITLIN, V.S. Self-oscillating regimes of binary multicomponent mixtures flowing through porous media [Avtokolebatelnyye rezhimy techeniya dvukhfaznykh mnogokomponentnykh smesey cherez poristyye sredy]. *DAN SSSR*, 1987, vol., 296, no. 6, pp. 1323–1327, ISSN 0002-3264. (Russ.).
3. ZAICHENKO, V.M., I.L. MAIKOV, A.K. SMOLKIN, et al. An experimental setup for simulation of two-phase hydrocarbon mixture flow in porous stratums. *Instrum. Exper. Tech*., 2012, vol. 55, no. 5, pp. 601–604, ISSN 0020-4412. DOI: 10.1134/s002044121204015x.
4. ZAICHENKO, V.M., I.L. MAIKOV, V.M. TORCHINSKII. Features of hydrocarbon mixtures filtration in a porous medium. *High. Temp*., 2013, vol. 51, pp. 776–784, ISSN 0018-151X. DOI: 10.1134/S0018151X13050222.
5. MOHAMADI-BAGHMOLAEI, M., R. AZIN, Z. SAKHAEI, et al. Novel method for estimation of gas/oil relative permeabilities. *J. Mol. Liq*., 2016, vol. 224, pp. 1109–1116, ISSN 0167-7322. DOI: 10.1016/j.molliq.2016.08.055.
6. GHOLAMPOUR, F., H. MAHDIYAR. A new correlation for relative permeability in gas-condensate reservoirs. *J. Pet. Sci. Eng*., 2019, vol. 172, pp. 831–838, ISSN 0920-4105. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.08.077.
7. CHEN, Zhong-Xyan. *Problems of binary fluid filtration at consideration of mass forces* [Zadachi filtratsii dvukhfaznoy zhidkosti pri uchete massovykh sil]. Candidate's thesis (engineering). Institute of petroleum chemistry and gas industry named after I.M. Gubkin. Moscow, 1962. (Russ.).
8. BASNIYEV, K.S., I.N. KOCHINA, V.M. MAKSIMOV. *Subsoil hydromechanics* [Podzemnaya gidromekhanika]: textbook for higher school. Moscow: Недра, 1993. (Russ.).
9. SHABAROV, A.B., A.V. SHATALOV, P.V. MARKOV, et al. Relative permeability calculation methods in multiphase filtration problems [Metody opredeleniya funktsiy otnositelnoy phazovoy pronitsayemosti v zadachakh mnogofaznoy filtratsii]. *Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoye modelirovaniye. Neft, gaz, energetika*, 2018, vol. 4, no. 1, pp. 79–109, ISSN 2411-7978. (Russ.). DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-1-79-109.
10. DURY, O., U. FISHER, R. SCHULIN. A comparison of relative nonwetting-phase permeability models. *Water Resources Research*, 1999, vol. 35, pp. 1481–1493, ISSN 0043-1397. DOI: 10.1029/1999WR900019.
11. BUCKLEY, S.E., M.C. LEVERETT. Mechanism of fluid displacement in sands. In: *Transactions of the AIME*, 1942, vol. 146. DOI: 10.2118/942107-G.
12. DROBKOV, V.P., S.A. LABUTIN, V.I. MELNIKOV. Methods and instruments for measuring oil humidity [Metody i sredstva izmereniy vlazhnosti nefti]: review. *Datchiki i Sistemy*, 2002, no. 11, pp. 23–27, ISSN 1992-7185. (Russ.).
13. VO, H.X., R.N. HORNE. Experimental study of composition variation during flow of gas-condensate. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* held in Houston, Texas, USA, 28–30 September 2015, SPE-175011-MS. DOI: 10.2118/175011-MS.

14. SHCHELKACHEV, V.N., B.B. LAPUK. *Subsoil hydraulics* [Podzemnaya gidravlika]. Izhevsk: NITs "Regulyarnaya i khaoticheskaya dinamika", 2001. (Russ.).
15. BATALIN, O.Yu., A.I. BRUSILOVSKIY, M.Yu. ZAKHAROV. *Phase equilibria in systems of natural hydrocarbons* [Fazovyye ravnovesiya v sistemakh prirodnykh uglevodorodov]. Moscow: Nedra, 1992. (Russ.).
16. LOHRENZ, J., B.G. BRAY, C.R. CLARK. Calculating viscosities of reservoir fluids from their compositions. *J. Pet. Technol.*, 1964, vol. 16, pp. 1171–1176, ISSN 0022-3522.
17. ZHIGLYAVSKIY, A.A., A.G. ZHILINSKAS. *Methods for searching global extremum* [Metody poiska globalnogo ekstremuma]. Moscow: Nauka, 1991. (Russ.).
18. BAKHVALOV, N.S., N.P. ZHIDKOV. *Numerical methods* [Chislennyye metody]. Moscow: Nauka, 2016. (Russ.).

УДК 622.279.23

Взаимодействие геохимических и физико-химических методов исследования углеводородных систем многопластовых месторождений

Н.М. Парфенова[1]*, Р.Ю. Наренков[1], Е.Б. Григорьев[1]

[1] ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1
* E-mail: N_Parfenova@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. В настоящей работе приведен анализ комплексного использования геохимических и физико-химических методов исследования пластовых углеводородных систем (в числе последних – газовая хроматография и инфракрасная (ИК) спектрометрия) на примере характеристики углеводородных систем (УВ) Медвежьего нефтегазоконденсатного месторождения. Установлены основные закономерности в изменении состава и свойств углеводородных систем по разрезу поисковой скважины П-1 сверху вниз в интервале 2223…2664 м нижнемеловых отложений Медвежьего месторождения, заключающиеся в следующем: снижении содержания метана в пластовом газе; возрастании содержания гомологов метана и соответственном увеличении потенциального содержания УВ C_{5+}; снижении плотности конденсатов при переходе от верхних пластов к средним; облегчении фракционного состава с увеличением выхода бензиновых фракций и снижением выходов керосиновой фракции и фракции легкого газойля; в целом по разрезу скв. П-1 утяжелении флюидов, переходе от конденсатов к нефти в пласте $БН_{10}$ тангаловской свиты и залежах юры и триаса, выявленном методом ИК-спектрометрии.

Показана эффективность сочетания методов газожидкостной хроматографии и ИК-спектрометрии при анализе флюидов по разрезу скважины многопластового месторождения. Установлена взаимосвязь предварительных геохимических исследований при поиске месторождений УВ с последующими физико-химическими исследованиями.

Ключевые слова: конденсат, нефть, Медвежье месторождение, геохимические методы, газожидкостная хроматография, ИК-спектрометрия.

В последние два-три десятилетия на территории России открыто значительное число многопластовых месторождений, например, на п-ове Ямал, в акватории Карского моря и др., которые имеют свои особенности. Изучение закономерностей изменения всех физико-химических характеристик углеводородных систем многопластовых месторождений является актуальным для разработки вновь открываемых месторождений, составления геолого-технологической модели месторождения и, наконец, для определения направлений рациональной переработки всех флюидов месторождения.

При разработке многопластовых месторождений, как показала практика, сочетание разных по сущности методов исследования пластовых систем в итоге приобретает единый смысл, по-новому озвучивая результаты единичных методов. В настоящей работе приведен анализ комплексного применения геохимических и физико-химических методов, в том числе газовой хроматографии и инфракрасной (ИК) спектрометрии, при характеристике углеводородных систем Медвежьего нефтегазоконденсатного месторождения.

Геохимические исследования (наземные и подземные) проводились с целью оценки перспектив нефтегазоносности поисковых объектов, выявленных сейсморазведочными работами в южной части Медвежьего месторождения. Использовалась методика комплексирования геохимической съемки по шламу неглубоких скважин с применением термовакуумной дегазации. В зависимости от условий опоискования геохимическая съемка выполнялась методами экстракции углеводородов (УВ) из породы для выявления УВ $C_1…C_{46}$ либо концентрирования УВ на сорбенте для выявления УВ $C_1…C_{10}$ [1, 2].

На поисково-оценочном этапе (2002–2007 гг.) выполнялись скважинные исследования, включающие газометрию промывочной жидкости и керна поисковых скважин

П-1, П-2, П-3, П-4. В этом направлении целями являлись обнаружение новых залежей в подсеноманских отложениях и оценка их промышленной значимости. Результаты оценки продуктивности поисковых объектов месторождения [1], полученные по материалам испытания поисково-разведочных скважин, свидетельствовали, что продуктивными оказались породы неокомского нефтегазоносного комплекса, в частности поисковые объекты $БН_0$, $БН_5$, $БН_7$, $БН_9$, $БН_{10}$.

Сопоставление результатов наземных геохимических исследований с материалами скважинных наблюдений в пределах южного купола Медвежьего месторождения подтвердило прогноз перспективности поисковых объектов в скв. П-1, П-2, П-3, П-4 [1, 2]. Полученные результаты подкрепили тезис о целесообразности опережающего проведения наземных геохимических исследований до начала дорогостоящих сейсморазведочных работ и поисково-разведочного бурения.

Комплекс лабораторных исследований флюидов включал определение физико-химических свойств, газохроматографический анализ компонентного состава и ИК-спектрометрический анализ. Объектом физико-химических исследований служили углеводородные флюиды, отобранные в 2006–2007 гг. из скв. П-1 из разных пластов покурской и тангаловской свит при начальных пластовых условиях пласта $АН_{11}$ покурской свиты (апт, альб) и пластов $БН_0$, $БН_3$, $БН_5$, $БН_9$ и $БН_{10}$ тангаловской свиты (поздний валанжин-апт).

В пластовом газе месторождения с увеличением глубины залегания пласта содержание метана снижалось от 93,80 до 83,29 %, содержание же гомологов метана, напротив, возрастало: этана – от 4,14 до 6,75 %, пропана – от 0,10 до 3,00 %, суммы бутанов – от 0,39 до 1,88 %, жидких УВ $С_{5+в}$ – от 0,67 до 4,03 %. Содержание неорганических компонентов колебалось: углекислого газа – в пределах 0,11…0,70 %, азота – 0,39…0,63 %. Потенциальное содержание жидких УВ $С_{5+в}$ возрастало сверху вниз по разрезу скважины почти в 4 раза – от 45 г/м^3 в пласте $АН_{11}$ до 174 г/м^3 в пласте $БН_9$.

По результатам исследования физико-химических свойств конденсатов установлено, что сверху вниз по разрезу скв. П-1 наблюдалось снижение плотности, причем при переходе от верхних пластов $АН_{11}$ и $БН_0$ к пластам $БН_0$…$БН_9$ достаточно резко: от 773,3 до 727,8 кг/м^3. В том же направлении снижались значения молярной массы (от 119 до 102 г/моль) и вязкости кинематической (от 1,12 до 0,78 сСт). Конденсаты средних пластов $БН_3$…$БН_9$ имели схожие значения физико-химических свойств.

Результаты сравнительного анализа фракционного состава конденсатов приведены на рис. 1, где отчетливо видна разница между ними. Конденсаты верхних пластов $АН_{11}$ и $БН_0$ (см. рис. 1) тяжелее по фракционному

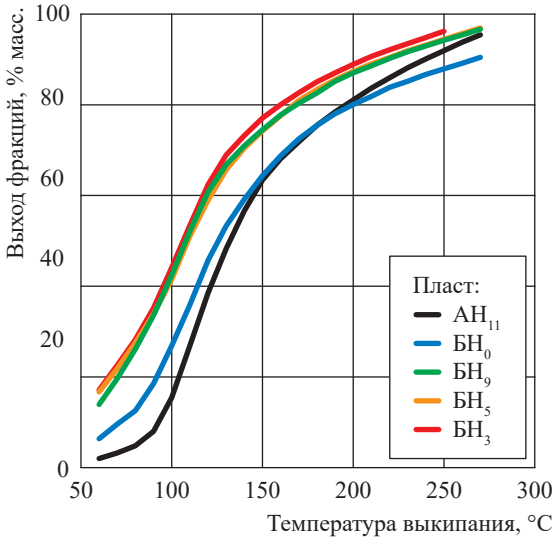


Рис. 1. **Фракционный состав конденсатов по разрезу скв. П-1**

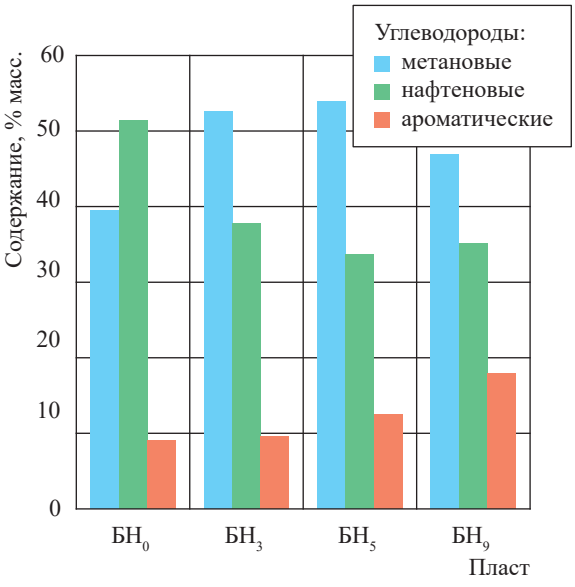


Рис. 2. **Групповой углеводородный состав конденсатов по разрезу скв. П-1**

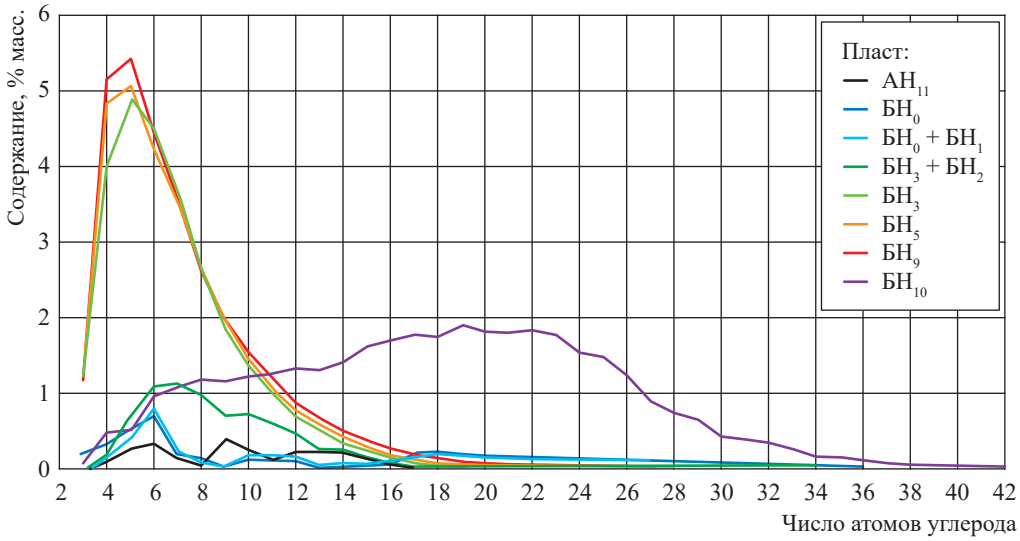


Рис. 3. **Молекулярно-массовое распределение н-алканов по разрезу скв. П-1 Медвежьего месторождения**

составу конденсатов средних пластов от $БН_3$ до $БН_9$ во всем температурном интервале выкипания с более высокой температурой конца кипения (таблица), что является свидетельством облегчения конденсатов сверху вниз по разрезу скв. П-1.

Конденсаты разных пластов также различаются по групповому углеводородному составу (рис. 2). Данные на рис. 2 наглядно показывают увеличение содержания метановых и ароматических УВ по мере продвижения сверху вниз по разрезу скважины, а также снижение количества нафтеновых УВ в этом же направлении. Для конденсата из пласта $АН_{11}$ был определен только компонентный состав методом газожидкостной хроматографии (ГЖХ), которая показала низкое содержание в составе конденсата н-алканов (2,32 % масс.) и нафтеновый тип конденсата.

Следует отметить, что конденсаты средних пластов от $БН_3$ до $БН_9$ схожи по физико-химическим свойствам и фракционному составу, но несколько различаются по групповому углеводородному составу вследствие тенденции к возрастанию количества ароматических УВ сверху вниз по разрезу скв. П-1.

ГЖХ позволила исследовать большее число проб флюидов из верхних пластов, а также определить компонентный состав флюидов и их тип. Согласно полученным данным установлено, что конденсат пласта $АН_{11}$ нафтенового типа с низким содержанием н-алканов, конденсат пласта $БН_0$ нафтеново-метанового типа, конденсаты средних пластов $БН_3…БН_9$ и нефть пласта $БН_{10}$ метаново-нафтенового типа [3].

В соответствии с молекулярно-массовым распределением н-алканов (рис. 3) исследованные флюиды были дифференцированы по трем группам:

1) конденсаты пластов $АН_{11}$, $БН_0$, $БН_0$+$БН_1$, $БН_3$+$БН_2$;

2) конденсаты пластов $БН_3$, $БН_5$, $БН_7$, $БН_9$.

3) нефть пласта $БН_{10}$.

К 1-й группе отнесены нафтеновые конденсаты с низким содержанием н-алканов (см. кривые черного, голубого и темно-зеленого цветов внизу диаграммы на рис. 3). Ко 2-й группе отнесены конденсаты метано-нафтенового типа (см. кривые с ярко выраженными максимумами красного, желтого и салатового цветов). Третью группу представляла нефть (см. кривую фиолетового цвета, растянутую по всей ширине диаграммы на рис. 3 без четко выраженного максимума). О различиях выявленных трех групп флюидов в разрезе скв. П-1 свидетельствуют и данные о компонентном составе отдельных групп УВ.

На рис. 4 приведены кривые распределения суммы легкокипящих УВ $C_5…C_8$, суммы высококипящих УВ $C_{16}…C_{32}$ и суммы н-алканов в компонентном составе флюидов по разрезу скв. П-1.

Конденсаты верхних пластов $АН_{11}$ и $БН_0$ нафтенового и нафтено-метанового типов содержат меньшее количество н-алканов и УВ $C_5…C_8$ по сравнению с конденсатами

Спектральные коэффициенты углеводородных флюидов Медвежьего НГКМ [3]

Пласт	Спектральный коэффициент*									Продуктивность объектов
	A_1	P	A_6	H_1	H_2	$П_2$	A_{13}	K	A_{13}/K	
$АН_{11}$	1,00	0,64	0,11	1,27	0,14	0,11	0,88	0,98	0,90	Газоконденсат
$БН_0$	1,18	0,66	0,18	1,13	0,17	0,15	1,06	1,04	1,02	Газоконденсат
$БН_0$+$БН_1$	1,23	0,64	0,19	1,13	0,17	0,15	1,14	1,01	1,13	Газоконденсат со следами нефти и воды
$БН_2$+$БН_3$	1,06	0,64	0,16	1,05	0,16	0,15	1,03	1,03	1,00	Газоконденсат со следами воды
$БН_3$	0,76	0,62	0,16	0,57	0,12	0,21	1,34	0,83	1,61	Газоконденсат
$БН_4$	0,74	0,67	0,21	0,57	0,16	0,28	1,18	0,90	1,31	Газоконденсат
$БН_5$	0,74	0,62	0,20	0,56	0,15	0,27	1,18	0,84	1,34	Газоконденсат и нефть
$БН_7$	0,75	0,63	0,21	0,57	0,16	0,28	1,23	0,84	1,46	Газоконденсат
$БН_9$	0,80	0,64	0,25	0,61	0,19	0,31	1,19	0,83	1,43	Газоконденсат
$БН_{10}$	0,65	0,62	0,22	0,44	0,15	0,34	0,86	1,09	0,79	Нефть с пластовой водой
$Ю_1^1$	0,63	0,61	0,22	0,45	0,17	0,35	0,93	0,93	1,00	Нефть с пластовой водой
Т	0,42	0,53	0,16	0,34	0,14	0,36	0,88	0,91	0,97	Нефть с пластовой водой

* $A_1 = D1608 / D722$ – условное отношение ароматических структур к нафтеновым (D – оптическая плотность); $A_6 = D1608/D1459$ – условное содержание ароматических структур; $H_1 = D967/D722$ – условное отношение нафтеновых структур к парафиновым; $H_2 = D967/D1459$ – условное содержание нафтеновых структур; $P = D1377/D1459$ – коэффициент степени разветвленности структур; $П_2 = D722/D1459$ – условное содержание парафиновых структур (цепей); A_{13} и K_1 – коэффициенты, определяющие относительное содержание различных ароматических структур.

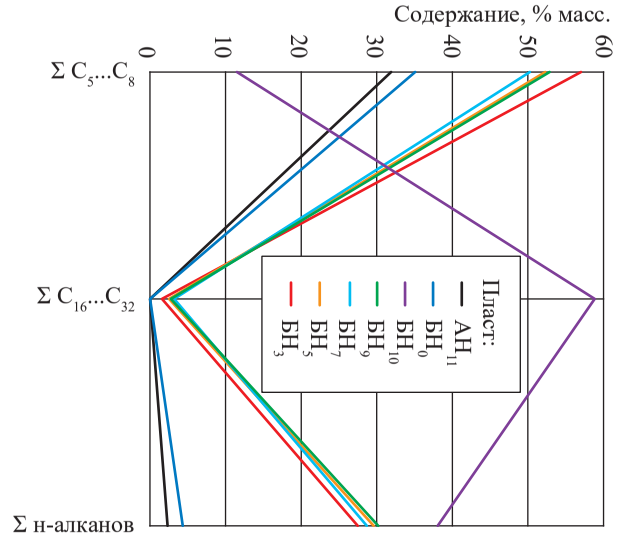


Рис. 4. **Распределение групп УВ в компонентном составе флюидов по разрезу скв. П-1**

нижележащих пластов. Кривая нефти из пласта $БН_{10}$ имеет вид прямо противоположный виду кривых конденсатов. В нефти содержится наименьшее количество легкокипящих УВ C_5...C_8 при наивысшем количестве высококипящих УВ C_{16}...C_{32} и н-алканов.

Исследование флюидов из скв. П-1 методом ИК-спектрометрии (см. таблицу) показало достаточно высокую точность прогнозной оценки типов флюидов при сравнении полученных результатов с результатами промысловых исследований [1, 2].

Изучение ИК-спектров (рис. 5) позволило, так же как и в случае применения ГЖХ, разделить флюиды из скв. П-1 на три группы, объединенные общностью параметров и совпадающие с группами, определенными методом ГЖХ. В целом по разрезу скв. П-1 Медвежьего месторождения методом ИК-спектрометрии установлены утяжеление флюидов, переход от конденсатов к нефти в пласте $БН_{10}$ тангаловской свиты и залежах юры и триаса.

Таким образом, при исследовании флюидов Медвежьего месторождения по разрезу скв. П-1 на стадии геологоразведочных работ установлена взаимосвязь физико-химических, газохроматографических и ИК-спектрометрических исследований, а также совпадение прогнозных оценок типов флюидов геолого-геохимических исследований

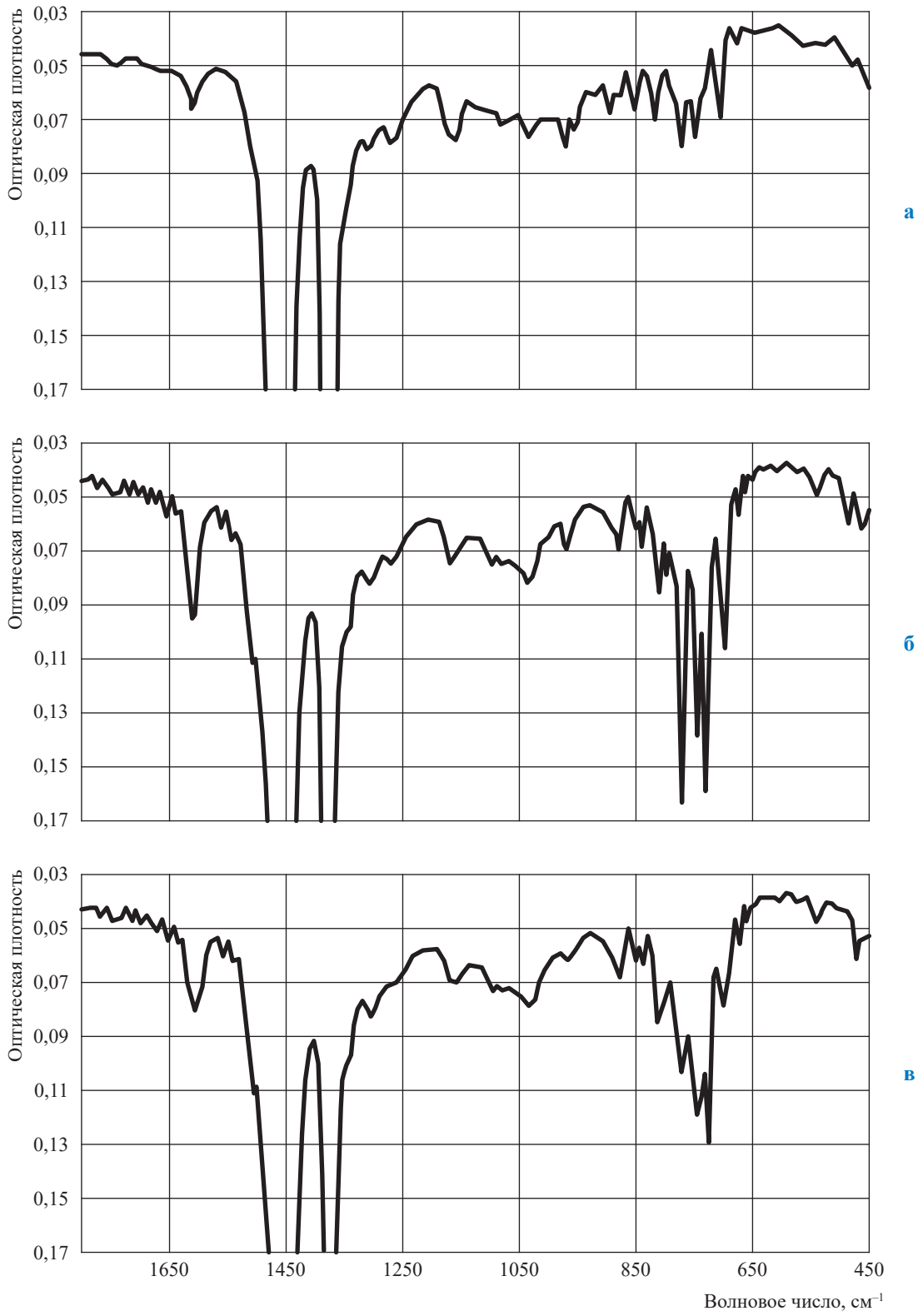


Рис. 5. **Инфракрасные спектры УВ-флюидов Медвежьего нефтегазоконденсатного месторождения: а – пласты $АН_{11}$, $БН_0$, $БН_1^1$, $БН_2$; б – пласты $БН_3$, $БН_4$, $БН_5$, $БН_7$, $БН_9$; в – $БН_{10}$, $Ю_1^1$, Т**

с ИК-спектрометрическими. На этом основании можно рекомендовать использование данной комбинации методов при исследовании углеводородных систем многопластовых месторождений.

***

Таким образом:

- установлены основные закономерности в изменении состава и свойств углеводородных систем по разрезу поисковой скважины П-1 сверху вниз в интервале 2223…2664 м нижнемеловых отложений Медвежьего месторождения, заключающиеся в следующем: снижении содержания метана в пластовом газе; возрастании содержания гомологов метана и соответственном увеличении потенциального содержания УВ C_{5+}; снижении плотности конденсатов при переходе от верхних пластов к средним; облегчении фракционного состава с увеличением выхода бензиновых фракций и снижением выходов керосиновой фракции и фракции легкого газойля; в целом по разрезу скв. П-1 утяжелении флюидов, переходе от конденсатов к нефти в пласте $БН_{10}$ тангаловской свиты и залежах юры и триаса, выявленном методом ИК-спектрометрии;
- показана эффективность сочетания методов ГЖХ и ИК-спектрометрии при анализе флюидов по разрезу скважины многопластового месторождения;
- установлена взаимосвязь предварительных геохимических исследований при поиске месторождений УВ с последующими физико-химическими исследованиями.

Список литературы

1. Бондарев В.Л. Геохимические исследования в пределах южного купола Медвежьего нефтегазоконденсатного месторождения / В.Л. Бондарев, М.Ю. Миротворский, В.Б. Зверева и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 4. – С. 30–48.
2. Черепанов В.В. Выбор информативных критериев при поисках месторождений газа, газоконденсата и нефти / В.В. Черепанов, С.Н. Меньшиков, С.А. Варягов и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 11. – С. 20–30.
3. Парфенова Н.М. Закономерности изменения углеводородного состава флюидов месторождения Медвежье / Н.М. Парфенова, Л.С. Косякова, В.Ю. Артемьев и др. // Газовая промышленность. – 2013. – № 696. – С. 37–44.

Interaction of geochemical and physical-chemical methods for testing hydrocarbon systems of multilayer fields

N.M. Parfenova[1*], R.Yu. Narenkov[1], Ye.B. Grigoryev[1]

[1] Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
[*] E-mail: N_Parfenova@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. This article exposes the shared application of the geochemical and physical-chemical test methods in respect to studying reservoir systems (including gas chromatography and IR spectrometry) as exemplified by the characteristics of the Medvezhye oil-gas-condensate field hydrocarbons. The consistent patterns for variation of the composition and the properties of the hydrocarbon systems downright the column of the P-1 wildcat well within the Lower-Cretaceous 2223…2664 m interval of the Medvezhye field deposits are the following: reduction of methane content in the in-situ gas; increase of the methane homologues content, and related increase of the potential content of the C_{5+} hydrocarbons; decrease of the condensates density at transition from the upper layers to the middle ones; lighting of the fraction composition with rising of the benzene fractions output and reduction of a kerosene and a light gasoil fractions output; in total, along the P-1 well column the fluids became heavier, and the IR-spectrometry tests unmasked the condensates-to-oil transition in the BN_{10} layer at the Tangalovskaya suit of the Jurassic and Triassic deposits.

Authors show that combining the gas-liquid chromatography and the IR spectrometry is efficient when analyzing the fluids along a well column of a multilayer deposit. It is stated that the results of the preliminary geochemical tests made while searching the hydrocarbon fields correlate with the following physical-chemical measurements.

Keywords: hydrocarbons, Medvezhye field, consistent pattern of changes in composition and properties of fluids, geochemical methods for testing reservoir systems, physical-chemical measurements.

References

1. BONDAREV, V.L., M.Yu. MIROTVORSKIY, B.V. ZVEREVA et al. Geochemical explorations within a southern dome of Medvezhye oil-gas-condensate field [Geokhimicheskiye issledovaniya v predelakh yuzhnogo kupola Medvezhyego neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya]. *Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftyanykh i Gazovykh Mestorozhdeniy*, 2009, no. 4, pp. 30–48, ISSN 2413-5011. (Russ.).
2. CHEREPANOV, V.V., S.N. MENSHIKOV, S.A. VARYAGOV, et al. Selection of informative criteria at searching deposits of gas, gas condensate and oil [Vybor informativnykh kriteriyev pri poiske mestorozhdeniy gaza, gazokondensata i nefti]. *Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftyanykh i Gazovykh Mestorozhdeniy*, 2012, no. 11, pp. 20–30, ISSN 2413-5011. (Russ.).
3. PARFENOVA, N.M., L.S. KOSYAKOVA, V.YU. ARTEMYEV, et al. Consistent patterns of changes in hydrocarbon composition of fluids at Medvezhye field [Zakonomernosti izmeneniya uglevodorodnogo sostava flyuidov mestorozhdeniya Medvezhye]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2013, no. 696, pp. 37–44, ISSN 0016-5581. (Russ.).

УДК 544.034

Коэффициенты взаимной диффузии газовых систем $C_3H_8 – C_2H_6$, $C_5H_{12} – C_2H_6$, $C_4H_{10} – C_3H_8$ и $C_5H_{12} – CH_4$ при низких давлениях

О.А. Макеенкова[1]*, В.Р. Белалов[2], Е.Б. Григорьев[3]

[1] ФГБОУ ВО «Смоленский государственный университет», Российская Федерация, 214000, г. Смоленск, ул. Пржевальского, д. 4
[2] Филиал ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «МЭИ» в г. Смоленске, Российская Федерация, 214013, г. Смоленск, Энергетический пр-д, д. 1
[3] ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1
* E-mail: Tfs209@yandex.ru

Ключевые слова: диффузия, разреженные бинарные газовые системы, углеводороды, эксперимент, метод расчета.

Тезисы. Исследование транспортных свойств смесей углеводородных газов имеет большое значение для повышения эффективности работы топливно-энергетического комплекса. В настоящей работе авторы рассматривают коэффициенты взаимной диффузии четырех разреженных бинарных газовых систем, содержащих углеводородные газы группы алканов: CH_4, C_2H_6, C_3H_8, C_4H_{10} и C_5H_{12}. В статье приводятся экспериментальные данные, полученные на установке, реализующей стационарно-проточный метод. Результаты эксперимента сопоставлены с расчетами по ранее предложенной авторами методике, позволяющей определить температурную зависимость коэффициентов взаимной диффузии на основе данных о вязкости чистых газов, а также с данными других авторов. Наблюдается согласие между экспериментальными и расчетными значениями исследуемых транспортных коэффициентов в пределах погрешности эксперимента.

Смеси углеводородных газов находят широкое применение в топливно-энергетическом комплексе (ТЭК). Развитие и совершенствование многих технологических процессов в ТЭК связано с переносом тепла и массы. Молекулярный процесс массопереноса и, в частности, диффузия в большой степени определяет такие процессы, как испарение, дистилляция, сорбция, ректификация и др. [1]. В связи с этим непрерывно требуется информация о коэффициентах взаимной диффузии (КВД), определяющих диффузионный массоперенос. Однако в научной литературе имеется достаточно ограниченное число экспериментальных данных, даже о разреженных смесях газов [2–6]. В настоящее время при отсутствии экспериментальных данных расчеты коэффициентов переноса осуществляют двумя способами – на основе молекулярно-кинетической теории [4–16] и различными полуэмпирическими методами [3, 5, 6]. Полуэмпирические методы, как правило, применимы только для ограниченного числа газов и чаще всего требуют наличия экспериментальных данных о тех или иных транспортных свойствах. Развитие кинетических методов требует, как правило, большого объема вычислительной работы и не всегда удается получить хорошее согласие с имеющимися экспериментальными данными.

Экспериментальные исследования

В связи с тем что экспериментально измеренных коэффициентов переноса для углеводородных разреженных газов или практически нет, или немного, авторами измерены температурные зависимости коэффициентов взаимной диффузии (D_{12}) четырех систем газов. Измерения проводились на установке, реализующей стационарный проточный метод [17]. В работе использовались две диффузионные ячейки: первая с щелевым зазором 1 мм, суммарной площадью капилляров 2,096 см^2 и длиной капилляров 10,036 см; вторая ячейка с щелевым зазором 3 мм, суммарной площадью капилляров 1,725 см^2 и длиной капилляров 14,970 см.

В качестве анализаторов состава смеси газов были выбраны интерферометр ИТР-1 и газовый хроматограф. Все основные части установки выполнялись из нержавеющей стали Х18Н10Т. Точность термостатирования в интервале температур 273…473 К поддерживалась с помощью жидкостного термостата точностью 0,02 К, а в интервале температур 475…700 К – с помощью электрических нагревателей точностью 0,1 К. При этом колебания температуры внутри установки не превышали 0,0001 К.

Измерения выполнялись в интервале температур T = 273…673 К для четырех систем газов, а именно: C_3H_8 – C_2H_6, C_5H_{12} – C_2H_6, C_4H_{10} – C_3H_8 и C_5H_{12} – CH_4. Все измерения выполнены в газовой фазе до термического разложения указанных газов. Точность измерений КВД данным методом составила 1…2 %. Результаты измерений приведены на рис. 1–4.

Теоретические расчеты

На рис. 1–4 помимо экспериментальных данных также приведены значения коэффициентов диффузии, рассчитанные авторами по приведенной ниже методике для потенциала Леннарда – Джонса. Для систем C_3H_8 – C_2H_6 и C_4H_{10} – C_3H_8 также приведены

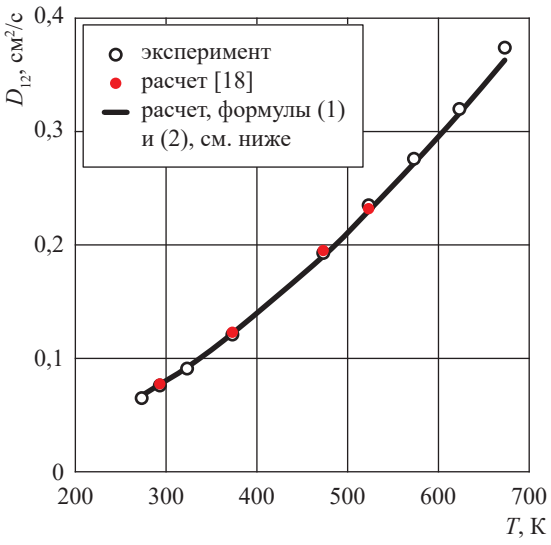


Рис. 1. **Коэффициенты взаимной диффузии разреженной газовой системы C_3H_8 – C_2H_6**

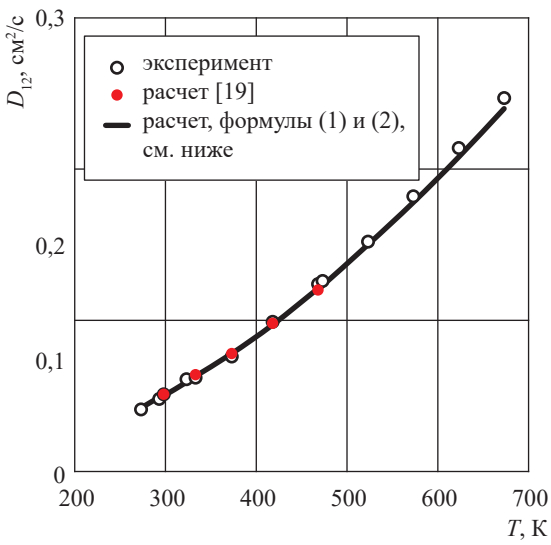


Рис. 2. **Коэффициенты взаимной диффузии разреженной газовой системы C_4H_{10} – C_3H_8**

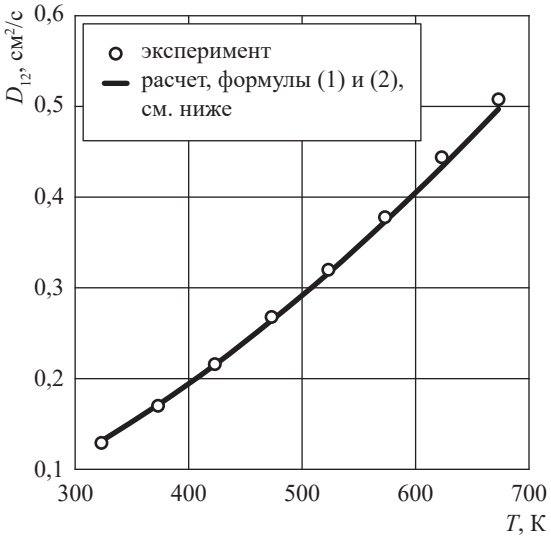


Рис. 3. **Коэффициенты взаимной диффузии разреженной газовой системы C_5H_{12} – CH_4**

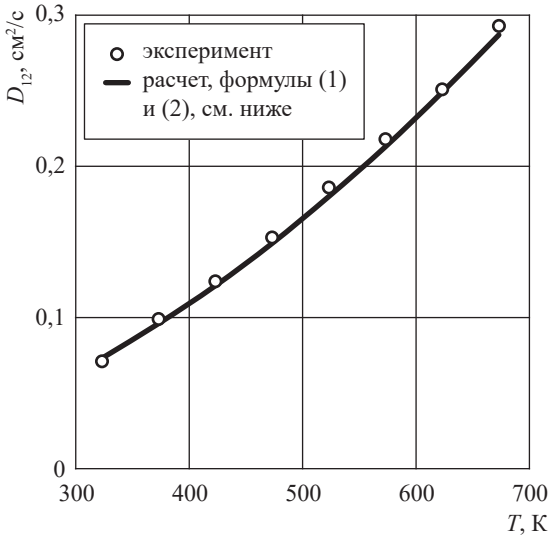


Рис. 4. **Коэффициенты взаимной диффузии разреженной газовой системы C_5H_{12} – C_2H_6**

Отклонение вычисленных по формулам (1), (2) коэффициентов взаимной диффузии от экспериментальных данных

T, К	Система газов			
	$C_3H_8 – C_2H_6$	$C_4H_{10} – C_3H_8$	$C_5H_{12} – CH_4$	$C_5H_{12} – C_2H_6$
273	–3,1	–2,4	–	–
293	–1,3	–2,1	–	–
298	–	2,0	–	–
323	–1,1	3,3	–2,1	–2,8
333	–	–1,6	–	–
373	–0,8	–2,6	–1,6	3,0
418	–	2,0	–	–
423	–	–	–0,6	2,4
468	–	2,4	–	–
473	2,6	2,4	0,5	2,7
523	1,6	1,3	1,5	3,0
573	1,6	2,2	1,3	2,3
623	2,1	2,8	1,3	0,8
673	1,5	2,9	2,5	2,7
Среднее отклонение	1,7	2,3	1,4	2,5

экспериментальные значения D_{12}, опубликованные другими исследователями [18, 19].

Для расчета КВД рассматриваемых бинарных систем газов так же, как и в работах [20, 21], было применено соотношение на основе молекулярно-кинетической теории [7]:

$$D_{12} = 0,001858 T^{\frac{3}{2}} \frac{\left(\frac{M_1 + M_2}{M_1 M_2}\right)^{\frac{1}{2}} A_{12}^*}{p\sigma_{12}^2 \Omega_{12}^{(22)*}} f_D, \qquad (1)$$

где M_1 и M_2 – молекулярные массы 1-го и 2-го компонентов соответственно, г/моль; p – давление, атм; σ_{12} – эффективный диаметр столкновений разнородных молекул, нм; $A_{12}^* = \frac{\Omega_{12}^{(22)*}}{\Omega_{12}^{(11)*}}$ (здесь $\Omega_{12}^{(22)*}$, $\Omega_{12}^{(11)*}$ – приведенные интегралы столкновения разнородных молекул [7]) при приведенной температуре $T_{12}^* = \frac{kT}{\varepsilon_{12}}$ (где k – постоянная Больцмана, Дж/К; T – температура, К; ε_{12} – энергия взаимодействия разнородных молекул, Дж); f_D – корректирующий множитель [7]. Комплекс $\sigma_{12}^2 \Omega_{12}^{(22)*}$ рассчитывается [11, 12, 16, 20, 21] по формуле:

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

где σ_1, σ_2 – эффективные диаметры столкновений молекул газов 1 и 2 соответственно, нм.

Значения $\sigma_1^2 \Omega_1^{(22)*}$ и $\sigma_2^2 \Omega_2^{(22)*}$ вычислялись при различных температурах исходя из обобщенной зависимости вязкости чистых газов [3], эти значения также можно получить непосредственно из экспериментальных данных по коэффициентам вязкости при их наличии.

В таблице приведены отклонения экспериментальных данных от рассчитанных по методике авторов для четырех рассмотренных газовых систем. Как видно на рис. 1–4 и в таблице, экспериментальные данные авторов согласуются с вычисленными в пределах 1…3%. Также эти данные хорошо согласуются с экспериментальными и вычисленными значениями других авторов. На основе проведенных исследований данный метод вычислений [11, 12, 16, 20, 21] можно рекомендовать для расчета температурной зависимости КВД в пределах погрешности экспериментальных данных.

Как показали расчеты для различных газовых систем при низких давлениях, такой подход позволяет рассчитать коэффициенты вязкости, диффузии и термодиффузии, оставаясь в рамках потенциала Леннарда – Джонса, включая так называемые классические газовые смеси, а также ряд углеводородных газов из алканов [11–15, 20, 21]. Отклонения эксперимента и расчета для большинства систем газов лежали в пределах 1…3 %, а для отдельных газовых смесей достигали 5 %.

Список литературы

1. Франк-Каменецкий Д.А. Диффузия и теплопередача в химической кинетике / Д.А. Фран-Каменецкий. – М.: Наука, 1966. – 491 с.
2. Варгафтик Н.Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей / Н.Б. Варгафтик. – М.: Наука, 1972. – 720 с.
3. Григорьев Б.А. Теплофизические свойства углеводородов нефти, газовых конденсатов, природного и сопутствующих газов: в 2-х т. / Б.А. Григорьев, А.А. Герасимов, И.С. Александров. – М.: МЭИ, 2019. – Т. 2. – 484 с.
4. Шашков А.Г. Фактор термодиффузии газовых смесей / А.Г. Шашков, А.Ф. Золотухина, В.Б. Василенко. – Минск: Белорусская наука, 2007. – 239 с.
5. Рид Р. Свойства газов и жидкостей / Р. Рид, Д. Праусниц, Т. Шервуд. – Л.: Химия, 1982. – 591 с.
6. Богатырёв А.Ф. Коэффициенты взаимной диффузии углеводородных и природных газов / А.Ф. Богатырёв, Б.А. Григорьев, М.А. Незовитина. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – 144 с.
7. Гиршфельдер Дж. Молекулярная теория газов и жидкостей = Molecular theory of gases and liquids / Дж. Гиршфельдер, Ч. Кертис, Р. Берд. – М.: Издательство иностранной литературы, 1961. – 929 с.
8. 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.
9. 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.
10. Vogel E. Viscosity correlation for n-butane in the fluid region / E. Vogel, C. Küchenmeister, E. Bich // High Temperatures – High Pressures. – 1999. – Т. 31. – С. 173–186.
11. 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.
12. Bogatyrev A.F. Transport properties of natural gas mixtures: viscosity, diffusion, thermal diffusion / A.F. Bogatyrev, O.A. Makeenkova, M.A. Kucherenko // JP Journal of Heat and Mass Transfer. – 2019. – Т. 17. – № 2. – С. 365–377.
13. Богатырёв А.Ф. Расчет коэффициентов взаимной диффузии газовых смесей системы азот-этан / А.Ф. Богатырёв, М.А. Кучеренко, О.А. Макеенкова и др. // Сб. трудов VIII Международной научно-технической конференции «Энергетика, информатика, инновации – 2018». – Смоленск: Универсум, 2018. – Т. 1. – С. 68–71.
14. Богатырёв А.Ф. Расчет коэффициентов вязкости и диффузии разреженных бинарных смесей двуокиси углерода с этаном и пропаном / А.Ф. Богатырёв, М.А. Кучеренко, О.А. Макеенкова // Международный научно-исследовательский журнал. – 2018. – № 7 (73). – С. 7–12.
15. Богатырёв А.Ф. Коэффициенты вязкости, диффузии и термодиффузионная постоянная в смеси разреженных газов H_2–N_2 / А.Ф. Богатырёв, 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.
16. 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.
17. Богатырёв А.Ф. Авторское свидетельство № 890152 A1 СССР, МПК G01N 13/00. Диффузионный аппарат: № 2912393: заявл. 22.04.1980: опубл. 15.12.1981 / А.Ф. Богатырёв, С.Ф. Осадчий; заявитель Казахский ордена Трудового Красного Знамени государственный университет им. С.М. Кирова.
18. Weissman S. Estimation of diffusion coefficients from viscosity measurements. Polar and polyatomic gases / S. Weissman // J. Chem. Phys., 1964. – Т. 40. – С. 3397–3409.
19. 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: Statistical Mechanics and its Applications. – 1978. – Т. 93A. – С. 155–170.
20. Богатырёв А.Ф. Коэффициенты взаимной диффузии разреженных газовых смесей, содержащих CH_4, C_2H_6, C_3H_8 и n-C_4H_{10} / А.Ф. Богатырёв, М.А. Кучеренко, О.А. Макеенкова и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 1 (38): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 61–66.

21. Богатырёв А.Ф. Температурная зависимость коэффициентов диффузии в бинарных газовых системах, содержащих углеводороды, при низких давлениях / А.Ф. Богатырёв, М.А. Кучеренко, О.А. Макеенкова // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 1 (46): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 67–74.

Binary diffusion coefficients of C_3H_8 – C_2H_6, C_5H_{12} – C_2H_6, C_4H_{10} – C_3H_8 and C_5H_{12} – CH_4 gas systems at low pressure

O.A. Makeenkova[1*], V.R. Belalov[2], E.B. Grigoryev[3]

[1] Smolensk State University, Bld. 4, Przhevalskogo street, Smolensk, 214000, Russian Federation
[2] Branch of National research university "MPEI" in Smolensk, Bld. 1, Energeticheskiy proyezd, Smolensk, 214013, Russian Federation
[3] Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
[*] E-mail: Tfs209@yandex.ru

Abstract. The study of the transport properties of gas mixtures containing hydrocarbon gases is of great importance for improving the efficiency of the fuel and energy industry. In this paper, the authors consider the binary diffusion coefficients of four dilute binary gas systems containing CH_4, C_2H_6, C_3H_8, C_4H_{10} and C_5H_{12}. The paper presents experimental data obtained at an experimental setup implementing a stationary flow method. The experimental results are compared with calculated ones got according to the method proposed by the authors earlier. The method allows to determine the temperature dependence of the binary diffusion coefficients using the viscosity of pure gases. Experimental results are compared with data obtained by other authors as well. There is an agreement between the experimental and calculated values within the experimental error.

Keywords: diffusion, dilute binary gas systems, hydrocarbons, experiment, calculation method.

References

1. FRANK-KAMENETSKIY, D.A. *Diffusion and heat transfer in chemical kinetics* [Diffuziya i teploperedacha v khimicheskoy kinetike]. Moscow: Nauka, 1966. (Russ.).
2. VARGAFTIK, N.B. *Reference book on thermophysical properties of gases and liquids* [Spravochnik po teplofizicheskim svoystvam gazov i zhidkostey]. Moscow: Nauka, 1972. (Russ.).
3. GRIGORYEV, B.A., A.A. GERASIMOV, I.S. ALEKSANDROV. *Thermophysical properties of hydrocarbons among petroleum, gas condensates, natural and associated gases* [Teplofizicheskiye svoystva uglevodorodov nefti, gazovykh kondensatov, prirodnogo i soputstvuyushchikh gazov]: in 2 vls. Moscow: Moscow Power Engineering Institute, 2019, vol. 2. (Russ.).
4. SHASHKOV, A.G., A.A. ZOLOTUKHINA, V.B. VASILENKO. *Factor of heat diffusion in gas mixtures* [Faktor termodiffuzii gazovykh smesey]. Minsk: Belorusskaya nauka, 2007. (Russ.).
5. REID, R.C, J.M. PRAUSNITZ, Th.K. SHERWOOD. *The properties of gases and liquids* [Svoystva gazov i zhidkostey]. Translated from Engl. Leningrad, USSR: Khimiya, 1982. (Russ.).
6. BOGATYREV, A.F., B.A. GRIGORYEV, M.A. NEZOVITINA. *Ratios of mutual diffusion between hydrocarbon and natural gases* [Koeffitsiyenty vzaimnoy diffuzii uglevodorodnykh i prirodnykh gazov]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. (Russ.).
7. HIRSCHFELDER, J.O., Ch.F. CURTISS, R.B. BIRD. *Molecular theory of gases and liquids* [Molekulyarnaya teoriya gazov i zhidkostey]. Translated from Engl. Moscow: Izdatelstvo inostrannoy literatury, 1961. (Russ.).
8. FOKIN, L.R., A.N. KALASHNIKOV. Transport properties of mixed diluted 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.).
9. 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.
10. VOGEL, E., C. KÜCHENMEISTER, E. BICH. Viscosity correlation for n-butane in the fluid region. *High Temperatures – High Pressures*, 1999, vol. 31, pp. 173–186, ISSN 0018-1544.
11. 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.

12. BOGATYREV, A.F., O.A. MAKEENKOVA, M.A. KUCHERENKO. Transport properties of natural gas mixtures: viscosity, diffusion, thermal diffusion. *JP Journal of Heat and Mass Transfer*, 2019, vol. 17, no. 2, pp. 365–377, ISSN 0973-5763.
13. BOGATYREV, A.F., M.A. KUCHERENKO, O.A. MAKEENKOVA. Calculation of mutual diffusion factor for gas mixtures of a nitrogen–ethane system [Raschet koeffitsiyentov vzaimnoy diffuzii gazovykh smesey sistemy azot-etan]. In: *Collected papers of the 8th "Power engineering, informatics, innovations – 2018" conference*. Smolensk, RF: Univesum, 2018, vol. 1, pp. 68–71. (Russ.).
14. BOGATYREV, A.F., M.A. KUCHERENKO, O.A. MAKEENKOVA. Calculation of viscosity and diffusion constants for diluted binary carbon dioxide mixtures with ethane and propane [Raschet koeffitsiyentov vyazkosti i diffuzii razrezhennykh binarnykh smesey dvuokisi ugleroda s etanom i propanom]. *Mezhdunarodnyy Nauchno-issledovatelskiy Zhurnal*, 2018, no. 7 (73), pp. 7–12. ISSN 2303-9868. (Russ.).
15. BOGATYREV, A.F., V.R. BELALOV, M.A. KUCHERENKO. Factors of viscosity, diffusion and thermodiffusion constant in a H_2–N_2 mixture of rarified gases [Koeffitsiyenty vyazkosti, diffuzii i termodiffuzionnaya postoyannaya v smesi razrezennykh gazov H_2–N_2]. In: *Collected papers of the 7th "Power engineering, informatics, innovations – 2017" conference*. Smolensk: Universum, 2017, vol. 1, pp. 48–52. (Russ.).
16. 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.
17. KAZAKH STATE UNIVERSITY NAMED AFTER S.M. KIROV. *Diffuser*. Inventors: BOGATYREV, A.F., S.F. OSADCHIY. 15 December 1981. Appl: 22 April 1980. RU 890152 A1 SSSR, MPK G01N 13/00.
18. WEISSMAN, S. Estimation of diffusion coefficients from viscosity measurements. Polar and polyatomic gases. *J. Chem. Phys*., 1964, vol. 40, pp. 3397–3409, ISSN 0021-9606.
19. ABE, Y., J. KESTIN, H.E. KHALIFA, et al. The viscosity and diffusion coefficients of the mixtures of four light hydrocarbon gases. *Physica A: Statistical Mechanics and its Applications*, 1978, vol. 93A, pp. 155–170, ISSN 0378-4371.
20. BOGATYREV, A.F., M.A. KUCHERENKO, O.A. MAKEENKOVA, et al. A Binary diffusion coefficients of dilute gas mixtures containing CH_4, C_2H_6, C_3H_8, n-C_4H_{10} [Koeffitsiyenty vzaimnoy diffuzii razrezhennykh gazovykh smesey, soderzhshchikh CH_4, C_2H_6, C_3H_8 i n-C_4H_{10}]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2019, no. 1 (38): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 61–66. ISSN 2306-9849. (Russ.).
21. BOGATYREV, A.F., M.A. KUCHERENKO, O.A. MAKEENKOVA. Temperature dependence of binary diffusion coefficients in binary gas systems containing hydrocarbons at low pressures [Temperaturnaya zavisimost koyeffitsiyentov diffuzii v binarnykh gazovykh sistemakh. soderzhashchikh uglevodorody, pri nizkikh davleniyakh]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 1(46): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 67–74. ISSN 2306-8949. (Russ.).

УДК 532.5.013.2

Новый метод повышения продуктивности газовых скважин на базе геомеханического дробления породы в призабойной зоне пласта

М.В. Пятахин[1]*, С.О. Оводов[1], С.А. Шулепин[1], С.А. Хан[2], С.Л. Костиков[2], Ю.М. Гайдаш[3]

[1] ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1
[2] ПАО «Газпром», Российская Федерация, 190900, г. Санкт-Петербург, ВОХ 1255
[3] ООО «Ригла», Российская Федерация, 115201, г. Москва, Каширское шоссе, д. 22, к. 4, стр. 1
* E-mail: M_Pyatakhin@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: геомеханическое дробление породы, повышение производительности скважин ПХГ, напряженно-деформированное состояние породы, депрессия геомехдробления на пласт, газодинамические исследования скважин.

Тезисы. Одной из основных задач газовой промышленности продолжает оставаться повышение производительности газовых скважин. Предлагается метод повышения проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) путем геомеханического дробления породы. Посредством управления напряженно-деформированным состоянием (НДС) в ПЗП достигаются нарушение монолитности породы, разрушение и трещинообразование. В результате ПЗП оказывается пронизанной множеством искусственно созданных трещин, выполняющих роль техногенных фильтрационных каналов, а ее проницаемость существенно возрастает.

Метод разрабатывался для скважин подземных хранилищ газа (ПХГ) и применим для скважин месторождений. С целью разработки метода геомехдробления породы для газовых скважин:

- экспериментально определены деформационные, прочностные и фильтрационные свойства горных пород в условиях трехосного напряженного состояния;
- установлена необходимая депрессия геомехдробления на пласт в результате исследования механических свойств образцов пород пластов-коллекторов, газодинамических исследований скважин на стационарных режимах эксплуатации и математического моделирования НДС породы в ПЗП;
- разработаны технические решения, позволяющие применять метод геомехдробления с учетом технологических ограничений, существующих для газовых скважин.

Проанализированы условия Карашурского, Песчано-Уметского, Кущевского, Северо-Ставропольского и Елшанско-Курдюмского ПХГ. Проведена апробация метода геомехдробления на одной из скважин Карашурского ПХГ. Получен прирост дебита скважины на 15…17 %.

В настоящее время для газовой промышленности продолжает оставаться актуальной разработка способов повышения продуктивности скважин. Предлагается рассмотреть новый метод, разработанный в ООО «Газпром ВНИИГАЗ», который можно использовать для интенсификации притока газовых скважин месторождений и подземных хранилищ газа (ПХГ), как вновь пробуренных, так и находящихся в эксплуатации.

Применительно к интенсификации нефтяных скважин известен метод направленной разгрузки пласта (НРП), имеющий несколько разновидностей [1–4]. Так, способ ремонта скважин, призванный повышать приток пластового флюида, включает перфорацию стенок скважины и создание депрессии, необходимой для изменения структуры грунта и тем самым увеличения его проницаемости в призабойной зоне пласта (ПЗП), определенной на основании исследований механических свойств образцов грунта из пласта [1].

Известна также такая разновидность НРП, как способ вызова или увеличения притока флюида в скважинах, включающий создание открытого ствола в продуктивном пласте, определение эксплуатационных значений депрессии, исследование механических свойств образцов грунта из пласта, определение на их основе величины депрессии, достаточной для разрушения грунта в окрестности скважины, и собственно создание депрессии [2].

Следующая разновидность метода НРП предполагает регистрацию изменения коэффициента продуктивности в процессе воздействия на ПЗП снижением давления

на забое скважины [3]. При этом определяется напряжение, соответствующее необратимому увеличению проницаемости образцов горных пород продуктивного пласта. Для этого проводятся опыты по исследованию зависимости проницаемости горных пород в области забоя от действующих в них напряжений. Затем, как и при использовании других разновидностей метода, создается депрессия на забое скважины. При прекращении роста коэффициента продуктивности скважина переводится в эксплуатационный режим.

Наиболее полно детали метода НРП проявляются в способе обработки нагнетательной скважины [4]. Сначала производится отбор образцов породы из продуктивной толщи нагнетательной скважины или ближайшей к ней скважины, затем на отобранных образцах моделируются условия сжатия породы, которые действуют в ПЗП при различных конструкциях забоя скважины и различных депрессиях в скважине, с воспроизведением напряжений, при которых происходят деформирование с растрескиванием, разрыхлением образцов породы и необратимым повышением их проницаемости. На последующих этапах определяется конструкция забоя нагнетательной скважины с перфорационными отверстиями или горизонтальной щелью в открытом стволе, затем создается на забое скважины депрессия, не меньшая установленной по данным моделирования образцов породы, с ее поддержанием до перевода скважины в режим нагнетания.

Все названные выше разновидности метода НРП имеют существенные ограничения. Так, в первом случае [1] необходимо проводить перфорацию стенок скважины, что сокращает область применения метода. Вторая разновидность метода [2], наоборот, реализуется только в открытом стволе, что также ограничивает сферу ее применимости. Третий вариант [3] требует установки дополнительного забойного оборудования. Четвертый вариант [4] применим только в нагнетательных скважинах, используемых для поддержания пластового давления при добыче нефти на месторождениях. Его характеризует технически и методически сложное моделирование условий сжатия породы, действующих в ПЗП при различных конструкциях забоя скважины и различных депрессиях. Но главным фактором неприменимости метода НРП для газовых скважин является необходимость глушения скважины с последующим использованием для создания депрессии струйного насоса.

Разработанный в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» *метод геомеханического дробления породы* направлен на увеличение продуктивности газовых скважин за счет повышения проницаемости ПЗП посредством создания в ней системы трещин. Метод предполагает исследования керна из призабойной зоны пласта-коллектора, проведение на газовой скважине газодинамических исследований (ГДИ) на стационарных режимах, а также математическое моделирование напряженно-деформированного состояния породы пласта-коллектора.

Суть метода геомеханического дробления породы заключается в создании в окрестности газовой скважины напряжений, приводящих к растрескиванию породы и появлению в пласте искусственной системы макротрещин, играющих роль фильтрационных каналов, проницаемость которых значительно (в разы и более) превышает природную проницаемость пласта.

Для использования метода геомеханического дробления породы на месторождении или ПХГ следует для конкретных геолого-технических условий определить величину депрессии, необходимой для активации процесса растрескивания в окрестности скважины, а также оценить фактическую возможность ее достижения на конкретной скважине. Депрессия геомехдробления на пласт-коллектор создается путем продувки скважины либо через диафрагменный измеритель критического течения (ДИКТ) с выпуском газа в атмосферу, либо через крановое регулирующее устройство (КРУ) с выпуском газа в газопровод.

С точки зрения технологии метод геомеханического дробления породы пласта включает следующие операции:

1) определение прочностных свойств породы в ПЗП по керну, а именно: сцепления породы в ПЗП (C), коэффициента структурного ослабления сцепления (λ), угла внутреннего трения породы (φ);

2) ГДИ скважины-кандидата на стационарных режимах, а именно: на четырех-шести режимах прямого хода, начиная от меньших дебитов к большим, и двух-трех режимах обратного хода, повторяя два режима прямого хода (как правило, 2-й и 3-й). На каждом режиме необходимо достичь полной стабилизации

(неизменного значения в течение 5 мин) давления и дебита скважины;

3) по результатам исследований керна и ГДИ определение депрессии геомехдробления, при которой происходит образование трещин в породе пласта. Для расчета депрессии геомехдробления необходимы следующие исходные данные:

- показатели механических свойств породы пласта-коллектора в ПЗП: C, λ, φ;
- данные о фильтрационных характеристиках породы пласта-коллектора в ПЗП: коэффициенты фильтрационного сопротивления A, МПа^2/(тыс. м^3/сут), и B, МПа^2/(тыс. м^3/сут)^2, полученные исходя из результатов ГДИ эксплуатационной скважины;
- пластовое давление флюида ($p_{пл}$);
- характеристики заканчивания скважины: отношение радиуса контура питания скважины к радиусу забоя ($R_к/R_з$).

Определение C и φ монолитных образцов горных пород целесообразно выполнить методом нагружения сферическими индентерами [5, 6]. При определении показателей объемной прочности образцы подвергаются раскалыванию путем сжатия парой сферических инденторов в приборе-пробнике ИСМ-190 или аналогичном, способном проводить испытания образцов горной породы в соответствии с ГОСТ 24941-81.

Сцепление, МПа, и угол внутреннего трения, град., определяют по формулам [5]:

$$C = \frac{\sqrt[4]{\sigma_р \sigma_с}}{2}\left(\sqrt{\sigma_р} + \sqrt{\sigma_с}\right), \quad (1)$$

$$\varphi = \operatorname{arctg}\frac{\sqrt{\sigma_с} - \sqrt{\sigma_р}}{2\sqrt[4]{\sigma_р \sigma_с}}, \quad (2)$$

$$\sigma_р = \frac{P}{S_р}, \quad (3)$$

$$\sigma_с = \frac{P}{S_{max}}, \quad (4)$$

где P – нагрузка в момент разрушения образца при сжатии сферическими инденторами, Н; S_{max} – площадь поверхности большей из зон структурно-механических изменений под инденторами, м^2; $S_р$ – площадь поверхности разрыва образца, м^2; $\sigma_с$ – радиальное сжимающее напряжение на поверхности большей из зон, МПа; $\sigma_р$ – предел прочности на растяжение образца, МПа.

Для слабосцементированного песчаника допустимо применение приближенной аналитической формулы

$$C = \left(\sqrt{6} + \frac{3}{\sqrt{2}}\right)\sigma_р \approx 4{,}6\sigma_р, \quad (5)$$

связывающей сцепление образца породы с пределом прочности на растяжение.

Дебит геомехдробления для скважины с перфорированной колонной $q_к$, м^3/сут, определяется по формулам:

$$q_к = \frac{A(T+3)}{6B(T+1)}\left(\sqrt{1 + \frac{96 p_{пл} C \operatorname{tg}\alpha\, B(T+1)^2}{A^2(T+3)T}} - 1\right), \quad (6)$$

$$\alpha = 45° + \frac{\varphi}{2}, \quad (7)$$

$$T = 2(\operatorname{tg}^2\alpha - 1), \quad (8)$$

где T – вспомогательный безразмерный параметр; α – угол разрушения породы в ПЗП, град.

Депрессию геомехдробления Δp, МПа, начала объемных разрушений породы в ПЗП при отборе из скважины с перфорированной колонной определяют по формуле:

$$\Delta p = p_{пл} - \sqrt{p_{пл}^2 - A q_к - B q_к^2}. \quad (9)$$

Дебит геомехдробления для скважины с открытым забоем $Q_к$, м^3/сут, определяется по формулам:

$$Q_к = \frac{(t+1)A}{2Bt\ln\frac{R_к}{R_з}}\left(\sqrt{1 + \frac{16 C \operatorname{tg}\alpha\, p_{пл} B t \ln^2\frac{R_к}{R_з}}{A^2(t+1)}} - 1\right), \quad (10)$$

$$t = \operatorname{tg}^2\alpha - 1, \quad (11)$$

где t – безразмерный параметр.

Депрессия геомехдробления скважины с открытым забоем определяется по формуле (9) с заменой $q_к$ на $Q_к$.

Создание депрессии геомехдробления на пласт-коллектор в газовой скважине (незаглушенной жидкостью) возможно путем снижения устьевого давления. Снижения устьевого давления до заданной величины в течение определенного времени можно достичь при продувке скважины либо в атмосферу с использованием ДИКТ, либо в газопровод с использованием КРУ. При этом максимально достижимое значение Δp зависит от характеристик конкретной скважины: потерь давления

в насосно-компрессорных трубах, диаметра диафрагмы, потерь давления в шлейфе.

Достижимость депрессии геомехдробления, определенной с учетом прочностных и фильтрационно-емкостных свойств породы пласта-коллектора, определяется техническими характеристиками конкретной скважины. Максимальное значение Δp может быть достигнуто на скважине при ее продувке с выпуском газа в атмосферу.

Расчет максимально достижимой депрессии на пласт-коллектор скважины ПХГ при продувке с выпуском газа в атмосферу с использованием ДИКТ проводится в следующей последовательности. Для каждого конкретного случая строятся зависимости забойного $p_{заб}$, кгс/см^2, и устьевого $p_{уст}$, кгс/см^2, давлений от дебита Q, тыс.м^3/сут, по формулам

$$p_{заб} = \sqrt{p_{пл}^2 - AQ - BQ^2}, \quad (12)$$

$$p_{уст} = \sqrt{\frac{p_{заб}^2 - 1{,}377\lambda_{тр}\frac{(z_{ср}T_{ср})^2}{d_{вн}^5}(e^{2S}-1)Q^2}{e^{2S}}}, \quad (13)$$

$$S = 0{,}03415\frac{\overline{\rho}L}{z_{ср}T_{ср}}, \quad (14)$$

где $d_{вн}$ – внутренний диаметр лифтовых труб, см; L – глубина скважины, м; $T_{ср}$ – средняя температура флюида[1], К; $z_{ср}$ – коэффициент сверхсжимаемости флюида средний[1], безразмерный; $\lambda_{тр}$ – коэффициент гидравлических сопротивлений лифтовых труб[1], безразмерный; $\overline{\rho}$ – относительная плотность газа по воздуху, безразмерная, а также зависимость (с учетом формулы (12)) возникающей при этом депрессии на пласт Δp, кгс/см^2, от дебита скважины по формуле

$$\Delta p = p_{пл} - p_{заб.} \quad (15)$$

Далее строится характеристическая зависимость, связывающая диаметр диафрагмы с дебитом скважины Q при критическом истечении через диафрагму ДИКТ:

$$Q = \frac{cP_д\Delta}{\sqrt{\overline{\rho}zT_д}}, \quad (16)$$

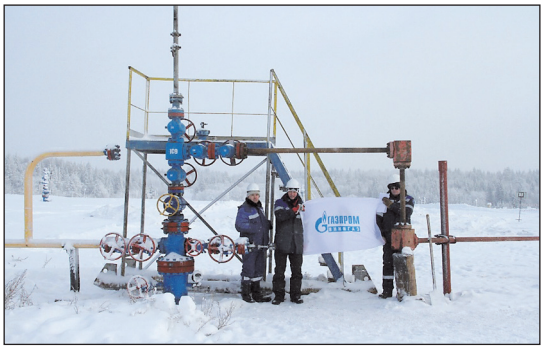
где c – коэффициент измерителей критического течения, безразмерный, определяют[1] по диаметру диафрагмы; $P_д$ – абсолютное давление перед диафрагмой ($P_д = p_{уст}$), кгс/см^2; $T_д$ – абсолютная температура газа перед диафрагмой, К; Δ – поправочный коэффициент для учета изменения показателя адиабаты реального газа[1], безразмерный; z – коэффициент сверхсжимаемости при $P_д$ и $T_д$. По линейной зависимости (16) определяется дебит скважины при данном диаметре диафрагмы, обеспечивающий реализацию метода геомехдробления.

Для проведения работ при продувке скважины в атмосферу устанавливают в ДИКТ диафрагму необходимого диаметра. При выпуске газа в газопровод определяют требуемый процент раскрытия проходного отверстия КРУ. Продувают скважину через ДИКТ или КРУ с целью создания депрессии геомеханического дробления в течение нескольких минут после установления стационарного режима. С целью оценки изменения производительности скважин ПХГ методом геомехдробления породы пласта проводят повторные ГДИ на стационарных режимах.

Работы по интенсификации притока методом геомехдробления могут проводиться на газовых скважинах с любой конструкцией забоя – перфорированная эксплуатационная колонна, открытый ствол, расширенная ПЗП.

После проведения повторных ГДИ на стационарных режимах и подтверждения эффективности проведенных работ производят включение скважины в эксплуатацию на новом режиме с увеличенной производительностью.

В декабре 2021 г., объявленного в России Годом науки и технологий, ООО «Газпром



Сотрудники ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и ООО «Газпром ПХГ» на скважинных испытаниях метода геомеханического дробления породы для повышения производительности скважин. Карашурское ПХГ, декабрь 2021 г.

[1] Определяют согласно инструкции [7].

ВНИИГАЗ», являясь ведущим научным центром ПАО «Газпром», создающим и внедряющим инновационные научно-технологические разработки, провел испытания метода геомеханического дробления породы для повышения производительности скважин. Апробация нового технического решения проведена на одной из скважин Карашурского ПХГ (рисунок) с помощью специалистов ООО «Газпром ПХГ»: в промысловых условиях проверены и подтверждены результаты теоретических и экспериментальных исследований. В результате испытаний примененного метода зафиксировано увеличение производительности скважины на 15…17 %. Впервые в мировой практике данная технология разработана и апробирована для газовых скважин.

Список литературы

1. Патент на изобретение № 2188317 C1 Российская Федерация, E21B 43/25. Способ ремонта скважин: № 2001104302/03: заявл. 16.02.2001: опубл. 27.08.2002 / Ю.Ф. Коваленко, Ю.В. Кулинич, В.И. Карев; заявитель: ООО «Научно-исследовательский центр «Геомеханика и технология».
2. Патент на изобретение № 2163666 C1 Российская Федерация, E21B 43/25. Способ вызова или увеличения притока флюида в скважинах: № 99117007/03: заявл. 04.08.1999: опубл. 27.02.2001 / Ю.Ф. Коваленко, Д.М. Климов, Ю.В. Кулинич и др.; заявитель: ООО «Научно-исследовательский центр «Геомеханика и технология».
3. Патент на изобретение № 2645684 C1 Российская Федерация, E21B 43/18. Способ направленной разгрузки пласта: № 2016139387: заявл. 07.10.2016: опубл. 27.02.2018 / Д.М. Климов, В.И. Карев, Ю.Ф. Коваленко и др.; заявитель: ООО «НТЦ «Геомеханика».
4. Патент на изобретение № 2213852 C2 Российская Федерация, МПК E21B 43/16, E21B 43/02. Способ обработки нагнетательной скважины: № 2001133785/03: заявл. 18.12.2001: опубл. 10.10.2003 / Ю.Ф. Коваленко, Д.М. Климов, Ю.В. Кулинич и др.; заявитель: ООО «Научно-исследовательский центр «Геомеханика и технология».
5. Пятахин М.В. Геомеханические проблемы при эксплуатации скважин / М.В. Пятахин. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – 266 с.
6. Коршунов В.А. Определение показателей объемной прочности образцов горных пород при их нагружении сферическими инденторами / В.А. Коршунов, Ю.М. Карташов. – М.: ВНИМИ, 2001.
7. Зотов Г.А. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин / Г.А. Зотов, З.С. Алиев и др. – М.: Недра, 1980.

A new method for rising performance of gas wells on the grounds of geomechanical fragmentation of bottom-hole rocks

M.V. Pyatakhin[1*], S.O. Ovodov[1], S.A. Shulepin[1], S.A. Khan[2], S.L. Kostikov[2], Yu.M. Gaydash[3]

[1] Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
[2] Gazprom PJSC, BOX 1255, St. Petersburg, 190900, Russian Federation
[3] Rigla LLC, Bld. 22, Block 4-1, Kashirskoye shosse, Moscow, 115201, Russian Federation
[*] E-mail: M_Pyatakhin@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Rising of well performance is still a topical challenge for the gas industry. Authors suggest a new method aimed to increase permeability of a bottom-hole area through the geomechanical fragmentation of rocks. Manipulating the stress-strain behavior of the bottom-hole area violates the integrity of a rock and initiates the crack propagation. Hence, the bottom-hole area is penetrated with a grid of the artificial cracks acting like the manmade filtering channels, and the permeability of the bottom-hole area increases.

The named method was created for the underground gas storages (UGSs), but it is suitable for the natural deposits as well. To work it out, there were the following studies:

- the deformation, strength and filtration properties of rocks were tested in conditions of the 3-axis strain;
- the differential pressure necessary for the geomechanical fracturing was determined through studying the mechanical properties of the reservoir-rock samples, gas-dynamical testing of wells in the stationary operation regimes and math simulation of the stress-strain behavior of rocks in the bottom-hole area;

- few techniques considering the technological constrains for gas wells were designed.

In course of the studies, the cases of the Karashurskoye, Peschano-Umetskoye, Kushchevskoye, Severo-Stavropolskoye and Yelshansko-Kurdyumskogo UGSs were analyzed. The geomechanical fracturing method was piloted at a well of Karashurskoye UGS. Its capacity increased by 15…17 %.

Keywords: geomechanical crushing of rock, increasing the productivity of UGS wells, stress-strain state of rock, depression of geomechanical fragmentation into the formation, gas-dynamic studies of wells.

References

1. NAUCHNO-ISSLEDOVATELSKIY TSENTR “GEOMEKHANIKA I TEKHNOLOGIYA” LLC. *Method of well repairs*. Inventors: KOVALENKO, Yu.F., Yu.V. KULINICH, V.I. KAREV. Appl.: 16 February 2001. Publ.: 27 August 2002. RU 2188317 C1.
2. NAUCHNO-ISSLEDOVATELSKIY TSENTR “GEOMEKHANIKA I TEKHNOLOGIYA” LLC. *Process causing or raising inflow of fluid in wells*. Inventors: KOVALENKO, Yu.F., D.M. KLIMOV, Yu.V. KULINICH, et al. Appl.: 04 August 1999. Publ.: 27 February 2001. RU 2163666 C1.
3. NTTS «GEOMEKHANIKA» LLC. *Method of directional loading of the bed.* Inventors: KLIMOV, D.M., V.I. KAREV, Y.F. KOVALENKO, et al. Appl.: 07 October 2016. Publ.: 27 February 2018. RU 2645684 C1.
4. NAUCHNO-ISSLEDOVATELSKIY TSENTR “GEOMEKHANIKA I TEKHNOLOGIYA” LLC. *Method of injection well treatment*. Inventors: KOVALENKO, Yu.F., D.M. KLIMOV, Yu.V. KULINICH, et al. Appl.: 18 December 2001. Publ.: 10 October 2003. RU 2213852 C2.
5. PYATAKHIN, M.V. *Geomechnical challenges when operating wells* [Geomekhanicheskiye problem pri ekspluatatsii skvazhin]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2012. (Russ.).
6. KORSHUNOV, V.A., Yu.M. KARTASHOV. *Determination of bulk strength indicators for rocks loaded with spherical indenters* [Opredeleniye pokazateley obyemnoy prochnosti gornykh porod pri ikh nagruzhenii sfericheskimi indentorami]. Moscow: All-Russian Dairy Research Institute, 2001. (Russ.).
7. ZOTOV, G.A., Z.S. ALIYEV, et al. *Guidelines on complex studying gas and gas-condensate wells* [Instruktsiya po kompleksnomy issledovaniyu gazovykh i gazokondensatnykh skvazhin]. Moscow: Nedra, 1980. (Russ.).

УДК 622.279.23

Комплексный подход при мониторинге фракционного состава конденсатов валанжинских залежей Уренгойского месторождения

Н.М. Парфенова[1]*, Р.Ю. Наренков[1], Е.Б. Григорьев[1]

[1] ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1
* E-mail: N_Parfenova@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: валанжинские залежи Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения, мониторинг фракционного и компонентного состава конденсатов, газохроматография, метод разгонки конденсатов.

Тезисы. В настоящей работе представлены результаты комплексного исследования результатов мониторинга фракционного состава конденсатов валанжинских залежей Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) за более чем 20-летний период разработки месторождения.

Валанжинский газоконденсатный горизонт Уренгойского НГКМ приурочен к газоконденсатнонефтяным залежам в пластах нижнемелового продуктивного комплекса. Промышленная эксплуатация нижнемеловых продуктивных залежей Уренгойского НГКМ началась в январе 1985 г. поэтапным освоением газоконденсатной залежи по площади и разрезу месторождения. Конденсаты отбирались в период 1999–2009 гг. со всех четырех установок комплексной подготовки газа.

В основу исследования положены результаты, полученные при характеристике фракционного и компонентного составов конденсатов, которые сравнивались в процессе анализа с аналогичными данными о конденсатах, отобранных при начальных пластовых условиях.

На основании анализа конденсатов Уренгойского НГКМ газохроматографическим методом, проводимого в период 1999–2009 гг., сделан вывод о том, что в целом конденсаты 1-го – 4-го эксплуатационных объектов в течение 10 лет не претерпели заметных изменений, которые наблюдались в период 1985–1999 г., что вполне согласовалось с результатами мониторинга фракционного состава в этот же период разработки.

Примененный в работе комплексный подход к изучению динамики фракционного состава методом разгонки конденсатов и компонентного состава газохроматографическим методом показал хорошее совпадение результатов, что позволяет рекомендовать его в качестве примера для использования на других месторождениях.

В процессе эксплуатации газоконденсатных залежей пластовое давление в объектах разработки снижается, вследствие чего за счет перехода части углеводородов (УВ) $C_{5+в}$ в жидкое состояние в пласте (пластовые потери конденсата) во фракционном составе добываемых конденсатов происходят заметные изменения. Поскольку эти данные закладываются в проект разработки месторождения, определения уровня добычи и переработки конденсата, проведение мониторинга фракционного состава конденсатов занимает важное место в общей газоконденсатной характеристике конденсатов.

Ниже представлены результаты комплексного исследования мониторинга фракционного состава конденсатов валанжинских залежей Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) за более чем 20-летний период разработки месторождения. При изучении динамики фракционного состава конденсатов в процессе мониторинга принимались во внимание сложная структура месторождения с большим количеством продуктивных пластов, разное состояние четырех объектов разработки (с различными значениями начального пластового давления) и большое количество скважин.

Валанжинский газоконденсатный горизонт Уренгойского НГКМ приурочен к газоконденсатнонефтяным залежам в пластах нижнемелового продуктивного комплекса. Промышленная эксплуатация нижнемеловых продуктивных залежей Уренгойского НГКМ началась в январе 1985 г. поэтапным освоением газоконденсатной залежи по площади и разрезу месторождения. При проектировании разработки месторождения все продуктивные пласты нижнего мела были сгруппированы в четыре эксплуатационных объекта с учетом их положения в разрезе, термобарических условий, фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов и насыщающих их флюидов. Сначала в разработку в 1985 г. были введены 2-й, 3-й и 4-й

эксплуатационные объекты. С 1993 г. началось промышленное освоение запасов 1-го эксплуатационного объекта, продуктивные пласты которого были сгруппированы в два подобъекта: 1А и 1Б.

Кроме того, была применена групповая децентрализованная схема сбора продукции скважин с обработкой углеводородного сырья на нескольких установках комплексной подготовки газа (УКПГ) большой производительности и подачей от них продукции в газотранспортную систему через межпромысловый коллектор. В настоящее время в эксплуатации находятся четыре УКПГ для добычи газа из валанжинской залежи (УКПГ-1АВ, УКПГ-2В, УКПГ-5В и УКПГ-8В), расположенные по территориальному признаку [1–3].

Конденсаты отбирались в период 1999–2009 гг. со всех четырех УКПГ. Результаты, полученные при характеристике указанных конденсатов, сравнивались в процессе анализа с соответствующими данными о конденсатах, отобранных при начальных пластовых условиях. Данные о начальных термобарических условиях и содержании УВ $C_{5+в}$ (конденсата) обнародованы ранее [4].

На рис. 1 приведена сравнительная характеристика фракционных составов конденсатов всех четырех объектов при начальных пластовых условиях. Видно, что в целом конденсаты всех четырех эксплуатационных объектов, отобранные при начальном пластовом давлении ($P_{пл}$), схожи по фракционному составу. Небольшие различия заметны в легкой и в высококипящей частях. Необходимо отметить тот факт, что каждый из валанжинских пластов имел свою газоконденсатную характеристику и при одновременной эксплуатации нескольких пластов в объекте в зависимости от режима работы скважины наблюдалось взаимное влияние пластов.

Динамика фракционного состава конденсатов прослежена по данным фракционного состава, распределению 10-градусных фракций и выходам топливных фракций. По результатам исследований выявлено, что в течение 20-летней эксплуатации месторождения фракционный состав конденсатов валанжинских залежей претерпел изменения. Наиболее существенные изменения наблюдались для конденсатов 2-го, 3-го и 4-го эксплуатационных объектов, что показано на примере конденсатов 2-го объекта (рис. 2).

Динамика фракционного состава конденсатов 2-го объекта в процессе разработки показана по разведочной скважине (далее – скв.) Р-1 (начальные пластовые условия) и скв. 2АВ-1 с УКПГ-2АВ, мониторинг по которой проводился в течение 10 лет (см. рис. 2). На рис. 2 наглядно видно, что при снижении

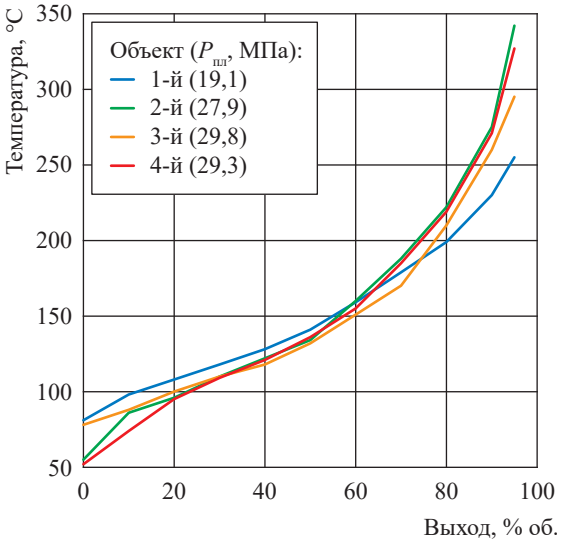


Рис. 1. **Фракционный состав конденсатов четырех эксплуатационных объектов при начальном пластовом давлении**

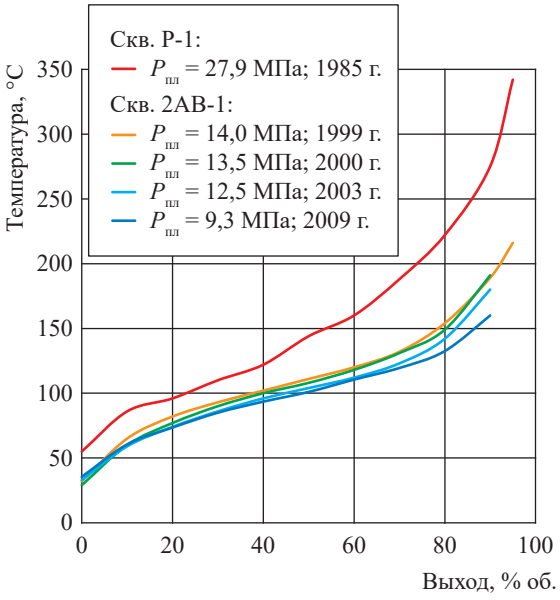


Рис. 2. **Динамика фракционного состава конденсатов 2-го объекта**

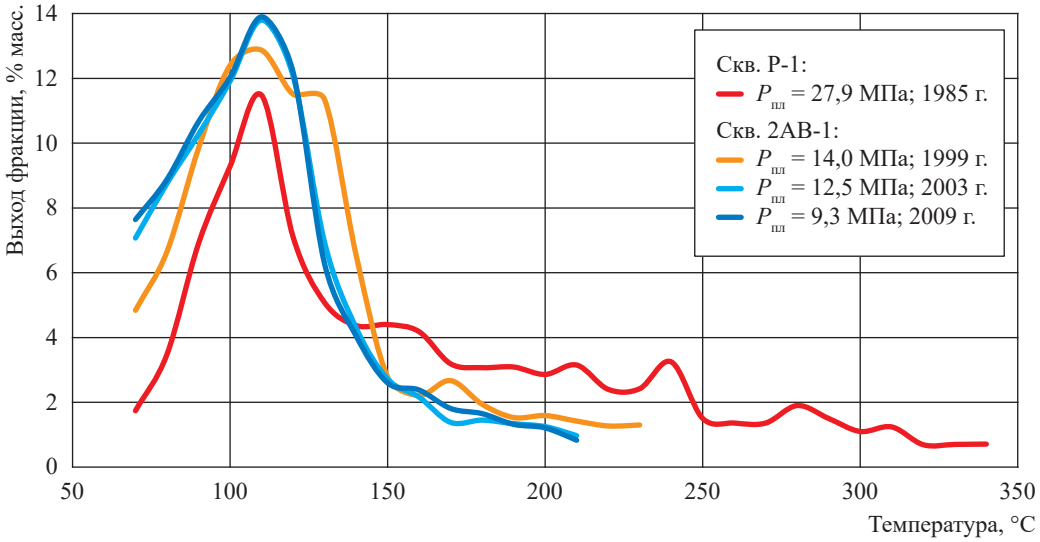


Рис. 3. **Динамика концентрационного распределения 10-градусных фракций конденсатов 2-го объекта**

пластового давления от начального значения 27,9 МПа (1985 г.) до 14,5 МПа (1999 г.) в скв. 2АВ-1 произошло значительное облегчение конденсата во всем температурном интервале выкипания конденсата, отраженное на рис. 2 значительным расстоянием между кривыми фракционного состава. Облегчение конденсатов сопровождалось сокращением высококипящей части и снижением конца кипения с 310…340 °С до 210…230 °С. Дальнейшее снижение пластового давления до 9,3 МПа (2009 г.) не оказало заметного влияния на фракционный состав конденсатов. Кривые фракционного состава расположены близко друг к другу, различаясь в небольшой степени лишь по температурам конца кипения.

На кривых концентрационного распределения 10-градусных фракций (рис. 3) отчетливо видно увеличение доли легкокипящих фракций и сокращение конца кипения конденсатов при изменении пластового давления в процессе разработки более чем на 100 °С.

Динамика выходов товарных фракций конденсатов 2-го объекта в сравнении с конденсатом, отобранным при начальном пластовом давлении, свидетельствует (рис. 4) об увеличении выхода бензиновых фракций и исчезновении в составе конденсатов фракций керосина и легкого газойля уже при переходе пластового давления от начального значения 27,9 МПа в 1985 г. к значению 14,5 МПа в 1999 г. С этого времени и далее конденсаты 2-го объекта представляли собой практически бензиновую фракцию.

Аналогичная ситуация складывалась и при эксплуатации конденсатов 3-го и 4-го объектов: с начала разработки (1985 г.) до 2009 г. снижение пластового давления привело к значительному облегчению конденсатов, которые с 1999 г. представляли собой практически бензиновую фракцию.

Сравнительная характеристика фракционного состава конденсатов всех четырех

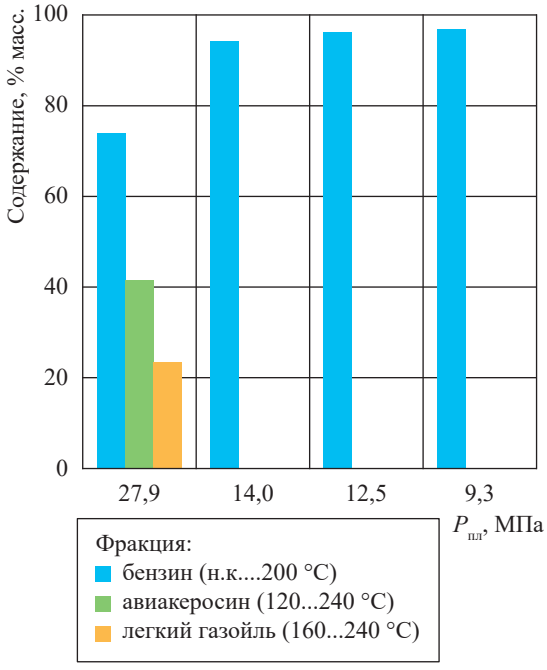


Рис. 4. **Динамика выходов товарных фракций конденсатов 2-го объекта:**
н.к. – начало кипения

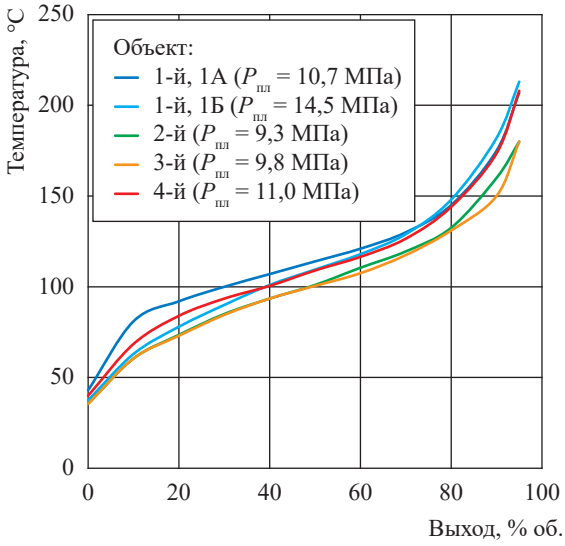


Рис. 5. **Фракционный состав конденсатов четырех объектов Уренгойского НГКМ на современном этапе**

объектов по состоянию на 2009 г. представлена на рис. 5. Видно, что кривые фракционного состава конденсатов четырех объектов идентичны по форме практически во всем интервале выкипания конденсатов, но располагаются друг над другом. Это свидетельствует о том, что фракционный состав конденсатов 1-го объекта, который стал разрабатываться позднее конденсатов 2-го…4-го объектов, несколько тяжелее с более высокими температурами конца кипения. Конденсаты 2-го…4-го объектов схожи между собой по фракционному составу. Принимая во внимание тот факт, что валанжинские залежи разрабатывались умеренными темпами, пик их выработки пришелся на 2004 г. и к настоящему времени добыча газа по сравнению с пиковым уровнем снизилась незначительно [3], можно заключить, что в настоящее время конденсаты отложений валанжина по-прежнему представляют собой бензиновую фракцию.

Конденсаты Уренгойского НГКМ также были исследованы методом газожидкостной хроматографии (ГЖХ), позволяющим осуществлять контроль изменения компонентного состава конденсатов в динамике. Считаем, что изучение динамики компонентного состава конденсатов газохроматографическим методом является неотъемлемой частью исследования динамики фракционного состава в процессе разработки месторождения. На основании данных расчета хроматограмм конденсатов можно сделать выводы о содержании легкой и тяжелой частей, об укорочении цепочки С-атомов, свидетельствующей об облегчении конденсатов. Для проведения экспресс-анализа нет необходимости проводить разгонки конденсатов с определением конца кипения. Метод ГЖХ позволяет исследовать большее количество продукции скважин в сравнительно короткое время.

Систематический мониторинг компонентного состава конденсатов Уренгойского НГКМ начался с 1998 г., когда разработка 2-го…4-го объектов шла полным ходом. Конденсаты всех эксплуатационных объектов относятся к метаново-нафтеновому типу. Лишь в некоторых скважинах УКПГ-1АВ и УКПГ-8В подобъекта 1А были обнаружены нафтеновые конденсаты в виде аномалии [5, 6].

В качестве примера газохроматографического исследования конденсатов взят конденсат 2-го эксплуатационного объекта из 2АВ-1 (табл. 1).

Таблица 1

Динамика компонентного состава конденсата 2-го объекта из скв. 2АВ-1 (УКПГ-2АВ)

Показатель		Дата отбора					
		1999 г.	2002 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.
$P_{пл}$, МПа		14,19	13,44	10,90	10,57	10,05	10,12
Содержание $C_{5+в}$, г/м³		73,40	62,60	55,40	55,10	55,40	53,70
Параметр компонентного состава	ряд н-алканов	C_3…C_{20}	C_3…C_{19}	C_3…C_{18}	C_3…C_{19}	C_3…C_{19}	C_3…C_{19}
	Σ н-алканов, % масс.	24,2	23,75	23,97	24,73	26,27	25,64
	концентрационный максимум	C_7	C_7	C_7	C_7	C_6	C_7
	Σ C_5…C_8, % масс.	65,29	68,39	64,25	69,46	66,08	67,58
	Σ C_{16}…C_{32}, % масс.	0,62	0,46	0,46	0,32	0,27	0,28
	УВ C_{20+}, % масс.	0,01	0	0,01	0	0	0
	Σ легких нафтенов, % масс.	18,60	18,91	18,68	19,55	19,02	19,40
	Σ легкой ароматики, % масс.	5,47	5,46	5,44	5,36	5,63	6,14

За время разработки скважины в период с 1999-го по 2008 г. пластовое давление в скважине снизилось с 14,19 до 10,12 МПа, что не привело к сколь-нибудь заметному изменению параметров компонентного состава конденсата и, следовательно, фракционного состава, что совпадает с результатами его разгонки (см. рис. 2–4).

Таким образом, по изменению показателей компонентного состава можно судить и об изменении показателей фракционного состава: увеличении или уменьшении легкокипящей и высококипящей частей, протяженности ряда С-атомов.

Методом ГЖХ изучена динамика компонентного состава конденсатов из всех четырех УКПГ. Усредненные данные по 2-му объекту приведены в табл. 2.

По результатам исследования можно отметить, что пластовое давление в скважинах постепенно снижалось, однако разными темпами в разных УКПГ. В некоторых скважинах снижение пластового давления приводило к облегчению конденсатов (т.е. увеличению доли легких УВ и снижению доли высококипящих УВ), как, например, в скв. 2АВ-2 (УКПГ-2АВ) и в скв. 8В-1 (УКПГ-8В). В других скважинах постепенное снижение пластового давления не приводило к каким-нибудь заметным изменениям компонентного состава конденсатов, например, в скв. 1АВ-1 (УКПГ-1АВ) и в скв. 5В-1 (УКПГ-5В). Значит, в скважинах УКПГ-1АВ и УКПГ-2АВ снижение пластового давления и вследствие этого облегчение конденсатов (сокращение длины ряда н-алканов до C_{16-18} и C_{20}) происходило с большей скоростью, чем в скважинах УКПГ-5В и УКПГ-8В (C_{18-20} и C_{22}).

Исходя из данных табл. 3 в скважинах УКПГ-2АВ и УКПГ-8В 3-го объекта снижение пластового давления и вследствие этого облегчение конденсатов (сокращение длины ряда н-алканов до C_{20-21} и C_{20}) происходило с большей скоростью, чем в скважинах УКПГ-1АВ и УКПГ-5В (C_{26} и C_{31}).

Из данных табл. 4 следует, что в скважинах УКПГ-2АВ и УКПГ-5В 4-го объекта снижение пластового давления и вследствие

Таблица 2

Усредненные данные о компонентном составе конденсатов 2-го объекта (на 2008 г.)

УКПГ	$P_{пл}$, МПа	Ряд н-алканов	Содержание, % масс.			
			н-алканы	ароматические УВ	нафтеновые УВ	УВ C_5…C_8
УКПГ-1АВ	10,42…11,21	C_3…C_{18}	26,9…28,7	5,0…5,8	18,3…20,2	62,6…67,0
УКПГ-2АВ	10,19…8,94	C_3…C_{16-19}	26,9…30,4	4,8…5,8	18,5…21,3	65,2…70,0
УКПГ-5В	10,27…13,82	C_3…C_{18-20}	27,0…28,1	5,0…5,5	18,1…202	63,0…65,9
УКПГ-8В	11,03…13,16	C_3…C_{22}	28,3…29,8	4,1…4,7	18,0…20,0	62,9…66,8

Таблица 3

Усредненные данные по компонентному составу конденсатов 3-го объекта на 2009 г.

УКПГ	$P_{пл}$, МПа	Ряд н-алканов	Содержание, % масс.			
			н-алканы	ароматические УВ	нафтеновые УВ	УВ C_5…C_8
УКПГ-1АВ	11,48…12,56	C_3…C_{26}	26,65…27,12	3,85…4,20	17,81…18,22	64,41…67,32
УКПГ-2АВ	9,32…11,12	C_3…C_{19-21}	24,77…27,90	3,79…4,25	17,44…19,86	65,30…67,30
УКПГ-5В	11,58…12,84	C_3…C_{19-31}	25,92…26,98	5,02…6,19	17,82…18,57	64,08…66,02
УКПГ-8В	12,05…12,45	C_3…C_{20}	25,69…25,64	6,77…7,25	17,72…20,0	66,25…61,28

Таблица 4

Усредненные данные по компонентному составу конденсатов 4-го объекта на 2007 г.

УКПГ	$P_{пл}$, МПа	Ряд н-алканов	Содержание, % масс.			
			н-алканы	ароматические УВ	нафтеновые УВ	УВ C_5…C_8
УКПГ-1АВ	12,77…12,84	C_3…$C_{18,24}$	26,15…28,82	5,41…5,60	18,46…19,60	66,94…71,32
УКПГ-2АВ	11,86…11,96	C_3…C_{19}	24,77…25,64	4,94…6,05	19,71…19,81	65,32…65,73
УКПГ-5В	11,47…13,03	C_3…C_{19-20}	26,66…27,66	4,99…5,15	19,47…20,05	66,42…68,79

этого облегчение конденсатов (сокращение длины ряда н-алканов до C_{19} и C_{19-20}) происходило с большей скоростью, чем в скважинах УКПГ-1АВ, конденсаты которых имели в 2007 г. протяженность ряда н-алканов до C_{18-24}.

Таким образом, изучение динамики компонентного состава конденсатов газохроматографическим методом позволяет проследить изменения в составах легкой и высококипящей частей, протяженности ряда н-алканов и сделать на этом основании выводы об облегчении конденсатов не только в пределах каждого эксплуатационного объекта, но и в пределах каждого УКПГ.

На основании результатов анализа конденсатов Уренгойского НГКМ газохроматографическим методом, проводившегося в течение 10 лет в период 1999–2009 гг., можно заключить, что в целом конденсаты 1-го…4-го эксплуатационных объектов в данный период не претерпели заметных изменений, которые наблюдались в период 1985–1999 гг., что вполне согласуется с результатами мониторинга фракционного состава в этот же период разработки.

Примененный в работе комплексный подход к изучению динамики фракционного состава методом разгонки конденсатов и компонентного состава газохроматографическим методом показал хорошее совпадение результатов, что позволяет рекомендовать его в качестве примера для использования на других месторождениях.

Список литературы

1. Кучеров Г.Г. Анализ динамики газоконденсатной характеристики первого эксплуатационного объекта нижнемеловых залежей Уренгойского месторождения / Г.Г. Кучеров, Э.Т. Стройный, О.А. Шигидин // Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса: сб. – М.: Недра, 2003. – С. 179–184.
2. Корякин А.Ю. Физико-химический состав и свойства продукции скважин Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Ю. Корякин, О.П. Кабанов, А.И. Ларюхин и др. // Технологии нефти и газа. – 2016. – № 2. – С. 16–18.
3. Корякин А.Ю. Комплексное использование промысловых объектов Уренгойского НГКМ в условиях разработки сеноманской, валанжинской и ачимовской залежей / А.Ю. Корякин, А.И. Ермолаев, П.П. Слугин и др. // Газовая промышленность. – 2018. – № 7. – С. 58–65.
4. Парфенова Н.М. Динамика физико-химической характеристики конденсатов при разработке валанжинских залежей Уренгойского месторождения / Н.М. Парфенова, М.Б. Нестеренко, Л.С. Косякова и др. // Повышение эффективности разработки месторождений природного газа: сб. науч. тр. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2001. – С. 91–103.
5. Артемьев В.Ю. Некоторые аномальные особенности проявления нафтеновых конденсатов на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении / В.Ю. Артемьев, Л.С. Косякова, О.А. Шигидин // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: науч.-техн. сб.: – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – Ч. 1. – С. 43–52.
6. Косякова Л.С. К вопросу контроля продукции скважины (на примере III объекта Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения) / Л.С. Косякова, И.М. Шафиев, О.А. Шигидин // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – Ч. 1. – С. 53–61.

Complex approach to monitoring distillation volumes of condensates. A case of Valanginian deposits at Urengoy field

N.M. Parfenova[1*], R.Yu. Narenkov[1], Ye.B. Grigoryev[1]

[1] Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
[*] E-mail: N_Parfenova@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. This article represents the results of the complex study of the distillation volumes of the Valanginian condensates from Urengoy oil-gas-condensate field carried out on the grounds of data acquired consistently during the 20-year period of the field development.

Valanginian horizon of Urengoy field coincides with the Lower-Cretaceous gas-condensate-oil deposits. Industrial development of these productive deposits started in January 1985 by the gradual development of a gas-condensate deposit along the areal and cut profile. The condensates have been sampled during 1999–2009 from four gas treatment units. Characteristics of the fractional and component compositions have been compared with the correspondent data acquired against the initial in-situ conditions.

Moreover, on the grounds of gas-chromatography measurements of the Urengoy condensates carried out in 1999–2009 it was concluded that in total the condensates from the 1st…4th operational sites did not suffer serious changes like in 1985–1999. This conclusion conforms the data of the simultaneous distillation volumes monitoring. The applied complex approach to studying dynamics of the distillation volumes of condensates by means of fractionation and their component composition by means of gas chromatography has demonstrated good consensus, which enables recommending it for studying condensates of another fields.

Keywords: Valanginian deposits of Urengoy field, monitoring of distillation volumes and component composition of condensates, fractionation of condensates.

References

1. KUCHEROV, G.G., E.T. STROYNYY, O.A. SHIGIDIN. Analyzing dynamics of gas-condensate characteristics of the first operational object of Lower-Cretaceous deposits at Urengoy field [Analiz dinamiki gazokondensatnoy kharakteristiki pervogo ekspluatatsionnogo obyekta nizhnemelovykh zalezhey Urengoyskogo mestorozhdeniya]. In: *Challenges of fields development* at *Urengoy agglomeration* [Problemy osvoyeniya mestorozhdeniy Urengoyskogo kompleksa]: collected bk. Moscow: Nedra, 2003, pp. 179–184. (Russ.).
2. KORYAKIN, A.Yu., O.P. KABANOV, A.I. LARYUKHIN, et al. Physical and chemical composition and properties of oil well production of Urengoy NGKM [Fiziko-khimicheskiy sostav i svoystva produktsii skvazhin Urengoyskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya]. *Tekhnologii Nefti i Gaza*, 2016, no. 2, pp. 16–18, ISSN 1815-2600. (Russ.).
3. KORYAKIN, A.Yu., A.I. YERMOLAYEV, P.P. SLUGIN, et al. Integrated use of the field objects of the Urengoyskoe oil and gas field at the development of the Cenomanian, Valanginian, and Achimov deposits [Kompleksnoye ispolzovaniye promyslovykh obyektov Urengoyskogo NGKM v usloviyakh razrabotki senomanskoy, valanzhinskoy i achimovskoy zalezhey]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2018, no. 7, pp. 58–65, ISSN 0016-5581. (Russ.).
4. PARFENOVA, N.M., M.B. NESTERENKO, L.S. KOSYAKOVA, et al. Dynamics of physical-and-chemical characteristics of condensates at development of Valanginian deposits of Urengoy field [Dinamika fiziko-khimicheskoy kharakteristiki kondensatov pri razrabotke valanzhinskikh zalezhey Urengoyskogo mestorozhdeniya]. In: *Rising performance of natural gas fields development* [Povysheniye effektivnosti razrabotki mestorozhdeniy prirodnogo gaza]: collected scientific papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2001. pp. 91–103. (Russ.).
5. ARTEMYEV, V.Yu., L.S. KOSYAKOVA and O.A. SHIGIDIN. Certain abnormal features of naphtene condensates' show at the Urengoyskoye OGCF [Nekotoryye anomalnyye osobennosti proyavleniya naftenovykh kondensatov na Urengoyskom neftegazokondensatnom mestorozhdenii]. In: *Vesti Gazovoy Nauki*. Relevant issues of studies of field hydrocarbon formations: collected book in 2 pts. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2011, pt. 1, pp. 43–52. (Russ.).
6. KOSYAKOVA, L.S., I.M. SHAFIYEV, O.A. SHIGIDIN. On control of well production (by the example of the facility III of the Urengoy OGCF) [K voprosy kontrolya produktsii skvazhiny (na primere III obyekta Urengoyskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya)]. In: *Vesti Gazovoy Nauki*. Relevant issues of studies of field hydrocarbon formations: collected book in 2 pts. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2011, pt. 1, pp. 53–61. (Russ.).

УДК 550.88

Научное обоснование параметрической и флюидальной модели, созданной по данным исследования керна, отобранного из отложений гдовского горизонта Невского подземного газохранилища

М.Ю. Еланский[1], А.М. Тарасова[1], А.Н. Лобанова[2]*

[1] ООО «Газпром недра», Российская Федерация, 117418, г. Москва, ул. Новочеремушкинская, д. 65
[2] ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1
* E-mail: a_lobanova@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Представлен способ формирования общих многомерных петрофизических и геофизических стохастических связей, разработанных с целью получения достоверных данных для определения количественных критериев фильтрационных и емкостных свойств изучаемых отложений.

Показан подход к созданию флюидальной модели с нахождением граничных значений коэффициента водонасыщенности для определения характера и степени текущего насыщения газом водоносных пластов с последующим уточнением граничных значений на уровне «коллектор – неколлектор» и возможности выявления миграционного газа в вышележащих коллекторах.

Ключевые слова: подземное хранилище газа, скважина, керн, петрофизика, геофизика, фильтрационные и емкостные свойства, методика интерпретации, капилляриметрические измерения.

В процессе периодической закачки газа в водоносные горизонты с последующим его отбором для покрытия пиковых расходов газа возникает необходимость в переоценке ресурсоемкости хранилища по его фильтрационным и емкостным свойствам (ФЕС). Основным критерием переоценки является пересмотр существующих методик интерпретации данных «ГИС[1] – бурение» с уточнением связей «керн – ГИС» и формированием новой интерпретационной модели ФЕС. Такая переоценка была выполнена и на Невском подземном хранилище газа (ПХГ).

Невское ПХГ расположено в Крестецком районе Новгородской области и является самым крупным хранилищем газа на северо-западе России. Данное хранилище создано в водоносных структурах песчаников гдовского горизонта вендской системы верхнего протерозоя. Опытно-промышленная закачка началась в июле 1975 г.

На первом этапе переоценки ресурсоемкости ПХГ проведен анализ способов определения коэффициента пористости ($К_п$), поскольку для отложений гдовского горизонта методики как таковой не существовало и оценка емкостных свойств по данным электрического каротажа ограничивалась лишь определением пористости. Физической основой применения метода сопротивлений для определения $К_п$ терригенных водонасыщенных коллекторов являлась зависимость относительного сопротивления, или параметра пористости ($P_п$), породы, насыщенной электропроводящим флюидом, от $К_п$ и структуры порового пространства. Относительное сопротивление пород вычисляли, измеряя удельное электрическое сопротивление водонасыщенной части пласта ($\rho_{вп}$) с учетом сопротивления вмещающей его воды ($\rho_в$). Далее для водонасыщенных средне-сцементированных песчаников гдовских отложений рассчитывалась пористость по стандартной зависимости:

$$P_п = \frac{\rho_{вп}}{\rho_в} = \frac{1}{К_п^2}. \quad (1)$$

По керновому материалу из скважин Невского ПХГ, пробуренных в 2016 г. (№№ 91 и 93), получена фактическая зависимость (рис. 1):

[1] ГИС – геофизические исследования скважин.

$$P_п = 1{,}98К_п^{-1{,}54}. \quad (2)$$

Сравнение уравнений (1) и (2) показывает (рис. 2), что в зоне высокопористых коллекторов по уравнению (1) идет занижение пористости (при $К_п$ = 0,3 занижение на 0,019 д.ед.), а в зоне с $К_п$ < 0,225 д.ед. – ее завышение, что вносит погрешности в результаты определения емкостных свойств коллекторов.

Одномерная связь пористости по данным керновых определений с относительным параметром потенциала собственной поляризации ($α_{ПС}$) по данным ГИС на начальном этапе изученности имела неоднозначный характер распределения, поэтому было принято решение об использовании обратной задачи с учетом многомерности связей с другими показателями ФЕС (рис. 3).

Второй этап переоценки ресурсоемкости ПХГ характеризовался определением глинистости и остаточной водонасыщенности ($К_{во}$). Анализ по Невскому ПХГ для достоверного определения фильтрационных (абсолютная проницаемость) и емкостных (пористость, глинистость, остаточная водонасыщенность) свойств изучаемых пород проводился впервые. Такой анализ является крайне важным при использовании многомерных петрофизических и геофизических связей. Основополагающим критерием оценки данных свойств является определение относительной глинистости ($η_{гл}$) через отношение пористости и остаточной водонасыщенности [1–4]:

$$\frac{К_п}{К_{во}} = A\eta_{гл}^{-n}, \quad (3)$$

$$\eta_{гл} = \frac{К_{гл}}{К_п + К_{гл}}, \quad (4)$$

$$К_{гл} = (1 - К_п)C_{гл}, \quad (5)$$

где A и n – постоянные; $К_{гл}$ – объемная глинистость; $C_{гл}$ – весовая глинистость.

В результате выполненных сопоставлений наиболее тесные связи $η_{гл}$ были определены с использованием $К_{во}$ и параметра $α_{ПС}$ по данным ГИС, зафиксированного в интервале отбора керна (рис. 4 и 5). Получены следующие уравнения:

$$К_{во} = 1{,}25\eta_{гл} - 0{,}015, \quad (6)$$

$$\eta_{гл} = 0{,}809 - 0{,}789\alpha_{ПС}. \quad (7)$$

Взаимосвязь остаточной водонасыщенности с эффективной пористостью $К_{п.эф}$ (рис. 6) описывается уравнением

$$К_{п.эф} = 0{,}3e^{-2{,}87К_{во}}. \quad (8)$$

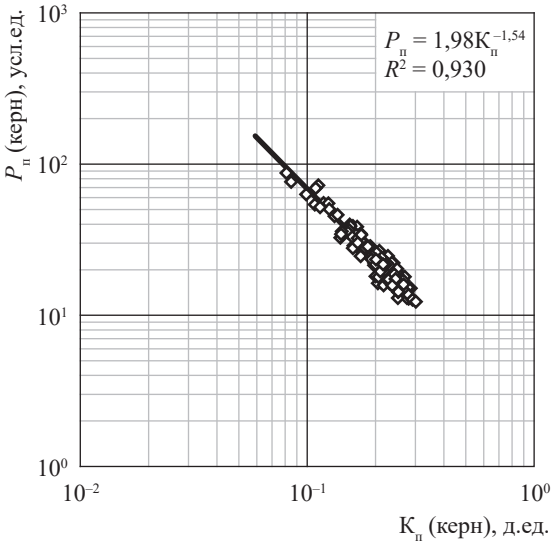


Рис. 1. **Взаимосвязь параметра пористости с коэффициентом пористости:**
R – коэффициент корреляции

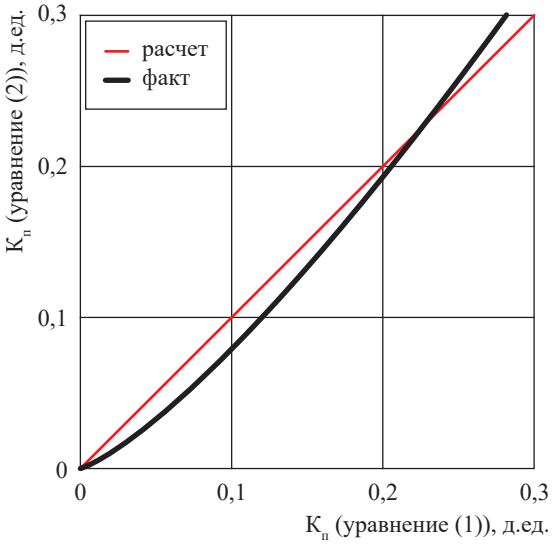


Рис. 2. **Сопоставление значений пористости, полученных по уравнениям (1) и (2)**

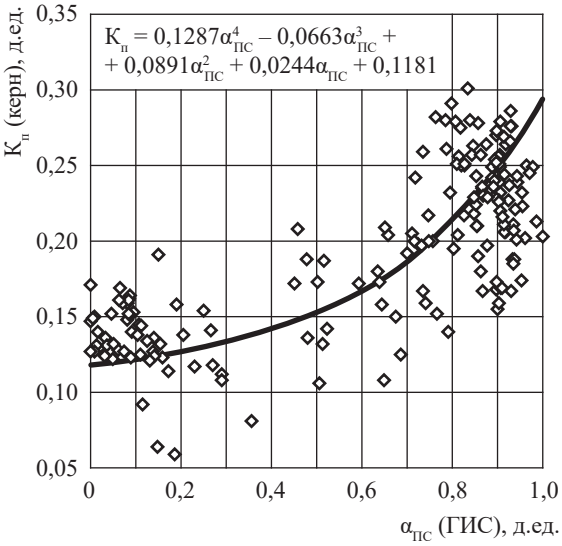


Рис. 3. **Распределение относительного параметра ПС с пористостью**

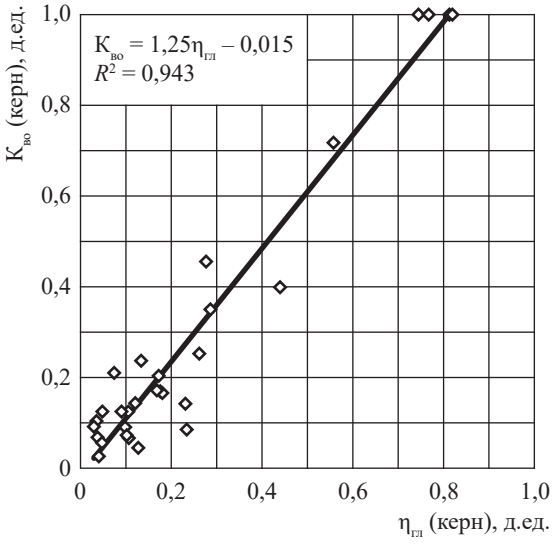


Рис. 4. **Взаимосвязь относительной глинистости и коэффициента остаточной водонасыщенности**

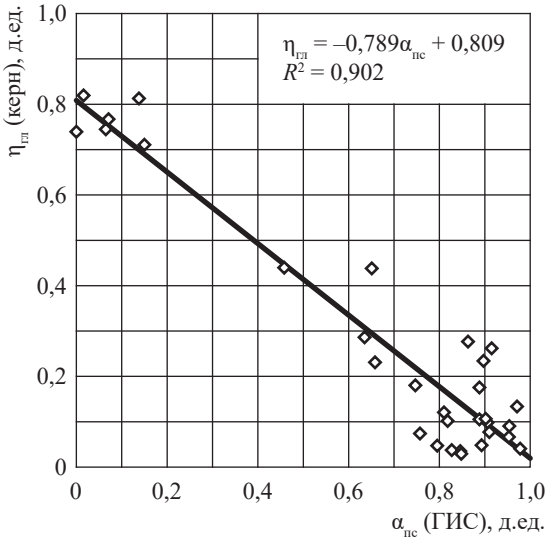


Рис. 5. **Взаимосвязь относительного параметра ПС и относительной глинистости**

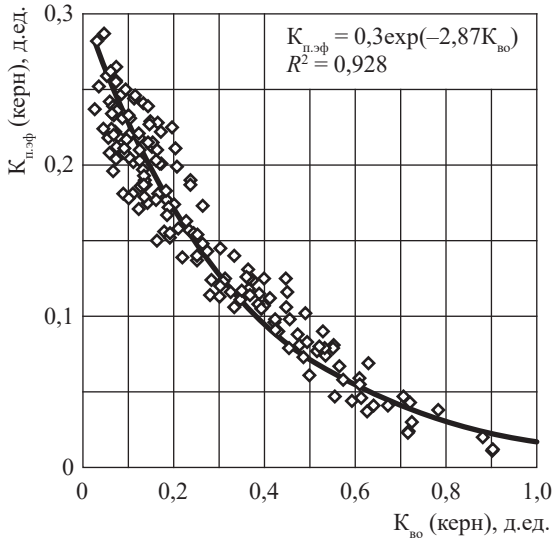


Рис. 6. **Взаимосвязь остаточной водонасыщенности и эффективной пористости**

Связь эффективной и открытой пористости (рис. 7) представлена уравнением

$$K_п = 0,644K_{п.эф} + 0,107. \quad (9)$$

Окончательно взаимосвязь (рис. 8) трех параметров – членов уравнения (3) – будет иметь вид

$$\frac{K_п}{K_{во}} = 0,086\eta_{гл}^{-1,423}. \quad (10)$$

Как показывает практика изыскательских и аналитических работ [1–4], использование связи абсолютной проницаемости ($K_{пр}$) в комплексе с пористостью, глинистостью и остаточной водонасыщенностью является хорошей предпосылкой в достоверной оценке фильтрационных свойств изучаемых отложений. На рис. 9 и 10 показана связь открытой и эффективной пористости ($K_{п.эф} = (1 - K_{во})\cdot K_п$) с абсолютной проницаемостью:

$$K_{пр} = 10^6 K_{п.эф}^{3,53}. \quad (11)$$

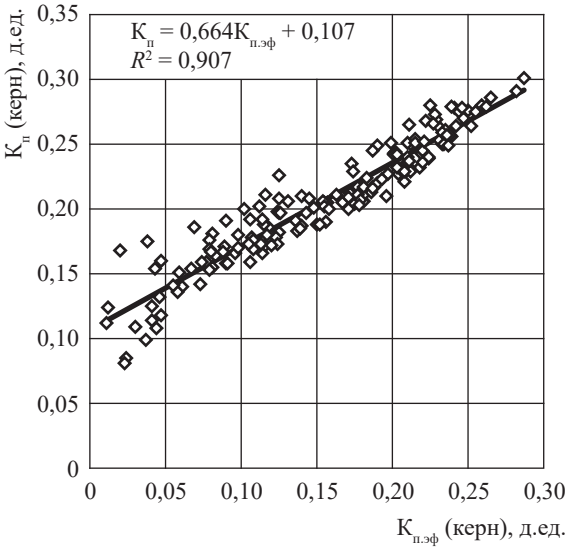


Рис. 7. **Взаимосвязь эффективной и открытой пористости**

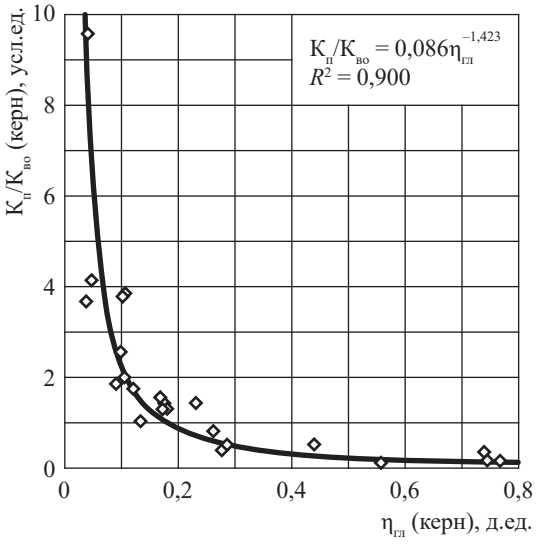


Рис. 8. **Зависимость соотношения пористости и остаточной водонасыщенности от относительной глинистости**

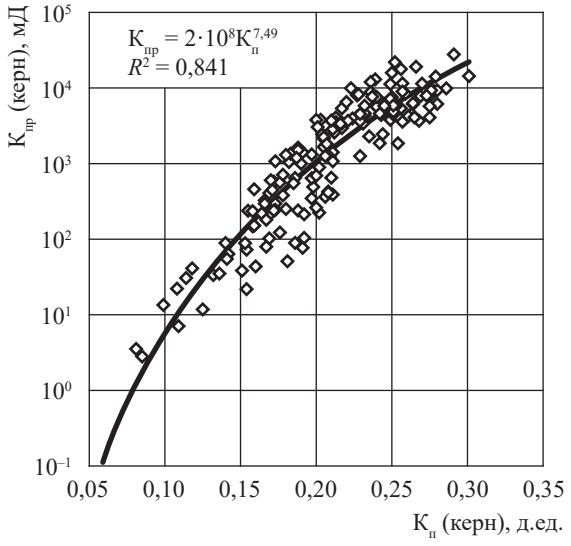


Рис. 9. **Взаимосвязь открытой пористости и абсолютной проницаемости**

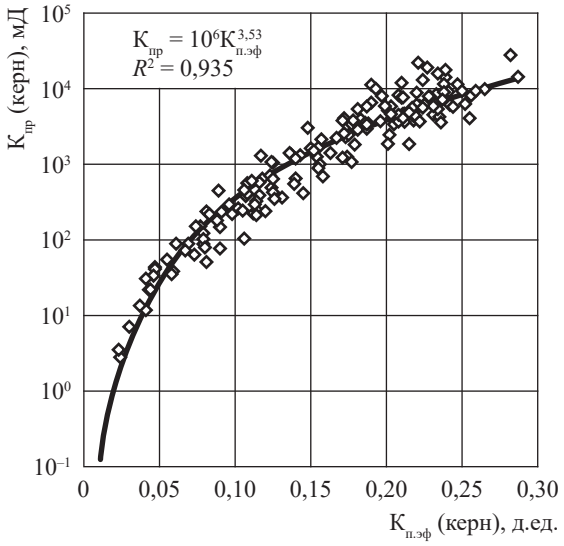


Рис. 10. **Взаимосвязь эффективной пористости и абсолютной проницаемости**

Видно, что одномерная связь пористости с проницаемостью (см. рис. 9) менее тесная и неоднозначна с точки зрения выявления граничных значений коллекторов. Двухмерная связь с эффективной составляющей пористости, характеризуемая линией регрессии (см. рис. 10), более тесная и имеет однозначный характер распределения как в зоне коллекторов, так и в области неколлекторов.

С целью более наглядного представления связей фильтрационных ($К_{пр}$) и емкостных ($К_п$, $\eta_{гл}$, $К_{во}$) свойств изучаемых отложений с использованием уравнения (10) сформирован кроссплот (рис. 11) с керновыми данными о пористости, остаточной водонасыщенности и относительной глинистости. Группирование точек керновых определений осуществлялось по значениям $К_{пр}$.

Третий этап переоценки ресурсоемкости ПХГ предусматривал градацию пластов-коллекторов с определением граничных значений. За основу были взяты критерии разделения

коллекторов не по емкостным, а по фильтрационным свойствам, принятые согласно классификации А.А. Ханина [5].

Согласно уравнению (8) (см. рис. 6) $К_{п.эф} \geq 0{,}017$ д.ед. – это граничное значение эффективной (динамической) пористости, при котором вероятнее всего начнется процесс движения флюидов. При данном значении $К_{п.эф}$ граничные значения $К_{п}$ (см. уравнение (9) и рис. 7), $\eta_{гл}$ (см. уравнение (10) и рис. 8, 10) и $К_{пр}$ (см. уравнение (11) и рис. 9) составят 0,118 д.ед., 0,801 д.ед., 0,567 мД соответственно. Это правомерно для первоначально газоносной среды. Если предположить, что движение вытесняемой жидкости в поровом пространстве продолжится до $К_{во} \leq 70…80$ % (в среднем $К_{во} = 75$ %) и подвижная вода не будет вытеснена ($К_{вп} = 25$ %), тогда показатели ФЕС при $К_{во} = 0{,}75$ д.ед. будут иметь следующие граничные значения: $К_{п.эф} = 0{,}035$ д.ед., $К_{п} = 0{,}129$ д.ед., $\eta_{гл} = 0{,}613$ д.ед. и $К_{пр} = 8{,}1$ мД.

Учитывая, что граничные значения по емкостным и фильтрационным свойствам находятся в зоне неоднозначности, предлагается использовать границу коллектор-неколлектор как возможный, по оценочной классификации Ханина, коллектор.

Граничным значением, как правило, принимается $К_{пр} = 1$ мД для воды (нефти) и $К_{пр} = 0{,}1$ мД для газа. Класс пород, входящих в интервал $К_{пр} = 0{,}1…1$ мД, для газовых (нефтяных) залежей обычно не имеет

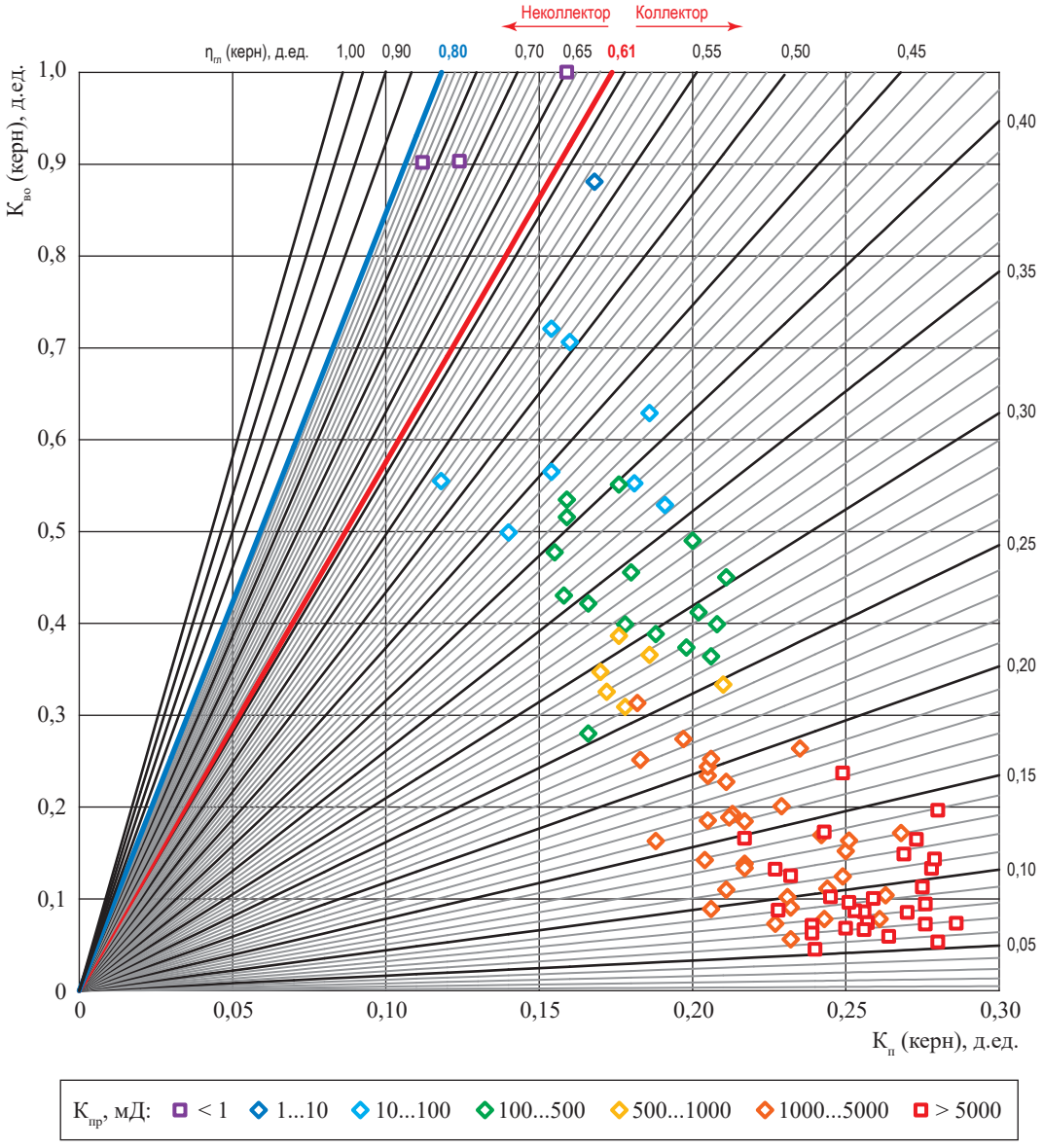


Рис. 11. **Кроссплот $\eta_{гл} = f(К_{во}, К_{п})$ для отложений Невского ПХГ**

промышленного значения, но его, как показывает практика, надо учитывать. Для первоначально водоносной среды интервал неоднозначности сместится и будет соответствовать классу пород с $К_{пр}$ = 1…10 мД.

Четвертый этап работы заключался в приведении емкостных параметров к пластовым условиям среды. После определения открытой пористости в пластовых условиях и сопоставления ее с пористостью в атмосферных условиях получена зависимость, показанная на рис. 12. Для образца с максимальной пористостью ($К_п$ = 0,276 д.ед.) уменьшение порового пространства составило 0,016 д.ед., в образце с минимальной пористостью ($К_п$ = 0,112 д.ед.) – 0,007 д.ед. Таким образом, с уменьшением порового пространства степень сжатия открытых пор уменьшается, что является закономерностью уплотняющего фактора с учетом глубины залегания пород.

Взаимосвязь параметров $\alpha_{ПС}$ и $\eta_{гл}$ (рис. 13, см. уравнения (4) и (5)) в пластовых условиях будет иметь вид:

$$\eta_{гл} = 0{,}823 - 0{,}796\alpha_{ПС}. \quad (12)$$

Решением обратной задачи получен следующий алгоритм последовательной интерпретации данных «ГИС – бурение»:

- расчет пористости (см. рис. 3) производится через параметр $\alpha_{ПС}$ с приведением пористости к пластовым условиям среды:

$$К_п^{атм} = 0{,}129\alpha_{ПС}^4 - 0{,}066\alpha_{ПС}^3 + 0{,}089\alpha_{ПС}^2 + 0{,}024\alpha_{ПС} + 0{,}118, \quad (13)$$

$$К_п^{пл} = 0{,}94К_п^{атм}; \quad (14)$$

- далее по уравнению (12) через $\alpha_{ПС}$ находится $\eta_{гл}$ в пластовых условиях;
- расчет $К_{во}$ через взаимосвязь трех параметров производится по уравнению (10);
- далее находится эффективная пористость с использованием уравнения

$$К_{п.эф} = (1 - К_{во})\cdot К_п; \quad (15)$$

- затем рассчитываются фильтрационные свойства среды через $К_{п.эф}$ с использованием уравнения (11).

Для наглядной визуализации методики интерпретации и сопоставления интерпретированных данных с керновыми определениями результаты обработки представлены в виде планшетов (рис. 14 и 15).

В процессе закачки газа в водоносные структуры ПХГ происходит процесс вытеснения газом подвижной воды. Не вытесненная газом физически связанная вода называется остаточной (см. $К_{во}$). Кроме того, наличие невытесненной доли подвижной воды ($К_{вп}$) за счет структуры и степени сужения капиллярных каналов в коллекторах с низкой и пониженной проницаемостью также может быть определено.

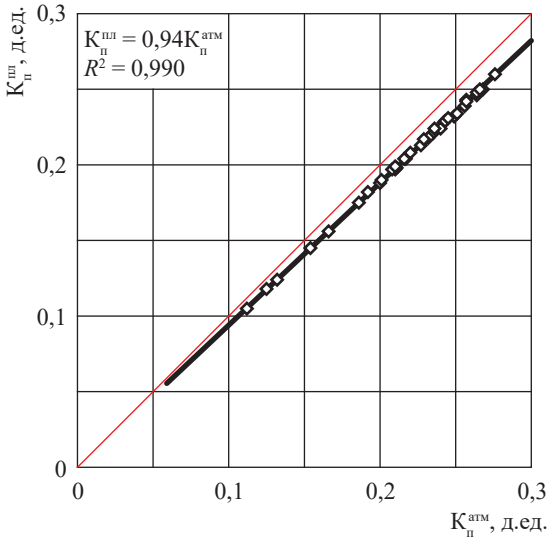


Рис. 12. **Сопоставление пористости в атмосферных ($К_п^{атм}$) и пластовых ($К_п^{пл}$) условиях**

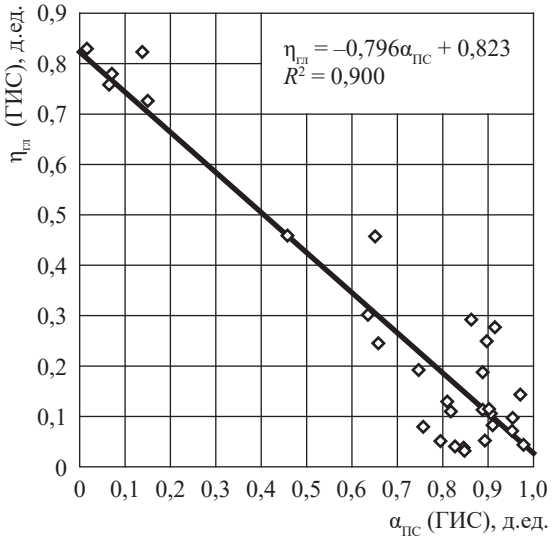


Рис. 13. **Взаимосвязь относительного параметра ПС и относительной глинистости в пластовых условиях**

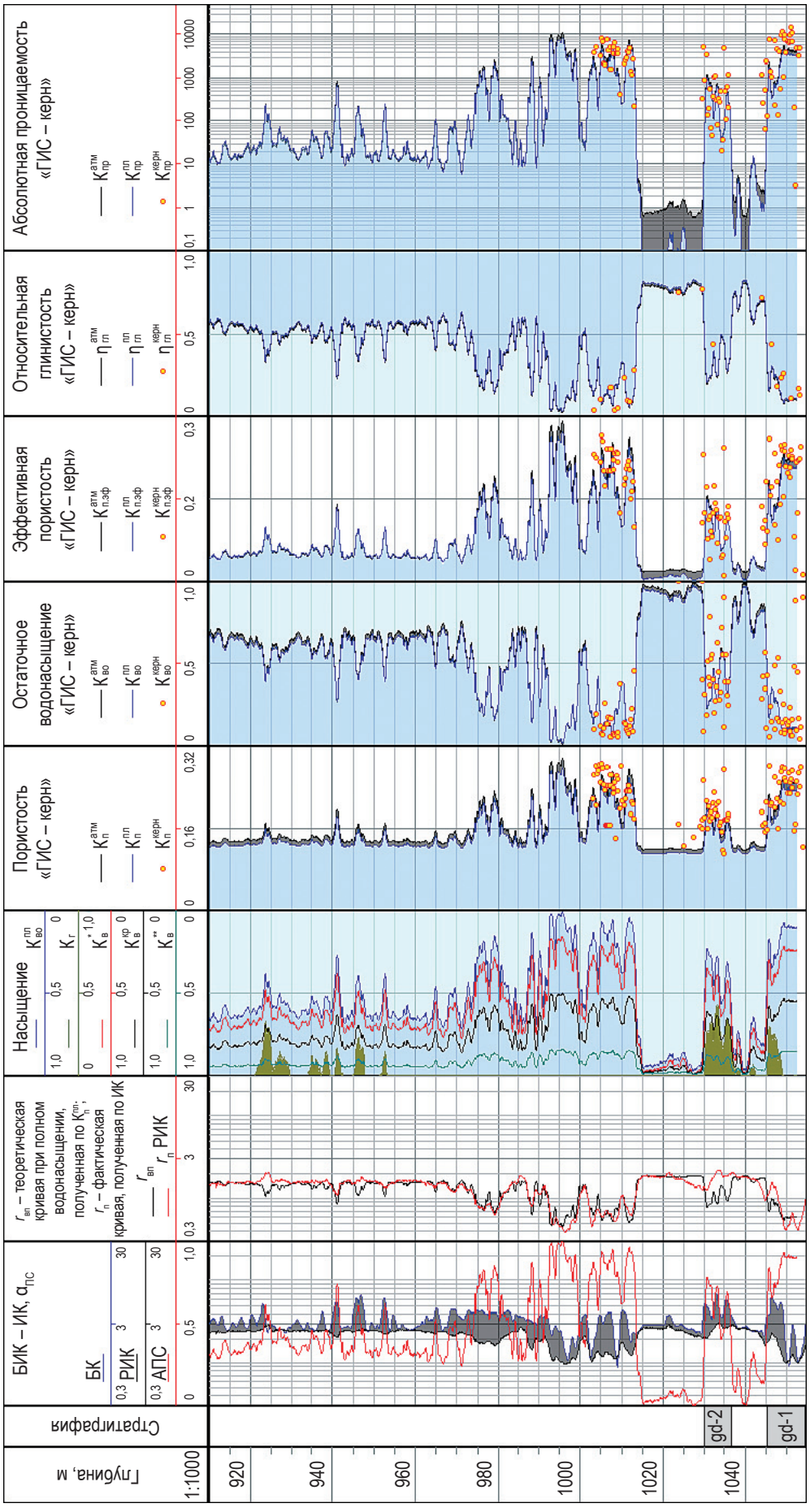


Рис. 14. **Характер насыщения и сопоставление данных «ГИС – керн» по скв. 91:**
БК – боковой каротаж; ИК – индукционный каротаж; РИК – кривая индукционного каротажа;
АПС – относительный параметр потенциала собственной поляризации; $K_в^{кр}$, $K_в^*$, $K_в^{**}$ – см. таблицу ниже

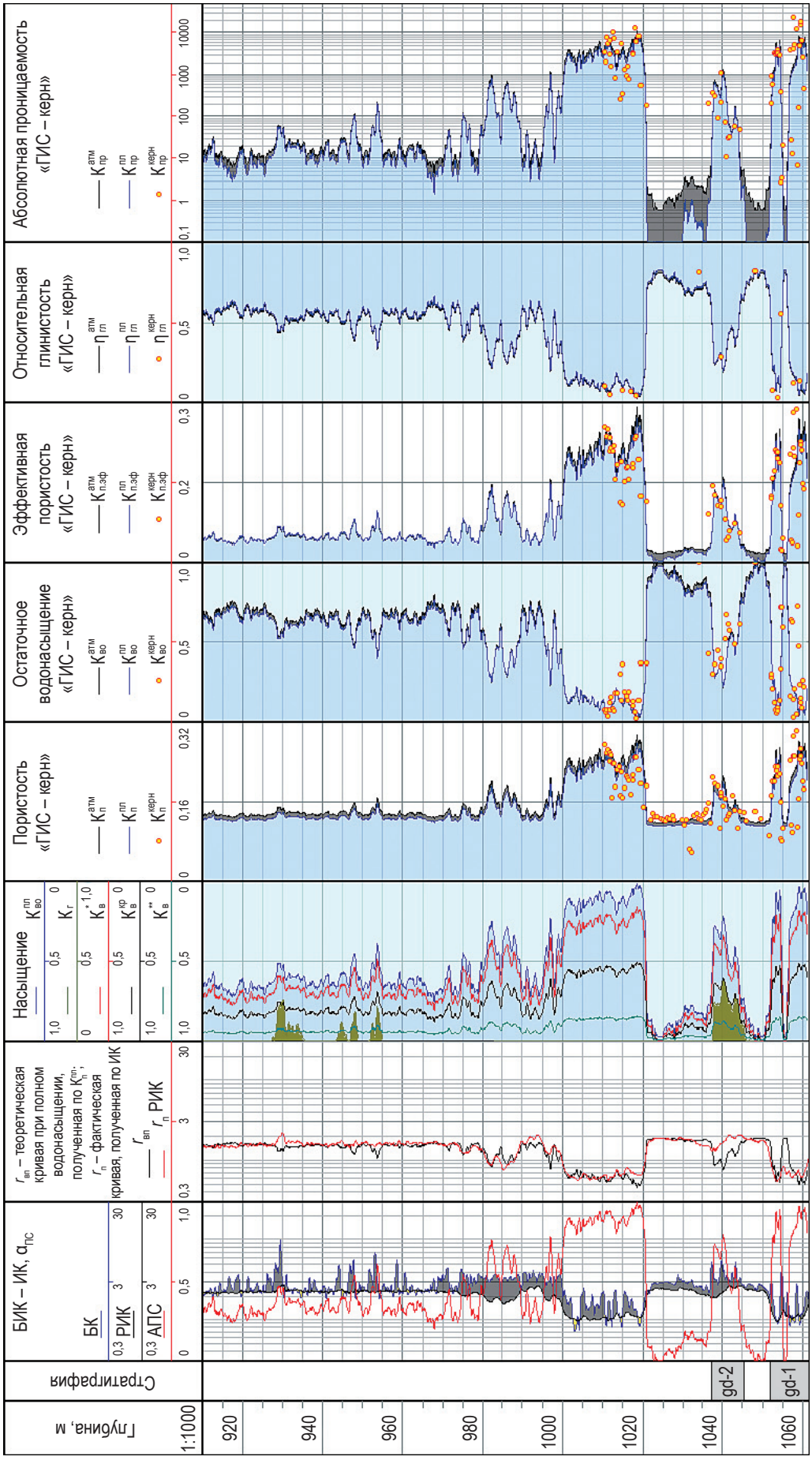


Рис. 15. **Характер насыщения и сопоставление данных «ГИС – керн» по скв. 93**

Оценка степени газо- и водонасыщения с отбивкой текущего газоводяного контакта (ГВК) возможно при определении текущих коэффициентов водо- ($К_в$) и газонасыщенности ($К_г$) по данным методов сопротивлений, основанных на использовании зависимостей между $P_п$ и параметром насыщения ($P_н$), которые описываются эмпирическими соотношениями:

$$P_п = \frac{\rho_{вп}}{\rho_в} = \frac{A}{К_п^n}, \quad (16)$$

$$P_н = \frac{\rho_п}{\rho_{вп}} = \frac{B}{К_в^m}, \quad (17)$$

где $\rho_п$ – удельное электрическое сопротивление изучаемого пласта; A, B, n, m – константы, устанавливаемые экспериментально для данного типа коллектора.

По результатам капилляриметрических измерений образцов керна (из скв. 91 и 93, пробуренных в 2016 г.) получены зависимости $P_п$ от $К_п$ (см. рис. 1) и параметра $P_н$ от $К_в$ (рис. 16) в термобарических условиях среды:

$$P_п = 1{,}98К_п^{-1{,}54} \text{ и } P_н = К_в^{-1{,}62}. \quad (18)$$

После преобразования уравнений (18) для расчета коэффициента газонасыщенности ($К_г$) при условии, что $К_г = 1 - К_в$, обобщенное уравнение будет иметь следующий вид:

$$К_г = 1 - \left(\frac{1{,}98\rho_в}{\rho_п К_п^{1{,}54}}\right)^{0{,}62}. \quad (19)$$

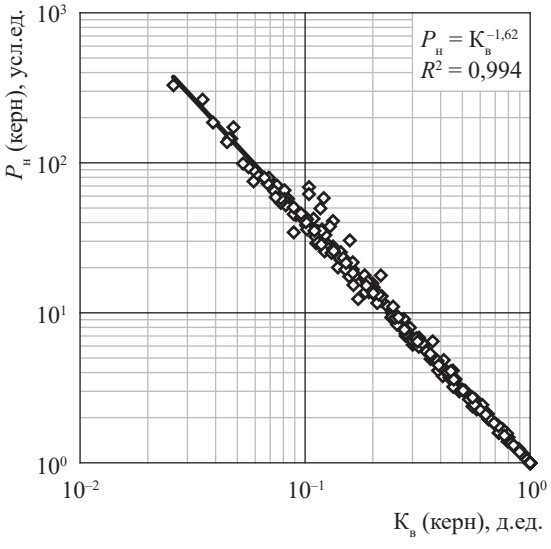


Рис. 16. **Взаимосвязь параметра насыщения и коэффициента водонасыщенности**

Для пластовой воды гдовского горизонта в термобарических условиях среды $\rho_в = 0{,}032$ Ом·м. Таким образом, для определения $К_г$ необходимо знать $К_п$ и методом сопротивлений измерить $\rho_п$ изучаемого газо- или водонасыщенного ($\rho_п = \rho_{вп}$) пласта.

Для нахождения граничных значений $К_{во}$ с целью определения характера насыщения выполнен расчет значений относительной проницаемости породы по газу (нефти) (далее по газу – $К_{пр.г}$) и воде ($К_{пр.в}$). Относительные проницаемости для смачивающей и несмачивающей стенок пор фаз рассчитывались по формулам Бурдайна:

$$К_{пр.в} = \left(\frac{К_в - К_{во}}{1 - К_{во}}\right)^2 \cdot \frac{\int_{К_{во}}^{К_в} \frac{dК_в}{P_к}}{\int_{К_{во}}^{1} \frac{dК_в}{P_к}}$$

$$\text{и } К_{пр.г} = \left(1 - \frac{К_в - К_{во}}{1 - К_{во} - К_{го}}\right)^2 \cdot \frac{\int_{К_в}^{1} \frac{dК_в}{P_к}}{\int_{К_{во}}^{1} \frac{dК_в}{P_к}}, \quad (20)$$

где $P_к$ – капиллярное давление (давление вытеснения); $К_{го}$ – остаточное газонасыщение, которое в условиях первоначально водоносной среды равно 0.

Результаты расчета в виде выборки для двух образцов керна (по максимальному и минимальному значениям $К_{во}$) представлены в таблице.

На примере двух из 35 исследуемых образцов (рис. 17) видно, что $К_{пр.г} = 1$, а $К_{пр.в} = 0$ при $К_в$, равном минимальному значению $К_{во}$. Увеличение $К_в$ до значения $К_в^*$ хотя и влечет за собой снижение $К_{пр.г}$, однако не изменяет $К_{пр.в}$. При дальнейшем увеличении $К_в$ проницаемость породы по воде $К_{пр.в}$ становится отличной от нуля, и в точке $К_в^{кр}$ относительные проницаемости для воды и газа становятся равными, т.е. $К_{пр.в} = К_{пр.г}$.

С увеличением $К_в$ в дальнейшем $К_{пр.г} = 0$ и $К_{пр.в} = 1$ в точке $К_в^{**}$. При этом $К_в = К_в^*$ соответствует границе безводного (однофазного) потока газа и двухфазного потока газ + вода.

Интервал двухфазного потока (газ + вода) имеет границу водонасыщенности $К_в^*$ и $К_в^{**}$, а при $К_в \geq К_в^{**}$ возможен только приток воды. В точке $К_в^{кр}$ относительные проницаемости по воде и газу равны, что обеспечивает примерно равные притоки воды и газа.

Фрагмент результатов расчета по результатам капилляриметрических измерений образцов керна

Скв.	Образец	Расчетный параметр		$К_в$, д.ед.	$Р_к$, атм	$П_н$, усл.ед.	Относительная проницаемость породы (расчетная)	
							$К_{пр.в}$	$К_{пр.г}$
93	71-17	$К_п$	0,132	1	0,00	1	1,000	0,000
		$К_{пр}$	33,6	0,969	0,02	1,05	0,778	0,001
		$К_{во}$	0,613	0,890	0,1	1,24	0,367	0,023
		$К_в^*$	0,683	0,789	0,38	1,57	0,094	0,162
		$К_в^{кр}$	0,813	0,703	0,86	1,79	0,013	0,452
		$К_в^{**}$	0,942	0,654	2,4	1,95	0,001	0,715
				0,613	12	2,43	0,000	1,000
93	25-17	$К_п$	0,249	1	0,00	1	1,000	0,000
		$К_{пр}$	7164,1	0,287	0,02	7,27	0,019	0,392
		$К_{во}$	0,026	0,152	0,1	21,34	0,002	0,660
		$К_в^*$	0,173	0,114	0,38	34,99	0,001	0,753
		$К_в^{кр}$	0,513	0,081	0,86	57,39	0,000	0,840
		$К_в^{**}$	0,854	0,048	2,4	172,58	0,000	0,934
				0,026	12	328,85	0,000	1,000

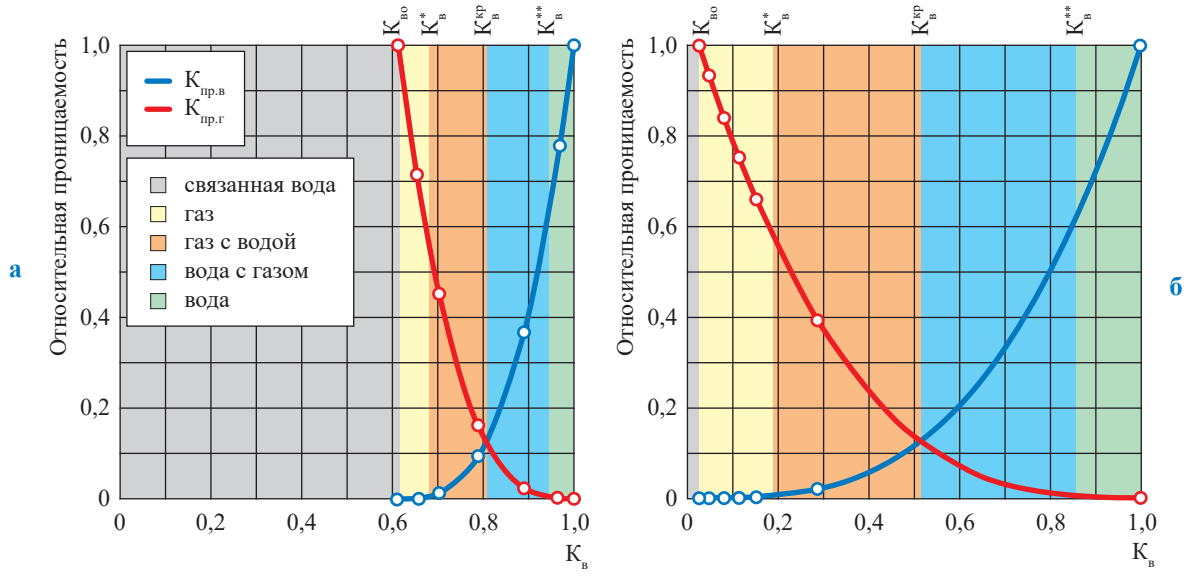


Рис. 17. **Нахождение граничных значений показателей насыщения по пересечению кривых относительной проницаемости для газа и воды: а – образец керна 71-17; б – образец керна 25-17**

По условиям фильтрации флюидов пласты, у которых $К_{во} \le К_в \le К_в^*$, представляют собой чисто продуктивную часть разреза. Пласты с $К_в^* < К_в^{кр} < К_в^{**}$ относятся к газоводяной зоне. Такой подход приводит к устанавливанию двух газоводяных контактов ГВК-1 и ГВК-2, что правомерно для первоначально газоносной среды.

Для изначально водоносной среды граничные значения показателей ФЕС, как было отмечено выше, сместятся. Уточнение данного интервала можно провести при изучении купольной части ПХГ по предельной насыщенности газом коллекторов с использованием граничных значений характера насыщения, которые были получены по итогам выполненного анализа (рис. 18).

К примеру, для установления газоводяного контакта (ГВК-1) при наличии данных коэффициента газонасыщения – $К_г = 1 – К_в$

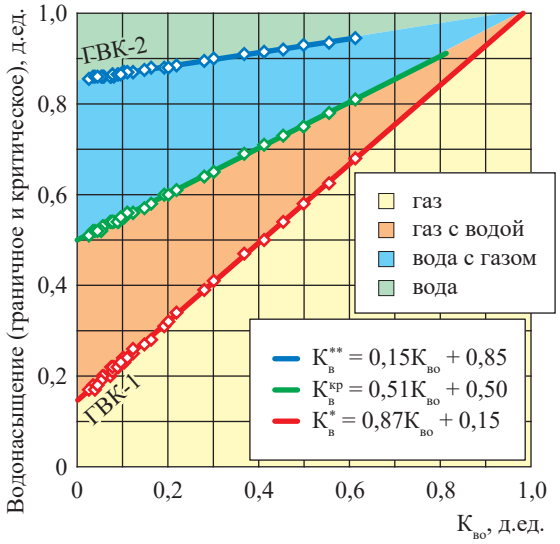


Рис. 18. **Нахождение граничных и критических значений показателей насыщения по остаточному водонасыщению**

и остаточной водонасыщенности ($К_{во}$) уравнение (см. рис. 14) будет иметь вид:

$$К_в^* = 0{,}87 \cdot К_{во} + 0{,}15. \quad (21)$$

Если $К_{во} \le К_в \le К_в^*$, то область исследования представляет собой чисто продуктивную часть разреза; если $К_в$ незначительно больше $К_в^*$, то данный интервал находится в зоне газоводяного контакта.

Наличие подвижной воды в количественном соотношении определяется исходя из уравнения

$$К_{вп} = К_в - К_{во}. \quad (22)$$

Для более наглядного представления связи емкостных и электрических свойств насыщенных электропроводящим флюидом пластов-коллекторов на рис. 19 представлена палетка,

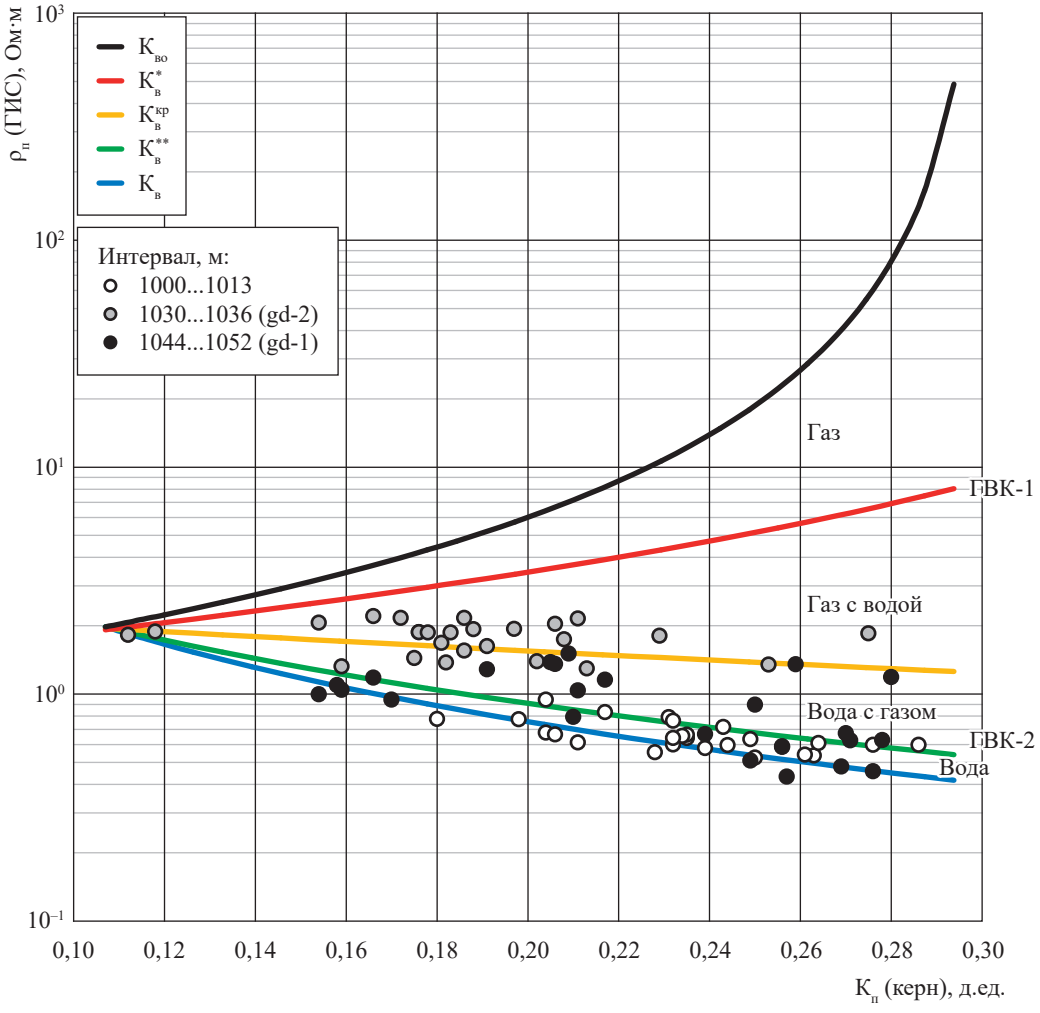


Рис. 19. **Палетка для оценки характера насыщения газом водоносных пластов**

сформированная для оценки характера насыщения по граничным значениям $К_в$. Точки сгруппированы по значениям $К_п$ (керн) и показателям, снятым с кривой удельного электрического сопротивления (ГИС), полученной по данным ИК скв. 91 (см. рис. 14).

Возвращаясь к результатам интерпретации (см. рис. 14, 15) и анализируя колонку насыщения, можно видеть, что пласт gd-2 может обеспечить равные притоки воды и газа, кроме того в пласте gd-1 (см. рис. 15) на глубине 1048 м прослеживается переходная зона ГВК-2, после которой возможен только приток воды. А в интервалах 920…960 м с проницаемостью породы более чем 10 мД фиксируется наличие миграционного газа в коллекторах.

В заключение необходимо отметить, что работы выполнены в модуле «Планшет» программного комплекса «Геомоделирование» [6].

Выводы

1. Полнота данных ГИС и кернового материала по Невскому ПХГ позволила найти уверенные взаимосвязи параметров ФЕС на уровнях «керн – керн» и «ГИС – керн». Следствием этого стало формирование полной интерпретационной модели для нахождения достоверных значений параметров ФЕС.

2. Основной объем исследований керна в двух скважинах выполнен в атмосферных условиях с последующим приведением емкостных свойств к условиям естественной среды; это обеспечило формирование связей «ГИС – керн» в пластовых условиях.

3. Обеспечение в полной мере капиллярриметрическими измерениями способствовало уверенному нахождению граничных значений коэффициента водонасыщенности с целью определения характера и степени насыщения газом водоносных пластов.

4. Использование граничных значений величин по характеру и степени насыщения позволит уточнить граничные значения ФЕС на уровне «коллектор – неколлектор» и выявить наличие миграционного газа в вышележащих коллекторах.

Список литературы

1. Богданов О.А. Взаимосвязь фильтрационных и емкостных свойств отложений неокома (на примере Ямбургского и Заполярного месторождений) / О.А. Богданов, М.Ю. Еланский, С.Б. Лещева // Каротажник. – 2011. – Вып. 11 (209). – С. 65–76.

2. Еланский М.Ю. Формирование интерпретационной модели сложнопостроенных ачимовских отложений Западной Сибири / М.Ю. Еланский, С.Б. Лещева // Каротажник. – 2012. – Вып. 11 (221). – С. 44–54.

3. Еланский М.Ю. Петрофизическая основа определения абсолютной проницаемости неокомских отложений Ямбургского и Заполярного месторождений углеводородов по данным геофизики / М.Ю. Еланский, О.А. Богданов // Каротажник. – 2013. – Вып. 1 (223). – С. 13–23.

4. Еланский М.Ю. Научное обоснование взаимосвязи фильтрационных и емкостных свойств отложений палеогена и верхнемиоцена (на примере Нижне-Квакчикского и Кшукского месторождений) / М.Ю. Еланский, С.А. Иванов // Каротажник. – 2018. – Вып. 5 (287). – С. 32–48.

5. Ханин А.А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов / А.А. Ханин. – М.: Недра, 1976.

6. Трусов А.И. Опыт использования программного комплекса «Геомоделирование» для месторождений на различной стадии их разработки и изученности / А.И. Трусов, С.Я. Аксенов, М.Ю. Еланский и др. // Каротажник. – 2017. – Вып. 11 (281). – С. 53–62.

Scientific rationale of a parametric-fluidal model designed after testing core taken from Gdov horizon of Nevskoye underground gas storage

M.Yu. Yelanskiy[1], A.M. Tarasova[1], A.N. Lobanova[2*]

[1] Gazprom Nedra LLC, Bld. 65, Novocheremushkinskaya street, Moscow, 117418, Russian Federation
[2] Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
[*] E-mail: a_lobanova@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Authors present a way to form the general multidimensional petrophysical and geophysical stochastic correlations aimed at acquiring the valid data to determine the quantitative criteria for filtration and capacity (porosity) properties of the studied deposits.

They demonstrate procedure of creating a fluidal model with determination of the boundary values for the water saturation factor. It is necessary for determining the character and the extent of gas saturation of the water-bearing layers with further elaboration of the limiting values in respect to the reservoir–non-reservoir level and possibility to diagnose a migrating gas in the upper reservoirs.

Keywords: underground gas storage, well, core, petrophysics, geophysics, filtration and porosity properties, interpretation procedure, capillary measurements.

References

1. BOGDANOV, O.A., M.Yu. YELANSKIY, S.B. LESHCHEVA. Interrelationships between filtration and capacity properties of Neokomian sediments (on examples of Yamburgskoe and Zapolyarnoe fields) [Vzaimosvyaz filtratsionnykh i yemkostnykh svoystv otlozheniy neokoma (na primere Yamburgskogo i Zapolyarnogo mestorozhdeniy)]. *Karotazhnik*, 2011, is. 11, pp. 65–76, ISSN 1810-5599. (Russ.).
2. YELANSKIY, M.Yu., S.B. LESHCHEVA. An interpretation simulation for complex-structured Achimovsky deposits in West Siberia [Formirovaniye interpretatsionnoy modeli slozhnopostroyennykh achimovskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri]. *Karotazhnik*, 2012, is. 11, pp. 44–54, ISSN 1810-5599. (Russ.).
3. YELANSKIY, M.Yu., O.A. BOGDANOV. Petrophysical basis for evaluation of the absolute permeability of the Neokomian sediments in Yamburgskoe and Zapolyarnoe hydrocarbon fields (from geophysical data) [Petrofizicheskaya osnova opredeleniya absolyutnoy pronitsayemosti neokomskikh otlozheniy Yamburgskogo i Zapolyarnogo mestorozhdeniy uglevodorodov po dannym geofiziki]. *Karotazhnik*, 2013, is. 1, pp. 13–23, ISSN 1810-5599. (Russ.).
4. YELANSKIY, M.Yu., S.A. IVANOV. Scientific substantiation of interrelationships among filtration and capacity properties of Paleogenous and Miocenic sediments (on examples of Lower Kvakchikskoe and Kshukskoe fields) [Nauchnoye obosnovaniye vzaimosvyazi filtratsionnykh i yemkostnykh svoystv otlozheniy paleogena i verkhnemiotsena (na primere Nizhne-Kvakchinskogo i Kshukskogo mestorozhdeniy)]. *Karotazhnik*, 2018, is. 5, pp. 32–48, ISSN 1810-5599. (Russ.).
5. KHANIN, A.A. *Petrophysics of oil and gas layers* [Petrofizika neftyanykh i gazovykh plastov]. Moscow: Nedra, 1976. (Russ.).
6. TRUSOV, A.I., S.Ya. AKSENOV, M.Yu. YELANSKIY, et al. Experience in using "Geomodelirovanie" software for fields at different stages of development and studying [Opyt ispolzovaniya programmnogo kompleksa "Geomodelirovaniye" dlya mestorozhdeniy na razlichnoy stadia ikh razrabotki i izuchennosti]. *Karotazhnik*, 2017, is. 11, pp. 53–62, ISSN 1810-5599. (Russ.).

УДК 532.546+ 536.2+ 539.21

Физико-математическое моделирование и экспериментальные исследования коэффициента теплопроводности нефтегазоносных горных пород

Б.П. Колесников[1], А.С. Магомадов[1], Р.Р. Арушанян[1]*, Б.А. Григорьев[2]

[1] Кубанский государственный технологический университет, Российская Федерация, 350072, Краснодарский край, г. Краснодар, ул. Московская, д. 2
[2] ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1
* E-mail: rubenarushanyan@gmail.com

Ключевые слова: перколяционный кластер, порог протекания, эффективный коэффициент теплопроводности, критический индекс проводимости, относительная фазовая проницаемость.

Тезисы. Для описания процесса переноса тепла в нефтегазоносных горных породах, представляющих собой многокомпонентную макроскопически неупорядоченную среду (МНС), использована гипотеза о том, что структура МНС представляет собой совокупность взаимопроникающих перколяционных (бесконечных) кластеров (ПК), консолидированных из фаз одноименных компонентов, и изолированных кластеров, состоящих из не входящих в ПК элементов, а эффективный коэффициент теплопроводности МНС зависит от объемных долей компонентов в смеси, соотношений проводимостей компонентов и относительных проводимостей ПК (ОППК).

На основе положений теории протекания, физики и статистики пористых тел, определяющих структурно-топологическую характеристику ОППК во всех областях существования ПК – фрактальной, квазифрактальной и однородной, разработана физико-математическая модель МНС. На примере системы «флюид – флюид» («нефть – вода»), находящейся в поровом пространстве, показан характер поведения ОППК в зависимости от влагосодержания и угла смачивания поверхности порового пространства соответствующими флюидами. Установлена тождественность ОППК и относительной фазовой проницаемости (ОФП), что является следствием подобия процессов переноса.

Показано, что полученные результаты качественно согласуются с рядом известных экспериментальных данных и другими модельными зависимостями. Для верификации модели также использовались результаты экспериментальных исследований теплопроводности образцов осадочных пород месторождения Зыбза – Глубокий Яр.

Представленная модель обладает универсальным характером, так как применима к различным типам структур МНС (в однородной области – с изолированными порами и взаимопроникающими компонентами, во фрактальной – вблизи порога протекания, в квазифрактальной – в области кроссовера) и учитывает различные механизмы процессов консолидации, в том числе связанные с поверхностными свойствами порового пространства.

Эффективное моделирование технологических процессов добычи нефти и газа не может быть реализовано без обширной базы надежных данных о теплофизических свойствах горных пород-коллекторов, одним из которых является эффективный коэффициент теплопроводности $\lambda_э$. Поэтому пополнение такой базы данных ввиду сложности и трудоемкости теплофизического эксперимента обусловливает необходимость разработки новых методов прогнозирования свойств.

Для описания процессов теплопереноса в нефтегазоносных горных породах используется модель многокомпонентной изотропной макроскопически неупорядоченной среды (МНС) с характерным размером неоднородности, значительно превышающим любые характерные микроскопические длины [1], представляющей собой совокупность взаимопроникающих перколяционных кластеров (ПК), консолидированных из структурных элементов (фаз, частиц, узлов, связей, капилляров) одноименных компонентов и прочих изолированных кластеров (ИК), состоящих из не входящих в ПК элементов [2]. Искомый коэффициент $\lambda_э$ (характеризует МНС в целом на размерах, много больших характерных размеров макроскопических неоднородностей) в рассматриваемом случае зависит от объемных концентраций компонентов (ϑ_i) и согласно теории неупорядоченных систем, не требует усреднения по реализациям [1]. В такой среде при увеличении ϑ_i одного из компонентов от нуля до единицы

структура его ПК проходит несколько стадий преобразования. Так, согласно теории перколяции (протекания) [3], при определенном значении объемной концентрации компонента, соответствующем порогу протекания ($\vartheta_i = \vartheta_c$), возникают фрактальный ПК и его фрактальные подструктуры (остов, скелет, красные связи и др.). Плотность фрактального ПК возрастает с увеличением ϑ_i до значения ϑ_h (верхний порог протекания [4, 5]), после чего начинается квазифрактальная область (кроссовер), т.е. переход от фрактальной структуры ПК к его однородной части вплоть до значения $\vartheta_i = \vartheta_d$, далее при $\vartheta_d < \vartheta_i \le 1$ формируется однородная область ПК. Для оценки проводимости ПК i-го компонента λ_{0i} будем использовать безразмерную величину – относительную проводимость перколяционного кластера (ОППК) $\Lambda_i = \frac{\lambda_{0i}}{\lambda_i}$ ($0 \le \Lambda_i \le 1$), представляющую собой отношение проводимости ПК к номинальной проводимости λ_i соответствующего компонента.

Нахождение $\lambda_э$ и других эффективных кинетических коэффициентов переноса (далее – проводимости) рассматриваемой модели основано на гипотезе [2, 6] о том, что относительный эффективный коэффициент проводимости $\Lambda_э$ многокомпонентной МНС определяется зависимостью от ϑ_i (концентраций), соотношений проводимостей компонентов ν_i и Λ_i [5, 7].

Ограничимся рассмотрением двухкомпонентной модели МНС ($\vartheta_1 + \vartheta_2 = 1$, $\nu_э = \lambda_э / \lambda_1 \le 1$), для которой указанная зависимость принимает вид

$$\Lambda_э = \frac{\lambda_э}{\lambda_1} = \Lambda_1 + \Lambda_2\nu_2 + \frac{\nu_2(1-\Lambda_1-\Lambda_2)^2}{\nu_2(\vartheta_1-\Lambda_1)+(\vartheta_2-\Lambda_2)}. \quad (1)$$

Входящие в формулу (1) ОППК ($0 \le \Lambda_i \le 1$) являются структурно-топологическими характеристиками ПК и представляют собой часть (долю) номинальной проводимости фазы i-го компонента во всех областях его существования – фрактальной, квазифрактальной и однородной. Поэтому точность расчетов по формуле (1) в значительной степени зависит от достоверности используемых значений Λ_i, полученных экспериментальными или модельными способами.

Основываясь на положениях физики и статистики пористых тел [5, 8], ОППК для однородной области ПК запишем в виде:

$$\Lambda_i = \theta_i\sqrt{C_i}, \quad (2)$$

где $C_i = \frac{\alpha_i}{\vartheta_i}$ – смежность, характеризующая степень фазовой консолидации, представляющая собой отношение безразмерного критического сечения α_i i-го ПК, в котором концентрируются направленные напряжения и процессы, к номинальному сечению ϑ_i ($0 \le C_i \le 1$).

С учетом того, что все входящие в формулы (1) и (2) величины (опуская индексы) обладают всеми свойствами вероятности и их значения заключены в диапазоне от 0 до 1, смежность C можно представить в виде произведения вероятности встречи ϑ на вероятность Z ($0 \le Z \le 1$) сохранения этой встречи [8] (назовем Z коэффициентом фазовой консолидации): $C = \vartheta Z$. В общем случае примем $Z = \vartheta^m$ ($0 \le m \le \infty$).

Если для двухкомпонентной МНС, обладающей симметричной равноправной вероятностью распределения фаз компонентов принять $Z = \vartheta^{m_d}$ ($0 \le m_d \le 1$), то из формулы (2) получим:

$$\Lambda = \Lambda_d = \vartheta^{1,5+0,5m_d}. \quad (3)$$

Значение m_d находят из равенства (2) с полученной для рассматриваемого случая степенной зависимостью [5]

$$\Lambda_d = \vartheta^{n(\vartheta)}, \quad (4)$$

где $n(\vartheta)$ – критический переменный индекс проводимости для однородной области ПК, $2 \ge n \ge 1,5$ соответствует диапазону $\vartheta_d \le \vartheta \le 1$. В результате получим $m_d = 2[(n(\vartheta) - 1,5)]$.

Для нахождения зависимости для ОППК во фрактальной и квазифрактальной областях ПК вместо концентрации ϑ использовали безразмерную величину $\theta = \frac{\vartheta - \vartheta_c}{\vartheta_d - \vartheta_c}$, ($0 \le \theta \le 1$). Анализ поведения подструктур ПК и ОППК Λ_f во фрактальной области ПК в масштабе $\vartheta_d - \vartheta_c$ [5] позволил сделать предположение о подобии вероятностно-статистической природы формирования фрактальной и однородной областей ПК и получить зависимость

$$\Lambda = \Lambda_f = (\vartheta - \vartheta_c)^{1,5+0,5m_f} = (\vartheta - \vartheta_c)^{t(\vartheta)}, \quad (5)$$

где $t(\vartheta)$ – критический переменный индекс проводимости для фрактальной и квазифрактальной областей ПК ($2 \ge t(\vartheta) \ge 1,5$ – для

фрактальной области $\vartheta_c \le \vartheta \le \vartheta_h$, $1{,}5 \ge t(\vartheta) \ge t(\vartheta_h)$ – для квазифрактальной $\vartheta_h \le \vartheta \le \vartheta_d$, значение $t(\vartheta_d)$ определяется из условия сопряжения $(\vartheta_d - \vartheta_c)^t = \vartheta_d^n$). В рассматриваемом случае коэффициент фазовой консолидации для данной области ПК определяется как $Z = (\vartheta - \vartheta_c)^{m_f}$, здесь $m_f = 2[t(\vartheta) - 1{,}5]$.

Крайние значения $n(\vartheta)$, $t(\vartheta)$ соответствуют проводимости ПК для определенных типов структур МНС при заданной концентрации компонента: для однородной области ПК при $m_d = 0 \to Z = 1 \to n = 1{,}5 \to \Lambda = \vartheta^{1,5}$ – с изолированными фазовыми элементами, при $m_d = 1 \to$ $\to Z = \vartheta \to n = 2 \to \Lambda = \vartheta^2$ – взаимопроникающими компонентами [8, 9]; для фрактальной области ПК значение $m_f = 1 \to Z = (\vartheta - \vartheta_c) \to$ $\to t(\vartheta_c) = 2 \to \Lambda = (\vartheta - \vartheta_c)^2$ соответствует ОППК вблизи порога протекания [1], $m_f = 0 \to Z = 1 \to$ $\to t(\vartheta_h) = 1{,}5 \to \Lambda = (\vartheta - \vartheta_c)^{1,5}$ – окончанию фрактальной области ПК. Следовательно, формулы (4) и (5) описывают верхнюю границу проводимости (обозначим Λ_0) фрактальной и однородных областей ПК «симметричной» МНС, характеризующейся вероятностно-статистическим характером процесса формирования структуры ПК, соответствующую коэффициенту фазовой консолидации при $0 \le m \le 1$.

Для «несимметричных» МНС, состоящих из неравноправных компонентов, для которых $m > 1$, характерным является $\Lambda < \Lambda_0$ (в пределе при $m \to \infty$ $(Z \to 0)$ $\Lambda \to 0$), что связано с уменьшением межфазовой степени контакта C, зависящей от многообразных природных и технологических процессов консолидации. Например, для системы «флюид – флюид» (с содержанием флюидов $\omega \equiv \vartheta$), находящейся в поровом пространстве горных пород, одним из таких природных факторов является смачиваемость поровой поверхности флюидом. Этот фактор был учтен введением в рассматриваемую модель дополнительного коэффициента фазовой консолидации флюида $Z_\beta = \omega^{\frac{\beta}{1-\beta}}$, который характеризует изменение площади критического сечения ПК в зависимости от угла смачивания Θ, здесь $\beta = (\cos\Theta)^2$ [10]. В этом случае показатель степени для Z имеет вид $m = 2m_d + \dfrac{\beta}{1-\beta}$, $m = 2m_f + \dfrac{\beta}{1-\beta}$ соответственно для однородной, фрактальной и квазифрактальной областей ПК.

С целью верификации предложенного подхода к расчету ОППК представляется целесообразным сравнить ОППК с фазовыми проницаемостями (ОФП) K, используемыми при расчете динамики добычи нефти, так как ОФП и ОППК вследствие подобия процессов переноса зависят от одних и тех же структурно-топологических характеристик МНС и могут быть описаны одинаковыми по форме уравнениями (2)–(5) [10]. При рассмотрении ОФП учитывалось то, что для капиллярных систем критическую флюидонасыщенность ω_K [11], ограниченную минимальным (критическим) радиусом капилляра системы, из которого может происходить вытеснение смачивающей жидкости [12], можно оценить с помощью зависимости $Z_\beta = f(\Theta)$.

На рис. 1, 2 представлены зависимости нормированных ОППК, рассчитанных по формулам (3)–(5), а также зависимости и экспериментальные данные нормированных ОФП [11]. При нормировании ОППК использовались значения ω_K, найденные с помощью значений $Z_\beta = f(\Theta)$, полученных в результате сравнения с экспериментальными данными ОФП [11].

Нормирование ОППК проводили согласно методике В.Д. Моисеева [11].

Для системы «нефть – вода» (пропитка, дренаж):

$$\omega_{\text{В}}^* = \frac{\omega_{\text{В}} - \omega_{\text{КВ}}}{1 - \omega_{\text{КНВ}} - \omega_{\text{КВ}}};\ \Lambda_{\text{НВ}}^*(\omega_{\text{В}}^*) = \frac{\Lambda_{\text{НВ}}(\omega_{\text{В}})}{\Lambda_{\text{НВ}}(\omega_{\text{КВ}})};$$

$$\Lambda_{\text{В}}^*(\omega_{\text{В}}^*) = \frac{\Lambda_{\text{В}}(\omega_{\text{В}})}{\Lambda_{\text{В}}(1 - \omega_{\text{КНВ}})};$$

для системы «нефть – газ» (дренаж):

$$\omega_{\text{Г}}^* = \frac{\omega_{\text{Г}} - \omega_{\text{КГ}}}{1 - \omega_{\text{КНГ}} - \omega_{\text{КГ}}};\ \Lambda_{\text{НГ}}^*(\omega_{\text{Г}}^*) = \frac{\Lambda_{\text{НГ}}(\omega_{\text{Г}})}{\Lambda_{\text{НГ}}(\omega_{\text{КГ}})};$$

$$\Lambda_{\text{Г}}^*(\omega_{\text{Г}}^*) = \frac{\Lambda_{\text{Г}}(\omega_{\text{Г}})}{\Lambda_{\text{Г}}(1 - \omega_{\text{КНГ}})}.$$

Здесь $\omega_{\text{В}}^*$, $\omega_{\text{Г}}^*$ – нормированные значения водо- и газонасыщенности; $\omega_{\text{В}}$, $\omega_{\text{В}}$ – текущие значения водо- и газонасыщенности ($\omega_{\text{КВ}} \le \omega_{\text{В}} \le 1 - \omega_{\text{КНВ}}$, $\omega_{\text{КГ}} \le \omega_{\text{Г}} \le 1 - \omega_{\text{КНГ}}$); $\omega_{\text{КВ}}$, $\omega_{\text{КГ}}$ – критические значения водо- и газонасыщенности; $\omega_{\text{КНВ}}$, $\omega_{\text{КНГ}}$ – критические значения нефтенасыщенности для систем «нефть – вода» и «нефть – газ» соответственно (принято $\omega_{\text{КНВ}} = \omega_{\text{ОВ}} - \omega_{\text{КВ}}$, $\omega_{\text{КНГ}} = \omega_{\text{ОВ}} + \omega_{\text{ОН}}$); $\omega_{\text{ОВ}}$, $\omega_{\text{ОН}}$ – остаточные водо- и нефтенасыщенность соответственно; $\Lambda_{\text{НВ}}^*(\omega_{\text{В}}^*)$, $\Lambda_{\text{НГ}}^*(\omega_{\text{Г}}^*)$, $\Lambda_{\text{В}}^*(\omega_{\text{В}}^*)$, $\Lambda_{\text{Г}}^*(\omega_{\text{Г}}^*)$,

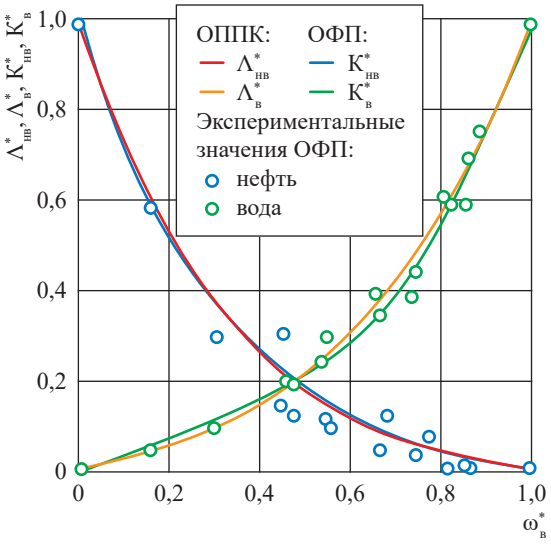


Рис. 1. **Зависимости ОППК ($\Lambda^*_{нв}$, $\Lambda^*_{в}$) и ОФП ($К^*_{нв}$, $К^*_{в}$) от нормированной водонасыщенности** [9] **для системы «нефть – вода»**

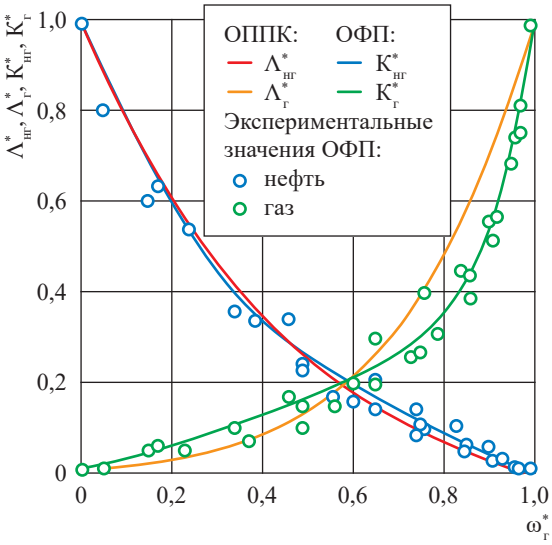


Рис. 2. **Зависимости ОППК ($\Lambda^*_{нг}$, $\Lambda^*_{г}$) и ОФП ($К^*_{нг}$, $К^*_{г}$)** [11] **от нормированной газонасыщенности для системы «нефть – газ»**

$\Lambda_{НВ}(\omega_В)$, $\Lambda_{НГ}(\omega_Г)$, $\Lambda_В(\omega_В)$, $\Lambda_Г(\omega_Г)$, $\Lambda_{НВ}(\omega_{КВ})$, $\Lambda_{НГ}(\omega_{КГ})$, $\Lambda_В(1 - \omega_{КНВ})$, $\Lambda_Г(1 - \omega_{КНГ})$ – значения ОППК соответственно нормированные (см. обозначения со звездочкой), текущие и при критической водо-, газо- и нефтенасыщенности.

Индексы в обозначениях *К* совпадают с индексами Λ.

Верификация предложенной модели расчета ОППК (см. рис. 1, 2) показала хорошую согласованность ОППК и ОФП (наилучшее совпадение – для системы «нефть – вода»), что подтверждает их тождественность вследствие подобия процессов переноса.

Для верификации общего подхода к прогнозированию $\lambda_э$ использованы результаты собственных экспериментальных исследований теплопроводности нефти и образцов осадочных пород (алевролитов) месторождения Зыбза – Глубокий Яр, в модельном варианте представляющих собой 3-компонентную МНС, состоящую из твердого каркаса, сцементированного из обломочного материала, в поровом пространстве которого находятся нефть и вода.

В качестве исходных данных, необходимых для расчета эффективной теплопроводности таких МНС по предложенной модели, использовались: пористость (объемная концентрация порового пространства) исследуемых осадочных пород ($\vartheta_{пор}$); экспериментальные значения теплопроводности нефти месторождения Зыбза – Глубокий Яр (скв. 688, 849), определенные со средней относительной погрешностью ±1,2 % при доверительной вероятности 0,95 [13]; теплопроводность воды; значения коэффициента теплопроводности каркаса ($\lambda_{карк}$). Для нахождения $\lambda_{карк}$ проведены экспериментальные исследования коэффициентов теплопроводности образцов пород ($\lambda_{обр}$) в интервале температур t = 25…400 °С при атмосферном давлении (рис. 3), которые проводились на приборе ИТ-λ-400. Размер испытуемых образцов: диаметр – 15 мм; высота – до 8 мм. Средняя относительная погрешность полученных результатов оценивается в пределах ±7 % при доверительной вероятности 0,95. Полученные значения $\lambda_{обр}$ в дальнейшем использовались в качестве эффективных значений двухкомпонентных сред «каркас – воздух» при решении обратной задачи относительно $\lambda_{карк}$ по формуле (1).

Подготовку влагонасыщенных образцов производили в следующей последовательности. Образцы сухой породы и дистиллированная вода вакуумировались в отдельных сосудах до прекращения выделения пузырьков. Затем сосуд с водой разгерметизировался, и под действием атмосферного давления (сосуды соединены трубкой) вода перетекала в сосуд с породой. После этого установка герметизировалась и снова вакуумировалась. Процедуру проводили многократно, после чего образцы выдерживались в таком состоянии

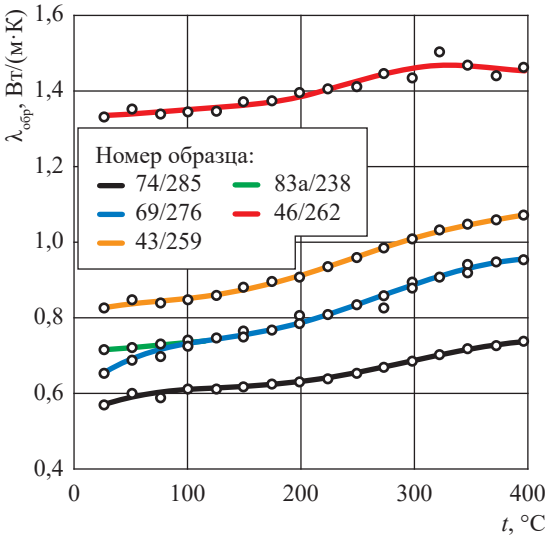


Рис. 3. **Расчетные зависимости от температуры и экспериментальные значения теплопроводности образцов горных пород**

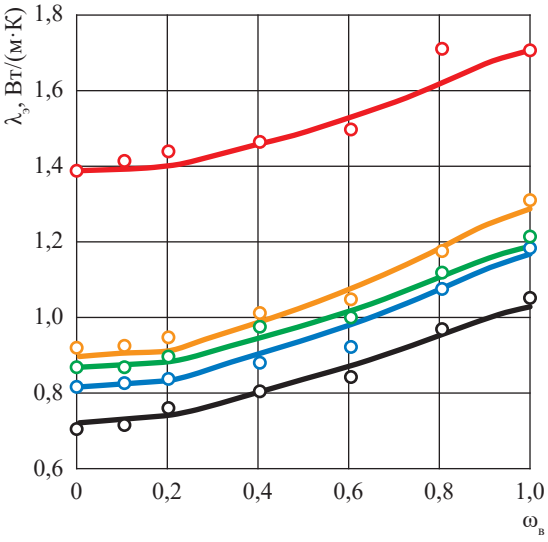


Рис. 4. **Расчетные зависимости от водонасыщенности и экспериментальные значения $\lambda_э$ нефтеводонасыщенных пород** (см. экспликацию к рис. 3)

не менее 24 ч и затем, на последнем этапе, снова подвергались данной процедуре. Для сохранения заданной насыщенности боковую поверхность каждого образца обрабатывали гидроизоляционной краской. Таким же образом осуществлялось насыщение нефтью и водонефтяной смесью при различных объемных соотношениях компонентов.

Расчет эффективной теплопроводности исследуемых пород проводили в два этапа путем последовательного приведения трехкомпонентной МНС к двухкомпонентной. Как показал анализ результатов расчетов с различными сочетаниями компонентов, такой подход обоснован при использовании на 1-м этапе сочетания компонентов с меньшими значениями проводимости. Поэтому на 1-м этапе рассматривалась двухкомпонентная МНС «нефть – вода», для которой в масштабе порового пространства по формуле (1) рассчитывался эффективный коэффициент теплопроводности системы «нефть – вода» ($\lambda_{н\text{-}в}$) в зависимости от водонасыщенности с использованием соответствующих значений ОППК, найденных по формулам (4), (5).

На 2-м этапе расчет эффективного коэффициента $\lambda_э$ производился по формуле (1) для двухкомпонентной среды «каркас – нефть-вода». При этом учитывалось, что система «нефть – вода» с коэффициентом $\lambda_{н\text{-}в}$ занимает все поровое пространство – $\vartheta_{н\text{-}в} = \vartheta_{пор}$, а каркас с коэффициентом $\lambda_{карк}$ характеризуется концентрацией $\vartheta_{карк}$.

В качестве примера на рис. 4 представлены расчетные зависимости $\lambda_э$ от водонасыщенности для пяти образцов осадочных пород месторождения Зыбза – Глубокий Яр и экспериментальные значения $\lambda_э$ при t = 25 °С.

Учитывая уровень достоверности исходных данных, используемых в расчетах, результаты верификации можно считать удовлетворительными.

Рассмотренная модель проявляет универсальный характер, так как позволяет рассчитывать (прогнозировать) эффективную проводимость во всей области изменения объемной концентрации компонентов для различных типов МНС, в отличие от ряда других подходов, требующих разработки индивидуальных моделей для определенной структуры МНС [9], и при этом использует несложный математический аппарат. Это преимущество достигается применением модели ОППК, позволяющей учитывать различные механизмы процессов консолидации, в том числе связанные с поверхностными свойствами порового пространства, например гистерезисом ОФП при смене направления фильтрационных потоков [10, 12], путем подбора значений $Z_\beta = f(\Theta)$ при сравнении с экспериментальными данными.

Вследствие подобия ОППК и ОФП в рамках предложенной модели в ряде случаев

для расчета эффективной теплопроводности целесообразно использовать значения ОФП, полученные экспериментальным или аналитическими способами. В свою очередь, предложенный подход может быть полезен при решении задач прогнозирования ОФП.

Список литературы

1. Снарский А.А. Процессы переноса в макроскопически неупорядоченных средах: от теории среднего поля до перколяции / А.А. Снарский, И.В. Безсуднов, В.А. Севрюков. – М.: ЛКИ, 2007. – 304 с.
2. Колесников Б.П. Прогнозирование эффективной проводимости многокомпонентных макроскопически неупорядоченных сред посредством математического моделирования / Б.П. Колесников // Науч. тр. КубГТУ. – 2016. – № 16. – С. 459–468.
3. Тарасевич Ю.Ю. Перколяция: теория, приложение, алгоритмы: учеб. пособие / Ю.Ю. Тарасевич. – М.: Едиториал УРСС, 2002. – 112 с.
4. Колесников Б.П. Математическая модель остова перколяционного кластра / Б.П. Колесников // XXII Международная конференция «Математика. Экономика. Образование». VIII Международный симпозиум «Ряды Фурье и их приложения». Труды. – Ростов н/Д.: Фонд науки и образования, 2015. – С. 82–86.
5. Kolesnikov B.P. The unified approach to a definition of effective conductivity index of percolating cluster in macroscopically disordered environments / B.P. Kolesnikov // Journal of Physics: Conference Series. – 2020. – ТРЕАС-2019. – Ст. № 012031.
6. Серых Г.М. Проводимость гетерогенных материалов и выбор корректного образца / Г.М. Серых, Б.П. Колесников // Известия высших учебных заведений. Пищевая технология. – 1984. – № 1 (155). – С. 123–128.
7. Kolesnikov B.P. Influence of fractal substructures of the percolating cluster on transferring processes in macroscopically disordered environments / B.P. Kolesnikov // Journal of Physics: Conference Series. – 2017. – Т. 891. – Ст. № 012355.
8. Бальшин М.Ю. Научные основы порошковой металлургии и металлургии волокна / М.Ю. Бальшин. – М.: Металлургия, 1972. – 336 с.
9. Дульнев Г.Н. Процессы переноса в неоднородных средах / Г.Н. Дульнев, В.В. Новиков. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 246 с.
10. Kolesnikov B.P. The percolation model of relative conductivities and phase permeabilities / B.P. Kolesnikov, R.R. Arushanyan // Journal of Physics: Conference Series. – 022. – ТРЕАС-2021. – Ст. № 012005.
11. Моисеев В.Д. Экспериментальное определение относительных фазовых проницаемостей для коллекторов нефти и газа месторождений севера Западной Сибири / В.Д. Моисеев // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2002. – № 1. – С. 46–53.
12. Кадет В.В. Перколяционная модель гистерезиса относительных фазовых проницаемостей / В.В. Кадет, А.М. Галечян // Прикладная механика и техническая физика. – 2013. – Т. 54. – № 3. – С. 95–105.
13. Магомадов А.С. Теплофизические свойства высоковязких нефтей / А.С. Магомадов. – Краснодар: КубГТУ, 2000. – 118 с.

Physico-mathematical modeling and experimental studies of the thermal conductivity coefficient of oil-and-gas-bearing rocks

B.P. Kolesnikov[1], A.S. Magomadov[1], R.R. Arushanyan[1], B.A. Grigoryev[2]

[1] Kuban State University of Technology, Bld. 2, Moskovskaya street, Krasnodar, Krasnodar Territory, 350072, Russian Federation
[2] Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
* E-mail: rubenarushanyan@gmail.com

Abstract. To describe the process of thermal conductivity in oil-and-gas-bearing rocks, which are multicomponent macroscopically disordered environments (MDE), the following hypothesis is used: the MHE's structure is considered as a set of interpenetrating percolation (infinite) clusters (PC), consolidated from the phases of the same-named components, and isolated clusters of elements not included in the PC, and MHE's effective thermal conductivity depends on the volume fractions, ratios of components conductivity and relative conductivities of PC (RCPC).

The developed physico-mathematical model of MDE is based on the provisions of the percolation theory, physics and statistics of porous bodies that determine the structural-topological characteristic of RCPC in all areas of PC existence, i.e. fractal, quasi-fractal and homogeneous.

By the example of fluid-fluid (oil-water) system in the pore space the character of RCPC behavior depending on moisture content and the wetting angle of the surface of the pore space by the corresponding fluids is shown. The identity of RCPC and relative phase permeability has been established, which is a consequence of similarity of transfer processes.

It is shown that the obtained results are in qualitative agreement with a number of known experimental data and other model dependences. To verify the model, the results of our experimental studies of thermal conductivity of sedimentary rocks samples of Zybza – Gluboky Yar location were used.

The presented model has a universal character, as it is applicable to various types of MDE structures (in a homogeneous region – with isolated pores and interpenetrating components, in the fractal region – in the vicinity of the percolation threshold, in quasi-fractal – in the crossover area), and takes into account different mechanisms of consolidation processes, including those associated with surface properties of the pore space.

Keywords: percolation cluster, percolation threshold, effective thermal conductivity, critical conductivity index, relative phase permeability.

References

1. SNARSKIY, A.A., I.V., BEZSUDNOV, V.A. SEVRUKOV. *Transferring processes in macroscopically disorder environment*: *From the middle field theory to percolation* [Protsessy perenosa v makroskopicheski neuporyadochennykh sredakh: ot teorii srednego polya do perkolyatsii]. Moscow: LKI, 2007. (Russ.).
2. KOLESNIKOV, B.P. Predicting efficient conductivity of multicomponent macroscopically unpatterned media by means of mathematical modelling [Prognozirovaniye effektivnoy provodimosti mnogokomponentnykh makroskopicheski neuporyadochennykh sred posredstvom matematicheskogo modelirovaniya]. *Nauchnyye Trudy KubGTU*, 2016, no. 16, pp. 459–468, ISSN 2312-9409. (Russ.).
3. TARASEVICH, Yu.Yu. *Percolation: theory, application, algorithms* [Perkolyatsiya: teoriya, prilozheniye, algoritmy]: study guide. Moscow: Editorial URSS, 2002. (Russ.).
4. KOLESNIKOV, B.P. Mathematical model of a percolating cluster [Matematicheskaya model ostova perkolyatsionnogo klastera]. In: *XXII International conference "Mathematics Economics Education". VIII International symposium "Fourier's ranks and their appendices" Works*. Rostov-on-Don^ Fund of science and education, 2015, pp. 82–86. (Russ.).
5. KOLESNIKOV, B.P. The unified approach to a definition of effective conductivity index of percolating cluster in macroscopically disordered environments. *Journal of Physics: Conference Series*, 2020, TPEAC-2019, no. 012031, ISSN 1742-6596.
6. SERYKH, G.M., B.P. KOLESNIKOV. Conductivity of heterogeneous material and selection of a correct sample [Provodimost geterogennykh materialov i vybor korrektnogo obraztsa]. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedeniy. Pishchevaya Tekhnologiya*, 1984, no. 1 (155), pp. 123–128, ISSN 0579-3009. (Russ.).
7. KOLESNIKOV, B.P. Influence of fractal substructures of the percolating cluster on transferring processes in macroscopically disordered environments. *Journal of Physics: Conference Series*, 2017, vol. 891, no. 012355, ISSN 1742-6596.
8. BALSHIN, M.Yu. *Scientific principles of powder and fiber metallurgy* [Nauchnyye osnovy poroshkovoy metallurgii i metallurgii volokna]. Moscow: Metallurgiya, 1972. (Russ.).
9. DULNEV, G.N., V.V. NOVIKOV. *Transition processes in heterogeneous environment* [Protsessy perenosa v neodnorodnykh sredakh]. Moscow: Energoatomizdat, 1991. (Russ.).
10. KOLESNIKOV, B.P., R.R. ARUSHANYAN, The percolation model of relative conductivities and phase permeabilities. *Journal of Physics: Conference Series,* 2022. TPEAC-2021, no. 012005, ISSN 1742-6596.
11. MOISEYEV, V.D. Experimental determination of relative phase permeabilities for oil and gas reservoirs at north of Western Siberia [Eksperimentalnoye opredeleniye otnositelnykh fazovykh pronitsayemostey dlya kollektorov nefti i gaza mestorozhdeniy severa Zapadnoy Sibiri]. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedeniy. Neft i Gaz,* 2002, no. 1, pp. 46–53, ISSN 0445-0108. (Russ.).
12. KADET, V.V., A.M. GALECHYAN. Percolation model of relative permeability hysteresis [Perkolyatsionnaya model gisterezisa otnositelnykh fazovykh pronitsayemostey]. *Prikladnaya Mekhanika i Tekhnicheskaya Fizika*, 2013, vol. 54, no. 3, pp. 95–105, ISSN 0869-5032. (Russ.).
13. MAGOMADOV, A.S. *Thermophysical properties of highly viscous oils* [Teplofizicheskiye svoystva vysokovyazkikh neftey]. Krasnodar: Kuban State Technological University, 2000. (Russ.).

УДК 536.423:543.442

Измерение межфазного натяжения и краевого угла смачивания в пластовых условиях с помощью рентгенографии

В.А. Плетнева[1]*, А.С. Корнилов[1], Д.А. Коробков[1], И.В. Сафонов[1], И.В. Якимчук[1], М.Р. Стукан[1]

[1] ООО «ТКШ», Российская Федерация, 125171, г. Москва, Ленинградское ш., д. 16А, стр. 3
* E-mail: vpletneva@slb.com

Тезисы. Межфазное натяжение (МН) и краевой угол смачивания (КУС) входят в число основных параметров, характеризующих процессы многофазной фильтрации в пористых средах. Одним из наиболее распространенных методов измерения МН является метод «висящей капли», основанный на анализе ее формы по фотографии в видимом свете. Особенную популярность данный подход получил в связи с развитием цифровых методов обработки изображений, превративших кропотливую работу по определению контура капли в автоматическую процедуру. Однако существенным недостатком метода является требование оптической прозрачности внешнего флюида. Для реализации конфигурации «капля воды в нефти», позволяющей корректное описание систем, богатых поверхностно-активными веществами, предложена и запатентована новая технология измерения МН в пластовых условиях, свободная от указанного выше ограничения.

Предлагаемый метод использует рентгенографию и включает генерацию капли внутри специально разработанной термо- и бароустойчивой рентгенопрозрачной измерительной ячейки, помещенной внутри рентгеновского сканера, и дальнейшее наблюдение за ее эволюцией во времени до состояния равновесия. Поскольку получаемые рентгеновские изображения существенно отличаются от традиционных оптических, разработан новый алгоритм определения формы капли и последующей математической обработки для расчета значения МН. В результате получается кривая эволюции значения МН для пары флюидов. В зависимости от относительной плотности флюидов могут быть реализованы две экспериментальные схемы: висящая (1) или всплывающая (2) капли. Также для определения краевого угла смачивания (КУС) возможно получать изображение лежащей капли.

В работе представлены технические характеристики созданной авторами системы для измерения МН и КУС в пластовых условиях с помощью рентгенографии и полученные на данный момент результаты, показывающие, что предложенная методика эффективна для различных систем «флюид – флюид» и позволяет измерять значения МН в широком диапазоне (включая низкие значения, характерные для газов и газоконденсатов) и отслеживать динамику изменения МН для разных флюидов независимо от их оптической прозрачности, т.е. как для «капли воды в нефти», так и для «капли нефти в воде».

Ключевые слова: межфазное натяжение, краевой угол смачивания, лабораторные измерения в пластовых условиях, рентгенография, пластовые флюиды.

В настоящее время при моделировании процессов в пласте используются гидродинамические симуляторы, адекватность работы которых в значительной степени зависит от корректности входных параметров, в частности межфазного натяжения между флюидами (МН) и краевого угла смачивания (КУС). Точное знание динамического значения МН в пластовых условиях может существенно улучшить цифровую модель жидкости, используемую для численного моделирования многофазного течения в пористых средах [1].

МН и КУС зависят от температуры, давления и состава флюида. Традиционные подходы к их измерению имеют ряд ограничений с точки зрения воспроизведения реальных пластовых условий. По этой причине часто приходится использовать значения МН и КУС, измеренные в атмосферных условиях, что негативно влияет на качество моделирования.

В существующих аппаратах капля флюида создается внутри оптически прозрачной ячейки, заполненной другим флюидом (жидкостью или газом). Ячейка освещается сзади источником света, в то время как фотокамера, расположенная спереди, осуществляет съемку изображения капли в видимом свете. При этом используются

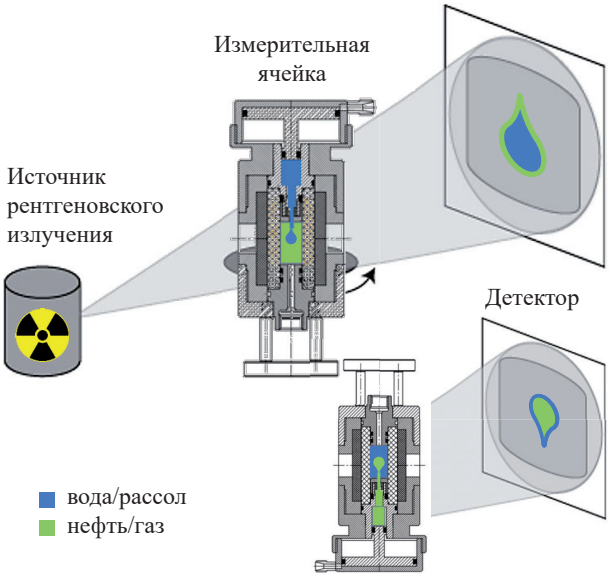


Рис. 1. **Система измерения МН и КУС**

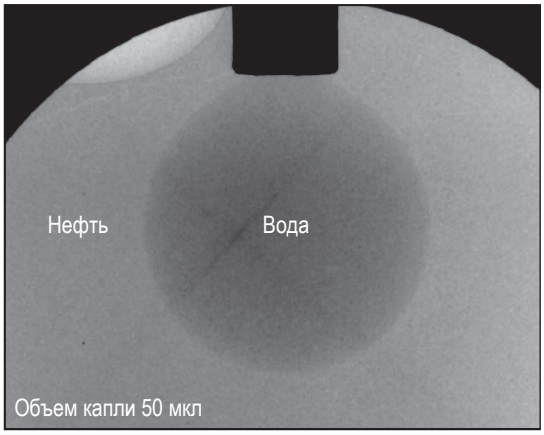


Рис. 2. **Исходное рентгеновское изображение капли воды в нефти**

методы висящей, или всплывающей, или лежащей капель. По полученному высококонтрастному изображению капли определяется ее контур, затем осуществляется численный поиск таких параметров уравнения[1] капиллярного давления, которые соответствуют капле с контуром такой же формы.

Измерение МН в динамике особенно важно для систем, содержащих поверхностно-активные вещества (ПАВ), так как со временем происходит перераспределение молекул ПАВ на межфазной границе, что приводит к существенному изменению значения МН. Важным ограничением традиционных способов измерения МН является требование прозрачности внешнего флюида, что приводит к невозможности использования относительно больших объемов нефти, необходимых для нивелирования снижения концентрации ПАВ в нефти за счет их миграции к межфазной границе воды и нефти.

Авторами созданы метод и экспериментальная система (рис. 1), позволяющие преодолеть ограничения существующих подходов и проводить в пластовых условиях измерение изменяющихся во времени значений МН и КУС вне зависимости от прозрачности рассматриваемых флюидов [2]. Ключевыми идеями являются использование рентгеновской установки для съемки изображения висящей, или всплывающей, или лежащей капли, которая формируется в рентгенопрозрачной ячейке высокого давления и температуры. При измерении МН выполняется наблюдение за эволюцией капли до достижения равновесного состояния.

Рентгеновское изображение капли значительно отличается от изображения, получаемого в видимом свете. Пример рентгеновского изображения капли воды в нефти показан на рис. 2. Как правило, на рентгеновском изображении контраст существенно ниже, особенно по краям капли, так как длина пути рентгеновских лучей через флюид там меньше, чем в центре капли. Уровень шума в рентгеновском изображении выше, а отношение сигнала к шуму, соответственно, хуже, чем в изображениях видимого диапазона. В поле зрения присутствует значительная неравномерность интенсивности. Время экспозиции в фотокамерах, используемых в оптических системах, составляет тысячные доли секунды и менее, тогда как характерное время съемки в рентгеновской установке изменяется в диапазоне от десятых долей до нескольких секунд. При таком времени экспозиции любые движения капли приводят к размытию ее контура. Перечисленные причины привели к необходимости разработки специализированных алгоритмов и программного обеспечения для вычисления значений МН и КУС по рентгеновским изображениям капли.

Заметим, что контраст на границе капли может быть усилен путем добавления

[1] В русскоязычной литературе его принято называть уравнением Лапласа, в англоязычной – уравнением Юнга – Лапласа.

контрастного агента, например йодида калия (KI) или хлорида цезия (CsCl), в водную фазу или йододекана в нефтяную фазу. Однако добавление контрастного агента может приводить к изменению значения МН, хотя авторам не известны результаты исследований такого влияния.

Съемка капель осуществляется непрерывно, в том числе в момент формирования капли и ее отрыва от иголки. Изображения, смазанные по причине движения капли, необходимо исключить из рассмотрения. Для определения того, была ли в момент съемки капля неподвижна, вычисляют коэффициент асимметрии гистограммы вертикальных градиентов, полученных из столбцов изображений ниже иглы. Если на протяжении времени съемки изображения происходило движение капли, то граница нижнего контура капли размыта, гистограмма градиентов близка к симметричной и коэффициент асимметрии близок к нулю. Если же на протяжении времени съемки изображения капля висела неподвижно, то граница нижнего контура капли видна более отчетливо, гистограмма градиентов ассиметрична и абсолютное значение коэффициента асимметрии существенно больше нуля. Таким образом, сравнение абсолютного значения коэффициента асимметрии с предопределенным пороговым значением позволяет определить, была ли капля неподвижна на протяжении времени съемки изображения.

Для решения проблемы неравномерной интенсивности по полю зрения и для повышения контраста из исходного рентгеновского изображения капли вычитается фоновое, т.е. снятое предварительно изображение ячейки без сформированной капли. Затем интенсивности полученного разностного изображения нормализуют (растягивают) на весь динамический диапазон.

Далее для обработанных изображений выполняется поиск таких параметров уравнения Лапласа, которые описывают форму капли на изображении. По причине низкого контраста и некоторого размытия на границе капли по сравнению с традиционным оптическим способом используется процедура оптимизации, состоящая из двух этапов. Первый этап выполняется с использованием бинарного изображения контура капли, полученного с помощью фильтра разности гауссианов (DoG) и условий пересечения нулевого уровня [3]. Процедура определения начальных значений параметров основана на анализе небольшой нижней части контура капли [4]. Такие параметры капли, как координаты полюса (самой нижней точки в случае висящей капли), радиус и характеристическая длина определяются в ходе итерационной процедуры оптимизации путем минимизации суммы квадратов разностей между полученными точками контура и точками контура, описываемого уравнением Лапласа. Для оптимизации используется алгоритм Нелдера – Мида [5]. На втором этапе для оценки более точных параметров капли оптимизация происходит на основе обработанного изображения в оттенках серого. В качестве целевой функции целесообразно использовать разность интенсивностей внутри и снаружи вычисленного на основе уравнения Лапласа контура капли. На каждом шаге обоих этапов оптимизации на основе значений оптимизируемых параметров производится численное интегрирование уравнения Лапласа при помощи метода Рунге – Кутты 4-го порядка. В результате вычисляются безразмерные координаты точек контура капли для заданных параметров. Используя известное значение диаметра иглы, например, в миллиметрах и измеренное по изображению значение диаметра в пикселях, вычисляют разрешение изображения, с помощью которого координаты контура преобразуются из пиксельных в физические.

Похожая процедура выполняется при оценке КУС для изображений с лежащей каплей. В данном случае к оптимизируемым параметрам добавляется сам КУС, а теоретический контур капли на каждом шаге оптимизации вычисляется на основе решения системы нелинейных уравнений [6]. Поскольку на практике добиться идеально симметричной капли достаточно трудно, то оценки краевых углов, а соответственно, и процедуры оптимизации производятся отдельно для каждой половины изображения лежащей капли, разделенного вертикальной линией, проходящей через полюс капли [7].

Предложенный подход реализован на базе лабораторного настольного рентгеновского томографа SkyScan 1172, а также специально созданной рентгенопрозрачной ячейки высоких давления и температуры. Характеристики доступных для изучения систем приведены в таблице.

Для валидации разработанного метода измерения МН использовались чистые флюиды

Характеристики доступных для изучения систем

Объем капли, мкл	1…100
Диапазон давлений, МПа	От атмосферного до 40
Диапазон температур, °С	0…110
Объем внутреннего флюида, мл	1
Объем внешнего флюида, мл	3
Расположение капли	Висящая / всплывающая / лежащая

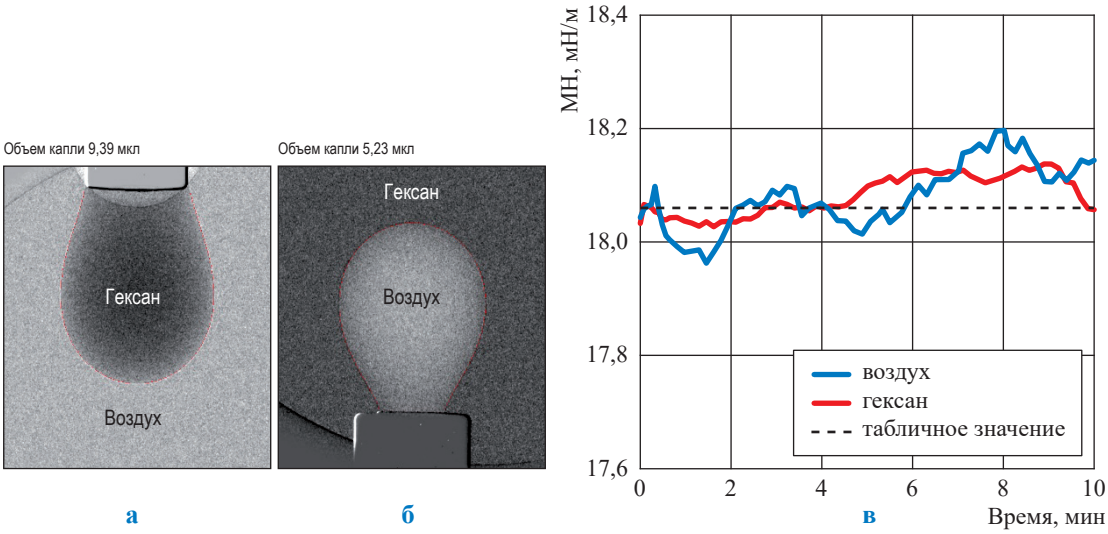


Рис. 3. **Обработанные рентгеновские изображения капли гексана в воздухе (а) и, наоборот, пузыря воздуха в гексане (б), а также зависимости значения МН от времени для обоих случаев (в)**

(без ПАВ) с хорошо известными значениями МН. Наблюдение эволюции висящей в воздухе капли деионизированной воды проводилось в атмосферных условиях и использовалось для калибровки системы. Измеренные значения МН оказались близки к табличному (72,0 мН/м). Для этой системы, не содержащей ПАВ, значение МН было постоянным и не менялось со временем.

Возможность генерации капель разного размера для систем, характеризующихся как большой разницей в плотностях, так и существенно более низкими по сравнению с водой значениями МН, была протестирована и подтверждена на системе «гексан – воздух» (рис. 3). Полученные значения МН как для висящей, так и для всплывающей капли были близки к значению ~ 18 мН/м, известному из научных публикаций [8].

Возможность генерации капель для пары флюидов с низкими значениями МН в условиях (высоких) температур и давлений, имитирующих пластовые, была протестирована на системе «азот – гексан». Показано, что, несмотря на небольшой размер капель газовой фазы (начиная с 2…3 мкл), можно получить капли правильной формы, подходящей для расчета значения МН. Полученные экспериментальные результаты (рис. 4) хорошо согласуются с известными из научных публикаций [9]. При максимальных давлении и температуре (21,4 МПа, 60 °С) значение МН составляет 5,6 мН/м (объем капли ≈ 1,5 мкл). Стоит отметить, что, насколько известно авторам, измерения для системы «азот – гексан» при таких значениях давления и температуры ранее никем не проводились.

Поскольку разработанный метод позволяет получать значения МН, начиная с момента образования капли до равновесного состояния, проанализирована динамика изменения МН для системы, богатой ПАВ, и обратной системы: соответственно вода, помещенная в 1%-ный раствор стеариновой кислоты (СК) в толуоле, имитировала каплю воды в нефти, обратная система – каплю нефти в воде.

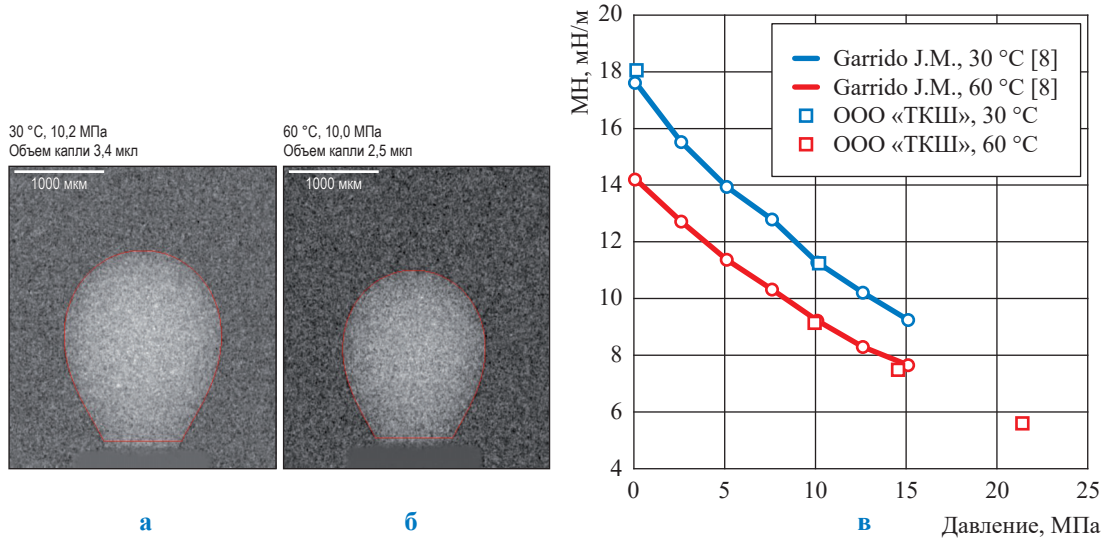


Рис. 4. **Обработанные рентгеновские изображения капли азота в гексане при температурах 30 и 60 °C (а и б соответственно) и полученные зависимости МН от давления и температуры (в)**

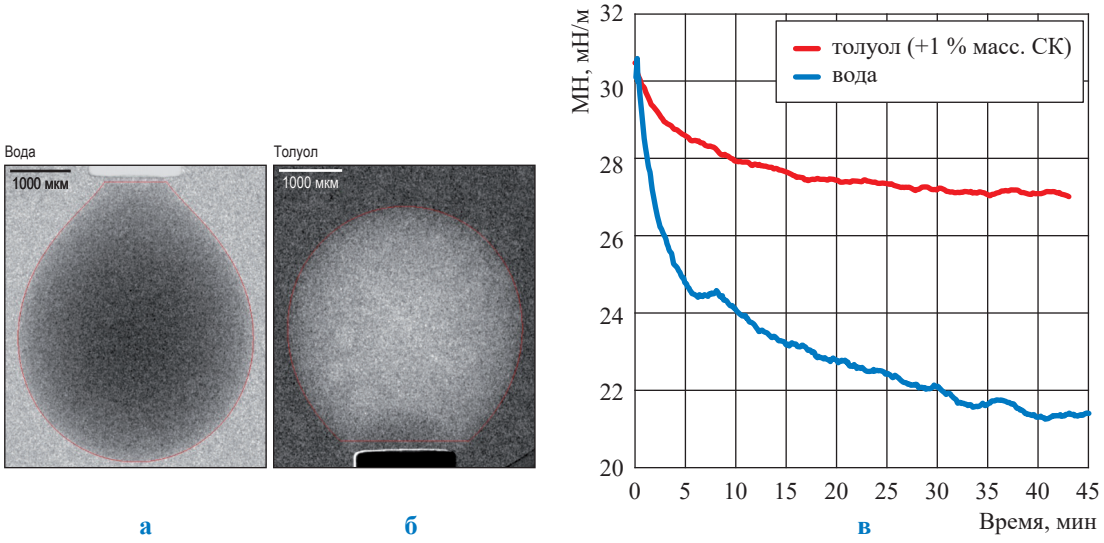
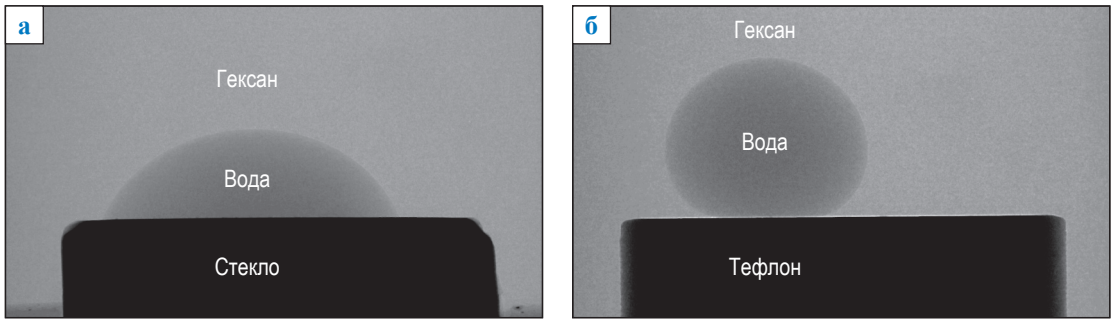


Рис. 5. **Обработанные рентгеновские изображения для капли воды в 1%-ном растворе СК в толуоле (а) и обратной системы (б), а также кривые зависимости МН от времени для этих систем (в)**

Как видно на рис. 5, начальные значения МН для обеих систем одинаковы (~ 30 мН/м), однако кривые зависимости МН от времени (первые 45 мин) и равновесные значения МН, измеренные примерно через 18 ч после начала эксперимента, значительно отличаются. Кривая зависимости МН от времени и равновесное значение (~ 19,5 мН/м), полученные для капли воды в 1%-ном растворе СК в толуоле («капли воды в нефти»), хорошо согласуются с результатами измерений с использованием стандартного тензиометра [10]. При этом равновесное значение МН капли 1%-ного раствора СК в толуоле, помещенной в воду («капли нефти в воде»), оказывается заметно выше (~ 25 мН/м). Это связано с тем, что объем внутренней фазы (формирующей каплю), богатой ПАВ, невелик и миграция ПАВ к границе раздела фаз приводит к эффективному изменению (уменьшению) концентрации ПАВ во внутренней фазе (т.е. в равновесном состоянии концентрация ПАВ внутри капли меньше 1 %). Данные



КУС = 63°...69° КУС = 144°...152°

Рис. 6. **Рентгеновские изображения лежащей капли воды в гексане для гидрофильной (а) и гидрофобной (б) поверхностей**

результаты хорошо демонстрируют преимущества разработанного подхода для систем флюидов, богатых ПАВ, по сравнению со стандартными вариантами, основанными на освещении видимым светом.

На рис. 6 показаны рентгеновские изображения капель воды в гексане, лежащих на гидрофильной и гидрофобной поверхностях, и приведены оценки КУС. Поскольку на практике трудно добиться идеально горизонтальной поверхности, то капли слегка асимметричны, и истинные значения КУС находятся в диапазонах углов, оцененных для правой и левой половин капель.

Таким образом, предлагаемый метод открывает возможность корректных измерений МН и КУС для систем «нефть – вода», богатых ПАВ, а также упрощает процесс измерений для систем в широком диапазоне термобарических условий, имитирующих пластовые.

Список литературы

1. Демьянов А.Ю. Основы метода функционала плотности в гидродинамике / А.Ю. Демьянов, О.Ю. Динариев, Н.В. Евсеев. – М.: Физматлит, 2009. – 312 с.
2. Пат. 2722896 C1 Российская Федерация, МПК G01N 13/02 (2006.01). Способ определения межфазного натяжения между двумя флюидами: № 2019138642; заявл. 29.11.2019; опубл. 04.06.2020, бюл. № 16 / И.В. Якимчук, М.Р. Стукан, Д.А. Коробков и др.; заявитель и патентообладатель Шлюмберже Текнолоджи Б.В.
3. Гонсалес Р. Цифровая обработка изображений / Р. Гонсалес, Р. Вудс. – 3-е изд., испр. и дополн. – М.: Техносфера, 2012. – 1104 с.
4. Berry J.D. Measurement of surface and interfacial tension using pendant drop tensiometry / J.D. Berry, M.J. Neeson, R.R. Dagastine, et al. // Journal of Colloid and Interface Science. – 2015. – Т. 454. – С. 226–237.
5. Nelder J.A. A simplex method for function minimization / J.A. Nelder, R. Mead // The Computer Journal. – 1965. – Т. 7. – № 4. – С. 308–313.
6. Favier B. A precise goniometer/tensiometer using a low cost single-board computer / B. Favier, N.T. Chamakos, A.G. Papathanasiou // Measurement Science and Technology. – 2017. – Т. 28. – № 12. – С. 125302.
7. Yuan Y. Contact angle and wetting properties / Y. Yuan, T.R. Lee // Surface Science Techniques. – Berlin, Heidelberg: Springer, 2013. – С. 3–34.
8. Grigoryev B.A. Surface tension of normal pentane, hexane, heptane, and octane / B.A. Grigoryev, B.V. Nemzer, D.S. Kurumov, et al. // International Journal of Thermophysics. – 1992. – Т. 12. – № 3. – С. 453–464.
9. Garrido J.M. High-pressure interfacial tensions for nitrogen + ethanol, or hexane or 2-methoxy-2-methylbutane: A comparison between experimental tensiometry and Monte Carlo simulations / J.M. Garrido, L. Cifuentes, M. Cartes, et al. // Journal of Supercritical Fluids. – 2014. – Т. 89. – С. 78–88.
10. Sauerer B. Dynamic asphaltene-stearic acid competition at the oil-water interface / B. Sauerer, M. Stukan, J. Buiting, et al. // Langmuir. – 2018. – Т. 34. – С. 5558–5573.

X-ray measurements of in-situ interfacial tension and wetting angle

V.A. Pletneva[1*], A.S. Kornilov[1], D.A. Korobkov[1], I.V. Safonov[1], I.V. Yakimchuk[1], M.R. Stukan[1]

[1] LLC "TCS", Block 3, Bld. 16A, Leningradskoye shosse, Moscow, 125171, Russian Federation
[*] E-mail: vpletneva@slb.com

Abstract. Interfacial tension (IFT) and wetting angle (WA) are considered the major attributes of the multiphase filtration in porous media. A hanging-drop method is among the most popular methods of IFT measuring; it bases on the visual-light analysis of drop configuration. This approach became especially popular due to advance of the digital image processing methods, which turned the toilsome drop outlining into an automated procedure. Therefore, this method has a considerable disadvantage, namely it is the necessity to use an optically transparent external fluid. To realize a "water drop within the oil" configuration enabling the correct description of the surfactant-rich systems, a new technique for in-situ IFT measuring has been suggested and patented. This technique avoids the above-mentioned limitation.

The suggested method applies the X-ray diffraction and supposes a drop generation inside a specially designed thermal- and pressure-resistant X-ray-transparent measuring cell located inside an X-ray scanner with further observation of the drop evolution till it reaches the state of equilibrium. As far as the acquired roentgenograms seriously differ from the traditional optic ones, there is a new algorithm for identification of the drop form and its further mathematical processing to calculate an IFT value. Consequently, there will be an IFT evolution curve for a couple of fluids. Depending on the relative density of the fluids, two experimental schemes could be realized, namely: a suspended drop (1) and an upwards floating drop (2). To determine a wetting angle, one may also acquire an image of a lying drop.

This article presents the technical characteristics of the new X-ray system measuring IFT and wetting angle in reservoir conditions, as well as the latest test results showing that the suggested procedure is efficient for different fluid–fluid systems; it enables measuring the IFT values in wide range (including the low values which are common for gases and gas condensates), and monitoring IFT dynamics for different fluids independently of their optical transparency, i.e. either for "a water drop within the oil", or for "an oil drop within the water".

Keywords: interfacial tension, wetting angle, laboratory measurements in reservoir conditions, X-ray diffraction, reservoir fluids.

References

1. DEMYANOV, A.Yu., O.Yu. DINARIYEV, N.V. YEVSEYEV. *Principles of density functional method in hydrodynamics* [Osnovy metoda funktsionala v gidrodinamike]. Moscow: Fizmatlit, 2009. (Russ.).
2. SCHLUMBERGER TECHNOLOGY B.V. (NL). *Method of determining inter-phase tension between two fluids*. Inventors: YAKIMCHUK, I.V., M.R. STUKAN, D.A. KOROBKOV, et al. 04 June 2020. Appl.: 29 November 2019 no. 2019138642. RU 2 722 896 C1. (Russ.).
3. GONZALEZ, R., R. WOODS. *Digital image processing* [Tsifrovaya obrabotka izpbrazheniy]. Transl. from Engl. 3rd ed. Moscow: Tekhnosfera, 2012. (Russ.).
4. BERRY, J.D., M.J. NEESON, R.R. DAGASTINE, et al. Measurement of surface and interfacial tension using pendant drop tensiometry. *Journal of Colloid and Interface Science*, 2015, vol. 454, pp. 226–237, ISSN 0021-9797.
5. NELDER, J.A., R. MEAD. A simplex method for function minimization. *The Computer Journal*, 1965, vol. 7, no. 4, pp. 308–313, ISSN 0010-4620.
6. FAVIER B., N.T. CHAMAKOS, A.G. PAPATHANASIOU. A precise goniometer/tensiometer using a low cost single-board computer [online]. *Measurement Science and Technology*, 2017, vol. 28, no. 12, p. 125302, ISSN 1361-6501.
7. YUAN, Y., T.R. LEE. Contact angle and wetting properties. In: *Surface Science Techniques*. Berlin, Heidelberg: Springer, 2013, pp. 3–34.
8. GRIGORYEV B. A., B.V. NEMZER, D.S. KURUMOV, et al. Surface tension of normal pentane, hexane, heptane, and octane. *International Journal of Thermophysics*, 1992, vol. 12, no. 3 pp. 453–464, ISSN 1572-9567.
9. GARRIDO, J.M., L. CIFUENTES, M. CARTES, et al. High-pressure interfacial tensions for nitrogen + ethanol, or hexane or 2-methoxy-2-methylbutane: A comparison between experimental tensiometry and Monte Carlo simulations. *Journal of Supercritical Fluids*, 2014, vol. 89, pp. 78–88, ISSN 0896-8446.
10. SAUERER, B., M. STUKAN, J. BUITING, et al. Dynamic asphaltene-stearic acid competition at the oil-water interface. *Langmuir*, 2018, vol. 34, pp. 5558–5573, ISSN 0743-7463.

УДК 532.5.013.2

Способы обработки и обоснование выбора реагентных составов для интенсификации притока газа к скважинам подземных хранилищ газа

С.А. Шулепин[1]*, О.В. Николаев[1], В.П. Казарян[1], Р.О. Умарбеков[1], А.Д. Гридин[1]

[1] ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1
* E-mail: S_Shulepin@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: карбонатные и сульфатные отложения, кольматаж, способы и технологии обработки скважин ПХГ, гравийно-намывные фильтры, повышение продуктивности скважин ПХГ.

Тезисы. Поддержание надлежащей согласно технологическому режиму производительности скважин является одной из актуальных и первостепенных задач при эксплуатации подземных хранилищ газа (ПХГ). К одному из способов решения данной задачи можно отнести интенсификацию притока газа посредством обработки скважин специальными составами. В работе описываются специальные исследования составов натуральных образцов осадков из призабойной зоны – кольматантов – из различных ПХГ. Систематизированы основные типы этих осадков. Представлены специальные разработанные в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» составы для растворения кольматантов: карбонатного типа – на основе соляной кислоты; сульфатного типа – на основе хелатных комплексов. Показано, что оба типа осадконакопления, на растворение или диспергирование которых направлена обработка скважин, образуются как непосредственно на металлическом каркасе проволочного противопесочного забойного фильтра, так и на гравийно-намывном фильтре, представляющем собой кварцевый песок определенной фракции. Приведено обоснование выбора необходимых концентраций, разработанных реагентных составов и композиций. В зависимости от существующих геолого-технических условий описаны способы обработки газовых скважин ПХГ с целью восстановления их производительности и продления срока безремонтного периода эксплуатации.

Существенной проблемой при эксплуатации скважин подземных хранилищ газа (ПХГ), созданных в слабосцементированных водоносных пластах, призабойная зона которых обустроена гравийно-намывными и проволочными забойными противопесочными фильтрами (далее – противопесочные фильтры), является снижение производительности скважин. Это связано с образованием нерастворимого в пластовых условиях осадка – так называемого кольматанта – на пути фильтрации флюида (в данном случае – газа). Такое явление наблюдается даже на тех скважинах, где в процессе заканчивания или ремонта применялись современные эффективные технологии и качественное оборудование и материалы, что свидетельствует о природе происхождения кольматанта вследствие протекания физико-химических процессов.

В последнее время для разрушения кольматанта (в основе состоящего из карбоната кальция ($CaCO_3$) в функции цементирующего агента) проводятся кислотные обработки, эффективность которых нестабильна. При этом использованные на газовых скважинах ПХГ системы разрабатывались, как правило, для повышения флюидоотдачи нефтяных скважин либо для обработки карбонатных коллекторов газовых скважин [1–3]. Кроме того, даже в случае успешной реагентной обработки и восстановления дебита скважины эффект от нее сохраняется в течение двух-трех лет, после чего производительность скважины снова снижается.

Анализ минералогического состава натурального кольматанта с противопесочных фильтров со скважин ряда ПХГ, выполненный в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» рентгенографическим, петрографическим методами и методом сканирующей электронной микроскопии [4], позволил выявить основные виды соединений, в разных количественных и качественных соотношениях присутствующих в каждом конкретном образце осадка, среди которых кварц (в виде гравийной набивки и пластового песка) – основа кольматанта, а карбонаты кальция, магния, сульфаты кальция, бария, соединения железа, глины – цементирующая часть кольматанта.

Стоит отметить, что ранее предложено выделить четыре типа кольматантов (по составу цементирующей части), образующихся при эксплуатации газовых скважин ПХГ, созданных в терригенных коллекторах, а именно: 1) глинистый; 2) карбонатный; 3) сульфатный; 4) смешанный из вышеперечисленных [4]. Такой выбор обусловлен тем, что разработка и выбор реагентных составов должны быть направлены на разрушение именно цементирующей составляющей осадка.

В описании процессов образования каждого из типов можно выделить следующее:

- глинистый кольматант может образовываться на теле фильтра и в призабойной зоне скважины в процессе ее эксплуатации как результат диспергирования и гидратации пластовой глины вследствие использования технической воды, а также глинистого раствора или иных технологических жидкостей без ингибиторов гидратации глины;
- сульфатный и карбонатный кольматанты могут образовываться на теле фильтра и в призабойной зоне скважины в процессе ее эксплуатации как результат протекания сложных физико-химических процессов в призабойной зоне вследствие взаимодействия пластовой воды, породы пласта-коллектора и компонентов технологических жидкостей в условиях циклической работы ПХГ при изменении термобарических условий, а также протекания электрохимических процессов на теле фильтра в присутствии пластовой воды и некоторых технологических жидкостей, что дополнительно связано с наличием разнородных материалов в конструкции некоторых фильтров, способных образовывать гальванический элемент в присутствии электролита;
- смешанный кольматант, представляющий собой, как правило, смесь в равнопропорциональных количествах глинистых частиц, карбонатов и сульфатов двухвалентных металлов, образуется в призабойной зоне при совпадении двух вышеперечисленных условий.

Разработанный в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» реагентный состав для растворения карбонатных осадков (СРКО) предназначен для растворения карбонатов кальция [5]. Также он хорошо диспергирует смешанный кольматант, где помимо карбонатов может находится до 50 % примесей сульфатов.

СРКО является сложной композицией целого ряда взаимодополняющих компонентов. Основным активным компонентом состава, растворяющим карбонаты кальция и магния, является соляная кислота. Ингибитор коррозии вводится для предотвращения коррозии металла скважинного оборудования и труб. Поверхностно-активное вещество (ПАВ) вводится для снижения поверхностного натяжения состава и облегчения проникновения его в поровое пространство слабопроницаемых коллекторов. Комплексообразующее вещество (комплексон) вводится в состав для предотвращения вторичного выпадения не растворимых в воде карбонатов и нерастворимых гидроксосоединений железа. Для полного предотвращения набухания и диспергирования глинистых частиц в реагентный состав вводится гидрофобизатор.

Лабораторные испытания СРКО показали его высокую эффективность при растворении монолитного образца карбонатного осадка: образец полностью разрушился. При этом карбонат кальция взаимодействует до полного растворения, отдельные частицы кварца выпадают в осадок, а глинистые частицы переходят в диспергированное состояние без возможности дальнейшего слипания и образования конгломератов.

На рис. 1 показаны образцы типичного кольматанта карбонатного типа из скважины одного из ПХГ – поверхность, прилегающая к внешней стороне проволочного фильтра. На рис. 2 показан сухой остаток после воздействия состава СРКО на образец натурального кольматанта, представляющий собой кварцевый песок искусственной гравийной набивки из призабойной зоны.

Рис. 1. **Образцы натурального кольматанта типичного карбонатного типа**

Рис. 2. **Сухой остаток после воздействия СРКО на образец натурального кольматанта**

Двумя основными критериями при выборе оптимального состава СРКО, которые оценивались одновременно, были скорость растворения образца (зависящая от концентраций соляной кислоты) и коррозионная активность среды. На рис. 3 и 4 представлены результирующие графики соответствия времени растворения одинаковых навесок образца натурального кольматанта и скорости коррозии в зависимости от изменения концентрации соляной кислоты. Красным цветом выделена оптимальная для практического применения на скважинах ПХГ концентрация HCl в составе СРКО (в пределах 9…22 %), при которой сведены к минимуму коррозионные осложнения для оборудования скважин, но при этом эффект разрушения осадконакопления в зоне противопесочных фильтров будет максимальным.

Разработанный реагентный состав для растворения сульфатных осадков (СРСО) предназначен для растворения кольматанта на основе сульфата кальция [6]. В результате лабораторных исследований удалось добиться полного перевода осадка в гомогенный раствор. СРСО также является сложной композицией: комплексон вводится в состав для перевода в растворенное состояние сульфата кальция за счет образования хелатных соединений; гидроксид натрия (калия) – для создания щелочной среды с целью повышения растворяющей способности хелата; ПАВ – для снижения поверхностного натяжения и облегчения проникновения состава в поровое пространство пласта-коллектора. Все компоненты вводятся в состав в строго определенных эквивалентных соотношениях, при этом соотношения концентраций комплексообразующего вещества (комплексона) и щелочи в составе одинаковы.

Анализ лабораторных исследований позволил определить, с одной стороны, что максимальный эффект по растворению кольматанта сульфатного типа будет достигаться при концентрациях щелочи и комплексона близких

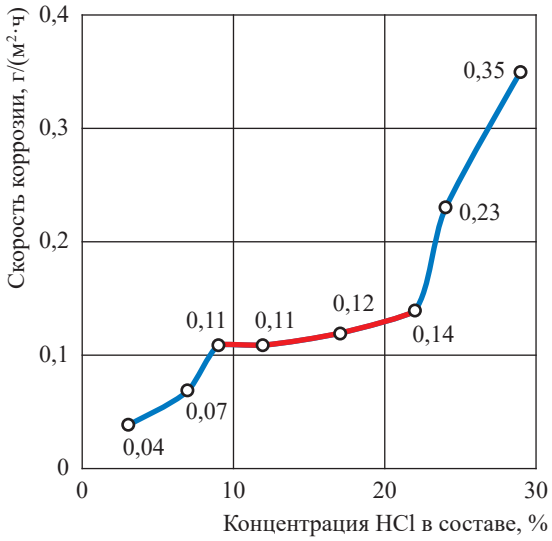


Рис. 3. **Зависимость коррозионной активности составов СРКО от концентрации HCl**

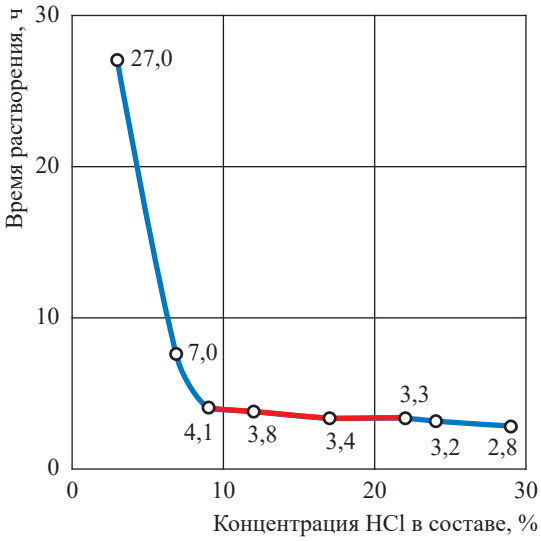


Рис. 4. **Зависимость времени растворения образца карбонатного кольматанта от концентрации HCl в составе СРКО**

к 20 %. При больших концентрациях начинает расти вязкость раствора и падает его растворяющая способность. С другой стороны, учитывая экономическую составляющую (достаточно высокую стоимость комплексона и дополнительных компонентов в составе СРСО), стоит выделить более широкий диапазон концентраций – от ~10 до ~20 %, при которых можно успешно использовать на скважинах реагент СРСО, увеличивая время реагирования в призабойной зоне при соответствующем уменьшении рабочих концентраций. Допущение абсолютно приемлемо, так как последствия коррозионного воздействия компонентов данного состава на оборудование скважин практически отсутствуют.

На рис. 5 представлена зависимость массы растворенного $CaSO_4$ (натурального кольматанта) от концентрации комплексона и щелочи в готовом растворе. Все эксперименты проводились в течение 24 ч.

Описанные ранее способы обработки призабойной зоны [7] не привязываются к конкретным геолого-техническим условиям скважин ПХГ, и, как правило, составы обработки содержат помимо соляной плавиковую кислоту. Исходя из этих условий делается выбор

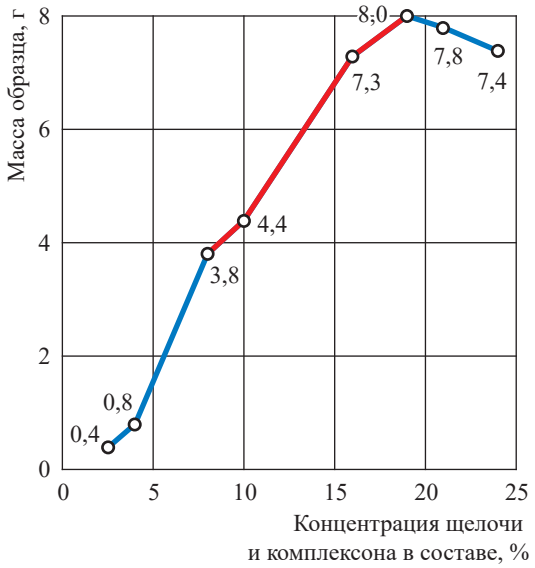


Рис. 5. **Количество растворившегося натурального кольматанта ($CaSO_4$) в зависимости от концентраций комплексона и щелочи в составе СРСО:** красным цветом выделена область параметров, оптимальная для практического применения на скважинах ПХГ

реагентного состава для обработки скважины. На основании анализа данных о текущем состоянии конкретной скважины, составе и количестве ремонтных работ и реагентных обработок за все время ее эксплуатации, установленном забойном оборудовании, составе пластовой воды и использованных технологических жидкостях делают предположение о возможных типах кольматанта.

Информация об используемых технологических жидкостях позволит сделать с определенной долей вероятности предположение о присутствии в составе кольматанта на поверхности противопесочных фильтров и породы призабойной зоны барита или другой твердой фазы жидкости глушения, присутствии полимеров при отсутствии реагентных обработок для их разрушения после применения технологических жидкостей на полимерной основе.

Информация о проведенных на скважине работах по интенсификации притока с использованием реагентных составов при наличии данных об их основных элементах позволит сделать вывод об эффективности воздействия на кольматант, образующийся в конкретной скважине, тех или иных реагентов и косвенно сделать предположение о преобладающем типе кольматанта.

Дополнительно результаты рентгеноструктурных исследований образцов кольматанта, отобранных из противопесочных фильтров большинства ПХГ центральной России, позволяют сделать точное предположение о типе кольматанта в конкретной скважине при последующих обработках.

Основные общие условия для проведения обработок любых скважин [8]:

- обработка технологической жидкостью возможна только в тех газовых скважинах ПХГ, призабойная зона которых на момент обработки не обводнена;
- реагентные обработки допустимо проводить как в работающей скважине, так и в скважине, выходящей из консервации;
- для повышения эффективности такой обработки на газовой скважине ПХГ проводят несколько последовательных обработок с обязательным удалением продуктов реакции после каждой из них.

При отсутствии достаточной информации о состоянии скважины согласно изложенному в этом разделе и в связи с невозможностью точного определения типа кольматанта до начала

реагентных обработок, а также исходя из накопленных объективных данных о существующих типах кольматанта необходимо придерживаться следующей последовательности в проведении реагентных обработок скважин:

- первично проводить обработку любой скважины составом СРКО;
- если после двойной обработки скважины СРКО результат оценивается положительным, но недостаточно эффективным, скважину предлагается выводить из ремонта и запускать в отбор;
- по истечении месяца эксплуатации в режиме отбора запланировать и провести повторную обработку данной скважины, но уже реагентным составом СРСО.

Такое решение обусловлено тем что, в рамках одного ремонта применение в любой последовательности СРКО и СРСО влечет за собой риски выпадения техногенного осадка и засорения призабойной зоны вследствие взаимной нейтрализации указанных реагентов.

Представленная последовательность операций при реализации способов обработки газовых скважин ПХГ обусловлена следующим:

- в абсолютном большинстве газовых скважин ПХГ (до 90 %) призабойная зона пласта-коллектора, гравийно-намывной и забойный противопесочный фильтры (при наличии двух последних) кольматируются карбонатным, смешанным либо глинистым кольматантом;
- оставшиеся 10 % «цементируются» кольматантом сульфатного типа;
- невозможность одновременного применения щелочного и кислотного растворов требует разделения по времени обработок ими закольматированной газовой скважины ПХГ;
- экономически более выгодно проводить первичную обработку любой скважины более дешевым раствором – раствором на кислотной основе – исходя из приведенной выше статистики распределения типов кольматации.

На первом этапе обработки скважин ПХГ обеспечивают разрушение цементирующей основы кольматанта, образующегося на проволочном забойном противопесочном фильтре (такой кольматант представлен, как правило, карбонатами двухвалентных металлов (кальция и реже магния) либо их смесью с глинистыми частицами) [4]. Данный процесс разрушения обеспечивают посредством закачки в колонну насосно-компрессорных труб (НКТ) расчетного количества технологической жидкости, приготовленной на основе соляной кислоты для установки реагентной ванны. Затем устье скважины герметизируют и оставляют на технологический отстой на время протекания реакции (химического взаимодействия указанной технологической жидкости с цементирующей основой кольматанта, образующегося на проволочном забойном противопесочном фильтре) – до одних суток. Затем удаляют продукты реакции, образовавшиеся в призабойной зоне, и осваивают скважину с одновременной подачей в манифольд освоения нейтрализующего раствора, при этом подачу нейтрализующего раствора осуществляют в течение всего времени освоения.

На втором этапе обработки в колонну НКТ закачивают расчетное количество той же технологической жидкости (приготовленной на основе соляной кислоты) и продавливают ее в пласт. Технологическую жидкость закачивают для обеспечения разрушения цементирующей основы карбонатного кольматанта, образующегося на гравийно-намывном фильтре и природном пласте-коллекторе. Затем снова герметизируют устье и оставляют на технологический отстой на время протекания реакции до одних суток. Далее удаляют продукты реакции, образовавшиеся в призабойной зоне, и проводят освоение скважины.

По завершении второго этапа обработки проводят газодинамические исследования скважины, по результатам которых оценивают эффективность проведения реагентной обработки. В случае недостаточной эффективности проведенной двухэтапной обработки, если дебит газовой скважины ПХГ не достиг проектного или планируемого геологической службой значения, проводят повторную обработку газовой скважины технологической жидкостью на основе соляной кислоты.

Обработку газовой скважины технологической жидкостью, приготовленной на основе водного раствора щелочи с комплексообразующим веществом, проводят аналогично в два этапа. На рис. 6 представлена технологическая схема обвязки оборудования, с помощью которого выполняют реагентные обработки скважин.

Реализация описанных способов обработки позволяет обеспечить повышение производительности газовых скважин ПХГ за счет интенсификации притока газа и регенерации гравийных фильтров, а также увеличения периода времени между капитальными

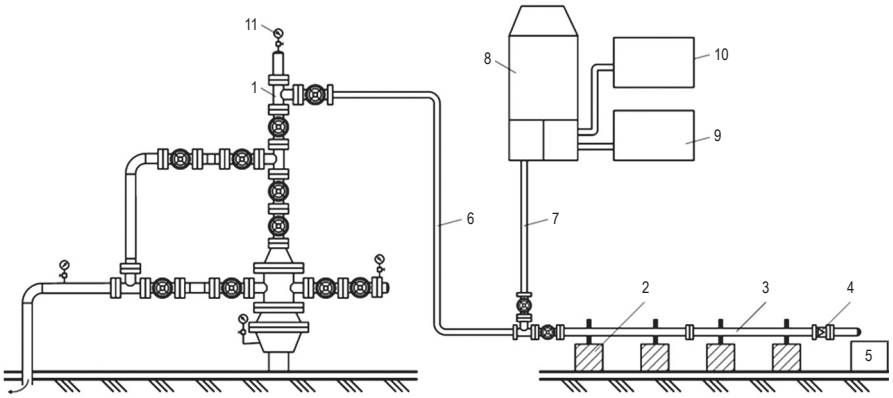


Рис. 6. **Технологическая схема обвязки оборудования для реагентных обработок в скважинах ПХГ:** 1 – тройник; 2 – опорная тумба; 3 – манифольд освоения; 4 – сменный штуцер; 5 – емкость для сбора нейтрализующего раствора и продуктов реакции; 6 – манифольд закачки реагентных составов и составов нейтрализации; 7 – нагнетательная линия; 8 – цементировочный агрегат; 9 – емкость с реагентным составом; 10 – емкость с составом нейтрализации; 11 – манометр

ремонтами газовых скважин ПХГ. Увеличение периода времени между капитальными ремонтами газовых скважин ПХГ обусловлено такими факторами, как правильный выбор технологических жидкостей, их качество, соблюдение технологии закачки, последовательность прибавления выбранных технологических жидкостей [4].

***

В ООО «Газпром ВНИИГАЗ» на основе анализа химического состава натуральных кольматантов, образцы которых были взяты на ряде объектов ПХГ, выделены четыре типа образующихся осадков.

Приведены результаты лабораторных исследований и обоснование выбора реагентных составов для успешной борьбы с кольматацией на забое скважин ПХГ.

Описаны обоснованные способы и последовательность обработки скважин реагентами для эффективного разрушения кольматантов различных типов и интенсификации притока газа к скважинам ПХГ.

Список литературы

1. Черепанов С.С. Результаты промышленного тиражирования технологий кислотных обработок с применением отклоняющих систем на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ–ПЕРМЬ» / С.С. Черепанов, Т.Р. Балдина, А.В. Распопов и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 6 (330). – С. 19–28.
2. Шипилов А.И. Новые кислотные составы для селективной обработки карбонатных порово-трещиноватых коллекторов / А.И. Шипилов, Е.В. Крутихин, Н.В. Кудреватых и др. // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 2. – С. 80–83.
3. Мокрушин А.А. Повышение эффективности кислотных обработок в условиях поздней стадии разработки месторождений с карбонатным коллектором (самоотклоняющаяся кислота, большеобъемные обработки призабойной зоны пласта с применением гелей на основе ПАВ) / А.А. Мокрушин, А.И. Шипилов // Нефть, газ, новации. – 2010. – № 7. – С. 43–45.
4. Патент на изобретение № 2726089C1 Российская Федерация, МПК E21B43/22. Способ проведения обработки газовых скважин подземных хранилищ газа: № 2019138449: заявл. 28.11.2019 / В.П. Казарян, С.А. Шулепин.
5. Патент на изобретение 2759614C1 Российская Федерация, МПК E21B43/27. Реагентный состав для разрушения отложений карбоната кальция в газовых скважинах подземных хранилищ газа: № 2020136648; заявл. 06.11.2020 / В.П. Казарян, С.А. Шулепин.

6. Патент на изобретение 2759749C1 Российская Федерация, МПК E21B43/27. Реагентный состав для разрушения сульфатных отложений в газовых скважинах подземных хранилищ газа: № 2020137326; заявл. 12.11.2020 / В.П. Казарян, С.А. Шулепин.
7. Патент на изобретение 2261323C1 Российская Федерация, E21B 43/27. Способ обработки призабойной зоны терригенного пласта газовой скважины в условиях аномально низких пластовых давлений: № 2003137783/03; заявл. 30.12.2003 / С.В. Долгов, Р.А.О. Гасумов, Т.А. Липчанская и др.
8. Технологический регламент на проведение работ по интенсификации притока с использованием составов и технического раствора. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011.

Methods of treatment and substantiation of selecting reagents for stimulation of inflow to wells at underground gas storages

S.A. Shulepin[1*], O.V. Nikolayev[1], V.P. Kazaryan[1], R.O. Umarbekov[1], A.D. Gridin[1]

[1] Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
[*] E-mail: S_Shulepin@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Maintaining of the proper well productivity is a topical task in case of operation of the underground gas storages (UGS). One of the ways to solve this problem is to stimulate gas inflow by means of well treatment with special reagents. This article describes the special studies of compositions of the natural sediments (bridging agents) taken from the bottomholes of the UGSs' wells. Authors classified the main types of the sediments. They represent few special mixtures aimed at dissolution of calciferous and sulphatic colmatants on the grounds of the chlorohydric acid and the chelated complexes respectively. It is shown that both types of sedimentation, which are to be dissolved or dispersed by well treatment, originate directly either on a metallic frame of a wiry anti-sand bottomhole screen or on a gravel precoat filter (namely the sand of certain fraction). The choice of necessary concentrations, as well as the made reagents and compositions is substantiated. Depending on the actual geological and technical situation, the methods of gas well treatment for rising their performance and prolongation of the repair-free operation are described.

Keywords: carbonate and sulfate sediments, colmatage, methods and technologies for processing UGS wells, gravel-alluvial filters, increasing the productivity of wells UGS.

References

1. CHEREPANOV, S.S., T.R. BALDINA, A.V. RASKOPOV, et al. Results of industrial replication of acid treatment technologies by using deflection systems at the deposits of LLC "LUKOIL-PERM" [Resultaty promyshlennogo tirazhirovaniya tekhnologiy kislotnykh obrabotok s primeneniyem otklonyayushchikh sistem na mestorozhdeniyakh OOO "LUKOYL-PERMP"]. *Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftyanykh i Gazovykh Mestorozhdeniy*, 2019, no. 6 (330), pp. 19–28, ISSN 2413-5011. (Russ.).
2. SHIPILOV, A.I., YE.V. KRUTIKHIN, N.V. KUDREVATYKH, et al. New acid compositions for selective treatment of a carbonate reservoir [Novyye kislotnyye sostavy dlya selektivnoy obrabotki karbonatnykh porovo-treshchinovatykh kollektorov]. *Neftyanoye Khozyaystvo*, 2012, no. 2, pp. 80–83, ISSN 0028-2448. (Russ.).
3. Mokrushin, A.A., A.I. Shipilov. Improving performance of acid treatment at late development stage for fields with carbonate reservoirs (self-rejecting acid, vast treatment of bottom-hole area with application of surfactant-based jells) [Povysheniye effektivnosti kislotnykh obrabotok v usloviyakh pozdney stadii razrabotki mestorozhdeniy s karbonatnym kollektorom (samootklonyayushchayasya kislota, bolsheobyemnyye obrabotki prizaboynoy zony plasta s primeneniyem geley na osnove PAV)]. *Neft, Gaz, Novatsii*, 2010, no. 7, pp. 43–45, ISSN 2077-5423. (Russ.).
4. GAZPROM PJSC. *Method of processing gas wells of underground gas storages*. Inventors: KAZARYAN, V.P., S.A. SHULEPIN. Appl.: 28 November 2019, no. 2019138449. RU 2726089C1.
5. GAZPROM PJSC. *Reagent composition for destruction of calcium carbonate deposits in gas wells of underground gas storage facilities.* Inventors: KAZARYAN, V.P., S.A. SHULEPIN. Appl.: 06 November 2020, no. 2020136648. RU 2759614C1.
6. GAZPROM PJSC. *Reagent composition for destruction of sulfate deposits in gas wells of underground gas storage facilities*. Inventors: KAZARYAN, V.P., S.A. SHULEPIN. Appl.: 12 November 2020, no. 2020137326. RU 2759749C1.
7. GAZPROM PJSC. *Treatment method for bottomhole area of terrigenous bed of gas well under abnormal low pressure*. Inventors: DOLGOV, S.V., R.A.O. GASUMOV, T.A. LIPCHANSKAYA, et al. Appl.: 30 December 2003, no. 2003137783/03. RU 2261323C1.
8. *Process regulations for execution of works on inflow stimulation using mixtures and a technical solution* [Tekhnologicheskiy reglament na provedeniye rabot po intensifikatsii pritoka s ispolzovaniyem sostavov i tekhnicheskogo rastvora]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2011. (Russ.).

УДК 622.276

Результаты исследований процесса вытеснения нефти из однородной и неоднородной пористой среды различной степени обводненности

А.В. Радаев[1], А.Н. Сабирзянов[2]*

[1] Институт прикладных исследований Академии наук Республики Татарстан, Российская Федерация, 420111, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Баумана, д. 20
[2] Казанский национальный исследовательский технологический университет, Российская Федерация, 420015, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Карла Маркса, д. 68
* E-mail: SabirzanovAN@cxpp.ru

Тезисы. Выявлено увеличение коэффициента вытеснения нефти с использованием сверхкритического CO_2 из однородной водонасыщенной модели пласта на 12…15 % по сравнению с закачкой воды. Определены термодинамические параметры, позволяющие преодолеть пороговые ограничения вторичных методов увеличения нефтеотдачи. Экспериментально подтверждено, что снижение абсолютной проницаемости пористой среды при вытеснении маловязкой нефти сверхкритическим CO_2 не приводит к снижению коэффициента вытеснения нефти в пределах погрешности эксперимента. Разработана математическая модель процесса вытеснения нефти сверхкритическим CO_2 из однородной и неоднородной моделей пласта.

Ключевые слова: трудноизвлекаемая нефть, методы интенсификации нефтеотдачи, коэффициент вытеснения нефти, вытесняющий агент, сверхкритический диоксид углерода, абсолютная проницаемость, математическая модель.

В настоящее время основная доля нефтей в России относится к категории трудноизвлекаемых [1]. Применяемые для их освоения вторичные методы увеличения нефтеотдачи имеют пороговые ограничения по проницаемости, степени обводненности, степени неоднородности пористой среды и вязкости пластовой нефти. Требуется разработка новых третичных методов увеличения нефтеотдачи, которые позволяют преодолеть пороговые ограничения вторичных методов увеличения нефтеотдачи (МУН). К таковым относятся методы вытеснения нефти, основанные на закачке сверхкритических (СК) вытесняющих агентов, применение которых позволяет обеспечить увеличение коэффициента вытеснения нефти, переоценку рентабельных запасов нефти. Указанные методы характеризуются пожаро-, взрывобезопасностью и нетоксичностью, а также могут применяться на любой стадии освоения месторождения. В качества сверхкритического вытесняющего агента предлагается использовать диоксид углерода. Опыт его применения на месторождениях США, Канады и других стран показал, что наибольшую эффективность имеет смешивающийся режим (более 90 % проектов относятся к проектам по смешивающемуся вытеснению), так как при растворении диоксида углерода в нефти исчезает граница раздела фаз на границе «нефть – СК CO_2», а также изменяются теплофизические свойства пластовой нефти и вытесняющего газа.

Экспериментальная установка

Экспериментальная установка [2] позволяет исследовать процессы вытеснения нефти сверхкритическими флюидными системами из однородной и неоднородной пористых сред в интервалах давлений до 25 МПа и температур до 473 К. Основным узлом экспериментальной установки является физическая модель нефтяного терригенного пласта. Она представляет собой сосуд высокого давления, выполненный по всем требованиям[1], предъявляемым к сосудам высокого давления, набиваемый пористой средой и насыщаемый нефтью. На экспериментальной установке проведены исследования процесса вытеснения модельной маловязкой и вязкой нефти СК CO_2 и оторочками СК CO_2 и воды из однородного и неоднородного пластов, а также нефти

[1] См. Сосуды и аппараты высокого давления. Нормы и методы расчета на прочность: ГОСТ 14249-89.

реального месторождения. Условия проведения экспериментов приведены в табл. 1. Они соответствуют геолого-физическим условиям продуктивным нефтяных пластов терригенного типа. Результаты исследований приведены на рис. 1–5.

На рис. 1 представлены результаты измерения коэффициента вытеснения маловязкой нефти СК CO_2 из однородной модели пласта.

Основным результатом выполненных исследований является то, что в ходе них выявлено отсутствие влияния абсолютной проницаемости пористой среды на конечный КВН (остаточную нефтенасыщенность): время прорыва углекислого газа не изменялось во всем исследованном интервале давлений, за исключением давления 12 МПа; время прорыва в указанном диапазоне температур возросло с 8…10 ч при уменьшении проницаемости пласта с 0,18 до 0,038 мкм^2. Вместе с тем увеличение времени прорыва на изотерме 313 К было значительным – в 1,5…2 раза, уменьшение расхода вследствие увеличения плотности газа в интервале давлений 9…12 МПа было еще более значительным. Полученные результаты позволяют сделать вывод о том, что уменьшение проницаемости в исследованном интервале существенным образом не влияет на образование фронта вытеснения, в противном случае прорыв CO_2 произошел бы значительно раньше вследствие образования вязкостных языков, являющихся главной причиной быстрого прорыва вытесняющего агента в добывающую скважину в пластовых условиях.

Сравнивая значения КВН, можно отметить, что уменьшения КВН СК CO_2 при давлениях 11 и 12 МПа при уменьшении проницаемости с 0,18 до 0,038 мкм^2 практически

Таблица 1

Условия проведения экспериментов по вытеснению нефти с использованием сверхкритических флюидных систем

Температура проведения опыта, К		313; 333
Давление опыта, МПа		7,5…14
Тип пористой среды		Кварцевый песок
Пористость модели пласта		20…24
Проницаемость модели пласта, мкм^2		0,18; 0,038
Динамическая вязкость в нормальных условиях (н.у.), мПа·с	керосин осветительный	1,2
	трансформаторное масло	38
	нефть Степноозерского месторождения	387
	нефть Марьинского месторождения	1197

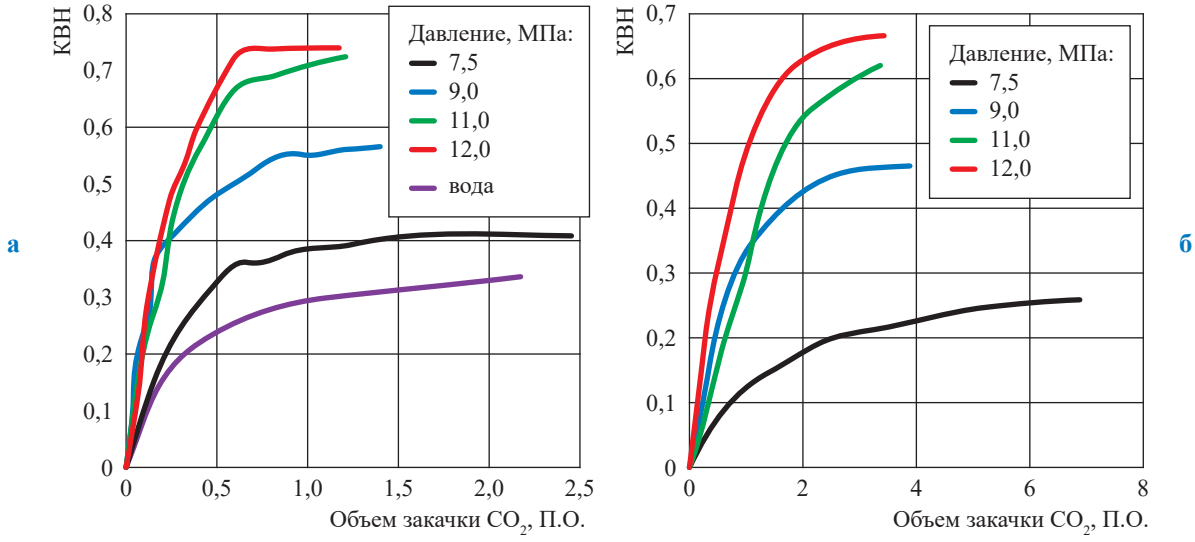


Рис. 1. **Результаты измерения коэффициента вытеснения нефти (КВН) СК CO_2 из однородной модели нефтяного пласта в интервале давлений 7…12 МПа. Проницаемость модели пласта, мкм^2: а – 0,18; б – 0,038.** П.О. – поровых объемов

не наблюдается (в пределах погрешности измерения КВН). Вероятнее всего, это связано с тем, что процесс вытеснения маловязкой нефти осуществляется в смешивающемся режиме. Область смешения в поре при соответствующих настоящим исследованиям значениях температур и давлений была исследована К.Ш. Ямалетдиновой [3]: при повышении давления в системе до значений выше минимального давления смешивания (выше давлению насыщения нефти газом), четкая граница между жидкой и газообразной фазой разрушается, т.е. переход от газообразной фазы к жидкой происходит плавно, медленно и монотонно. При давлениях, значительно превышающих давление насыщения нефти газами, исчезают протяженные области жидкой или газообразной фаз, а четкие межфазовые границы в виде менисков переходят в протяженные области многократных межфазовых переходов в пространстве наблюдения – кластеры, размеры которых не превышают 1 мкм. Исследования показали, что внутри поры образуется переходная зона при давлениях в интервале 7,5…9,3 МПа на изотерме 313 К. Образование переходной зоны объясняет полученные результаты: расслоение экспериментальных кривых на рис. 1а наблюдается при давлении ниже 11 МПа. Как только давление внутри пористой среды превышает 9,3 МПа, наблюдается увеличение нефтеотдачи.

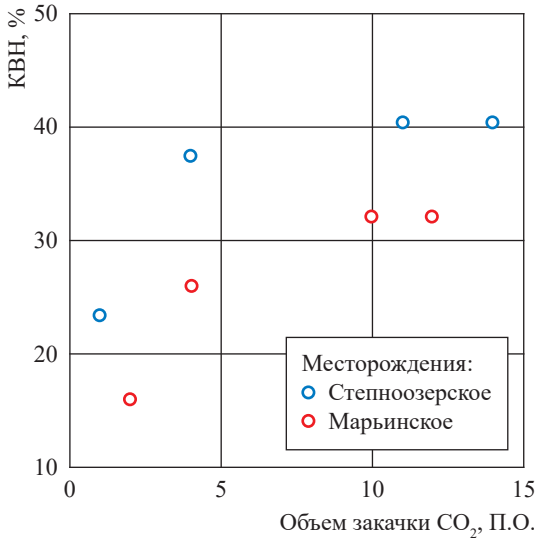


Рис. 2. **Результаты измерения коэффициента вытеснения нефти Степноозерского и Марьинского месторождений**

Аналогичные результаты получены и при вытеснении модели вязкой нефти – трансформаторного масла вязкостью 38 мПа·с [4].

Достижением режима смешивающегося вытеснения можно объяснить высокие значения КВН. На рис. 2 видно расслоение экспериментальных кривых: при давлении 12 МПа экспериментальная кривая находится значительно выше, чем при давлениях 8 и 10 МПа. Однако при давлениях 12 МПа и ниже на поверхности пористой среды образуются микропузырьки СК CO_2 [5]. Они устилают пору изнутри, перекрывая контакт нефти с поверхностью поры, из-за чего КВН при давлениях ниже 12 МПа снижается.

Кроме того, проведены измерения КВН Степноозерского месторождения Республики Татарстан вязкостью 387 мПа·с и Марьинского месторождения Самарской области (см. рис. 2). Результаты, полученные на реальной нефти, подтверждают основные закономерности, полученные на модельных нефтях. Увеличение вязкости вытесняемой нефти привело к снижению нефтеотдачи на 20 % по сравнению с вытеснением модельной вязкой нефти. Однако и в этом случае КВН оказался существенно выше, чем при применении вторичных МУН и выше порогового значения по коэффициенту извлечения нефти (КИН) для вторичных МУН. Это связано с тем, что при растворении сверхкритического диоксида углерода в нефти ее динамическая вязкость резко снижается тем сильнее, чем выше первоначальная вязкость нефти.

На экспериментальной установке проведены исследования процесса вытеснения трансформаторного масла СК CO_2 из однородной водонасыщенной модели пласта (рис. 3). Как было выяснено выше, в высокообводненной пористой среде нефть в основном присутствует в виде устойчивых водонефтяных эмульсий. При этом, как это было выявлено в ходе исследования, влияние сверхкритического углекислого газа на динамическую вязкость водонефтяных эмульсий весьма незначительно. Это означает, что растворение углекислого газа в эмульсии не оказывает воздействия на конечное значение КИН, а следовательно, для объяснения наблюдаемых явлений требуется иной механизм.

Для объяснения наблюдаемых явлений, а именно увеличения нефтеотдачи в отсутствие смешивающегося режима вытеснения, предполагается, что основной механизм – это

образование в обводненной пористой среде микропузырьков СК CO_2 [6, 7]. Увеличение степени обводненности приводит к тому, что образующиеся микропузырьки СК CO_2, покрывая пору изнутри, изолируют водонефтяную эмульсию, фильтрующуюся в поре, от поверхности. В результате этого происходит увеличение относительной фазовой проницаемости воды, газа и нефти [6].

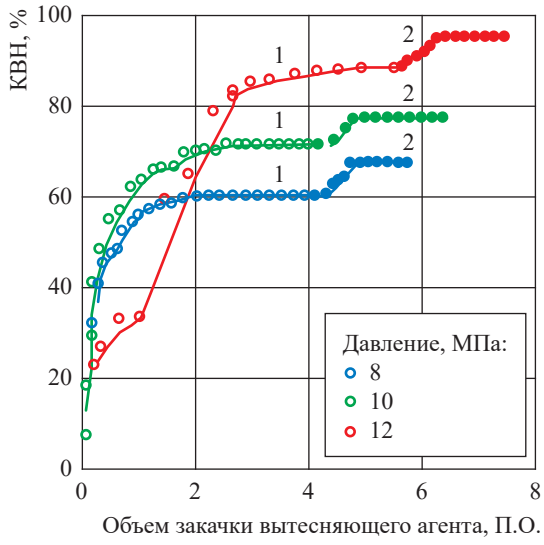


Рис. 3. **Результаты исследований процесса вытеснения нефти СК CO_2 из водонасыщенной модели пласта проницаемостью 0,48 мкм² на изотерме 313 К: 1 – закачка воды; 2 – довытеснение нефти СК CO_2**

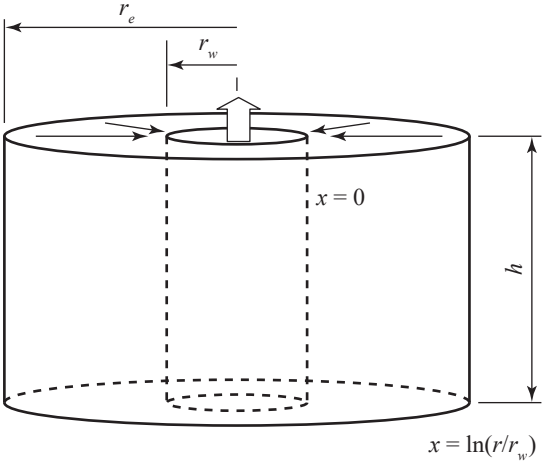


Рис. 4. **Обозначения, применяемые в математической модели процесса нестационарной фильтрации потока «нефть – СК CO_2»**

Для двухкомпонентного потока «нефть – СК CO_2» создана математическая модель с учетом следующих допущений: процесс изотермический, нестационарный; движение фаз подчиняется закону Дарси; решаемая задача одномерная. Обозначения, применяемые при разработке настоящей математической модели, приведены на рис. 4.

Уравнение неразрывности для фазы «нефть»:

$$\frac{1}{r_w^2}e^{-2x}\frac{\partial}{\partial x}\left(k\frac{k_{ro}}{B_o\mu_o}\cdot\frac{\partial p_o}{\partial x}\right)=\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{\varphi S_o}{B_o}\right), \quad (1)$$

уравнения неразрывности для системы «нефть – диоксид углерода»:

$$\frac{1}{r_w^2}e^{-2x}\frac{\partial}{\partial x}\left[k\left(\frac{k_{rg}}{B_g\mu_g}\cdot\frac{\partial p_g}{\partial x}+\frac{R_{so}}{B_o\mu_o}\cdot\frac{\partial p_o}{\partial x}\right)\right]=$$

$$=\frac{\partial}{\partial t}\left[\varphi\left(\frac{S_g}{B_g}+\frac{R_{so}S_o}{B_o}\right)\right], \quad (2)$$

где m – пористость; B_o, B_g – объемные коэффициенты соответственно фаз «нефть» и «нефть – СК CO_2»; k – коэффициент абсолютной проницаемости породы; k_{rg}, k_{ro} – коэффициенты относительной фазовой проницаемости фаз «нефть» и «нефть – СК CO_2» соответственно; R_{so} – растворимость диоксида углерода в углеводороде; μ_o, μ_g – динамическая вязкость фаз «нефть» и «нефть – СК CO_2» соответственно; S_o, S_g – насыщенность пористой среды соответственно нефтью и диоксидом углерода; p_o, p_g – давление соответственно в фазе «нефть – СК CO_2» и в диоксиде углерода.

Начальные условия:

$$S_1(r,t)\big|_{t=0}=S_{1вх}, \quad (3)$$

где $S_{1вх}$ – насыщенность фазой 1 на входе в модель пласта в начальный момент времени t.

Граничные условия:

$$Q_j=2\pi hk\frac{k_{rj}}{\mu_j}\cdot\frac{\partial p_j}{\partial x}\bigg|_{x=\ln\left(\frac{r}{r_w}\right)}, \quad (4)$$

где Q_j – расход нефти.

Замыкающее соотношение:

$$S_2=1-S_1, \quad (5)$$

где S_2 – насыщенность пористой среды диоксидом углерода.

Разработанная математическая модель позволяет описать процесс нестационарной

фильтрации многокомпонентного потока «нефть – СК CO_2» в однородной и неоднородной пористых средах в режимах смешивающегося и несмешивающегося вытеснения. В случае несмешивающегося вытеснения относительные фазовые проницаемости являются экспериментально определяемыми параметрами

Значения относительных фазовых проницаемостей определяются из следующих уравнений для не смешивающегося вытеснения.

$$k_{ro} = k^*_{ro}\left(\frac{S_0 - S_{0r}}{1 - S_{0r} - S_{gc}}\right)^{n_0}, \quad (6)$$

$$k_{rg} = k^*_{rg}\left(\frac{1 - S_0 - S_{gc}}{1 - S_{0r} - S_{gc}}\right)^{n_0}, \quad (7)$$

где S_{0r} – остаточная нефтенасыщенность пористой среды, долей; S_0 – начальная нефтенасыщенность пористой среды, долей; S_{gc} – критическое значение нефтенасыщенности пористой среды, долей.

При проведении численного решения используются неявная схема по координате, полуявная по времени. Для проверки адекватности решения требуется, чтобы решение характеризовалось сходимостью и устойчивостью. Сходимость решения обеспечивается проведением численного решения на сетках с уменьшающимся шагом. Расчет сходимости и устойчивости неявной-полуявной схемы опубликован [8].

Расчет по математической модели произведен с использованием экспериментальных значений динамической вязкости реальной нефти. Это связано с тем, что снижение вязкости углеводородов вязкостью при н.у. до 150…200 мПа·с при растворении в них СК CO_2 составляет не более 30 %, как это видно из расчета, проведенного в диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук А.В. Радаева [9].

Расчет динамической вязкости газонасыщенной нефти в диапазоне давлений до 25 МПа и температур до 473 К производится по уравнению [10]:

$$\mu_o = A\mu^{\delta}_{нач}, \quad (8)$$

где A и δ – эмпирические коэффициенты, определяемые по уравнениям

$$A = \frac{0,22}{0,22 + \omega^2_{CO_2}}, \quad (9)$$

$$\delta = \frac{0,362}{0,28 + \omega_{CO_2}} - 0,295, \quad (10)$$

где $\mu_{нач}$ – первоначальная динамическая вязкость нефти; ω_{CO_2} – массовая доля CO_2 в нефти.

Обсуждение результатов

На рис. 5 приведены следующие результаты:

1) экспериментальные результаты по вытеснению нефти Степноозерского месторождения Республики Татарстан динамической вязкостью 387 мПа·с при н.у. (191 мПа·с – динамическая вязкость при давлении 8 МПа и температуре 40 °С);

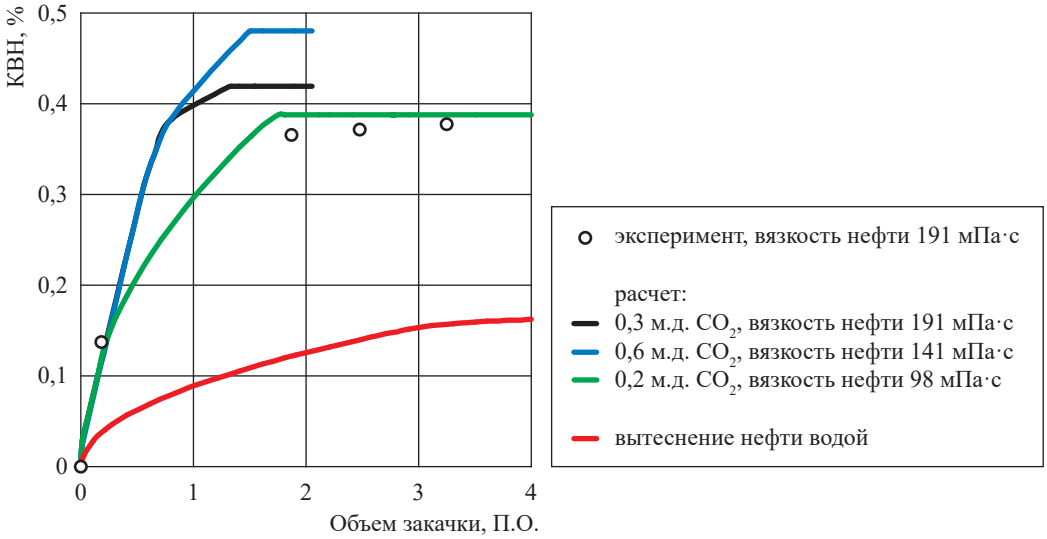


Рис. 5. **Результаты эксперимента и расчета зависимости коэффициента вытеснения нефти вязкостью 387 мПа·с при н.у. СК CO_2 от объема его закачки (давление 8 МПа, температура 40 °С):** м.д. – массовых долей

2) расчетная кривая по математической модели, разработанной авторами, (см. уравнения (8)–(10)) при давлении 8 МПа и температуре 40 °С (191 мПа·с динамическая вязкость при давлении 8 МПа и температуре 40 °С);

3) расчетная кривая, описывающая процесс вытеснения нефти динамической вязкостью 387 мПа·с сверхкритическим CO_2 при давлении 8 МПа и температуре 40 °С; (141 мПа·с – динамическая вязкость при давлении 8 МПа и температуре 40 °С);

4) расчетная кривая, описывающая процесс вытеснения нефти 387 мПа·с сверхкритическим CO_2 при давлении 8 МПа и температуре 40 °С (98 мПа·с – динамическая вязкость при давлении 8 МПа и температуре 40 °С);

5) расчетная кривая, описывающая процесс вытеснения нефти вязкостью 387 мПа·с водой при давлении 8 МПа и температуре 40 °С.

Экспериментальные исследования показали, во-первых, нелинейную зависимость между массовой долей CO_2 в нефти и ее динамической вязкостью, во-вторых, снижение динамической вязкости газонасыщенной нефти по сравнению с начальной в 4 раза.

Результаты эксперимента и расчетные результаты позволяют сделать следующие выводы:

1) наименее эффективно вытеснение высоковязкой нефти водой. Значения КВН оказались значительно ниже пороговых значений по КВН для вторичных МУН, что говорит о невозможности преодоления пороговых ограничений с использованием заводнения;

2) снижение динамической вязкости реальной нефти при растворении в ней диоксида углерода приводит к увеличению КВН сверхкритическим CO_2. Расчеты при различных значениях м.д. CO_2 в нефти подтверждают этот вывод. При этом следует отметить, что снижение значений μ_o газонасыщенной нефти весьма велико уже при давлении 8 МПа, что приводит, в соответствии с расчетами, к увеличению КВН с 37,7 до 48,2 %.

Таким образом, по результатам исследований выявлены термодинамические параметры, позволяющие преодолеть пороговые ограничения вторичных МУН и удовлетворить новые лицензионные требования ЦКР «Роснедра» по КИН > 25 %. Экспериментально получены следующие результаты:

- дополнительная нефтеотдача сверхкритическим CO_2 из низкопроницаемого обводненного коллектора на 10 %;
- увеличение КВН из однородной пористой среды с использованием СК CO_2 на 25 % по сравнению с газовыми вытесняющими агентами в смешивающемся режиме вытеснения;
- увеличение КВН из однородного коллектора оторочками СК CO_2 и воды по сравнению с КВН сверхкритическим CO_2 на 8…10 %.

Список литературы

1. Муслимов Р.Х. Пути совершенствования моделирования процессов разведки и разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Р.Х. Муслимов // Материалы Международной научно-практической конференции «Моделирование геологического строения и процессов разработки – основа успешного освоения нефтяных и нефтегазовых месторождений», 2018. – Казань: Слово, 2018. – С. 61–67.
2. Радаев А.В. Экспериментальная установка для физического моделирования процесса вытеснения нефти из однородных коллекторов различной проницаемости с использованием оторочек сверхкритического углекислого газа и воды / А.В. Радаев, А.А. Мухамадиев, А.Н. Сабирзянов // Инженерная физика. – 2020. – № 12. – С. 8–12.
3. Ямалетдинова К.Ш. Разработка научных основ и способов освоения трудноизвлекаемых запасов в режиме смешивающегося вытеснения: дисс. … д-ра тех. наук: 25.00.17 / К.Ш. Ямалетдинова. – Уфа, 2006. – 352 с.
4. Радаев А.В. Влияние термобарических, физико-химических и геологических условий на вытеснение высоковязкой нефти из однородных пластов с использованием сверхкритического CO_2 / А.В. Радаев, Н.Р. Батраков, А.А. Мухамадиев и др. // Вестник Казанского технологического университета. – 2010. – № 2. – С. 254–256.
5. Телков В.П. Определение условий смешиваемости нефти и газа в различных условиях при газовом и водогазовом воздействии на пласт / В.П. Телков, Н.Н. Любимов // Бурение и нефть. – 2012. – № 12. – С. 39–42.

6. Zuo L. Water conformance and mobility control by CO_2 exsolution / L. Zuo, Sally Benson // Collaborative Symposium on CO_2 EOR between Universities in Texas and Norway, 2013. – С. 148–160.
7. Сулейманов Б.А. Особенности фильтрации гетерогенных систем / Б.А. Сулейманов. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 356 с.
8. Gabriela B.S. Simulation of the oil and gas flow toward a well – A stability analysis / B.S. Gabriela, G.B. Savioli, M.S. Bidner // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2005. – № 48. – С. 53–69.
9. Радаев А.В. Термодинамика процесса вытеснения трудноизвлекаемой нефти сверхкритическим диоксидом углерода: дисс. … канд. тех. наук / А.В. Радаев. – Казань, 2010. – 18 с.
10. Дунюшкин И.И. Расчеты физико-химических свойств пластовой и промысловой нефти и воды / И.И. Дунюшкин, И.Т. Мищенко, Е.И. Елисеева. – М.: Нефть и газ, 2004. – 448 с.

Results of studying oil displacement from homogeneous and heterogeneous porous media with different water content

A.V. Radayev[1], A.N. Sabirzyanov[2*]

[1] TAS Institute of Advanced Studies, Bld. 20, Bauman street, Kazan, Republic of Tatarstan, 420111, Russian Federation
[2] Kazan National Research Technological University, Bld. 68, Karla Marksa street, Kazan, Republic of Tatarstan, 420015, Russian Federation
[*] E-mail: SabirzanovAN@cxpp.ru

Abstract. Authors educed the 12…15 % increase of the factor of oil displacement by the supercritical CO_2 from a homogeneous water-saturated reservoir model in comparison with the injection of water. They determined the thermodynamic parameters enabling overcoming of the threshold limitations of the secondary advanced oil recovery methods. The tests confirmed that reduction of the absolute permeability of a porous medium at displacement of the low-viscosity oil displacement by the supercritical CO_2 did not initiate reduction of the oil displacement factor within the experiment accuracy. A mathematical model of the oil displacement with the supercritical CO_2 from homogeneous and heterogeneous media was designed.

Keywords: tight oil, methods of oil recovery stimulation, factor of oil displacement, driving agent, supercritical carbon dioxide, absolute permeability, mathematical model..

References

1. MUSLIMOV, R.Kh. Ways to perfect modelling of resource definition and development of fields with difficult oil reserves [Puti sovershenstvovaniya modelirovaniya protsessov razvedki i razrabotki mestorozhdeniy s trudnoizvlekayemymi zapasami nefti]. In: *Proc. of the International scientific-and-practical conference "Modelling geological structure and production processes as a basis of successful development of oil and oil-gas fields"*. Kazan: Slovo, 2018, pp. 61–67. (Russ.).
2. RADAYEV, A.V., A.A. MUKHAMADIYEV, A.N. SABIRZHYANOV. Experimental setup for physical modeling of the process of oil displacement from homogeneous reservoirs of various permeabilities using supercritical carbon dioxide and water rims [Eksperimentalnaya ustanovka dlya fizicheskogo modelirovaniya protsessa vytesneniya nefti iz odnorodnykh kollektorov razlichnoy pronitsayemosti s ispolzovaniyem otorochek sverkhkriticheskogo uglekislogo gaza i vody]. *Inzhenernaya Fizika*, 2020, no. 12, pp. 8–12, ISSN 2072-9995. (Russ.).
3. YAMALETDINOVA, K.Sh. *Elaboration of scientific principles and methods for development of difficult reserves on vaporizing gas drive* [Razrabotka nauchnykh osnov i sposobov osvoyeniya trudnoizvlekayemykh zapasov v rezhime smeshivayushchegosya vytesneniya]. Dr.'s thesis (engineering). Ufa, 2006. (Russ.).
4. RADAYEV, A.V., N.R. BATRAKOV, A.A. MUKHAMADIYEV, et al. Effect of thermobaric, physical-chemical and geological conditions on highly viscous oil displacement from homogenous layers by means of supercritical CO_2 [Vliyaniye termobaricheskikh, fiziko-khimicheskikh i geologicheskikh usloviy na vytesneniye vysokovyazkoy nefti iz odnorodnykh plastov s ispolzovaniyem sverkhkriticheskogo CO_2]. *Vestnik Kazanskogo Tekhnologicheskogo Universiteta*, 2010, no. 2, pp. 254–256, ISSN 1998-7072. (Russ.).

5. TELKOV, V.P., N.N. LYUBIMOV. Determination of conditions favorable for oil and gas intermixing in various situations during gas and gas-water stimulation of a layer [Opredeleniye usloviy smeshivayemosti nefti i gaza v razlichnykh usloviyakh pri gazovom i vodogazovom vozdeystvii na plast]. *Bureniye i Neft*, 2012, no. 12, pp. 39–42, ISSN 2072-4799. (Russ.).
6. ZUO, L., S. BENSON. Water conformance and mobility control by CO_2 exsolution. In: *Collaborative Symposium on CO_2 EOR between Universities in Texas and Norway*, 2013, pp148–160.
7. SULEYMANOV, B.A. *Specifics of heterogeneous systems filtration* [Osobennosti filtratsii geterogennykh system]. Izhevsk: Institute of computer studies, 2006. (Russ.).
8. GABRIELA, B.S., G.B. SAVIOLI, M.S. BIDNER. Simulation of the oil and gas flow toward a well – A stability analysis. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2005, no. 48, pp. 53–69, ISSN 0920-4105. (Russ.).
9. RADAYEV, A.V. *Thermodynamics of difficult oil displacement by supercritical carbon dioxide* [Termodinamika protsessa vytesneniya trudnoizvlekayemoy nefti sverkhkriticheskim dioksidom ugleroda]. Candidate's thesis (engineering). Kazan, 2010. (Russ.).
10. DUNYUSHKIN, I.I., I.T. MISHCHENKO, Ye.I. YELISEYEVA. *Calculations of physical-chemical properties of in-situ and commercial oil* and water [Raschety fiziko-khimicheskikh svoystv plastovoy i promyslovoy nefti i vody]. Moscow: Neft i Gaz, 2004. (Russ.).

УДК 543.544+543.42

Анализ применения расчетно-технологического мониторинга газоконденсатного промысла в процессе разработки месторождений

А.Г. Касперович[1]*, Д.А. Рычков[2], О.А. Омельченко[2], Д.Г. Фатеев[2], Д.Е. Украинцева[2], Л.М. Цуркова[2], Д.А. Бакин[2], Е.А. Толордава[2]

[1] ООО «Газпром переработка», Российская Федерация, 194044, г. Санкт-Петербург, ул. Смолячкова, д. 6, к. 1, стр. 1
[2] ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1
* E-mail: KasperovichAG@gpp.gazprom.ru

Тезисы. Для анализа и прогноза показателей разработки газоконденсатных месторождений и переработки конденсата необходима информация о компонентно-фракционных составах добываемого флюида и продуктов его промысловой подготовки. Она может быть получена на основе композиционного гидродинамического моделирования месторождений. При этом ввиду неоднородности залежей необходимо определять составы пластовых флюидов по объектам разработки. Предложено решение этой задачи на основе построения секторных моделей и результатов исследований опорных скважин.

На данный момент из-за относительно редкого использования композиционных моделей определение составов добываемых флюидов и продуктов промысловой подготовки выполняется отдельно от гидродинамического моделирования с помощью специально разработанного метода расчетно-технологического мониторинга промысловой технологии. Получаемые результаты могут эффективно использоваться для анализа показателей разработки месторождений, проверки корректности и адаптации гидродинамических моделей.

Ключевые слова: гидродинамическое моделирование, секторная модель, компонентно-фракционный состав, композиционное моделирование, коэффициенты изменения состава, адаптационное моделирование промысловой технологии.

Для квалифицированного учета, анализа и прогноза показателей разработки газоконденсатных (ГКМ) и нефтегазоконденсатных (НГКМ) месторождений, а также переработки выделенного на промыслах конденсата необходимо регулярно получать информацию об объемах, компонентно-фракционных составах (КФС) и физико-химических свойствах (ФХС) добываемого газоконденсатного флюида (ДГКФ) и продуктов его промысловой подготовки: конденсата газового нестабильного (КГН) и осушенного газа. Первоисточником этой информации являются экспериментальные исследования, для прогноза КФС и ФХС используется моделирование процессов.

Исследование и моделирование КФС и ФХС логично начинать с пластового газоконденсатного флюида (ПГКФ). Однако его прямое экспериментальное исследование в абсолютном большинстве случаев осложнено, поскольку отбираемые глубинные и поверхностные пробы по компонентному составу могут отличаться от истинного компонентного состава ПГКФ ввиду предельнонасыщенного состояния и происходящих в пласте и скважинах фазовых переходов вследствие изменения давлений и температур. В таком случае истинный КФС ПГКФ можно определить только с помощью физического или математического моделирования на основе качественного эксперимента и результатов анализа отобранных проб.

Задача определения КФС ПГКФ (на примере северных ГКМ и НГКМ Западной Сибири) осложняется следующими обстоятельствами:

1) абсолютное большинство месторождений являются многопластовыми и характеризуется высокой степенью неоднородности составов газа и конденсата по объектам разработки;

2) эксплуатационные скважины могут отрабатывать пласты с отличными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) с различной долей притока;

3) существуют отложения, характеризующиеся двухфазным насыщением (газ-нефть), аномально высокими пластовыми давлениями, высокими пластовыми температурами, различными значениями давления насыщения и конденсации ПГКФ.

На рис. 1 показано распределение потенциального содержания углеводородов C_{5+} (ПС C_{5+}) в ПГКФ по глубине залегания пластов на примере одного НГКМ, поделенного на эксплуатационные участки.

Очевидно очень большое разнообразие составов ПГКФ по площади и разрезу всего месторождения. В этих условиях для корректного гидродинамического моделирования месторождения в комплексе с адекватным моделированием промысловой подготовки ДГКФ, а также последующей переработки КГН необходимо определять начальный КФС ПГКФ для всех или хотя бы основных, наиболее значимых, объектов разработки.

Перспективным решением этой задачи представляется деление полномасштабных гидродинамических моделей (ГДМ) месторождений в гидродинамическом стимуляторе tNavigator на несколько секторных моделей единичных скважин или секторных моделей на основании опорных скважин, которые эксплуатируют один пласт или преимущественно один эксплуатационный объект с несколькими рядами соседних скважин. Такие модели позволят итерационным способом определить адекватные КФС начального ПГКФ конкретных пластов по результатам выполненных первичных газоконденсатных исследований (ГКИ) соответствующих скважин, включающих отбор и экспериментальные исследования составов сепарационных проб газа и КГН.

В одной из статей [1] представлен разработанный и реализованный методический подход к идентификации состава пластового газа ачимовских залежей по результатам ГКИ скважин с использованием цифровой композиционной ГДМ единичной скважины ачимовских отложений. Авторами показана возможность воспроизведения в ГДМ фактической эксплуатации скважины, в том числе результатов ее газодинамических исследований (ГДИ) и ГКИ. Задача проверки и определения начального состава ПГКФ в этой работе не ставилась, хотя ее решение представляется вполне возможным.

Для совершенствования данного подхода в программном комплексе tNavigator решена задача выделения секторной модели из полномасштабной ГДМ без ощутимой потери достоверности результатов. Первостепенным для построения такой модели является подбор опорной скважины по наличию достоверных результатов ГКИ и промыслово-геофизических исследований (ПГИ), по их результатам скважина должна дренировать только один пласт.

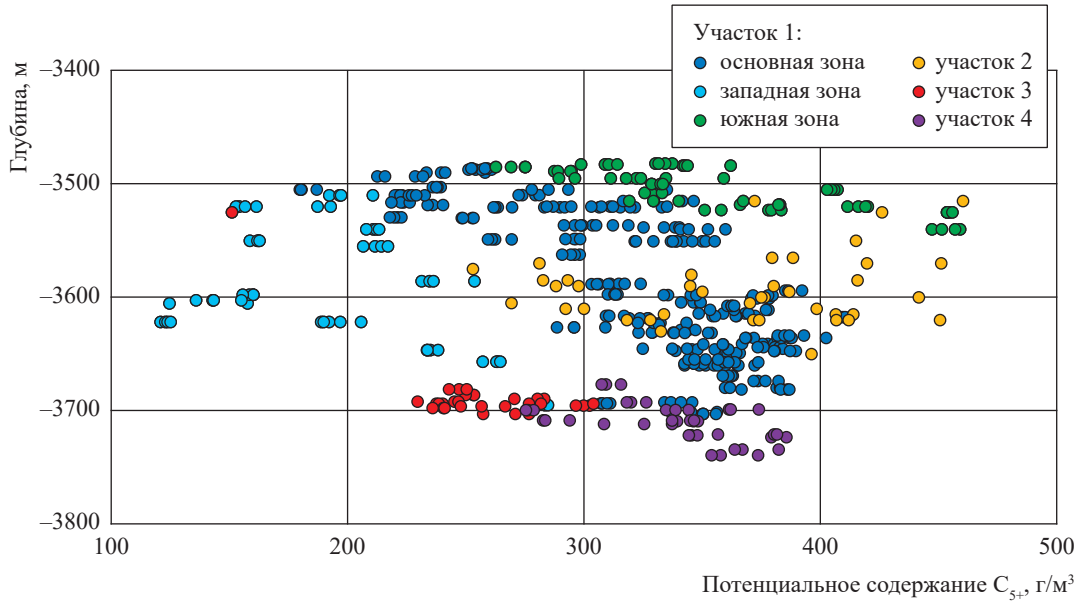


Рис. 1. **Распределение ПС C_{5+} в ПГКФ по глубине залегания пластов**

При выделении секторной модели в tNavigator должны выполняться следующие условия:

1) рекомендовано выделение секторной модели по областям с наименьшими перетоками;

2) необходимо учитывать, что при выделении скважина попадает в ту часть, где лежит проекция ее устья на верхний слой модели;

3) модель при разрезании делится на две части: сектор опорной скважины и все остальное. Необходимо обязательно один раз просчитывать общий файл модели до расчета на секторе, чтобы осуществить запись в flux-файлы граничных условий (эти файлы предназначены для автономной работы с секторной моделью с учетом взаимодействия с исходной полномасштабной моделью);

4) для корректного воспроизведения темпа падения пластового давления секторная модель должна включать не только опорную скважину, но и несколько рядов скважин вблизи нее, поскольку работа соседних скважин также оказывает существенное влияние на работу опорной скважины.

Секторная модель из одной опорной скважины не позволяет воспроизвести пластовое давление скважины в каждый момент времени, это можно наглядно видеть на момент начала эксплуатации скважины, если до ввода скважины в эксплуатацию уже были введены в эксплуатацию другие скважины. При построении секторной модели, состоящей из одной скважины, ее пластовое давление на момент запуска будет начальным, в то время как в полномасштабной модели давление в скважине будет просажено. Сектор подбирается таким образом, чтобы значение пластового давления в скважинах, полученное по результатам расчета секторной модели (особенно в опорной скважине), было близко к значениям давления этих скважин в полномасштабной модели.

Размер сектора (необходимое количество рядов соседних скважин) определяется путем проведения гидродинамических расчетов с последующим детальным анализом полученных результатов. Основанием для выбора сектора являются минимальные изменения значений пластового давления, дебита и накопленной добычи по скважине во времени. В выполненном расчетном эксперименте значение пластового давления на каждом временно́м шаге отличалось менее чем на 0,3 %. Для дебита отклонение было наиболее более высоким на первом шаге, затем вышло на плато в 0,3 %. Соответствующее отклонение по накопленной добыче в опорной скважине на текущий временной шаг не превысило 0,5 %. Для того чтобы считать сектор подходящим для проведения корректных гидродинамических расчетов, отклонения по приведенным выше величинам не должны превышать 5 %. Для соседних скважин, особенно краевых на секторе, требования могут быть менее строгими. При построении сектора оценивалось и распределение давления по соседним скважинам: на рис. 2 показано, что давление в них на текущий временной шаг воспроизводится с достаточной степенью достоверности.

На базе выделенной таким образом секторной ГДМ предложен алгоритм определения начального КФС ПГКФ объекта разработки. На первом этапе задается исходное приближение начального композиционного состава (КС) ПГКФ для пласта, эксплуатируемого опорной скважиной. После этого в ГДМ выполняется расчет, воспроизводящий исторический период эксплуатации скважин выделенного сектора, включая результаты ГКИ. Далее полученный в результате расчета КС ДГКФ во время проведения ГКИ сравнивается с КС продукции скважины, рекомбинированным по результатам исследований сепарационных проб. При их несоответствии производится коррекция начального КС ПГКФ и осуществляются повторные расчеты до схождения расчетного и рекомбинированного КС ДГКФ с заданной точностью.

Процесс схождения предлагается реализовать на основе вычислений коэффициентов изменения состава (КИС) [2] по следующему алгоритму.

После расчета КС ДГКФ на момент отбора проб в процессе ГКИ по полученному составу и принятому КС начального ПГКФ вычисляются КИС на текущей итерации:

$$КИС_i = \frac{Z_i^{ДГКФ}}{Z_i^{ПГКФ}}, \quad (1)$$

где $КИС_i$ – коэффициент изменения состава i-го компонента, условных единиц (у.е.); $Z_i^{ДГКФ}$ – массовая доля i-го компонента в расчетном КС ДГКФ в момент проведения ГКИ, %; $Z_i^{ПГКФ}$ – массовая доля i-го компонента в КС начального ПГКФ, принятого на текущей итерации, %.

Далее проводится сравнение составов продукции скважины, и при расхождении

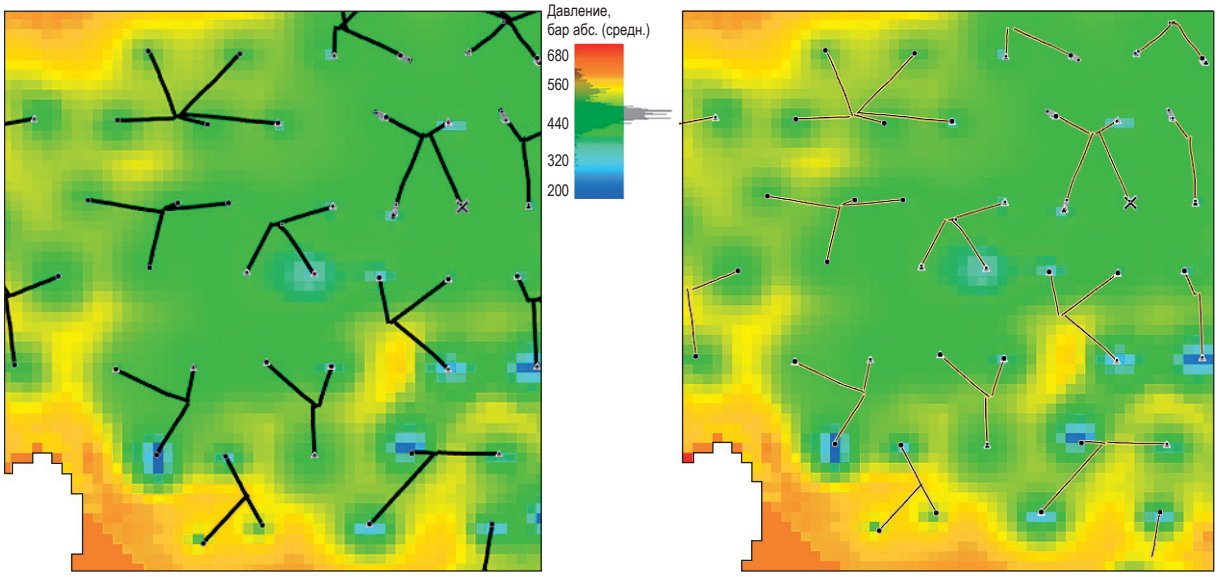


Рис. 2. **Сопоставление текущего пластового давления на полномасштабной (слева) и секторной (справа) ГДМ**

расчетного КС ДГКФ с рекомбинированным по результатам ГКИ производится восстановление КС начального ПГКФ путем деления долей компонентов рекомбинированного КС ДГКФ на вычисленные КИС соответствующих компонентов с последующей нормализацией состава на 100%:

$$G_i^{\text{ПГКФ}} = \frac{Z_i^{\text{ДГКФгки}}}{\text{КИС}_i}, \quad (2)$$

$$Z_i^{\text{ПГКФ}} = 100\frac{G_i^{\text{ПГКФ}}}{\sum G_i^{\text{ПГКФ}}}, \quad (3)$$

где $G_i^{\text{ПГКФ}}$ – условная масса i-го компонента в восстанавливаемом КС начального ПГКФ, у.е.; $Z_i^{\text{ДГКФгки}}$ – массовая доля i-го компонента в рекомбинированном КС ДГКФ по результатам ГКИ, %; $Z_i^{\text{ПГКФ}}$ – массовая доля i-го компонента в восстановленном КС начального ПГКФ, принятого в ГДМ для выполнения следующей итерации расчета, %.

Восстановленный таким способом КС начального ПГКФ опорной скважины принимается в ГДМ в качестве текущего приближения, после чего расчет и все последующие операции повторяются до схождения расчетного и рекомбинированного КС ДГКФ с заданной точностью.

Результатом таких расчетов является получение начального КС ПГКФ эксплуатируемого опорной скважиной пласта (объекта разработки), который может использоваться далее в полномасштабной ГДМ месторождения. Создав секторные ГДМ ряда опорных скважин, эксплуатирующих разные пласты, и выполнив по ним расчеты предлагаемым способом, можно определить начальные КС ПГКФ для всех или основных эксплуатационных объектов месторождения. Аналогичный алгоритм поиска КС начального ПГКФ может быть использован и при создании ГДМ единичных опорных скважин, эксплуатирующих один пласт, в случае их использования вместо секторных ГДМ или при наличии отдельно расположенных скважин.

В результате расчетов по настроенной таким образом ГДМ месторождения определяются достоверные КС поступающего на установку комплексной подготовки газа (УКПГ) ДГКФ в динамике разработки. Преобразовав КС ДГКФ в подробный формат КФС, можно получить полноценные исходные данные для моделирования и расчетов промысловой подготовки добываемого сырья и последующей переработки КГН. Для преобразования КС в КФС ранее разработана специальная процедура Delumping [2].

Предложенный алгоритм представляется весьма перспективным, однако до настоящего времени такие решения на практике не реализованы, композиционное моделирование пока широко не используется: в ГДМ большинства месторождений применяется модель черной нефти Black Oil. По этой причине масштабное определение полноценного КФС ДГКФ на базе расчетов по существующим ГДМ пока

в полной степени невозможно. В связи с этим определение и прогнозирование КФС ДГКФ и продуктов его промысловой подготовки до настоящего времени проводится отдельно от гидродинамического моделирования месторождения на основе самостоятельных экспериментальных исследований составов и ФХС потоков КГН и газа и моделирования УКПГ.

Для комплексного решения задачи определения детального КФС добываемого флюида разработана и реализована методология расчетно-технологического мониторинга (РТМ) промысловой подготовки ДГКФ [3]. Она базируется на адаптационном моделировании промысловой технологии по результатам измерений режимных параметров, хозрасчетного определения объемов и экспериментального определения КФС продуктов УКПГ, а именно КГН и осушенного газа. Объемы исходных данных для решения этой задачи могут быть различны. Наиболее полный массив результатов измерений нарабатывается в процессе специально проводимых полных обследований УКПГ с отбором проб всех потоков и продуктов и экспериментальным определением их КФС. Однако такие обследования на регулярной основе проводятся крайне редко, обычная практика аналитического контроля состоит в отборе проб и экспериментальном определении КФС товарных продуктов промысла – КГН и осушенного газа. В связи с этим разработанная методика РТМ ориентирована на наличие минимального набора исходных данных: термобарических параметров сепараторов и разделителей, удельного выхода и экспериментального КФС товарного КГН.

Цель РТМ заключается в воспроизведении на модели УКПГ усредненного режима и баланса промысловой подготовки ДГКФ, а также экспериментального КФС товарного КГН с максимально возможной точностью. Ключевым вопросом и одним из главных результатов РТМ является определение КФС поступившего на УКПГ ДГКФ, при котором рассчитанный по модели товарный баланс промысла при установленных режимных параметрах соответствует фактическому, а расчетный КФС товарного КГН максимально близок к полученному экспериментально.

Методика РТМ основана на выполнении итерационного расчета материально-компонентного баланса (МКБ) УКПГ с подбором КФС ДГКФ по критерию схождения расчетных и измеренных значений удельного выхода и КФС товарного КГН. Подбор КФС ДГКФ осуществляется методом рекомбинации экспериментального КФС товарного КГН и расчетного КФС товарного газа.

На первом этапе задается начальный КФС ДГКФ, полученный в предыдущем расчете УКПГ или выбранный по аналогу. Затем проводится расчет МКБ УКПГ по модели, и вычисленный удельный выход товарного КГН сравнивается с фактическим, найденным по результатам хозрасчетного измерения объемов продуктов промысла. При их совпадении с заданной точностью расчет завершается. В противном случае проводятся дальнейшие итерационные циклы рекомбинации КФС ДГКФ с последующими расчетами МКБ УКПГ и сравнением расчетного и фактического удельных выходов товарного КГН.

Рекомбинация КФС ДГКФ на каждом цикле итераций осуществляется смешением осушенного газа и товарного КГН в подбираемом соотношении. Для рекомбинации используется экспериментальный КФС товарного КГН и рассчитанный на предыдущей итерации КФС товарного газа. Условные массы компонентов рекомбинируемого КФС ДГКФ на текущем шаге итераций вычисляются по формуле

$$G_i = XG_i^{Э} g^{КГН} + YG_i^{P}(1 - g^{КГН}), \quad (4)$$

где G_i – условная масса i-го компонента в рекомбинируемом КФС ДГКФ, у.е.; $XG_i^{Э}$ – массовая доля i-го компонента в экспериментальном КФС товарного КГН, %; $g^{КГН}$ – массовая доля КГН в рекомбинируемом составе добываемого углеводородного сырья, долей единицы; YG_i^{P} – массовая доля i-го компонента в расчетном КФС товарного газа, %.

По полученным массам компонентов рассчитывается состав рекомбинируемого ДГКФ, % масс.:

$$ZG_i = 100\frac{G_i}{\sum G_i}, \quad (5)$$

где ZG_i – массовая доля i-го компонента в рекомбинируемом ДГКФ, %.

В результате определяется КФС ДГКФ на текущей итерации, по нему проводится расчет МКБ промысловой подготовки с вычислением удельного выхода товарного КГН и сравнением его с фактическим. При их схождении с заданной точностью расчет завершается,

в противном случае изменяется соотношение смешиваемых потоков КГН и газа в составе рекомбинируемого ДГКФ, после чего проводятся следующие итерационные циклы до достижения указанных выше условий.

Для подбора соотношения рекомбинируемых потоков КГН и газа используется приведенный ниже алгоритм. По результатам расчета текущей итерации находится коэффициент коррекции рекомбинации ($К_{корр}$, у.е.) – отношение расчетного удельного выхода КГН к фактическому:

$$К_{корр} = \frac{g_{расч}^{КГН}}{g_{изм}^{КГН}}, \quad (6)$$

где $g_{расч}^{КГН}$ – удельный выход товарного КГН в последней итерации[1], г/ст. м^3 или кг/тыс. ст. м^3; $g_{изм}^{КГН}$ – фактический удельный выход товарного КГН, г/ст. м^3 или кг/тыс. ст. м^3.

Делением на этот коэффициент использованной в предыдущей итерации массовой доли КГН в рекомбинируемом КФС ДГКФ ($g_{пред}^{КГН}$) определяется ее новое значение $g_{тек}^{КГН}$ для следующей итерации:

$$g_{тек}^{КГН} = \frac{g_{пред}^{КГН}}{К_{корр}}. \quad (7)$$

После схождения удельного расчетного выхода КГН с фактическим с заданной точностью проводится сравнение расчетного КФС КГН с экспериментальным. Как правило, после нескольких рекомбинаций КФС добываемого углеводородного сырья обеспечивается приемлемое схождение расчетного и экспериментального КФС товарного КГН как минимум по жидким углеводородам и фракциям C_{5+}. По легким газообразным углеводородам условием хорошего схождения является равенство (или как минимум близость) измеренного давления в буферной емкости и рассчитанного по экспериментальному КФС давления насыщенных паров (ДНП) товарного КГН при температуре буферной емкости. Это справедливо при условии достижения термодинамического равновесия в буферной емкости – концевой ступени сепарации товарного КГН.

Если же ДНП товарного КГН, рассчитанное по его экспериментальному КФС, значительно отличается от давления концевой ступени сепарации, доли легких газообразных углеводородов в экспериментальном и расчетном КФС товарного КГН однозначно не совпадают согласно законам термодинамического равновесия. В таком случае достижение хорошего соответствия экспериментального и расчетного составов КГН возможно только по жидкой части. Наиболее вероятными причинами несоответствия расчетного ДНП товарного КГН с давлением буферной емкости являются погрешности хроматографического определения состава и отклонение усредненных режимных параметров УКПГ (при которых проводится расчет МКБ на модели) от параметров в момент отбора пробы.

Таким образом, в результате выполнения РТМ определяется усредненный КФС ДГКФ, поступившего на УКПГ в течение расчетного периода, рассчитывается полный МКБ его промысловой подготовки с КФС и ФХС потоков и товарных продуктов. Причем полученная информация согласована с хозрасчетным балансом, режимными параметрами и данными аналитического контроля УКПГ, что подтверждает ее достоверность в пределах точности, обеспечиваемой современными термодинамическими расчетами фазовых равновесий и средствами измерений параметров и показателей.

Практическое применение изложенной методологии началось с 2011 г. в объеме ежегодных работ по мониторингу и прогнозу сырьевой базы ООО «Газпром переработка» в Западной Сибири (ЗапСибГПП) [4]. Работы по РТМ выполнялись для всех действующих газоконденсатных УКПГ северных НГКМ Западной Сибири, обеспечивающих поставки сырья на заводы по переработке КГН. В результате выполняемых расчетов формировались массивы КФС сырьевых потоков, которые использовались и используются в моделях ЗапСибГПП при выполнении регулярных расчетов балансов и качества потоков с дискретностью сутки / месяц / год в целях обоснования плановых балансов и проработки вариантов перспективного развития технологии. Практическое использование полученных на основе РТМ действующих УКПГ данных по КФС поступающего сырья обеспечивает достаточно высокую точность прогнозных расчетов, что видно на примере сравнения рассчитанных по моделям и фактических выходов ряда основных продуктов переработки (рис. 3–5).

Следует отметить, что работы по РТМ до настоящего времени выполняются всего лишь один раз в год по среднегодовым

[1] ст. м^3 – стандартный метр кубический.

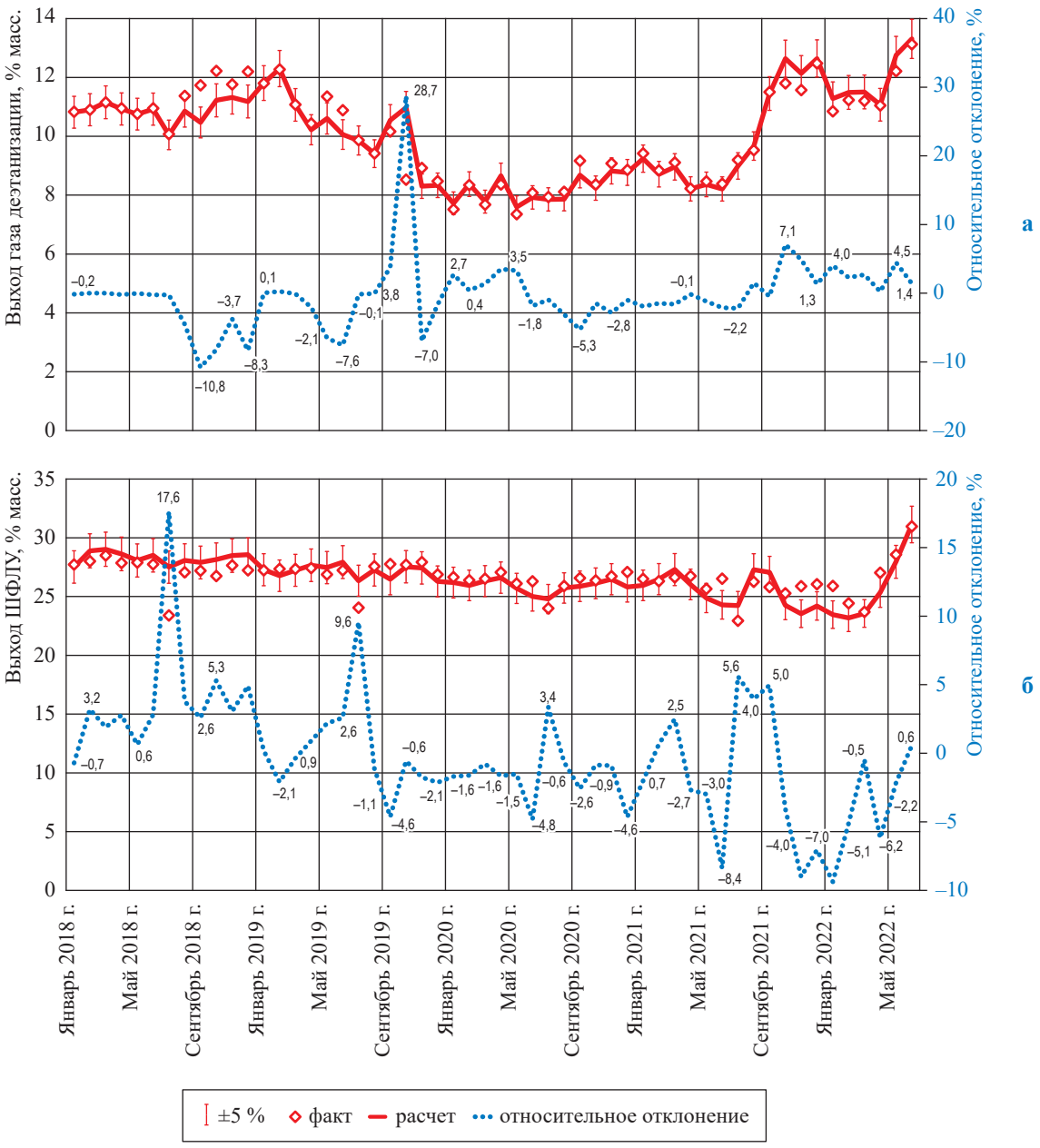


Рис. 3. **Сравнение расчетных и фактических выходов газа деэтанизации (а) и широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) (б)**

параметрам и экспериментальным КФС, полученным также один раз в год. Организация ежеквартальных, ежемесячных и тем более ежесуточных расчетов позволит существенно повысить точность и информативность данной работы. Однако в настоящее время экспериментальное определение КФС товарного КГН осуществляется только в лабораториях, поскольку наладить эффективную и адекватную работу потоковых хроматографов пока не удалось и, вероятно, удастся не скоро. При этом отбор проб и экспериментальное определение КФС товарного КГН на действующих УКПГ производятся достаточно редко – от нескольких раз до одного раза в месяц (минимально допустимая частота согласно СТО Газпром 5.11-2008). Соответственно, дискретность выполнения РТМ ограничивается частотой аналитического контроля КФС в лабораториях.

С другой стороны, на всех промыслах установлены потоковые плотномеры товарного КГН и ведется непрерывное потоковое измерение термобарических параметров сепараторов и разделителей на УКПГ. Наличие такого

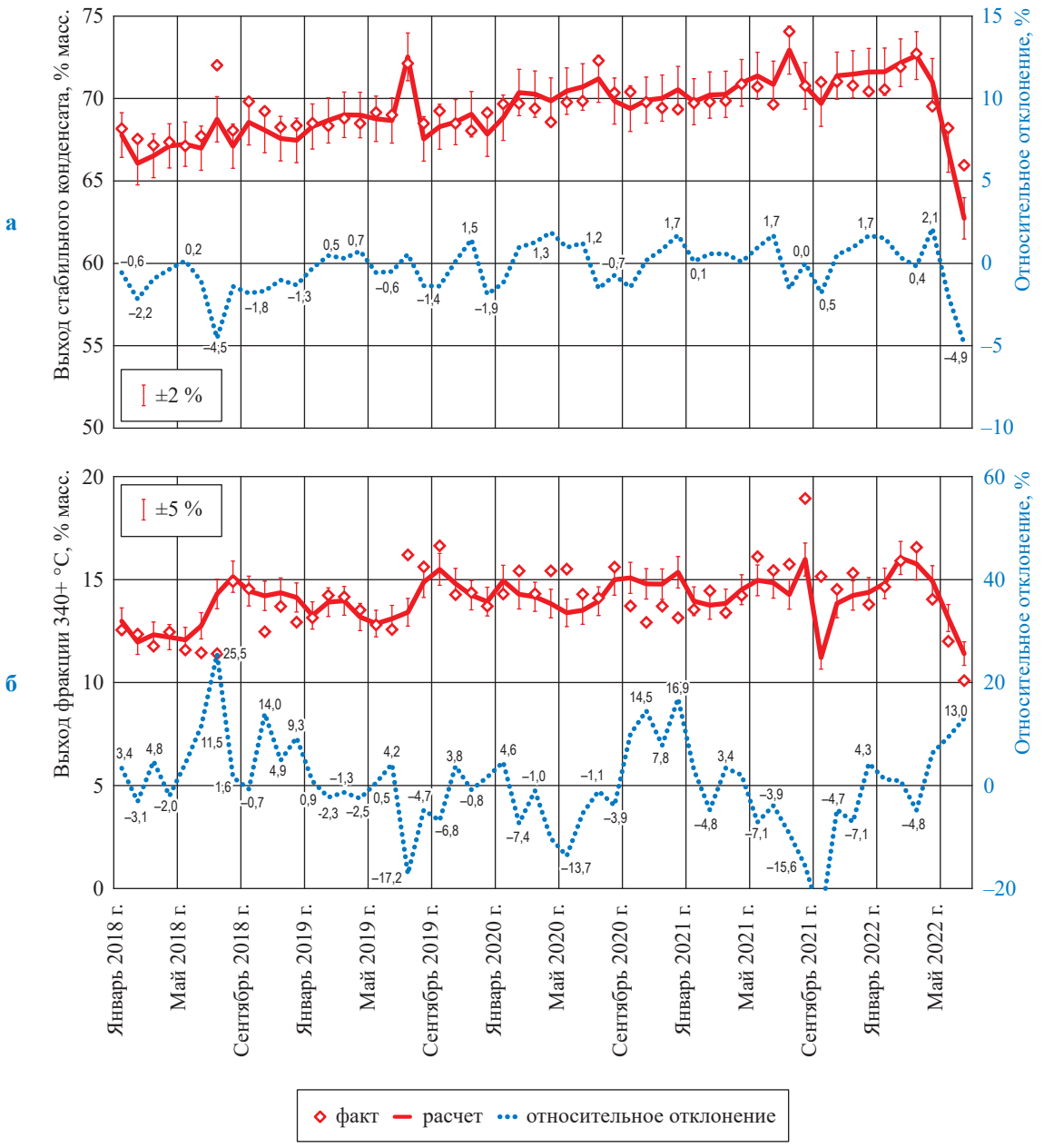


Рис. 4. **Сравнения расчетных и фактических выходов стабильного конденсата (а) и тяжелого остатка 340+ °С (б)**

массива оперативной информации и периодических экспериментальных определений КФС товарного КГН дает возможность создания в перспективе самообучающегося виртуального анализатора КФС товарного КГН. При его реализации экспериментальное (виртуальное) определение КФС товарного КГН будет осуществляться непрерывно, и на его основе работы по РТМ УКПГ могут выполняться постоянно с любой дискретностью.

Важнейшим результатом РТМ, как уже отмечено, является определение КФС поступающего на УКПГ потока ДГКФ, согласованного с хозрасчетным балансом, режимными параметрами и данными аналитического контроля продуктов УКПГ, что подтверждает его достоверность. Такая информация является существенным дополнением к результатам периодически проводимых ГКИ опорных скважин и в комплексе с ними может эффективно использоваться для анализа и прогноза показателей разработки ГКМ. По мнению авторов, этот состав целесообразно использовать для сверки с составом общего потока ДГКФ, рассчитываемого по ГДМ, для оценки степени согласованности моделей разработки и промысловой

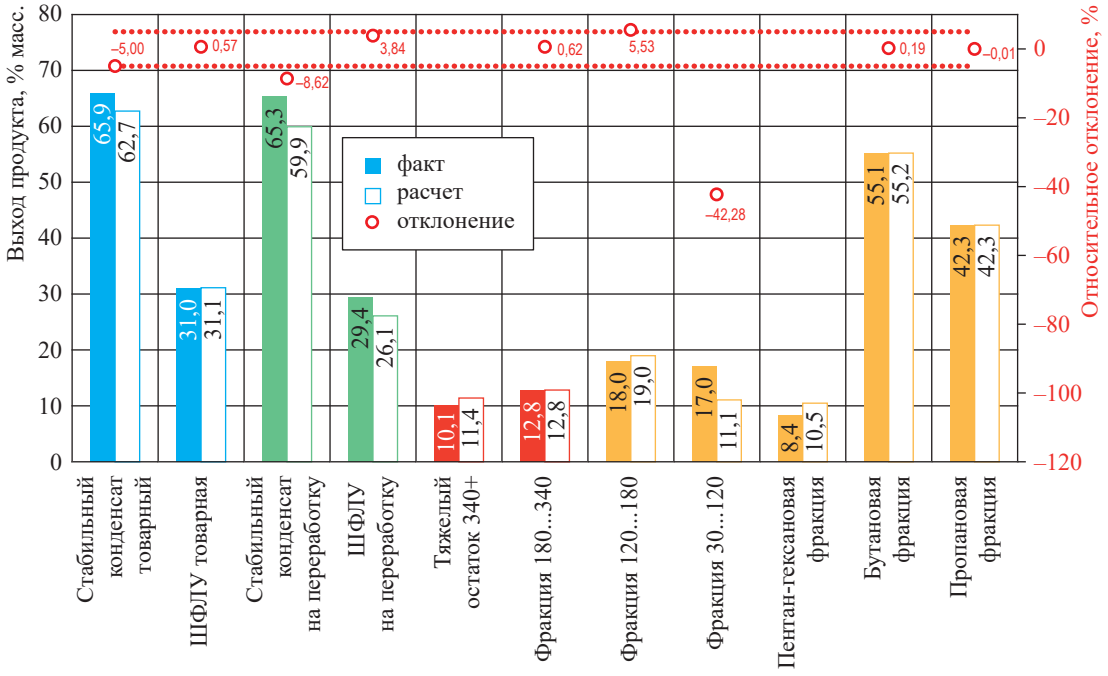


Рис. 5. **Сравнение расчетных и фактических выходов продуктов переработки**

подготовки, а возможно, и с целью адаптации (актуализации) ГДМ. Наработки таких решений также имеются. В частности, при установлении в ГДМ корреляционной связи начальных КС ПГКФ эксплуатируемых объектов разработки с использованием поправочных коэффициентов появляется возможность регулирования составов ПГКФ по пластам по критерию схождения КС ДГКФ, рассчитанных по ГДМ и полученных в результате выполнения РТМ.

При этом, как уже изложено в первой части статьи, для совершенствования полномасштабных ГДМ месторождений разработаны и опробованы решения по созданию ГДМ единичных скважин и секторных моделей опорных скважин, с помощью которых возможно более точное определение КФС начального ПГКФ отдельных объектов разработки в результате воспроизведения ранее выполненных ГКИ.

Изложенные выше решения и разработки, по имеющимся у авторов статьи сведениям, не имеют аналогов в мировой практике, и в случае их успешной реализации могут существенно повысить качество анализа, контроля и прогноза технологических показателей разработки ГКМ и НГКМ, планирования переработки КГН. Совместное использование предлагаемых решений по совершенствованию ГДМ ГКМ и отработанной методологии РТМ УКПГ может стать основой создания неразрывного комплекса взаимоувязанных моделей «Цифровое месторождение».

Список литературы

1. Фатеев Д.Г. Методический подход к идентификации состава пластового газа ачимовских залежей по результатам газоконденсатных исследований скважин / Д.Г. Фатеев, Ю.А. Долгих, Д.К. Токарев и др. // Газовая промышленность. – 2022. – № 3 (830). – С. 28–36.

2. Касперович А.Г. Способы прогноза компонентно-фракционных составов добываемых газоконденсатных флюидов / А.Г. Касперович, Д.Г. Фатеев, Д.А. Рычков и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 4 (49): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 195–202.

3. Рычков Д.А. Балансовая модель региональной схемы газоконденсатных промыслов с централизованной стабилизацией конденсата: дисс. … канд. тех. наук / Д.А. Рычков. – СПб.: Газпром проектирование (Тюменский филиал), 2019. – 144 с.

4. Нестеренко А.Н. Практический опыт, проблемы и пути совершенствования методов определения и прогноза составов добываемого сырья газоконденсатных месторождений для адекватного моделирования его промысловой подготовки, транспорта и переработки / А.Н. Нестеренко, А.Г. Касперович, О.А. Омельченко и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28). – С. 27–36.

Analysis of the application of computational and technological monitoring of a gas-condensate field in the process of field development

A.G. Kasperovich[1*], D.A. Rychkov[2], O.A. Omelchenko[2], D.G. Fateyev[2], D.Ye. Ukraintseva[2], L.M. Tsurkova[2], D.A. Bakin[2], Ye.A. Tolordava[2]

[1] Gazprom Pererabotka LLC, Structure 1, Block 1, Bld. 6, Smolyachkova street, St. Petersburg, 194044, Russian Federation
[2] Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
[*] E-mail: KasperovichAG@gpp.gazprom.ru

Abstract. To analyze and predicting indicators of development of gas-condensate fields and processing of condensate, information is needed on the component-fractional compositions of the produced fluid and products of its field preparation. It can be obtained on the basis of compositional hydrodynamic modeling of fields. At the same time, due to the heterogeneity of fields, it is necessary to determine the composition of reservoir fluids for development objects. A solution to this problem is suggested based on the construction of sector models and the results of studies of support wells.

At the moment, due to the relatively rare use of compositional models, the determination of the compositions of produced fluids and field processing products is carried out separately from hydrodynamic modeling using a specially developed method of computational and technological monitoring of field technology. The results obtained can be effectively used to analyze field development indicators, verify the correctness and adaptation of the hydrodynamic models.

Keywords: hydrodynamic modeling, sector model, component-fractional composition, compositional reservoir simulations, coefficients of composition change, adaptation modeling of gas field processing technology.

References

1. FATEYEV, D.G., Yu.A. DOLGIKH, D.K. TOKAREV, et al. A methodological approach to identifying formation gas composition of Achimov pools based on the results of gas condensate well tests [Metodicheskiy podkhod k identifikatsii sostava plastovogo gaza achimovskikh zalezhey po rezultatam gazokondenatnykh issledovaniy skvazhin]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2022, no. 3(830), pp. 28–36, ISSN 0016-5581. (Russ.).
2. KASPEROVICH, A.G., D.G. FATEYEV, D.A. RYCHKOV, et al. Methods for predicting component-fraction compositions of extracted gas condensate fluids [Sposoby prognoza komponentno-fraktsionnykh sostavov dobyvayemykh gazokondenstnykh flyuidov]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 4: Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 195–202. ISSN 2306-8949. (Russ.).
3. RYCHKOV, D.A. *Balance model of a regional scheme of gas-condensate fields with centralized stabilization of condensate* [Balansovaya model regionalnoy schemy gazokondensatnykh promyslov s tsentralizovannoy stabilizatsiyey kondensata]. Candidate's thesis (engineering). St.Petersburg: Gazprom Proyektirovaniye (Tyumen subsidiary), 2019. (Russ.).
4. NESTERENKO, A.N., A.G. KASPEROVICH, O.A. OMELCHENKO. Practical experience, issues and ways to perfect methods for makeup and prediction of primary products composition of gascondensate fields in order to simulate their field treatment, transfer and processing [Prakticheskiy opyt, problem i puti sovershenstvovaniya metodov opredeleniya i prognoza sostavov dobyvayemogo syrya gazokondensatnykh mestorozhdeniy dlya adekvatnogo modelirovaniya ego promyslovoy podgotovki, transporta i pererabotki]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2016, no. 4 (28): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 27–36. ISSN 2306-8949. (Russ.).

УДК 622.279.32

Моделирование разработки пластовых систем метаноугольных месторождений с учетом процессов усадки матрицы угля и сжимаемости системы трещин

Р.В. Кузнецов[1], В.В. Шишляев[1]*

[1] ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1
* E-mail: V_Shishlyaev@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Моделирование разработки пластовых систем метаноугольных месторождений со сложной структурой порово-трещинного пространства требует учета упругих характеристик породы пласта и насыщающих его флюидов. При вскрытии скважинами коллекторов с естественной трещиноватостью параметр сжимаемости породы (деформационные свойства) может оказывать существенное влияние на продуктивность скважин. При вскрытии угольных пластов скважинами и вызове притока флюидов путем снижения пластового давления происходит увеличение эффективного напряжения, в результате упругое противодействие пласта вышележащему горному массиву уменьшается, что приводит к уменьшению раскрытости трещин и снижению проницаемости. С другой стороны, при снижении пластового давления в угольных пластах ниже давления начала десорбции создаются условия для нарушения термодинамического равновесия существования сорбированного метана в веществе угля. В результате десорбции метана и его дальнейшей диффузии в порово-трещинное пространство происходит усадка матрицы вещества угля, развитие микротрещиноватости, поэтому проницаемость порово-трещинного пространства увеличивается. Деформационные процессы, происходящие при этом, описываются весьма сложными многопараметрическими моделями, базирующимися на различных геолого-промысловых параметрах пластов и физико-механических свойствах угля. Для реализации математических моделей, описывающих изменение фильтрационных свойств угольных пластов при активных процессах десорбции метана и фильтрации пластового флюида, требуется привлечение дополнительной информации о физико-механических свойствах угольных пластов, что заставляет задействовать расширенные комплексы лабораторных исследований керна и дополнительные методы геофизических исследований скважин с применением волнового акустического широкополосного каротажа с кросс-дипольными источниками колебаний.

Данная работа посвящена оценке влияния сжимаемости системы трещин угольного коллектора и усадки матрицы породы на гидродинамические процессы при добыче метана в пластовых условиях.

Ключевые слова: метаноугольное месторождение, угольный пласт, проницаемость, усадка матрицы, сжимаемость трещин, моделирование.

Добыча метана из угольных пластов со сложной структурой порово-трещинного пространства требует учета упругой деформации породы пласта и насыщающих его флюидов. Угольные пласты, насыщенные метаном, относят к нетрадиционным коллекторам газа. Одним из ключевых свойств пласта, влияющих на его извлечение, является проницаемость системы естественных трещин [1, 2]. В естественных условиях она зависит от следующих параметров:

- горного давления;
- макроструктуры угольной матрицы;
- влажности угля.

Фильтрационные характеристики угольных пластов получают при проведении гидродинамических исследований скважин (ГДИС) на неустановившихся режимах фильтрации. Такие исследования могут включать методы пробных и опытных откачек воды из скважин, технологии нагнетания жидкости в пласт с последующей регистрацией кривой падения давления, а также исследования с испытанием пластов на трубах [3].

Анализируя результаты моделирования [4, 5] работы скважин на метаноугольных пластах при постоянной проницаемости на протяжении всего периода разработки, стоит отметить, что в данном случае могут возникнуть серьезные расхождения между прогнозными и фактическими показателями из-за отсутствия процессов, которые

в реальности влияют на динамику добычи пластовых флюидов. Сжимаемость системы «поры – трещины» чаще всего используется как характеристика чувствительности к стрессу и является одним из основных параметров при моделировании изменения проницаемости.

В основу методов прогнозирования изменения коэффициента проницаемости пласта на различных этапах рабочего цикла жизни скважины закладываются результаты лабораторных исследований керна, геофизических, промыслово-гидродинамических исследований скважин и математическое описание соответствующих процессов.

Теория вопроса

Структура угольного пласта со сложными системами эндогенных и экзогенных трещин (рис. 1) такова, что его проницаемость чувствительна к изменению напряжений, которые определяются исходным горным давлением и соответствующим ему деформированным состоянием. Из лабораторных исследований следует, что фильтрационные параметры пластов чувствительны даже к незначительным изменениям напряженно-деформируемого состояния. Результаты экспериментального изучения (на образцах керна) влияния десорбции метана с поверхности матрицы угля и его диффузии в каналы трещинного пространства на процесс изменения проницаемости угля свидетельствуют, что при снижении давления ниже давления десорбции возрастает проницаемость за счет развития микротрещинности в результате усадки матрицы угля и десорбции метана [7, 8]. При этом снижается поровое давление, из-за чего происходит увеличение эффективного напряжения. В результате упругое противодействие пласта вышележащему горному массиву уменьшается, что приводит к уменьшению объема порово-трещинного пространства угольного пласта и снижению проницаемости. Эти два взаимосвязанных процесса имеют разную физическую природу и оказывают противоположный эффект на изменение проницаемости пластов (рис. 2).

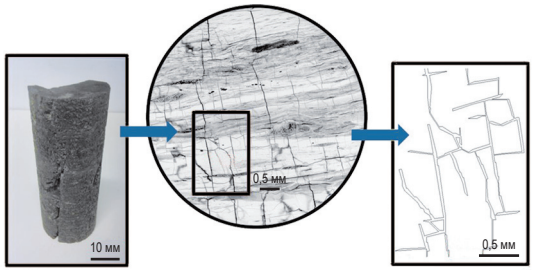


Рис. 1. **Структура угольного пласта со сложными системами эндогенных и экзогенных трещин** [6]

Математические модели и методика исследований

Подробный обзор уравнений, описывающих деформационные процессы в угольных пластах и динамическое изменение проницаемости, представлен ранее [9].

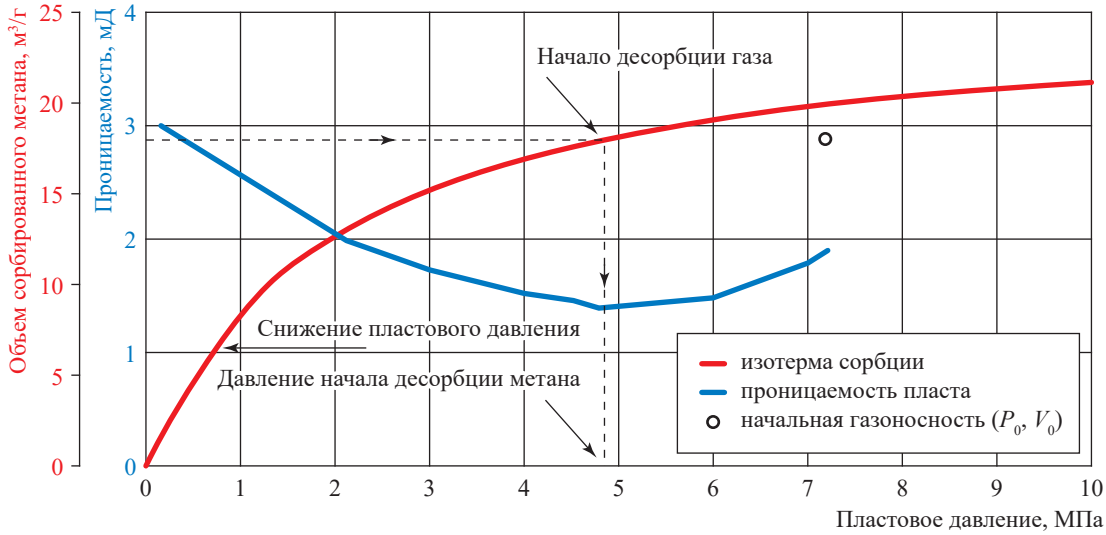


Рис. 2. **График изменения проницаемости, связанного с закрытием системы трещин и усадкой матрицы вещества угля**

И. Пальмер и Дж. Мансури (I. Palmer, J. Mansoori) предложили модель изменения проницаемости в процессе эксплуатации метаноугольных залежей [10], полученную на основе уравнений теории упругости в пористых средах при условии одноосной деформации и постоянного вертикального напряжения при условии, что отношение текущей проницаемости (k) к начальной проницаемости (k_0) в результате всестороннего сжатия прямо пропорционально кубу отношения текущей пористости (φ) к начальной пористости (φ_0):

$$\frac{k}{k_0}=\left(\frac{\varphi}{\varphi_0}\right)^3. \quad (1)$$

Модель представлена уравнением вида

$$\frac{k}{k_0}=\left[1+\tilde{c}_m\frac{p-p_0}{\varphi_0}+\frac{\varepsilon_L}{\varphi_0}\left(\frac{K}{M}-1\right)\left(\frac{p}{p_L+p}-\frac{p_0}{p_L+p_0}\right)\right]^3, \quad (2)$$

$$\tilde{c}_m=\frac{1}{M}-\left[\frac{K}{M}+f-1\right]\gamma, \quad (3)$$

где ε_L – предельный коэффициент объемной деформации Ленгмюра; K – модуль объемной упругости, МПа; M – компрессионный модуль деформации, МПа; p – текущее пластовое давление, МПа; p_0 – начальное пластовое давление, МПа; p_L – давление Ленгмюра, МПа; f – интерполяционный коэффициент, долей ед.; γ – сжимаемость вещества угля, МПа$^{-1}$.

Модуль K определяет изменение объема при заданном равномерном сдавливании. Выраженный через модуль Юнга (E) и коэффициент Пуассона (ν) модуль объемной упругости записывается в виде

$$K=\frac{E}{3(1-2\nu)}. \quad (4)$$

Компрессионный модуль деформации записывается уравнением вида

$$M=\frac{E(1-\nu)}{(1+\nu)(1-2\nu)}. \quad (5)$$

Тогда уравнения (2), (3) с учетом формул (4), (5) через модуль E и коэффициент ν можно переписать в виде

$$\frac{k}{k_0}=\left[1+\tilde{c}_m\frac{p-p_0}{\varphi_0}+\frac{1}{3}\frac{\varepsilon_L}{\varphi_0}\left(\frac{1+\nu}{1-\nu}-3\right)\left(\frac{p}{p_L+p}-\frac{p_0}{p_L+p_0}\right)\right]^3, \quad (6)$$

$$\tilde{c}_m=\frac{(1+\nu)(1-2\nu)}{E(1-\nu)}-\left[\frac{1+\nu}{3(1-\nu)}+f-1\right]\gamma. \quad (7)$$

По модели Пальмера – Мансури получены модули упругости, характерные для деформаций пористых сред. С их помощью возможно описать деформационные процессы в угольном пласте, а также изменение проницаемости вследствие сжатия пород при изотермическом снижении пластового давления.

Расчеты динамических характеристик основаны на скорости продольной и поперечной волн, а также плотности пород [9, 11]. По результатам геофизических исследований скважин (ГИС) и лабораторных исследований получают скорости продольной и поперечной волн. В частности, одним из исследований является кросс-дипольный широкополосный акустический каротаж (АКШ). Малые скорости распространения упругих волн в угольных пластах ограничивают применение обычных зондов, поэтому применяются приборы с кросс-дипольными источниками упругих колебаний с частотой излучателей, не превышающей 2 кГц [12]. Объемную плотность пород в естественном залегании определяют плотностным гамма-гамма каротажем.

Другая модель процессов усадки матрицы угля и сжимаемости системы трещин, в которой используется экспоненциальная зависимость между коэффициентом проницаемости

и изменением эффективного напряжения для изотропных линейных упругих пористых сред, представлена в работах д-ра Дж. Ши и проф. С. Дурукана (J.Q. Shi, S.A. Durucan) [13, 14]:

$$\frac{k}{k_0} = \exp[-3c_f(\sigma - \sigma_0)], \quad (8)$$

где σ – действующее напряжение, МПа; σ_0 – начальное напряжение, МПа; c_f – объемная сжимаемость породы, $МПа^{-1}$.

В процессе отбора пластовой жидкости, когда пластовое давление выше давления начала десорбции (p_c), изменение эффективного напряжения представляется уравнением

$$\sigma - \sigma_0 = -\frac{\nu}{1-\nu}(p - p_0),\ p_c < p \le p_0. \quad (9)$$

После вызова двухфазового потока при пластовом давлении ниже p_c изменение эффективного напряжения представляется уравнением

$$\sigma - \sigma_0 = -\frac{\nu}{1-\nu}(p - p_0) + \frac{E}{3(1-\nu)}\varepsilon_L\left(\frac{p}{p_L + p} - \frac{p_0}{p_L + p_0}\right),\ 0 < p \le p_c. \quad (10)$$

Эта модель предполагает одноосное растяжение и вертикальное стрессовое сжатие.

Полученные результаты

Анализ информации о геологическом строении Нарыкско-Осташкинского месторождения показал, что для апробации технологий многозабойного бурения в качестве объектов выбраны угольные пласты с индексами 86-84, 78-77, 73-72 мощностью более 5 м, газоносностью выше 18 $м^3/т$ и проницаемостью более 0,1 мД.

В 2020–2021 гг. на Нарыкско-Осташкинском месторождении для решения задач испытания технологий вскрытия продуктивных угольных пластов с применением многозабойных скважин проводилось бурение вертикальных вспомогательных и многозабойных скважин на угольный пласт с индексом 73-72. Вспомогательная скважина пересекается с основным стволом многозабойной скважины (до боковых ответвлений), и в дальнейшем при освоении и эксплуатации во вспомогательную скважину спускается глубинное насосное оборудование, откачивается пластовая жидкость и вызывается приток газа (рис. 3). Кроме того, вспомогательная скважина служит для уточнения геолого-промысловых свойств угольных пластов и характеристик его залегания.

Для оценки влияния, оказываемого изменением проницаемости угольных пластов в процессе освоения и эксплуатации на добычные возможности метаноугольных скважин с учетом усадки матрицы вещества угля и сжимаемости системы трещин, построена локальная трехмерная гидродинамическая (фильтрационная) модель для пласта 73-72 Нарыкско-Осташкинского метаноугольного месторождения. В гидродинамической модели принято, что процессы фильтрации и объемных деформаций изотермические, трещиновато-пористая среда однородна, свойства флюидов постоянны. Количество слоев (ячеек) в модели по вертикали принято равным одному. Для качественного учета латеральных фильтрационных процессов, чтобы между основными и боковыми стволами было не менее 3...5 ячеек, размер сетки в плоскости *XY* принят 10×10 м. Проницаемость в районе моделируемых скважин – 0,1…0,2 мД.

В качестве исходной геологической информации использованы геолого-промысловые и физико-механические свойства угольных пластов из геолого-структурной модели Нарыкско-Осташкинского метаноугольного месторождения: гипсометрическое положение пластов, распределения пористости, проницаемости, начальной метаноносности, начальных пластовых давлений.

Изотерма сорбции Ленгмюра для пласта 73-72 и кривая метаноносности с изменением давления приведены на рис. 4.

В таблице представлены основные геолого-промысловые параметры угольного пласта 73-72 для Нарыкско-Осташкинского метаноугольного месторождения, полученные по результатам керногазового опробования, сорбционных исследований керна, ГИС и ГДИС, которые применяются при использовании математических моделей Ши – Дурукана и Пальмера – Мансури, а также

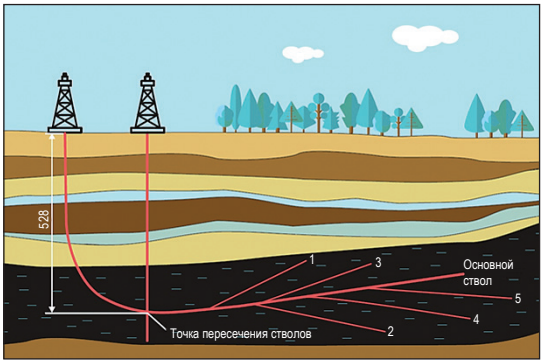


Рис. 3. **Схематичное расположение вертикальной скважины и многозабойной скважины с пятью ответвлениями**

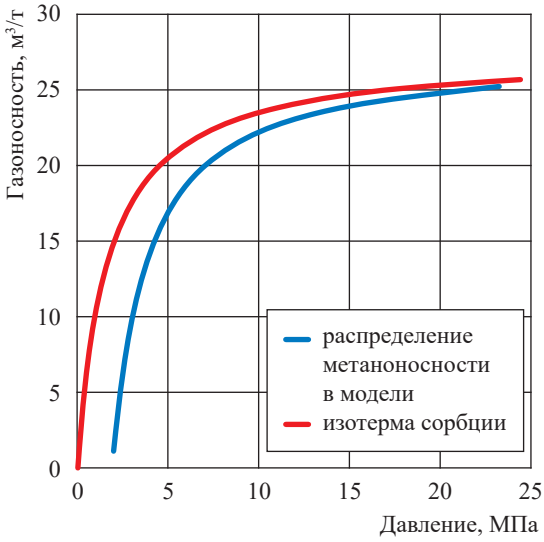


Рис. 4. **Изотерма сорбции и кривая изменения метаноносности для пласта 73-72**

Геолого-промысловые свойства угольных пластов, используемые при моделировании

Геолого-промысловый параметр	Значение	Тип модели	
		Пальмера – Мансури	Ши – Дурукана
Глубина залегания пласта (h), м	400…550		
φ_0, долей ед.	0,01	×	
p_L, МПа	1,51	×	×
Объем Ленгмюра (V_L), м³/т	25,6		
p_0, МПа	5,0	×	×
ν	0,35	×	×
E, МПа	3520	×	×
ε_L	0,0128	×	×
γ, МПа$^{-1}$	$1{,}2\cdot10^{-4}$	×	
f, долей ед.	0,5	×	
c_f, МПа$^{-1}$	0,0145		×

учтены при выполнении расчетов в локальной гидродинамической модели угольного пласта 73-72 Нарыкско-Осташкинского метаноугольного месторождения.

При подстановке данных таблицы в формулы (6)–(10) отношение текущей проницаемости к начальной вычисляется как функция пластового давления.

Для модели Пальмера – Мансури:

$$\frac{k}{k_0}=\left(1{,}2255+1{,}5393\cdot10^{-2}\,p-\frac{0{,}2608\,p}{1+0{,}6623\,p}\right)^3. \qquad (11)$$

Для модели Ши – Дурукана:

$$\frac{k}{k_0}=\exp\left(0{,}6549+2{,}3423\cdot10^{-2}\,p-\frac{0{,}6656\,p}{1+0{,}6623\,p}\right). \qquad (12)$$

На рис. 5 представлены графики зависимостей (11) и (12) для Нарыкско-Осташкинского метаноугольного месторождения.

Результаты моделирования показывают, что в горно-геологических условиях Нарыкско-Осташкиснкого метаноугольного месторождения процессы десорбции и диффузии метана

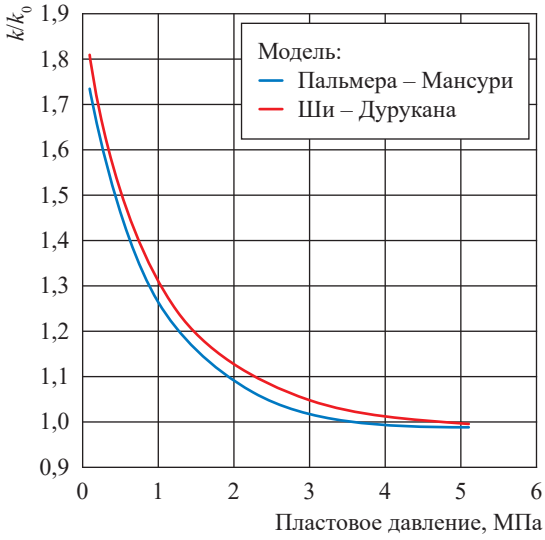
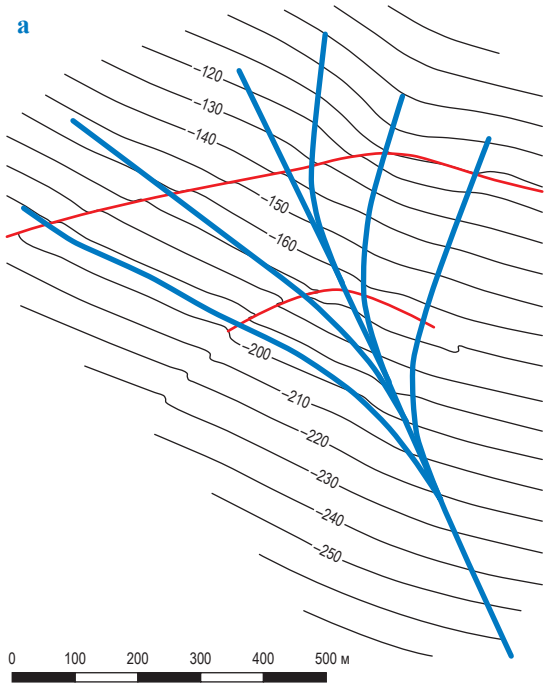


Рис. 5. **График изменения проницаемости с учетом сжимаемости системы трещин и усадки матрицы угля в условиях Нарыкско-Осташкинского метаноугольного месторождения**



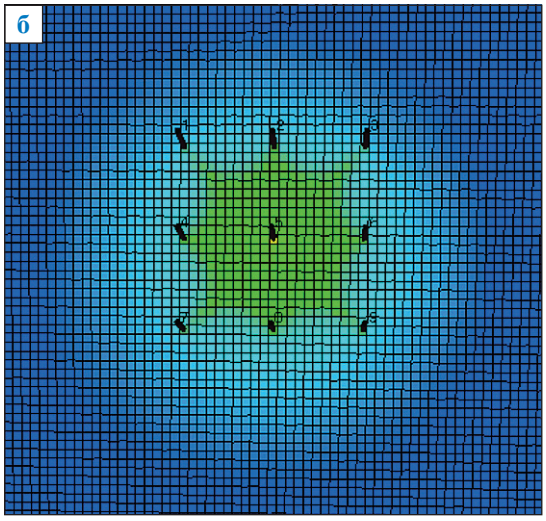


Рис. 6. **Системы разработки месторождения с применением многозабойной (а) и вертикальных (б) скважин с ГРП**

оказывают наиболеее существенное влияние на изменение проницаемости в сторону ее увеличения. При этом значения проницаемости увеличиваются практически в 2 раза при максимальных депрессиях на пласт, что показывает, что после вывода скважины на технологической режим эксплуатации изменение добычи метана из угольных пластов нужно осуществлять без последующего увеличения давления газа в скважине. При этом модели Ши – Дурукана и Пальмера – Мансури показывают хорошую сходимость при использовании в моделях разных геолого-промысловых параметров.

При гидродинамическом моделировании рассмотрены две системы разработки месторождения: 1) с применением многозабойной гидродинамически совершенной скважины с пятью боковыми стволами и общей проходкой по угольному пласту порядка 3000 м и 2) 9-точечная система скважин с расстояниями между скважинами 100 м. В качестве метода интенсификации в вертикальных или наклонно направленных скважинах предусматривается гидроразрыв пласта (ГРП), который моделируется с учетом значения скин-фактора, размеры блока сетки гидродинамической модели выбирают из условия, чтобы эффективный радиус скважины был меньше эквивалентного радиуса давления. Моделирование притока газа из скважин с ГРП осуществлялось путем задания отрицательного скин-фактора со значением минус 3.

Профили многозабойной скважины и системы вертикальных скважин с ГРП приведены на рис. 6.

По результатам гидродинамического моделирования работы скважин за 10-летний период отмечено увеличение добычных характеристик скважин (рис. 7, 8). Так, в модели работы многозабойной скважины прирост накопленной добычи составляет 12,0 %: 27,0 и 32,2 млн м^3

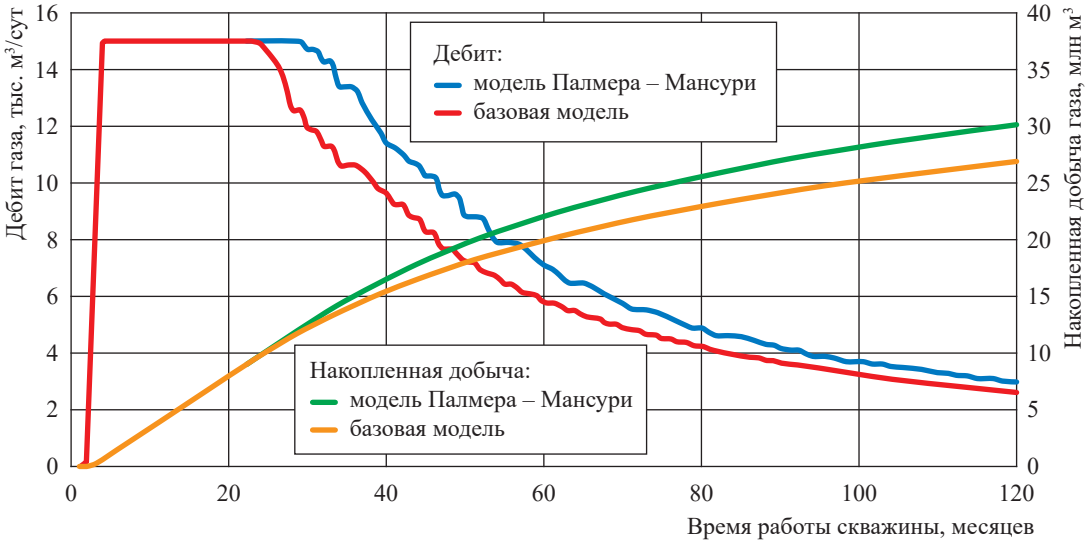


Рис. 7. **Технологические показатели работы многозабойной скважины, пробуренной по одному угольному пласту**

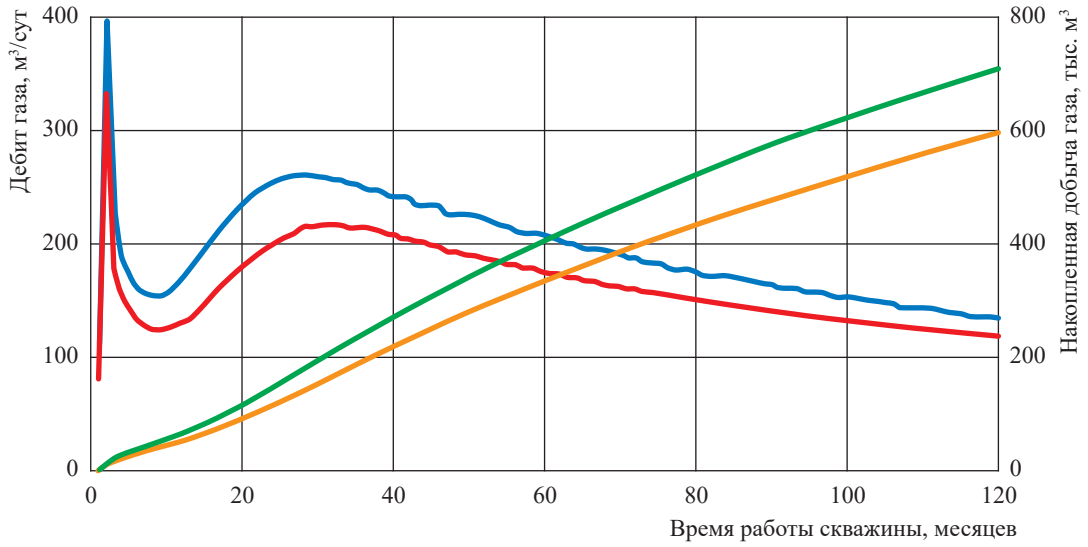


Рис. 8. **Технологические показатели работы единичной вертикальной скважины, вскрывающей один угольный пласт.** См. экспликацию на рис. 7

соответственно для исходной модели и модели Пальмера – Мансури. Для центральной скважины в системе вертикальных скважин накопленная добыча соответственно составила 596,8 и 710,3 тыс. м³, т.е. прирост – 19,0 %. При этом средний дебит изменяется на 12,0 % для многозабойной скважины, а изменение максимального дебита для вертикальной скважины составляет 19,1 %.

Существенным недостатком использования описанных выше моделей является невозможность учета процессов кольматации пластов мелкодисперсным угольным шламом, интенсивно возникающих на стадии освоения метаноугольных скважин.

***

Исходя из полученных результатов исследований можно сделать вывод о том, насколько важно при реализации проектов добычи метана из угольных пластов уметь не только определять фильтрационно-емкостные свойства угольных пластов в зависимости от горно-геологических условий их залегания при начальных условиях, но и прогнозировать их изменение в процессе эксплуатации скважин.

Прирост накопленной добычи газа с учетом процессов усадки матрицы вещества угля по гидродинамическим расчетам на локальных моделях может превышать 15 %.

Для реализации математических моделей, описывающих изменение фильтрационных свойств угольных пластов при активных процессах десорбции метана и фильтрации пластового флюида, требуется привлечение дополнительной информации о физико-механических свойствах угольных пластов, что заставляет задействовать расширенные комплексы лабораторных исследований керна (в приближении к пластовым термобарическим условиям) и дополнительные методы ГИС с применением волнового АКШ с кросс-дипольными источниками колебаний.

Список литературы

1. Кирильченко А.В. Методологические подходы к подсчету запасов метана в угольных пластах как нетрадиционных коллекторах / А.В. Кирильченко, В.Т. Хрюкин, Е.В. Швачко // Недропользование XXI век. – 2015. – № 2 (52). – С. 92–95.
2. Панина Л.В. Новейшее строение и развитие Нарыкско-Осташкинской площади (Южный Кузбасс) / Л.В. Панина, В.А. Зайцев, В.О. Михайлов // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2015. – № 1. – С. 20–26.
3. Васильев А.Н. Внедрение ударно-вращательного способа бурения и эффективных методов геолого-промысловых исследований при разведке метаноугольных месторождений / А.Н. Васильев, В.В. Шишляев, А.В. Кирильченко // Разведка и охрана недр. – 2014. – № 7. – С. 45–49.
4. Шарипов Б.И. Анализ применимости различных систем разработки метаноугольных залежей в горно-геологических условиях Нарыкско-Осташкинского метаноугольного месторождения / Б.И. Шарипов, Д.А. Сизиков, В.В. Шишляев и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2016. – № 4 (68). – С. 3–9.
5. Ян Ин. Анализ особенностей эксплуатации и эффективности применения U-образной скважины для добычи метана из угольных пластов / Ян Ин, М.П. Хайдина, Ван Хэнян // Газовая промышленность. – 2019. – № 2. – С. 44–50.
6. Gray I. Reservoir engineering in coal seams: Part 1: The physical process of gas storage and movement in coal seams / I. Gray // SPE Reservoir Engineering. – 1987. – № 2 (1). – С. 28–34.
7. Gerami A. A microfluidic framework for studying relative permeability in coal / A. Gerami, P. Mostaghimi, R.T. Armstrong, et al. // International Journal of Coal Geology. – 2016. – Т. 159. – С. 183–193. – DOI: 10.1016/j.coal.2016.04.002.
8. Feng R. Laboratory measurement of stress-dependent coal permeability using pulse-decay technique and flow modeling with gas depletion / R. Feng, S. Harplani, R. Pandey // Fuel. – 2016. – № 177. – С. 76–86.
9. Черепанский М.М. Моделирование эффектов изменения проницаемости угольных пластов при активных процессах десорбции метана и фильтрации пластового флюида / М.М. Черепанский, В.В. Шишляев // Горный журнал. – 2019. – № 10. – С. 89–92. – DOI: 10.17580/gzh.2019.10.13.
10. Palmer I. How permeability depends on stress and pore pressure in coalbeds, a new model / I. Palmer, J. Mansoori // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, Colorado, 1996. – SPE-36737-MS.
11. Seidle J. Fundamentals of coalbed methane reservoir engineering / J. Seidle. – PennWell Corporation, 2011. – 401 с.
12. Thakur P. Advanced reservoir and production engineering for coal bed methane / P. Thakur. – Gulf Professional Publishing, 2017. – 210 с.
13. Shi J.Q. Drawdown induced changes in permeability of coalbeds: a new interpretation of the reservoir response to primary recovery / J.Q. Shi, S.A. Duracan // Transport in porous media. – 2004. – № 56 (1). – С. 1–16.
14. Shi J.Q. Modelling laboratory horizontal stress and coal permeability data using S&D permeability model / J.Q. Shi, S.A. Duracan // International Journal of Coal Geology. – 2014. – № 131. – С. 172–176.

Modelling development of coalbed methane deposits systems in the light of coal matrix shrinkage and cracks compressibility

R.V. Kuznetsov[1], V.V. Shishlyayev[1*]

[1] Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy urban district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
[*] E-mail: V_Shishlyaev@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Modelling development of the bedded systems of the coalbed methane fields with complex structure of the porous-fissured volume requires consideration of elasticity of reservoir rocks and saturating fluids. When the wells open the reservoirs with natural fracturing, the rock compressibility factor (deformation properties) can ultimately affect the well performance. When exposing a bed and provoking the inflow of fluids by means of the in-situ pressure reduction, the yield stress increases inducing reduction of the elastic resistance to an upper rock mass, narrowing of crack openings, and decrease of reservoir permeability. On the other hand, in case of a coalbed when the in-situ pressure grows less the pressure of the initial desorption, there are the favorable conditions to break the thermodynamic balance necessary for existence of an occluded methane in the coal matter. Due to methane desorption and its further diffusion into a porous-fissured volume, the coal matter matrix shrinks, the micro cracks appear, and the permeability of the reservoir increases. The correspondent deformation processes are described with the rather complicated mathematical multiple-parameter models on the grounds of various geological and technical characteristics of the reservoirs and the physical-mechanical properties of coal. To realize the mathematical models describing dynamics of the coalbed filtration properties accompanied with active methane desorption and filtration of an in-situ fluid, the additional information on the physical-mechanical properties of the coalbed is needed. This factor requires the advanced laboratory core testing and the wide-band acoustic well logging with the cross-dipole oscillation sources.

The article estimates the effect of a coalbed reservoir cracks compressibility and the rock matrix shrinkage on the hydrodynamic processes during the methane in-situ production.

Keywords: coalbed methane deposit, coal bed, permeability, matrix shrinkage, compressibility of cracks, simulation.

References

1. KIRILCHENKO, A.V., V.T. KHRYUKIN, Ye.V. SHVACHKO. Methodological approaches to coalbed methane reserves estimation in light of the unconventional reservoir characteristics [Metodologicheskiye podkhody k podschetu zapasov metana v ugolnykh plastakh kak netraditsionnykh kollektorakh]. *Nedropolzovaniye XXI vek*, 2015, no. 2 (52), pp. 92–95, ISSN 1998-4685. (Russ.).
2. PANINA, L.V., V.A. ZAYTSEV, V.O. MIKHAYLOV. The Neotectonics and geodynamic development of the Naryk-Ostashkin area (South Kuznetsk basin) [Noveysheye stroyeniye i razvitiye Naryksko-Ostashkinskoy ploshchadi (Yuzhnyy Kuzbass)]. *Vestnik Moskovskogo universiteta. Seriya 4: Geologiya*, 2015, no. 1, pp. 20–26, ISSN 0579-9406. (Russ.).
3. VASILYEV, A.N., V.V. SHISHLYAYEV, A.V. KIKILCHENKO. Implantation of percussion-rotary drilling technology and effective methods of geological field research in exploration coalbed methane fields [Vnedreniye udarno-vrashchatelnogo sposoba bureniya i effektivnykh metodov geologo-promyslovykh issledovaniy pri razvedke metanougolnykh mestorozhdeniy]. *Razvedka i Okhrana Nedr*, 2014, no. 7, pp. 45–49, ISSN 0034-026X. (Russ.).
4. SHARIPOV, B.I., D.A. SIZIKOV, V.V. SHISHLYAYEV, et al. Applicability analysis of different schemes for coalbed methane deposits development in environs of Naryk-Ostashkin methane-coal field [Analiz primenimosti razlichnykh sistem razrabotki metanougolnykh zalezhey v gorno-geologicheskikh usloviyakh Naryksko-Ostashkinskogo metanougolnogo mestorozhdeniya]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*, 2016, no. 4, pp. 3–9, ISSN 2070-6820. (Russ.).
5. YANG YING, M.P. KHAYDINA, WANG HENGYANG. Analysis of the operation and efficiency of the u-shaped well for coalbed methane production [Analiz osobennostey ekspluatatsii i effektivnosti primeneniya U-obraznoy skvazhiny dlya dobychi metana iz ugolnykh plastov]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2019, no. 2, pp. 44–50, ISSN 0016-5581. (Russ.).
6. GRAY, I. Reservoir engineering in coal seams: Part 1: The physical process of gas storage and movement in coal seams. *SPE Reservoir Engineering*, 1987, no. 2(1), pp. 28–34, ISSN 0885-9248.
7. GERAMI, A., P. MOSTAGHIMI, R.T. ARMSTRONG, et al. A microfluidic framework for studying relative permeability in coal. *International Journal of Coal Geology*, 2016, vol. 159, pp. 183–193, ISSN 0166-5162. DOI: 10.1016/j.coal.2016.04.002.
8. FENG, R., S. HARPLANI, R. PANDEY. Laboratory measurement of stress-dependent coal permeability using pulse-decay technique and flow modeling with gas depletion. *Fuel*, 2016, no. 177, pp. 76–86, ISSN 0016-2361.

9. CHEREPANSKIY, M.M., V.V. SHISHLYAEV. Modeling permeability variation in coal seams during active desorption of methane and flow of formation fluid [Modelirovaniye effektov izmeneniya pronitsayemosti ugolnykh plastov pri aktivnykh protsessakh desorbtsii metana i filtratsii plastovogo flyuida]. *Gornyi Zhurnal*, no. 2019, no. 10, pp. 89–92. ISSN 0017-2278. DOI: 10.17580/gzh.2019.10.13. (Russ.).
10. PALMER, I., J. MANSOORI. How permeability depends on stress and pore pressure in coalbeds, a new model. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Denver, Colorado, 1996, SPE-36737-MS.
11. SEIDLE, J. *Fundamentals of coalbed methane reservoir engineering*. PennWell Corporation, 2011.
12. THAKUR, P. *Advanced reservoir and production engineering for coal bed methane.* Gulf Professional Publishing, 2017.
13. SHI, J.Q., S.A. DURACAN. Drawdown induced changes in permeability of coalbeds: a new interpretation of the reservoir response to primary recovery. *Transport in porous media*, 2004, no. 56(1), pp. 1–16, ISSN 0169-3913.
14. SHI, J.Q., S.A. DURACAN. Modelling laboratory horizontal stress and coal permeability data using S&D permeability model. *International Journal of Coal Geology*, 2014, no. 131, pp. 172–176, ISSN 0166-5162.

Сведения об авторах

Александров Игорь Станиславович	к.т.н., заведующий кафедрой Калининградского государственного технического университета. E-mail: igor.aleksandrov@klgtu.ru
Алексеев Владислав Васильевич	аспирант Сколковского института науки и технологий. E-mail: Vladislav.Alekseev@skoltech.ru
Арушанян Рубен Рафаэлович	старший преподаватель Кубанского государственного технологического университета. E-mail: rubenarushanyan@gmail.com
Базаев Ахмед Рамазанович	д.т.н., главный научный сотрудник Института проблем геотермии – филиала Объединенного института высоких температур Российской академии наук. E-mail: emilbazaev@gmail.com
Базаев Эмиль Ахмедович	к.т.н., ведущий научный сотрудник Института проблем геотермии – филиала Объединенного института высоких температур Российской академии наук. E-mail: emilbazaev@gmail.com
Бакин Дмитрий Александрович	начальник Лаборатории проектирования разработки перспективных объектов НПТР Отделения разработки и эксплуатации месторождений НПТР (г. Тюмень) Центра разработки и эксплуатации месторождений НПТР ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: D_Bakin@vniigaz.gazprom.ru
Белалов Владислав Равильевич	к.т.н., доцент кафедры физики Национального исследовательского университета «МЭИ» в г. Смоленске. E-mail: nio332@yandex.ru
Гайдаш Юлия Михайловна	бизнес-аналитик ООО «Ригла». E-mail: YUM_GAIDASH@rigla.ru
Герасимов Анатолий Алексеевич	д.т.н., профессор Калининградского государственного технического университета. E-mail: anatoliy.gerasimov@klgtu.ru
Григорьев Борис Афанасьевич	д.т.н., чл.-корр. РАН, начальник Отдела ученого совета ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: B_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
Григорьев Евгений Борисович	д.т.н., заместитель начальника Московского центра исследования пластовых систем (керн и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: E_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
Гридин Александр Дмитриевич	заместитель начальника Испытательной лаборатории Отделения экспериментальных исследований Опытно-экспериментального центра (п. Развилка) ООО «Газпром «ВНИИГАЗ». E-mail: A_Gridin@vniigaz.gazprom.ru
Еланский Михаил Юрьевич	начальник Отдела моделирования месторождений и интерпретации геолого-геофизических исследований НПФ «Инжиниринговый центр» ООО «Газпром недра». E-mail: my.elansky@gazpromnedra.ru
Жуков Виталий Семёнович	д.т.н., главный научный сотрудник Института физики Земли имени О.Ю. Шмидта РАН. E-mail: zhukov@ifz.ru
Зайченко Виктор Михайлович	д.т.н., заведующий Лабораторией распределенной генерации Объединенного института высоких температур Российской академии наук. E-mail: office@ihed.ras.ru

Иванин Олег Александрович	к.т.н., научный сотрудник Объединенного института высоких температур Российской академии наук. E-mail: oleggin2006@yandex.ru
Истомин Владимир Александрович	д.х.н., профессор, главный научный сотрудник Лаборатории промысловых газогидратных, адсорбционных и мембранных технологий Центра промысловых технологий добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ», сотрудник Сколковского института науки и технологий «Сколтех». E-mail: v_istomin@vniigaz.gazprom.ru
Казарян Валентина Петровна	к.т.н., научный сотрудник ООО «Газпром «ВНИИГАЗ». E-mail: K_Kazaryan@vniigaz.gazprom.ru
Касперович Александр Геннадьевич	ведущий инженер-технолог Инженерно-технического центра ООО «Газпром переработка». E-mail: KasperovichAG@gpp.gazprom.ru
Квон Валерий Герасимович	к.т.н., начальник Лаборатории промысловых газогидратных, адсорбционных и мембранных технологий Центра промысловых технологий добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: v_kwon@vniigaz.gazprom.ru
Козлова Елена Владимировна	к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник Сколковского института науки и технологий. E-mail: E.Kozlova@skoltech.ru
Колесников Борис Петрович	к.т.н., доцент Кубанского государственного технологического университета. E-mail: shtale@yandex.ru
Корнилов Антон Сергеевич	студент-интерн ООО «ТКШ». E-mail: akornilov@slb.com
Коробков Дмитрий Александрович	к.т.н., старший научный сотрудник ООО «ТКШ». E-mail: dkorobkov@slb.com
Коротеев Дмитрий Анатольевич	к.ф.-м.н., профессор Сколковского института науки и технологий, генеральный директор ООО «Диджитал Петролеум». E-mail: D.Koroteev@skoltech.ru
Костиков Сергей Леонидович	заместитель начальника Управления – начальник отдела ПАО «Газпром». E-mail: S.Kostikov@adm.gazprom.ru
Костина Юлия Вадимовна	д.х.н., доцент, ученый секретарь Института нефтехимического синтеза им. А.В. Топчиева РАН. E-mail: julia@ips.ac.ru
Кузнецов Роман Валерьевич	научный сотрудник Лаборатории анализа и проектирования разработки Уренгойского месторождения Отделения разработки и эксплуатации месторождений Большого Уренгоя Центра разработки и эксплуатации месторождений НПТР ООО «Газпром «ВНИИГАЗ». E-mail: R_Kuznetsov@vniigaz.gazprom.ru
Леушина Евгения Андреевна	к.х.н., старший научный сотрудник Сколковского института науки и технологий. E-mail: e.leushina@skoltech.ru
Лобанова Анна Николаевна	заместитель начальника Центра технологий хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: a_lobanova@vniigaz.gazprom.ru
Люгай Андрей Дмитриевич	младший научный сотрудник Лаборатории комплексных исследований углеводородных систем Московского центра исследования пластовых систем (керн и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: AndreyLyugai@vniigaz.gazprom.ru

Люгай Антон Дмитриевич	заместитель начальника Лаборатории методико-аналитического сопровождения эксплуатации месторождений Отделения мониторинга и сопровождения эксплуатации месторождений Центра мониторинга и сопровождения эксплуатации месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: ADLyugai@vniigaz.gazprom.ru
Магомадов Алексей Сайпудинович	д.т.н., профессор Кубанского государственного технологического университета. E-mail: shtale@yandex.ru
Макеенкова Ольга Андреевна	к.т.н., ассистент в Филиале ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске. E-mail: fizmat@smolgu.ru
Малышев Сергей Владимирович	ведущий научный сотрудник Лаборатории физического моделирования многофазных процессов Московского центра исследования пластовых систем (керн и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: S_Malyshev@vniigaz.gazprom.ru
Михайловский Александр Артемович	д.т.н., главный научный сотрудник Лаборатории контроля эксплуатации ПХГ Центра технологий хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Mikhailovsky@vniigaz.gazprom.ru
Молчанов Дмитрий Анатольевич	к.т.н., научный сотрудник Лаборатории распределенной генерации Объединенного института высоких температур Российской академии наук. E-mail: dmitriy.molchanov13@gmail.com
Муравлева Екатерина Анатольевна	к.ф.-м.н., старший научный сотрудник Сколковского института науки и технологий, старший эксперт по машинному обучению ООО «Диджитал Петролеум». E-mail: E.Muravleva@skoltech.ru
Муратова Эльвира Женишбековна	аспирант Сколковского института науки и технологий. E-mail: Elvira.Muratova@skoltech.ru
Наренков Роман Юрьевич	старший научный сотрудник Лаборатории комплексных исследований углеводородных систем Московского центра исследования пластовых систем (керн и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: R_Narenkov@vniigaz.gazprom.ru
Николаев Олег Валерьевич	заместитель начальника Лаборатории моделирования газожидкостных потоков в системах добычи Центра промысловых технологий добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: O_Nikolaev@vniigaz.gazprom.ru
Оводов Сергей Олегович	старший научный сотрудник Лаборатории технологий ПХГ Центра технологий хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: S_Ovodov@vniigaz.gazprom.ru
Омельченко Олег Анатольевич	научный сотрудник Лаборатории анализа эксплуатации промысловых объектов Отделения мониторинга и сопровождения эксплуатации месторождений (г. Тюмень) Центра мониторинга и сопровождения эксплуатации месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: OmelchenkoOA@tngg.ru
Орлов Денис Михайлович	к.ф.-м.н., старший научный сотрудник Сколковского института науки и технологий, директор по развитию ООО «Диджитал Петролеум». E-mail: D.Orlov@skoltech.ru
Османова Баджиханум Камильевна	научный сотрудник Лаборатории теплофизики и возобновляемой энергетики Института проблем геотермии – филиала Объединенного института высоких температур Российской академии наук. E-mail: badji@mail.ru

Парфёнова Наталья Михайловна	старший научный сотрудник Лаборатории комплексных исследований углеводородных систем Московского центра исследования пластовых систем (керн и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: N_Parfenova@vniigaz.gazprom.ru
Петрова Юлия Юрьевна	к.х.н., доцент, директор Института естественных и технических наук Сургутского государственного университета. E-mail: petrova_juju@surgu.ru
Пиманов Владислав Олегович	аспирант Сколковского института науки и технологий. E-mail: Vladislav.Pimanov@skoltech.ru
Плетнева Вера Анатольевна	к.ф.-м.н., научный сотрудник ООО «ТКШ». E-mail: vpletneva@slb.com
Пономарева Екатерина Алексеевна	к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории комплексных исследований кернового материала Московского центра исследования пластовых систем (керн и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: E_Ponomareva@vniigaz.gazprom.ru
Пятахин Михаил Валентинович	д.ф.-м.н., главный научный сотрудник Лаборатории технологий ПХГ Центра технологий хранения газа ООО «Газпром «ВНИИГАЗ». E-mail: M_Pyatakhin@vniigaz.gazprom.ru
Радаев Андрей Викторович	к.т.н., старший научный сотрудник Центра цифровых технологий Института прикладных исследований Академии наук Республики Татарстан. E-mail: radaev_neftianik@mail.ru
Рогалев Максим Сергеевич	к.т.н., заместитель начальника Тюменского центра исследования пластовых систем (керн и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: m_rogalev@vniigaz.gazprom.ru
Рычков Дмитрий Александрович	начальник Лаборатории создания цифровых технологических моделей новых месторождений Центра технико-технологических решений по освоению новых месторождений (г. Тюмень) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: D_Rychkov@vniigaz.gazprom.ru
Рябов Дмитрий Юрьевич	оператор по добыче нефти и газа ОАО «Севернефтегазпром». E-mail: ryabov89dy@gmail.com
Сабирзянов Айдар Назимович	д.т.н., заместитель директора по науке и инновационной деятельности – Руководство № 1 ПИ «Союзхимпромпроект» ФГБОУ ВО «КНИТУ». E-mail: SabirzanovAN@cxpp.ru
Саранчин Николай Викторович	к.ф.-м.н., главный специалист Тюменского центра исследования пластовых систем (керн и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: n_saranchin@vniigaz.gazprom.ru
Сафонов Илья Владимирович	к.т.н., старший научный сотрудник ООО «ТКШ». E-mail: isafonov@slb.com
Семенов Антон Павлович	к.т.н., ведущий научный сотрудник, доцент РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. E-mail: semyonovanton@mail.ru
Сергеева Дарья Викторовна	к.т.н., научный сотрудник Лаборатории промысловых газогидратных, адсорбционных и мембранных технологий Центра промысловых технологий добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ», сотрудник Сколковского института науки и технологий «Сколтех». E-mail: d.sergeeva@skoltech.ru
Середа Николай Елисеевич	к.т.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории технологий эксплуатации скважин и сопровождения ГТМ Центра промысловых технологий добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: N_Sereda@vniigaz.gazprom.ru

Спасенных Михаил Юрьевич	к.х.н., директор Центра добычи углеводородов Сколковского института науки и технологий. E-mail: m.spasennykh@skoltech.ru
Стукан Михаил Реональдович	к.ф.-м.н., начальник исследовательского отдела ООО «ТКШ». E-mail: mstukan@slb.com
Таныкова Наталья Геннадьевна	младший научный сотрудник Сургутского государственного университета. E-mail: tanykova_ng@surgu.ru
Тарасова Анастасия Михайловна	техник Отдела моделирования месторождений и интерпретации геолого-геофизических исследований НПФ «Инжиниринговый центр» ООО «Газпром недра». E-mail: am.tarasova@gazpromnedra.ru
Толордава Елена Алексеевна	младший научный сотрудник Лаборатории проектирования разработки перспективных объектов НПТР Отделения разработки и эксплуатации месторождений НПТР (г. Тюмень) Центра разработки и эксплуатации месторождений НПТР ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: E_Tolordava@vniigaz.gazprom.ru
Тройникова Анна Александровна	научный сотрудник Лаборатории промысловых газогидратных, адсорбционных и мембранных технологий Центра промысловых технологий добычи ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: a_troynikova@vniigaz.gazprom.ru
Украинцева Дарья Евгеньевна	заместитель начальника Лаборатории анализа эксплуатации промысловых объектов Отделения мониторинга и сопровождения эксплуатации месторождений (г. Тюмень) Центра мониторинга и сопровождения эксплуатации месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: D_Ukraintseva@vniigaz.gazprom.ru
Умарбеков Рахимбек Отабек угли	научный сотрудник ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: R_Umarbekov@vniigaz.gazprom.ru
Фатеев Дмитрий Георгиевич	заместитель начальника Корпоративного научно-технического центра освоения новых месторождений и участков недр ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: D_Fateev@vniigaz.gazprom.ru
Федулов Дмитрий Михайлович	заместитель начальника Лаборатории промысловых низкотемпературных процессов Центра промысловых технологий добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: D_Fedulov@vniigaz.gazprom.ru
Хан Сергей Александрович	заместитель начальника Департамента – начальник Управления ПАО «Газпром». E-mail: S.Khan@adm.gazprom.ru
Цуркова Людмила Михайловна	старший научный сотрудник Лаборатории анализа эксплуатации промысловых объектов Отделения мониторинга и сопровождения эксплуатации месторождений (г. Тюмень) Центра мониторинга и сопровождения эксплуатации месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: L_Tsurkova@vniigaz.gazprom.ru
Чикризов Алексей Иванович	ведущий инженер Лаборатории технологий эксплуатации скважин и сопровождения ГТМ Центра промысловых технологий добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Chikrizov@vniigaz.gazprom.ru
Шевцов Александр Григорьевич	геолог по разработке месторождений Отдела геологии, разработки месторождений и контроля за строительством скважин ООО «Газпром добыча Кузнецк». E-mail: a.shevtsov@gazpromdk.ru

Шишляев Виктор Владимирович	начальник Лаборатории геолого-технологического моделирования и мониторинга разработки месторождений ТРИЗ Центра геологического сопровождения разработки месторождений Европейской части и Западной Сибири ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: V_Shishlyaev@vniigaz.gazprom.ru
Шулепин Сергей Александрович	ведущий научный сотрудник Лаборатории технологий ПХГ Центра технологий хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: S_Shulepin@vniigaz.gazprom.ru
Якомчук Иван Викторович	к.ф.-м.н., начальник исследовательского отдела ООО «ТКШ». E-mail: iyakimchuk@slb.com

Information about the authors

Aleksandrov Igor Stanislavovich	candidate of engineering, head of a chair at Kaliningrad State Technical University. E-mail: igor.aleksandrov@klgtu.ru
Alekseyev Vladislav Vasilyevich	postgraduate student of the Skolkovo Institute of Science and Technology. E-mail: Vladislav.Alekseev@skoltech.ru
Arushanyan Ruben Rafaelovich	senior lecturer at Kuban State University of Technology. E-mail: rubenarushanyan@gmail.com
Bakin Dmitriy Aleksandrovich	head of the Laboratory for designing development of promising objects in Nadym-Pur-Taz region in the Division for development and operation of Nadym-Pur-Taz fields (Tyumen) of the Center for development and operation of Nadym-Pur-Taz fields at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: D_Bakin@vniigaz.gazprom.ru
Bazayev Akhmed Ramazanovich	doctor of engineering, chief research associate at the Institute of Geothermal and Renewable Energy Problems – Makhachkala subsidiary of the Joint Institute for High Temperatures of RAS. E-mail: emilbazaev@gmail.com
Bazayev Emil Akhmedovich	candidate of engineering, leading research associate at the Institute of Geothermal and Renewable Energy Problems – Makhachkala subsidiary of the Joint Institute for High Temperatures of RAS. E-mail: emilbazaev@gmail.com
Belalov Vladislav Ravilyevich	candidate of engineering, assistant professor at the Physics chair at the Smolensk branch of National research university "MPEI". E-mail: nio332@yandex.ru
Chirkizov Aleksey Ivanovich	leading engineer in the Laboratory for well operation technologies and support of geotechnical jobs of the Center for field gas production technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Chikrizov@vniigaz.gazprom.ru
Fateyev Dmitriy Georgiyevich	deputy head of the Corporate scientific-technical center for development of new fields and subsoil sites at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: D_Fateev@vniigaz.gazprom.ru
Fedulov Dmitriy Mikhaylovich	deputy head of the Laboratory for field low-temperature processes in the Center for field gas production technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: D_Fedulov@vniigaz.gazprom.ru
Gaydash Yulia Mikhaylovna	business analyst at the Rigla LLC. E-mail: YUM_GAIDASH@rigla.ru
Gerasimov Anatoliy Alekseyevich	doctor of engineering, professor of Kaliningrad State Technical University. E-mail: anatoliy.gerasimov@klgtu.ru
Gridin Aleksandr Dmitriyevich	deputy head of the Test laboratory of the Division for experimental studies in the Center for pilot tests (Razvilka) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Gridin@vniigaz.gazprom.ru
Grigoryev Boris Afanasyevich	doctor of engineering, correspondent member of RAS, head of the Scientific council division at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: B_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
Grigoryev Yevgeniy Borisovich	doctor of engineering, deputy head of the Moscow center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ. E-mail: E_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
Istomin Vladimir Aleksandrovich	doctor of chemistry, professor, chief research associate in the Laboratory for field gas-hydrate, adsorption and membrane technologies of the Center for field gas production technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC, employee of the Skolkovo Institute of Science and Technology. E-mail: v_istomin@vniigaz.gazprom.ru
Ivanin Oleg Aleksandrovich	candidate of engineering, research associate at the Joint Institute for High Temperatures of the Russian Academy of Sciences. E-mail: oleggin2006@yandex.ru

Kasperovich Aleksandr Gennadyevich	leading process engineer at the Engineering-Technical Center of the Gazprom Pererabotka LLC. E-mail: KasperovichAG@gpp.gazprom.ru
Kazaryan Valentina Petrovna	candidate of engineering, research associate at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: K_Kazaryan@vniigaz.gazprom.ru
Khan Sergey Aleksandrovich	deputy head of a Department – head of an Administration at the Gazprom PJSC. E-mail: S.Khan@adm.gazprom.ru
Kolesnikov Boris Petrovich	candidate of engineering, assistant professor at Kuban State University of Technology. E-mail: shtale@yandex.ru
Kornilov Anton Sergeyevich	intern student in the LLC “TCS”. E-mail: akornilov@slb.com
Korobkov Dmitriy Aleksandrovich	candidate of engineering, senior research associate in the LLC “TCS”. E-mail: dkorobkov@slb.com
Koroteyev Dmitriy Anatolyevich	candidate of physics and mathematics, professor at the Skolkovo Institute of Science and Technology, general director of the Digital Petroleum LLC. E-mail: D.Koroteev@skoltech.ru
Kostikov Sergey Leonidovich	deputy head of an administration – head of a division at the Gazprom PJSC. E-mail: S.Kostikov@adm.gazprom.ru
Kostina Yulia Vladimirovna	doctor of chemistry, assistant professor, academician secretary of the A.V. Topchiev Institute of Petrochemical Synthesis. E-mail: julia@ips.ac.ru
Kozlova Yelena Vladimirovna	candidate of geology and mineralogy, leading research associate at the Skolkovo Institute of Science and Technology. E-mail: E.Kozlova@skoltech.ru
Kuznetsov Roman Valeryevich	research associate in the Laboratory for analysis and designing development of Urengoy field of the Division for development and operation of the Big Urengoy deposits in the Center for development and operation of Nadym-Pur-Taz fields at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: R_Kuznetsov@vniigaz.gazprom.ru
Kvon Valeriy Gerasimovich	candidate of engineering, head of the Laboratory for field gas-hydrate, adsorption and membrane technologies of the Center for field production technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: v_kwon@vniigaz.gazprom.ru
Leushina Yevgeniya Andreyevna	candidate of chemistry, senior research associate at the Skolkovo Institute of Science and Technology. E-mail: e.leushina@skoltech.ru
Lobanova Anna Nikolayevna	deputy head of the Center for technologies of gas storing at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: a_lobanova@vniigaz.gazprom.ru
Lyugay Andrey Dmitriyevich	junior research associate in the Laboratory for complex research of hydrocarbon systems of the Moscow center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: AndreyLyugai@vniigaz.gazprom.ru
Lyugay Anton Dmitriyevich	deputy head of the Laboratory for methodical and analytical support of field operation of the Division for monitoring and field operation support in the Center for monitoring and field operation support at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: ADLyugai@vniigaz.gazprom.ru
Magomadov Aleksey Saypudinovich	doctor of engineering, professor at Kuban State University of Technology. E-mail: shtale@yandex.ru
Makeyenkova Olga Andreyevna	candidate of engineering, assistant tutor at the Smolensk Branch of National Research University “MPEI”. E-mail: fizmat@smolgu.ru

Malyshev Sergey Vladimirovich	leading research associate in the Laboratory for physical modelling of multiphase processes of the Moscow center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: S_Malyshev@vniigaz.gazprom.ru
Mikhaylovskiy Aleksandr Artemovich	doctor of engineering, chief research associate in the Laboratory for UGS operation control of the Center for technologies of gas storing at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Mikhailovsky@vniigaz.gazprom.ru
Molchanov Dmitriy Anatolyevich	candidate of engineering, research associate in the Laboratory for distributed generation at the Joint Institute for High Temperatures of the Russian Academy of Sciences. E-mail: dmitriy.molchanov13@gmail.com
Muratova Elvira Zhenishbekovna	postgraduate student of the Skolkovo Institute of Science and Technology. E-mail: Elvira.Muratova@skoltech.ru
Muravleva Yekaterina Anatolyevna	candidate of physics and mathematics, senior research associate at the Skolkovo Institute of Science and Technology, senior expert on computer learning at the Digital Petroleum LLC. E-mail: E.Muravleva@skoltech.ru
Narenkov Roman Yuryevich	senior research associate in the Laboratory for complex research of hydrocarbon systems of the Moscow center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: R_Narenkov@vniigaz.gazprom.ru
Nikolayev Oleg Valeryevich	deputy head of the Laboratory for modelling gas-liquid flows in gas production systems in the Center for field gas production technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: O_Nikolaev@vniigaz.gazprom.ru
Omelchenko Oleg Anatolyevich	research associate in the Laboratory for analysis of field facilities operation of the Division for monitoring and field operation support (Tyumen) in the Center for monitoring and field operation support at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: OmelchenkoOA@tngg.ru
Orlov Denis Mikhaylovich	candidate of physics and mathematics, senior research associate at the Skolkovo Institute of Science and Technology, director on development of the Digital Petroleum LLC. E-mail: D.Orlov@skoltech.ru
Osmanova Badzhikhanum Kamilyevna	research associate at the Laboratory for thermal physics and renewable energy engineering at the Institute of Geothermal and Renewable Energy Problems – Makhachkala subsidiary of the Joint Institute for High Temperatures of RAS. E-mail: badji@mail.ru
Ovodov Sergey Olegovich	senior research associate in the Laboratory for UGS technologies of the Center for technologies of gas storing at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: S_Ovodov@vniigaz.gazprom.ru
Parfenova Natalya Mikhailovna	senior research associate in the Laboratory for complex research of hydrocarbon systems of the Moscow center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: N_Parfenova@vniigaz.gazprom.ru
Petrova Yulia Yuryevna	candidate of chemistry, assistant professor, director of the Institute for natural and technical sciences at the Surgut State University. E-mail: petrova_juju@surgu.ru
Pimanov Vladislav Olegovich	postgraduate student of the Skolkovo Institute of Science and Technology. E-mail: Vladislav.Pimanov@skoltech.ru
Pletneva Vera Anatolyevna	candidate of physics and mathematics, research associate in the LLC “TCS”. E-mail: vpletneva@slb.com
Ponomareva Yekaterina Alekseyevna	candidate of geology and mineralogy, leading research associate in the Laboratory for complex research of core in the Moscow center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: E_Ponomareva@vniigaz.gazprom.ru

Pyatakhin Mikhail Valentinovich	doctor of physics and mathematics, chief research associate in the Laboratory for UGS technologies of the Center for technologies of gas storing at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: M_Pyatakhin@vniigaz.gazprom.ru
Radayev Andrey Viktorovich	candidate of engineering, senior research associate in the Center for digital technologies at the TAS Institute of Advanced Studies. E-mail: radaev_neftianik@mail.ru
Rogalev Maksim Sergeyevich	candidate of engineering, deputy head of the Tyumen center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: m_rogalev@vniigaz.gazprom.ru
Ryabov Dmitriy Yuryevich	operator of oil and gas production at the Severneftegazprom OJSC. E-mail: ryabov89dy@gmail.com
Rychkov Dmitriy Aleksandrovich	head of the Laboratory for designing digital technological simulators of new fields in the Center for technological solutions on development of new fields (Tyumen) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: D_Rychkov@vniigaz.gazprom.ru
Sabirzyanov Aydar Nazimovich	doctor of engineering, deputy director on science and innovations – Administration no. 1 of PI "Soyuzkhimproyekt" at Kazan National Research Technological University. E-mail: SabirzanovAN@cxpp.ru
Safonov Ilya Vladimirovich	candidate of engineering, senior research associate in the LLC "TCS". E-mail: isafonov@slb.com
Saranchin Nikolay Viktorovich	candidate of physics and mathematics, chief specialist of the Tyumen center for research of bedded systems (core and fluids) Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: n_saranchin@vniigaz.gazprom.ru
Semenov Anton Pavlovich	candidate of engineering, leading research associate, associate professor at National University of Oil and Gas «Gubkin University». E-mail: semyonovanton@mail.ru
Sereda Nikolay Yeliseyevich	candidate of engineering, leading research associate in the Laboratory for well operation technologies and support of geotechnical jobs of the Center for field gas production technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: N_Sereda@vniigaz.gazprom.ru
Sergeyeva Darya Viktorovna	candidate of chemistry, research associate in the Laboratory for field gas-hydrate, adsorption and membrane technologies of the Center for field gas production technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC, employee of the Skolkovo Institute of Science and Technology. E-mail: d.sergeeva@skoltech.ru
Shevtsov Aleksandr Grigoryevich	field development geologist in the Depertment for geology, field development and well construction control at the Gazprom Dobycha Kuznetsk LLC. E-mail: a.shevtsov@gazpromdk.ru
Shishlyayev Viktor Vladimirovich	head of the Laboratory for geological and process simulation and monitoring of development for deposits of the hard-to-recover reserves in the Center for geological support of field development in European Russia and West Siberia at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: V_Shishlyaev@vniigaz.gazprom.ru
Shulepin Sergey Aleksandrovich	leading research associate in the Laboratory for UGS technologies of the Center for technologies of gas storing at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: S_Shulepin@vniigaz.gazprom.ru
Spasennykh Mikhail Yuryevich	candidate of chemistry, director of the Hydrocarbon production center at the Skolkovo Institute of Science and Technology. E-mail: m.spasennykh@skoltech.ru
Stukan Mikhail Reonaldovich	candidate of physics and mathematics, head of a research department in the LLC "TCS". E-mail: mstukan@slb.com
Tanykova Natalya Gennadyevna	junior research associate at the Surgut State University. E-mail: tanykova_ng@surgu.ru

Tarasova Anastasiya Mikhaylovna	technician of the Department for field simulation and logging data interpretation in the Engineering center at the Gazprom Nedra LLC. E-mail: am.tarasova@gazpromnedra.ru
Tolordava Yelena Alekseyevna	junior research associate in the Laboratory for designing development of promising objects in Nadym-Pur-Taz region in the Division for development and operation of Nadym-Pur-Taz fields (Tyumen) of the Center for development and operation of Nadym-Pur-Taz fields at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: E_Tolordava@vniigaz.gazprom.ru
Troynikova Anna Aleksandrovna	research associate in the Laboratory for field gas-hydrate, adsorption and membrane technologies of the Center for field production technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: a_troynikova@vniigaz.gazprom.ru
Tsurkova Lyudmila Mikhaylovna	senior research associate in the Laboratory for analysis of field facilities operation of the Division for monitoring and field operation support (Tyumen) in the Center for monitoring and field operation support at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: L_Tsurkova@vniigaz.gazprom.ru
Ukraintseva Darya Yevgenyevna	deputy head of the Laboratory for analysis of field facilities operation of the Division for monitoring and field operation support (Tyumen) in the Center for monitoring and field operation support at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: D_Ukraintseva@vniigaz.gazprom.ru
Umarbekov Rakhimbek Otabek ugli	research associate at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: R_Umarbekov@vniigaz.gazprom.ru
Yakimchuk Ivan Viktorovich	candidate of physics and mathematics, head of a research department in the LLC “TCS”. E-mail: iyakimchuk@slb.com
Yelanskiy Mikhail Yuryevich	head of the Department for field simulation and logging data interpretation in the Engineering center at the Gazprom Nedra LLC. E-mail: my.elansky@gazpromnedra.ru
Zaychenko Viktor Mikhaylovich	doctor of engineering, head of the Laboratory for distributed generation at the Joint Institute for High Temperatures of the Russian Academy of Sciences. E-mail: office@ihed.ras.ru
Zhukov Vitaliy Semenovich	doctor of engineering, chief research associate at the Schmidt Institute of Physics of the Earth of the Russian Academy of Sciences. E-mail: zhukov@ifz.ru